

# **Systemübergreifende optimale dezentrale Hybridspeicher-4- Industrie & Gewerbe**

Symbiose-4-IuG

C. Maier, S. Nemeč-Begluk,  
H. Heimberger, W. Gawlik,  
I. Leobner, K. Ponweiser,  
F. Koidl, H. Buzanich

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

**16/2019**

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

### **Impressum**

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

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

Auszugsweise Abdruck ist nur mit Quellenangabe gestattet. Es wird darauf verwiesen, dass alle Angaben in dieser Publikation trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung der Republik Österreich und der Autorin/des Autors ausgeschlossen ist. Nutzungsbestimmungen:

<https://nachhaltigwirtschaften.at/de/impressum/>

# Systemübergreifende optimale dezentrale Hybridspeicher-4- Industrie & Gewerbe

Symbiose-4-luG

Prof. Dr.-Ing Wolfgang Gawlik, DI Christoph Maier,  
DI Sabina Nemeč-Begluč, DI Dr.techn. Markus Heimberger, M.A.  
TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

Ao.Univ.Prof. Dr.techn. Karl Ponweiser, DI Dr.techn. Ines Leobner  
TU Wien, Institut für Energietechnik und Thermodynamik

DI (FH) Friedrich Koidl  
MPREIS Warenvertriebs GmbH

DI Hannes Buzanich, DI (HTL) Reinhard Nennung  
Vorarlberger Energienetze GmbH

Wien, Juni 2018

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie



## **Vorbemerkung**

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

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

DI Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie



# Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	17
1.1	Aufgabenstellung.....	17
1.2	Stand der Technik.....	19
1.3	Verwendete Methoden.....	21
2	Last und Erzeugungsprofilanalyse der Industrie- und Gewerbekunden .....	24
2.1	Elektrischer Verbrauch.....	25
2.1.1	Lastprofile Supermärkte .....	26
2.1.2	Industrie- und Gewerbekundeneinbindung .....	29
2.1.3	Elektromobilität.....	31
2.2	Thermischer Verbrauch .....	35
2.3	Erzeugung .....	37
2.3.1	Photovoltaik.....	37
2.3.2	Müllverbrennung.....	39
2.3.3	Repräsentative Wochenauswahl .....	39
3	Netzanalyse und Bestimmung der Kopplungspunkte.....	42
3.1	Elektrisches Netz.....	43
3.1.1	Ursprüngliche Netzbasis.....	43
3.1.2	Netzreduktion .....	44
3.1.3	Netzanpassungen .....	45
3.2	Thermisches Netz.....	46
3.3	Gasnetz .....	46
4	Potentialanalyse Industriekunde .....	47
4.1	Analyse Bestandsanlage .....	47
4.2	Integration Power-to-Gas-Anlage.....	51
5	Optimale Dimensionierung, Anordnung und Betriebsführung von Speichern .....	62
5.1	Stakeholder .....	63
5.2	Optimierungszeitraum.....	64
5.3	Die Optimierungstopologie.....	66
5.3.1	Das elektrische Netz .....	69
5.3.2	Lastflussrechnung (elektrisch).....	70
5.3.3	Netzverluste (elektrisch).....	73
5.3.4	Leistungsbegrenzung des Ortsnetztransformators (elektrisch) .....	74
5.3.5	Elektrische Speicherkomponenten .....	74
5.3.6	Thermische Speicherkomponente .....	76
5.3.7	Demand Side Management (DSM).....	76
5.3.8	Power-to-Gas .....	79
5.3.9	BHKW-Anlagen .....	81

5.3.10	Photovoltaikanlagen mit vordefinierten Erzeugungsgängen .....	82
5.3.11	Zentrale Wärmeversorgung und das Fernwärmenetz.....	82
5.3.12	Wärmepumpen.....	83
5.3.13	Abregelung.....	84
5.3.14	Import- und Exportflüsse in die übergeordnete Netzebene .....	84
5.3.15	Vordefinierte Speicher und Umwandlungstechnologienanordnung .....	85
5.3.16	Verbrauchskomponenten mit vordefinierten Lastgängen .....	86
5.3.17	Zielfunktion.....	86
5.4	Erzeugungs- und Lastverteilung .....	89
5.4.1	Variante Symbiose .....	89
5.4.2	Variante Symbiose-4-luG .....	90
6	Übertragbarkeit der Optimierungsergebnisse: Nachhaltige Städte der Zukunft.....	91
6.1	Clustern nach Versorgungsgebieten.....	92
6.2	Hochrechnungsfaktoren.....	93
7	Ergebnisse .....	95
7.1	Szenarien mit dezentralen Speichern .....	95
7.1.1	Stakeholdersicht: Technische Sicht (Szenario T2).....	95
7.1.2	Stakeholdersicht: Endkunde (Szenario H2) .....	96
7.1.3	Stakeholdersicht: Gemeinde (Szenario G2).....	98
7.1.4	Stakeholdersicht: bezugsminimale Gemeinde (Szenario B2).....	99
7.1.5	Erkenntnisse aus den Ergebnissen der Optimierung .....	101
7.2	Szenarien mit Demand Side Management.....	102
7.2.1	Stakeholderansicht: Technische Sicht (Szenario T3_3).....	102
7.2.2	Stakeholderansicht: Endkunde (Szenario H3_3) .....	103
7.2.3	Stakeholderansicht: Gemeinde (Szenario G3_3).....	105
7.2.4	Stakeholderansicht: bezugsminimale Gemeinde (Szenario B3_3).....	106
7.2.5	Erkenntnisse .....	107
7.3	Einsatz von Power-to-Gas .....	108
7.4	Einsatz von zusätzlichen BHKWS.....	109
7.4.1	Stakeholderansicht: Endkunde (Szenario H9_2) .....	110
7.4.2	Stakeholderansicht: Gemeinde (Szenario G9_2).....	112
7.4.3	Stakeholderansicht: bezugsminimale Gemeinde (Szenario B9_2).....	115
7.5	Erhöhung des Elektromobilitätsanteils .....	117
7.5.1	Durchdringung 40% (Szenarien 7_2 und 10_2).....	118
7.5.2	Durchdringung 100% (Szenarien 8_2 und 11_2).....	122
7.6	Vergleich unterschiedlicher Optimierungshorizonte .....	126
7.7	CO <sub>2</sub> - Emissionen unterschiedlicher Szenarien .....	126
7.8	Vergleich der Optimierungsergebnisse über Kenngrößen.....	128
7.8.1	Strom- und Wärmebedarfsdeckung.....	128

7.8.2	Kostenvergleich.....	134
7.8.3	PV-Eigenverbrauch .....	135
7.8.4	Importunabhängigkeit.....	137
7.9	Zusammenfassung der Optimierungsergebnisse.....	139
7.10	Synergieeffekte.....	140
7.11	Hochrechnung der Ergebnisse.....	141
7.11.1	Speicherbedarf .....	142
7.11.2	CO <sub>2</sub> -Emissionen.....	144
7.11.3	Importunabhängigkeit.....	152
7.11.4	Zusammenfassung der Hochrechnung.....	155
7.12	Einpassung in das Programm „Stadt der Zukunft“ und Beitrag des Projekts zu den Gesamtzielen des Programms .....	156
8	Schlussfolgerungen .....	158
8.1	Kernaussagen des Projektes .....	158
8.2	Ökonomisches Potential und Verwertung .....	160
8.3	Zielgruppen.....	160
8.4	Verwertungsstrategie .....	161
8.5	Transfer der Projektergebnisse.....	163
9	Ausblick und Empfehlungen .....	164
10	Verzeichnisse .....	165
10.1	Abbildungsverzeichnis .....	165
10.2	Tabellenverzeichnis .....	168
10.3	Literaturverzeichnis.....	170
11	Anhang.....	172
11.1	Beschreibung der Szenarien.....	172

# Kurzfassung

## Ausgangssituation/Motivation

Der weitere Ausbau regenerativer Erzeuger ist unumgänglich für die Erreichung der „2020 Ziele“ in Österreich. Auf eine massive Erhöhung der erneuerbaren Einspeisung insbesondere Windkraft und Photovoltaik) ist das bestehende Stromnetz jedoch aufgrund deren volatiler und nur bedingt steuerbarer Einspeisecharakteristik nicht vorbereitet. Die Möglichkeit, bestehende Energieinfrastrukturen energieträgerübergreifend zu koppeln und dadurch Speicher- und Lastverschiebungspotenziale zu erzielen, kann hierbei Abhilfe schaffen.

Im vorangehenden Forschungsprojekt "Symbiose" wurde die Rolle systemübergreifender, dezentraler Speicher- und Umwandlungstechnologien für vollständig regenerativ ausgebaute Modellregionen (Stadt, Land) im Verteilnetz untersucht. Das Projekt zeigte, dass mit sinnvollem Speichereinsatz ein hoher Grad an erneuerbaren Erzeugern in das elektrische Netz integriert werden kann. Die Kopplung bestehender Energieinfrastrukturen erfolgte vorwiegend auf der Verbraucherseite und ermöglichte eine deutliche Reduktion des Gesamtenergiebezugs aus übergeordneten Netzebenen. Die Verbrauchergruppen im Projekt Symbiose berücksichtigten allerdings nur das Verbraucherverhalten von Haushaltskunden und der Landwirtschaft. Industriekunden und Gewerbe wurden in beiden Modellregionen des Projekts nicht betrachtet.

Im Forschungsvorhaben „Symbiose-4-luG“ wurden daher Möglichkeiten und Potenziale insbesondere von Industrie- und Gewerbekunden zur Kopplung von Energienetzen und zur Speicherung von erneuerbarer Energie aufgezeigt. Durch das Einbeziehen des Stakeholders „Industrie- und Gewerbekunden“ wurden neue Aussagen bezüglich dem Energiebezug, Einsatz der Speicher und Umwandlungstechnologien und CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Modellregion Stadt getroffen.

## Inhalte und Zielsetzungen

Neben dem optimalen Einsatz und der Verortung der Energiespeicher und Umwandlungstechnologien, sollten im Projekt die Möglichkeiten zur Kopplung der bestehenden Energieinfrastrukturen auf Verbraucherseite aufgezeigt werden. Dabei wurden insbesondere die Potenziale zur Verschränkung der Energienetze bei Industrie- und Gewerbekunden erhoben und deren Einsatz im Hybridnetz untersucht werden.

Ziel des Projektes war es zu zeigen:

- dass durch die Verschränkung von unterschiedlichen Energieträgern (Strom-, Gas- und Wärmesystem) im Energienetz und auf der Verbraucherseite eine höhere Gesamtenergieeffizienz und optimale Nutzung regenerativer Energieträger für die Region Stadt und deren Mitspieler (Stakeholder: Netzbetreiber, Haushaltskunde und Modellregion) realisiert werden kann.
- Wie groß der Bedarf an dezentralen Speichertechnologien bei einem vermehrten Einsatz der Umwandlungstechnologien für die Verschränkung bestehender

Infrastrukturen und unter Berücksichtigung der Verschiebungspotentiale bei Gewerbe und Industriekunden ist.

- Welche Potentiale die Kopplung der Infrastrukturen für den Industrie- und den Gewerbebereich bringen kann.
- Wie sich die Verschränkung von unterschiedlichen Energieträgern auf den Netzbetrieb auswirkt.
- Welche Minderungspotentiale bei Importabhängigkeiten der fossilen Energieträger und CO<sub>2</sub>-Reduktionspotentiale sich durch die "Symbiose-4-luG" Idee für die Stadt der Zukunft ergeben können.

## **Methodische Vorgehensweise**

Um die Ziele zu erreichen, wurde zunächst das Energiesystem des Partners MPREIS näher untersucht. Der betrachtete Energieverbraucher und das zugehörige Energiesystem wurden als dynamische Modelle in einer geeigneten Modellierungssoftware (Dymola) abgebildet.

Das Energiesystem der Modellregion wurde für die Anbindung mehrerer Gewerbe und Industriekunden angepasst. Es wurde auch das ermittelte regenerative Potential aus dem Vorprojekt in der Modellregion neu verteilt. Darauf aufbauend wurde die Modellregion Stadt, die aus dem Energiesystem, der Verbrauchskunden und dezentralen Erzeugern besteht, abgebildet und optimiert.

Das Ziel der Optimierung war es, technische Grenzen im Energienetz unter Berücksichtigung von dezentralen Speicher- und Umwandlungstechnologien und einer bewussten Ausnutzung der ermittelten Flexibilitätspotentiale der Industrie- und Gewerbebetriebe auch bei einem massiven Ausbau regenerativer Energieträger einzuhalten. Das sollte bei minimalen Gesamtkosten des Energiesystems geschehen. Die Optimierung wurde dabei aus Sicht unterschiedlicher Stakeholder (technische Sicht, Endkundensicht, Gemeindesicht und bezugsminimale Gemeinde) durchgeführt.

## **Ergebnisse und Schlussfolgerungen**

*Nutzen unterschiedlicher Stakeholder in der Stadt:*

Eine kombinierte Betrachtung von Strom- und Wärmeinfrastruktur in einer Stadt ist sinnvoll. Die Kopplung bestehender Energieinfrastrukturen auf Industrie- und Endverbraucherseite ermöglicht die deutliche Reduktion des Gesamtenergiebezugs aus übergeordneten Netzebenen.

*Der Stakeholder Industrie-/ Gewerbekunde:*

Industrie- und Gewerbekunden spielen eine wichtige Rolle in gekoppelten Energienetzen zur Erhöhung der Nachhaltigkeit. Die Ergebnisse mit Betrachtung von Industrie- und Gewerbekunden bestätigen und verstärken die Aussagen des Vorgängerprojektes insbesondere bezüglich einer deutlichen Erhöhung der Nachhaltigkeit sowie einer Reduktion des Gesamtenergiebezugs aus übergeordneten Netzen.

### *Kopplung von Energienetzen:*

Dezentrale elektrische Speicher und Umwandlungstechnologien begünstigen eine gleichmäßigere Auslastung der bestehenden Netze mit hoher dezentraler Erzeugung.

Hohe Elektromobilitätsdurchdringung führt auch bei gesteuertem Laden und verhältnismäßig geringem Energieanstieg zu einem deutlichen Leistungsanstieg im Niederspannungsnetz und erfordert netzfreundliche Maßnahmen.

### *Übertragung der Fragestellung auf weitere Städte:*

Eine rein dezentrale Bilanzierung eines urbanen Energiesystems auf Leistungsbasis ist sowohl wirtschaftlich als auch technisch nicht sinnvoll

## **Ausblick**

### ***Berücksichtigung von weiteren marktwirtschaftlichen Faktoren***

Neben den umfangreichen Einflussfaktoren und Parametern, die bereits in dem Optimierungsmodell „Sybmiose-4-luG“ berücksichtigt wurden, könnten weitere marktwirtschaftliche Faktoren in das Modell Einzug finden, wie beispielsweise dynamische Energiepreise für Strom- und Wärmebezug, sowie zusätzliche Erlöse durch Flexibilisierungsmaßnahmen für den Ausgleichs- und Regelenergiemarkt.

### ***Berücksichtigung dynamischer Systemgrenzen***

Im vorliegenden Projekt wurde die Modellregion Stadt als eigenständige Region mit statisch berücksichtigten Systemgrenzen optimiert. Der Energiefluss aus und zu den übergeordneten Netzebenen wurde nur über die technisch vorhandenen Systemgrenzen (z.B. elektrisches System die Nennleistung des Umspanners) beschränkt ohne die Berücksichtigung eines tatsächlich möglichen Leistungsflusses aus der übergeordneten Netzebene. Eine Möglichkeit wäre das entwickelte Optimierungsmodell weiter zu entwickeln und eine dynamische Systemgrenze zu inkludieren. Die dynamische Systemgrenze könnte im Rahmen einer Pre-Simulation oder Voroptimierung der Übertragungsebene bestimmt werden und dem Optimierungsmodell übertragen werden.

### ***Erstellung einer Open Source Variante des entwickelten Modells***

Das entwickelte Optimierungsmodell könnte zu einem Open Source Software Tool erweitert werden. Dadurch könnte die Projektidee des entwickelten Modells auf unterschiedliche Städte in Österreich angewendet werden und Aussagen der Ergebnisse und der Nutzen der einzelnen Stakeholder mit dem vorliegenden Projekt verglichen werden.

### ***Demoumsetzung***

Der nächste konsequente Schritt wäre die Weiterentwicklung des Modells für den Testbetrieb für eine städtische Region mit Strom, Wärme/Kälte und Gasnetz. Über eine Optimierung könnten die Energieflüsse netz- und energieträgerübergreifend mithilfe von Flexibilität im Feldbetrieb in Echtzeit getestet werden.

# Abstract

## Starting point/Motivation

The intensified integration of renewable energy producers is essential for achieving climate goals, like the "2020 targets" in Austria. Wind power, photovoltaics (PV) and biomass are the predominant propagating renewable generation technologies. However, existing electricity grids were often not designed for the distributed and volatile feed-in of wind power and PV and therefore can face difficulties with such infeeders. The utilization of decentralized storage and the flexibility of conversion technologies for decentralized distributed coupling of existing energy supply infrastructures (electric-, gas-, and domestic heating grid) is one possible solution.

The research project "Symbiose" investigated the role of distributed storage- and conversion technologies for energy distribution networks of renewable model regions (a rural and an urban area). The project showed that with a proper storage capacity and storage operation, a high share of renewable producers in the existing electrical distribution grid could be reached. The consumer itself turned out to be the most suitable location for coupling the existing energy infrastructures. This allowed a significant reduction of total energy supply from the upper grid levels. The examinations of "Symbiose" project were based only on the behavior of domestic consumers and agricultures. In both model regions industrial and commercial customers were not taken into account.

In the research project "Symbiose 4-luG", new potentials, especially the role of industrial and commercial customers in terms of coupling of energy networks and the storage of renewable energy were pointed out. Involving the stakeholder "Industrial and Commercial Customer", new statements were made regarding energy supply, use of storage and conversion technologies and CO<sub>2</sub> emissions.

## Contents and Objectives

The projects objective was to determine the optimal allocation and placement of decentralized storage and conversion technologies and the coupling of existing energy networks/-carriers in urban areas on a consumer level. A major focus was the examination of commercial and industrial customers in the hybrid network and their flexibility potentials.

The aims of the project were as follows:

- to show that a higher overall energy efficiency and an optimal usage of renewable energy sources can be achieved in the urban region by coupling of different energy sources (electricity-, gas- and heating system) on centralized energy network nodes or directly next to a consumer. The consumer itself should benefit from this achievement as well.
- to determine the remaining demand of decentralized storage technologies considering the installation of conversion technologies for coupling the existing infrastructures and the shifting potentials of commercial and industrial customers.

- to highlight the potential and benefit of coupled infrastructures for the industrial and commercial sector.
- to show the effects of coupling the energy networks on the networks operation.
- to determine potentials of reducing the energy import dependency and CO<sub>2</sub> emissions for urban areas in the future when implementing the ideas of "Symbiose-4-luG" project.

## Methods

To accomplish these goals, the energy system of the project partner MPREIS was investigated closely. Their loads and energy system were represented as dynamic models in an appropriate modelling software (Dymola).

The energy system of the urban model region was adapted for the connection of several commercial and industrial customers. The regenerative potential determined in the preliminary "Symbiose" project was redistributed in the urban model region. Customers and decentralized generation were then included and the energy system of the model region was optimized.

The goal of optimization was to comply with technical limitations of the electrical grid, taking into account decentralized storage and conversion technologies and a conscious use of determined flexibility potentials of industrial and commercial enterprises even with a massive expansion of renewable energy sources. This was done considering minimal total costs of the energy system. The optimization was conducted considering the different perspectives of key stakeholders.

## Results

### *Benefits of different stakeholders in the city:*

A combined consideration of electricity and heat infrastructure in a city makes sense. The coupling of existing energy infrastructures on the industrial and end-user side makes it possible to significantly reduce the overall energy consumption from higher network levels.

### *The stakeholder industrial / commercial customer:*

Industrial and commercial customers play an important role in coupled energy networks to increase sustainability. The results with consideration of industrial and commercial customers confirm and reinforce the statements of the predecessor project especially regarding the improvement of the sustainability and the reduction of energy import in distributed energy grids.

### *Coupling of energy networks:*

Decentralized electrical storage and conversion technologies favor a more even utilization of existing energy networks with a high share of decentralized generation.

High BEV penetration, even with controlled charging and relatively low energy increase, leads to a significant increase in power of the low-voltage grid and requires grid-friendly measures.

*Transfer of the question to other cities:*

A purely decentralized accounting of an urban energy system based on performance is not economically and technically reasonable.

## **Prospects / Suggestions for future research**

### ***Consideration of other market factors***

In addition to the extensive factors and parameters that were already taken into account in the "Sybmiose-4-luG" optimization model, other market-related factors could be included in the model, such as dynamic energy prices for electricity and heat, as well as additional revenues through flexibility measures for the control energy market.

### ***Consideration of dynamic system boundaries***

In the present project, the model region city was optimized as an autonomous region with static system boundaries. The energy flow from and to the higher grid levels was only limited by the existing technical system limits (e.g. electrical system, the nominal capacity of the transformer,...) without consideration of an actually possible power flow in the transmission network levels. One possibility would be to further develop the optimization model and to include a dynamic system boundary. The dynamic system boundary could be determined as part of a pre-simulation or pre-optimization of the transmission network level and transferred to the optimization model.

### ***Development of an open source tool of the developed optimization model***

The developed optimization model could be extended to an open source software tool. This would allow the application of the project idea of the developed model to different cities in Austria. Statements of the results and the benefits of the individual stakeholders could be compared with the present project.

### ***Demo implementation***

The next logical step would be an implementation of the hybrid network idea in a real urban area with electricity, heat / cold and gas network. The energy flow across grids and energy carriers could be tested in real time using the implemented optimization model considering the flexibility of field operation.

# 1 Einleitung

## 1.1 Aufgabenstellung

Im Forschungsprojekt „Symbiose“ [1] wurde der Einsatz systemübergreifender dezentraler Speicher- und Umwandlungstechnologien für vollständig regenerativ ausgebaute Modellregionen (Stadt, Land) im Verteilnetz (Mittel- und Niederspannungsnetz) untersucht. Die Motivation für das Projekt „Symbiose“ war es, zu ermitteln wie der optimierte Einsatz dezentraler Speicher- und Umwandlungstechnologien die Einhaltung der Betriebsgrenzen im Stromnetz wie z.B. Vermeidung einer Überlastung der Betriebsmittel oder Nichteinhaltung des zulässigen Spannungsbandes, gewährleisten kann. Zudem wurde untersucht, wie die Anwendung der dezentralen Speicher- und Umwandlungstechnologien unterschiedlichen Stakeholdern in der Modellregion (Netzbetreiber-technische Sicht, Haushalt-ökonomische Sicht, Gemeinde-ökonomische Sicht und bezugsminimale Gemeinde-CO<sub>2</sub> optimale Sicht) dienen kann. Das Projekt zeigte, dass mit sinnvollem Speichereinsatz ein hoher Grad an erneuerbaren Erzeugern in das elektrische Netz integriert werden kann. Besonders durch die Kopplung bestehender Energieinfrastrukturen auf Verbraucherseite konnte eine deutliche Reduktion des Gesamtenergiebezugs aus übergeordneten Netzebenen erreicht werden. Die Verbrauchergruppen im Projekt „Symbiose“ berücksichtigten das Verbraucherverhalten von Haushaltskunden und der Landwirtschaft. Industrie- und Gewerbekunden wurden in beiden Modellregionen des Projekts jedoch nicht betrachtet.

Industrie- und Gewerbekunden stellen einen besonderen Kopplungspunkt der Energienetze im Verteilnetz dar, der eine Vielzahl von Umwandlungspfaden beinhalten kann. Die Koppelpunkte, die bei Industriekunden vorhanden sein können, werden in Abbildung 1 dargestellt und beschreiben die möglichen Bezüge bzw. Einspeisungen der vier unterschiedlichen Energieträger Strom, Wasserstoff, Erdgas und Wärme. Über die Energieknoten kann die Energie in die zugehörigen Energienetze eingespeist, dort direkt verbraucht oder gespeichert werden. Der Industriekunde stellt somit einen möglichen Koppelknoten für alle Energienetze dar.

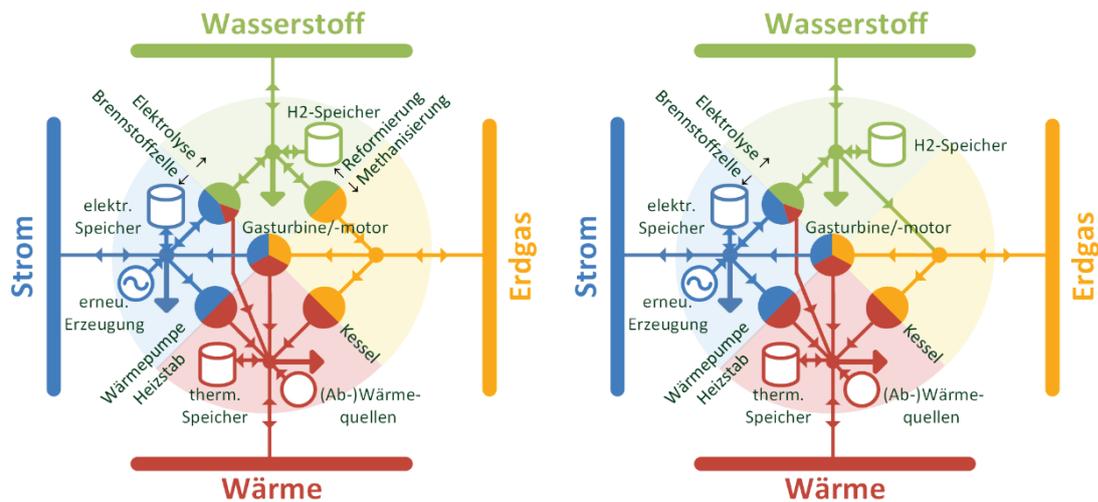


Abbildung 1: Mögliche Koppelungen der Energienetze bei Industrie- und Gewerbekunden (mit und ohne bidirektionale Verbindung zwischen Erdgas und Wasserstoff)

Darüber hinaus weisen Industrie- und Gewerbekunden ein spezifisches Verbrauchsverhalten auf, das sich wesentlich von der Haushaltskundencharakteristik und dementsprechend in der bezogenen Leistung und der genutzten Energiemenge unterscheidet. Nachdem das Verbrauchsverhalten von Industrie- und Gewerbekunden meist nicht explizit saisonabhängig ist, könnte der regenerativ erzeugte Überschussstrom zeitgleich in thermische Energie umgewandelt bzw. gepuffert werden. Damit könnten zusätzliche Verschränkungen von unterschiedlichen Energieträgern in der städtischen Modellregion erschlossen werden. Zudem haben Industrie- und Gewerbekunden deutlich größere Lastverschiebungsmöglichkeiten zwischen den bezogenen Energieträgern Strom, Wärme und Gas. Zusätzliche Flexibilitätspotentiale zwischen unterschiedlichen Energieformen könnten auf diese Weise im Energiesystem erschlossen werden.

Das Forschungsvorhaben „Symbiose-4-IuG“ zeigt daher Möglichkeiten und Potenziale von Industrie- und Gewerbekunden zur Kopplung von Energienetzen und zur Speicherung von erneuerbarer Energie auf. Durch das Einbeziehen von Industrie- und Gewerbekunden in den Stakeholder „Endkunde“ sollten neue Aussagen bezüglich dem Energiebezug, Einsatz der Speicher und Umwandlungstechnologien und CO<sub>2</sub>-Emissionen getroffen werden und folgende Fragestellungen beantwortet werden:

- Wie groß ist der notwendige Speicherbedarf für eine vollständig regenerativ ausgebaute städtische Modellregion unter Berücksichtigung von unterschiedlichem Nutzen der Stakeholder?
- Wie groß ist der notwendige Umwandlungstechnologiebedarf für eine vollständig regenerativ ausgebaute städtische Modellregion unter Berücksichtigung von unterschiedlichem Nutzen der Stakeholder?
- Wie ist bezüglich der ersten zwei Punkte die optimale Betriebsweise der Speicher und Umwandlungstechnologien?
- Wo sollen die Speicher und Umwandlungstechnologien (Kopplungspunkte der vorhandenen Netze) platziert werden?

- Wie groß sind die Verschiebemöglichkeiten zwischen den bezogenen Energieträgern Strom, Wärme und Gas?
- Welchen Effekt hat das Einbinden von Industrie- und Gewerbetunden mit ihren eigenen installierten Speichertechnologien und Verwendung von Umwandlungstechnologien für die Modellregion Stadt?
- In wie weit ist eine Übertragung der Optimierungsergebnisse für die Modellstadt auf andere Städte in Österreich möglich und in wie fern ist eine Übertragung dieser Ergebnisse sinnvoll?

## 1.2 Stand der Technik

Das Rückgrat der Energieversorgung bilden Versorgungsnetze für Strom, Gas und Wärme, welche meist hierarchisch organisiert (Übertragungsnetze, Verteilnetze, etc.) sind. Diese Netze sind heutzutage nur teilweise gekoppelt (Verstromung von Erdgas, Kraft-Wärme-Kopplung in thermischen Anlagen, etc.)

Um den Bedarf an elektrischer Energie zu decken, werden in Österreich große, zentral angeordnete hydraulische und thermische Einheiten (hydro-thermischer Verbund) betrieben, welche in den obersten Netzebenen eingebunden sind. Zur Erhaltung der Stabilität und der Gewährleistung der ständigen Ausgeglichenheit von Erzeugung und Verbrauch werden zentrale (Pump-)Speicherkraftwerke und schnell regelbare thermische Einheiten (z.B. Gasturbinen) eingesetzt.

Neben diesen klassischen Erzeugungstechnologien werden immer mehr neue erneuerbare, dezentrale Technologien (Windkraft, Photovoltaik, Biomasse, etc.) in das elektrische Netz (Mittel- und Niederspannungsnetz) integriert. Die wesentlichste Rolle in Österreich spielt dabei die Windkraft mit einer installierten Leistung von etwa 2,84 GW [2]. Aber auch Photovoltaik wird aufgrund fallender Modulpreise in Zukunft vor allem in Städten ihren wesentlichen Beitrag leisten.

Neben vielen Vorzügen (keine Emissionen, unerschöpfliche Primärenergieträger, etc.) zeichnen sich diese Technologien (v.a. Windkraft und PV) jedoch durch eine hohe Volatilität der Erzeugung und geringe Volllaststunden aus. Um vergleichbare Energiemengen wie mit konventionellen Umwandlungstechnologien bereitstellen zu können, sind hohe installierte Leistungen notwendig, welche die vorhandenen Stromnetze auch in Städten an ihre Leistungsgrenze bringen und damit die Versorgungssicherheit gefährden. Zudem sind größere Mengen an Regel- und Ausgleichsenergie notwendig, um plötzliche, nur schlecht prognostizierbare Erzeugungsänderungen ausgleichen zu können. Weiters stellt die langfristige (saisonale oder mehrjährige) Speicherung noch ein sehr wesentliches Hindernis auf dem Weg zu einer überwiegend regenerativeren Energieversorgung dar.

Um den Bedarf an thermischer Energie zu decken, wird auf unterschiedliche Ansätze gesetzt: Neben Nah- und Fernwärmenetzen in dicht besiedelten Gebieten, wie sie in Städten vorliegen und bei entsprechender Bereitstellung (z.B. Kraftwerke mit Wärmeauskopplung, Heizkraftwerke) werden auch oft dezentrale Heizungen in den Haushalten und Industrien eingesetzt, welche mit unterschiedlichsten Energieträgern (Öl, Gas, Biomasse, etc.) befeuert

werden. Bei dezentralen Anlagen erfolgt die Bereitstellung der Primärenergie entweder leitungsgebunden (z.B. Gasnetze) oder durch Speicher (Öl, Pellets, etc.), welche auf alternativem Wege (z.B. LKW) angeliefert werden müssen.

Gerade in Städten sind häufig parallele Energieinfrastrukturen vorhanden (Strom/Gas, Strom/Fernwärme). Deshalb bietet es sich für urbane und suburbane Strukturen besonders an, die Kopplung von Energiesystemen auf dezentraler Ebene zu untersuchen. Die hierbei betrachteten Infrastrukturen wurden bisher unidirektional betrieben, d.h. ausgehend von einer zentralen Erzeugung/Einspeisung wurde der Energieträger zum Kunden leitungsgebunden transportiert. Durch die Integration dezentraler Erzeugungseinheiten für Strom und die angestrebte Kopplung der parallelen Netze ist eine Richtungsumkehr (z.B. im Stromnetz: Lastflussumkehr) des Energietransportes denkbar. Oft kommt es gerade in Zeiten der Energielastumkehr aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit der Anlagen (alle PV-Anlagen in einem Gebiet produzieren gleichzeitig ihre Energie) zu großen Beanspruchungen der Stromnetze. Bei weiteren Ausbau kann auch damit gerechnet werden, dass die Systeme über ihre Grenzen hinaus getrieben werden, weil zu Zeiten der Planung und Errichtung der Anlagen die Entwicklung von dezentraler Erzeugung nicht absehbar gewesen ist und das System für solche Beanspruchungen nicht ausgelegt wurde.

Um die dargelegten Probleme im Zusammenhang mit erneuerbaren, dezentralen Erzeugungstechnologien zu lösen, erscheinen dezentrale Speicher und Kopplungen als probates Mittel. Damit können die bedarfsgerechte Aufbringung und der Ausgleich von Volatilitäten in der Erzeugung lokal bewältigt werden, ohne großflächige Adaptierungen der Netze durchführen zu müssen. Diese Anpassungen wären vor allem im städtischen Bereich mit hohen Kosten verbunden, weil es sich um Eingriffe in bebautem Gebiet handelt.

Speziell im Bereich der Speichertechnologien gibt es derzeit weltweit massive Bemühungen, um die Leistungsfähigkeiten (Energie- und Leistungsdichte, Ladeleistungen,...) solcher Systeme mit unterschiedlichsten Technologien zu erhöhen. Im Bereich der elektrochemischen Speicherung sind Blei-Akkumulatoren seit Jahrzehnten erprobt. Große Chancen werden Lithium-Akkumulatoren eingeräumt, welche derzeit am eher am Beginn der Entwicklung stehen und noch weitere Verbesserungspotenziale bieten.

Die Entnahme von überschüssiger elektrischer Energie zur Erzeugung von Wasserstoff (Elektrolyse) und die bedarfsgerechte Rückverstromung in Brennstoffzellen sind in kommerziell erhältlichen Lösungen („Energiezelle“ von Fa. Fronius [3]) bereits realisiert. Die größten Probleme liegen hier im Bereich der effizienten Wasserstoffspeicherung und dem niedrigen System-Wirkungsgrad.

Um durch die Kopplung von bestehenden Infrastrukturen neue Speicher für nicht bedarfsgerecht erzeugte elektrische Energie aufzuzeigen, laufen derzeit Forschungsarbeiten und Tests an Prototypen, wie etwa im Bereich der Methanisierung [4, 5]. Hierbei wird Wasserstoff ( $H_2$ ) und Kohlenmonoxid ( $CO$ ) zur Reaktion gebracht und Methan ( $CH_4$ ) und Wasser ( $H_2O$ ) erzeugt. Die Idee „Power-2-Gas“, also die Umwandlung von Strom in Gas macht deshalb Sinn, weil im Gasnetz bereits heute sehr große Speicherkapazitäten

erschlossen sind (z.B. Österreich: Größenordnung des jährlichen Stromverbrauchs), welche jene von Pumpspeichern um Größenordnungen überragen. Speziell in Städten in denen oft ein ausgedehntes Gasnetz vorliegt, kann das Netz an sich bereits als Speicher genutzt werden. Hierzu können die Druckbereiche in denen das System betrieben werden darf, ausgenutzt werden.

Neben der Speicherung von elektrischer Energie stellt die Wärmespeicherung einen zweiten zentralen Baustein für die Energiesysteme der Zukunft dar. Thermische Energiespeicher, bei denen die Prozessgröße Wärme entweder fühlbar (durch die Temperaturerhöhung des Speichermediums) oder latent durch Phasenwechsel gespeichert oder freigesetzt wird, wurden in den letzten Jahrzehnten bereits intensiv analysiert. Die charakteristischen Probleme dabei sind Leistungslimits (die sich aus den Stoffeigenschaften (spez. Wärmekapazität und Wärmeleitfähigkeit von Speichermedium und Hülle)) ergeben, sowie je nach Speichermedium die volumetrische Energiedichte die von Stoff und je nachdem, ob die Isolation in die Berechnung einbezogen wird, unterschiedliche Werte annehmen kann. Bei einem Wasserspeicher beträgt die volumetrische Energiedichte etwa  $0,252 \text{ MJ/dm}^3$ , wenn man von einer Temperaturerhöhung um  $60^\circ\text{C}$  ausgeht und die Wärmedämmung nicht berücksichtigt. Auch für Wärme kann das häufig in Städten vorkommende Nah- oder Fernwärmenetz als Speicher herangezogen werden, indem z.B. die elektrische Energie über Wärmepumpen oder Tauchsieder umgewandelt wird.

Es stehen in jedem Energiesystem auch sehr zukünftige und unkonventionelle Speichermöglichkeiten bereit, die angedacht werden können (thermochemische Speicher mit Phasenmedien die noch nicht detailliert erforscht sind; Pumpspeicher in Schotterwerken, usw.). Durch das Expertenteam im Projekt „Symbiose“ hat sich herausgestellt, dass für Wärme der sensible Speicher (Wassertank, hier im Projekt weitergedacht durch die Speicherung direkt im Fernwärmesystem) die beste Lösung darstellt. Aufgrund der beschränkten baulichen Flächen in Städten wird im elektrischen System auf Technologien wie Blei-Säure, Li-Ion und Redox-Flow zurückgegriffen, was auch durch die Optimierung bestätigt wurde.

Zur dezentralen Strom- und Wärmebereitstellung sind heutzutage Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (Mikro-KWK) auf dem Markt erhältlich. Durch die Kopplung der parallelen Infrastrukturen welche oft auch bei Industrie oder Gewerbebetrieben eingesetzt wird, kommt auch dieser Umwandlungstechnologie ein besonderer Stellenwert im Projekt zu. Hinsichtlich der Umwandlungstechnologien gibt es, bedingt durch den eingesetzten Primärenergieträger, verschiedene Technologien: klassische Verbrennungsmotoren (Erdgas, Flüssiggas, Heiz- und Pflanzenöl), Stirlingmotoren (feste, flüssige bzw. gasförmige Brennstoffe), Brennstoffzellen (Wasserstoff, Erdgas), etc. Durch die kombinierte Nutzung von Strom und Wärme können sehr hohe Systemwirkungsgrade erreicht werden.

### **1.3 Verwendete Methoden**

Um die Rolle von Industrie- und Gewerbebetrieben in einem zukünftigen hybriden Energiesystem zu bestimmen, wurde ein lineares Optimierungsmodell mit der Software GAMS entwickelt. Die Aufgabe der Optimierung war die optimale Positionierung, Dimensionierung

und Bewirtschaftung dezentraler Energiespeicher und Kopplungspunkte (u.a. Industriekunden) im Verteilnetzgebiet bei minimalen Kosten und unter Einhaltung der Systemnebenbedingungen der Energienetze. Für einen Zeithorizont der Optimierung wurde ein Jahr angedacht, um saisonale Effekte zu berücksichtigen. Die Topologie des Modells ist in der Abbildung 2 dargestellt.

Die Zielfunktion des Optimierungsmodells war die Minimierung der Gesamtsystemkosten, welche sich aus unterschiedlichen Kostenparametern zusammensetzen. Neben Kostenfaktoren für die Einhaltung von Strom- und Spannungsgrenzen im elektrischen Netz und für die Sicherstellung eines verlustarmen Betriebs der Energienetze sollen auch Kosten inkludiert werden, die wirtschaftliche Anreize für die Integration dezentraler Speicher- und Umwandlungstechnologien aus unterschiedlichen Gesichtspunkten berücksichtigen (Installationskosten der Speicher und Umwandlungstechnologien, Erlöse/Kosten durch den Energiebezug).

Die Interaktion zwischen den Modellelementen (Erzeuger, Verbraucher, Netze und Speicher und Umwandlungstechnologien) im Energiesystem und alle relevanten Netzgrenzwerte wurden als Nebenbedingungen in der Optimierung abgebildet.

Die Optimierung des Energiesystems und die Beantwortung der Fragestellungen wurden mit angepassten Netzinfrastrukturen der städtischen Modellregion aus dem Vorprojekt „Symbiose“ [1] untersucht. Die notwendigen Ausbaumaßnahmen für das elektrische Netz zur Anbindung der Industrie- und Gewerbekunden wurden mit Netzsimulationssoftware PPS®SINCAL und in Abstimmung mit den Projektpartnern bestimmt. Im Rahmen von Expertengesprächen und aufbauend auf dem Knowhow des Vorprojekts wurden die Kopplungspunkte zwischen den Netzen neu verteilt.

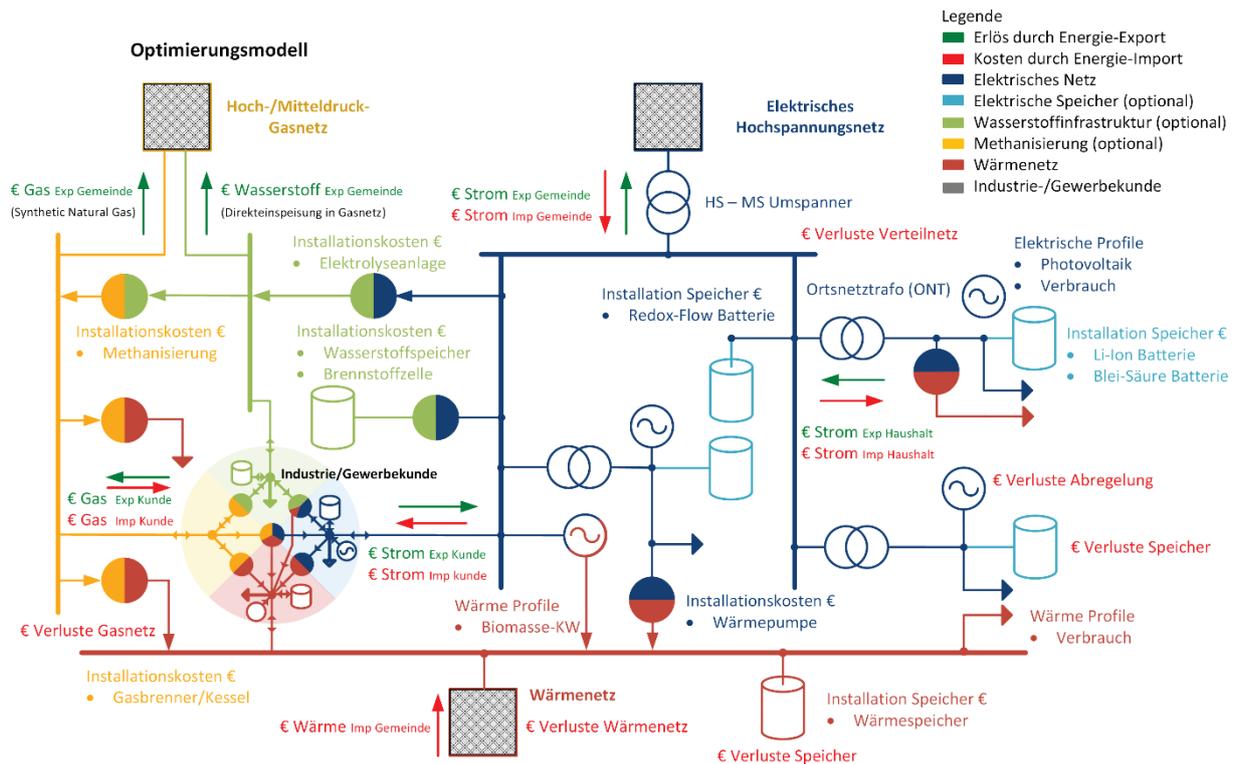


Abbildung 2: Topologie des Optimierungsmodells für städtische Energienetze

Um die Lastverschiebungspotenziale zwischen einzelnen Energieträgern und die optimierten Nutzungsmöglichkeiten von Speichern für industrielle Abnehmer zu untersuchen, wurde das Energiesystem des Partners MPREIS (Lebensmittelproduzent und Supermarktkette) näher untersucht. Dieses besteht neben eigener PV-Erzeugung aus Energienetzen für Strom, Wärme (für unterschiedliche Temperaturniveaus), Kälte und Erdgas. Zusätzlich stehen Wärmespeicher für unterschiedliche Temperaturen zur Verfügung und ein BHKW ist am Standort verortet. Die Verbraucher- und Erzeugerdaten von Gewerbe- und Industriekunden basierten auf den historischen Messdaten des Monitoringsystems des Projektpartners. Mittels des aufgebauten Simulationsmodells wurden Szenarien für eine angepasste Betriebsführung und die Auswirkung angepasster Speicherpotentiale bei Gewerbe- und Industriekunden basierend auf den aufgenommenen Messdaten untersucht.

Das untersuchte Energiesystem sowie die Verbrauchsscharakteristiken der betrachteten Energieabnehmer wurden im Hinblick auf Systemzusammenhänge und Verbrauchsverhalten analysiert. Aus historischen Daten und ergänzenden Messungen wurde die Datenbasis für den Aufbau und die Parametrisierung von Modellen der Energiesysteme generiert. Hierzu wurden die Verbrauchsdaten aus dem Monitoringsystem von MPREIS und Anlagendaten erfasst, normiert und aufbereitet. Anschließend erfolgte die Abbildung der Energieverbraucher und Energiesysteme als dynamische Modelle in geeigneter Modellierungssoftware (MATLAB®, Dymola) unter Nutzung vorhandener Modellbibliotheken aus Vorprojekten. Unter Verwendung von historischen Daten wurde eine Validierung der Modelle durchgeführt.

Schließlich wurden durch eine Analyse hinsichtlich energetischer und demographischer Gesichtspunkte der österreichischen Städte Faktoren für eine Skalierung der Ergebnisse

extrahiert. Darauf aufbauend wurden die Optimierungsergebnisse auf weitere Städte hochskaliert und die Übertragung der Optimierungsergebnisse überprüft.

In den nachfolgenden Kapiteln 2 bis 5 erfolgt eine vertiefende Beschreibung der angewandten Methodik.

## **2 Last und Erzeugungsprofilanalyse der Industrie- und Gewerbekunden**

Für die Optimierung von Energiesystemen ist einerseits unabdinglich die Eigenschaften wie, Netztopologie und verwendete Leitungstypen zu kennen. Andererseits muss dafür auch das elektrische und thermische Last- und Erzeugungsverhalten für jeden einzelnen Netzknoten bekannt sein.

Die ausgewählte Region musste bezüglich Last- und Erzeugungsdaten folgende Kriterien erfüllen:

- Vorhandensein einer repräsentativen elektrischen Versorgungsinfrastruktur
- Repräsentative Infrastrukturtopologien (wie elektrisches, Gas und thermisches Versorgungssystem) für ein ländliches und ein städtisches Versorgungsgebiet
- Für die jeweilige Modellregion typische Potentiale erneuerbarer Energieträger
- Bereits bestehende bzw. zukünftige Ausbaufähigkeit paralleler Infrastrukturen
- Messwerte von Verbraucherlastprofilen
- Messwerte von Erzeugungsprofilen bereits bestehender Erzeugungseinheiten

Die Aufgabe bestand darin, für jeden Knoten die entsprechenden Last- und Erzeugungsprofile zu erstellen. Wobei pro Knoten ein Profil für den elektrischen und thermischen Verbrauch, als auch elektrische und falls vorhanden thermische Erzeugung erstellt wurde. Im Projekt SYMBIOSE wurden alle Lasten ausschließlich als Haushaltskunden abgebildet. Im gegenständlichen Projekt bestand das Ziel in der Erweiterung der Verbrauchergruppen um Industrie- und Gewerbekunden, wofür eigene Profile aufgrund von Messwerten erstellt wurden. Dadurch wurde eine realistischere Verbraucherzusammensetzung für die gewählte urbane Region ermöglicht. Die Profile stellen Eingangsdaten für die Optimierung dar, wobei im Projekt SYMBIOSE immer mittels dreier repräsentativer Wochen optimiert wurde. Eine Woche bildete die Sommer-, eine die Winter- und eine die Übergangszeit (Frühling, Herbst) ab. Ein weiteres Ziel dieses Projektes bestand darin, nicht nur aufgrund von den drei repräsentativen Wochen, sondern auch aufgrund eines gesamten Jahres zu optimieren.

Die Datenbasis für die Erstellung der neuen Profilanforderungen bildeten die SYMBIOSE Profile. Wie vorgegangen wurde, um die Profile für die neuen Anforderungen (andere Verbraucher, gesamtes Jahr) aufzubereiten wird im nächsten Abschnitt erläutert.



für die Abgänge 2 bis 7 für ein ganzes Jahr. Der Zeitbereich von 13. April bis 21. April ist detailliert dargestellt. Dabei ist für manche Abgänge ein deutliches Verhalten eines montags bis freitags oder montags bis samstags Betriebes ersichtlich.

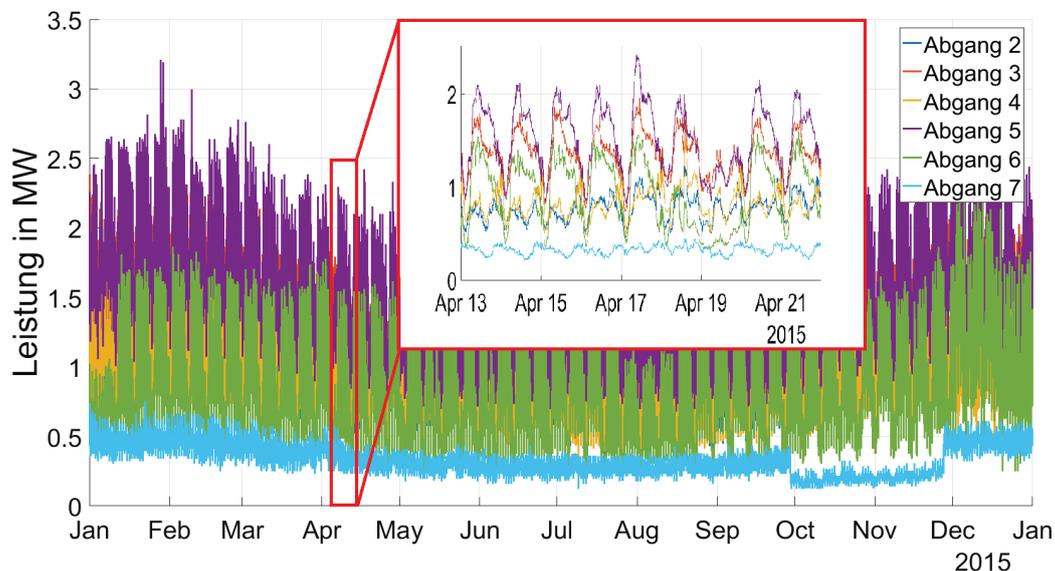


Abbildung 4: Abgangsprofile für die Abgänge 2 bis 6 für das Jahr 2015

Für die Aufteilung der Abgangsgesamtlast auf die einzelnen Knoten je Abgang wurden die Schleppeigerwerte je Knoten herangezogen. Diese Schleppeigerwerte stellen den maximalen Leistungsbezug in der vergangenen Beobachtungsperiode (üblich ein Jahr) dar. Daraus resultiert, dass für jeden Knoten in einem Abgang das gleiche Profil, jedoch mit unterschiedlicher Skalierung vorliegt. Weil dieser Ansatz bereits im Projekt SYMBIOSE verwendet wurde, sei für eine genauere Erklärung auf [1] verwiesen.

Von dem oben beschriebenen Datensatz wurde ausgegangen um die Industrie- und Gewerbekunden einzubinden. Details dazu sind im nächsten Abschnitt erklärt.

### 2.1.1 Lastprofile Supermärkte

Die Datengrundlage für die Erstellung der Lastprofile (Strom- und Wärmeverbrauch) der Supermärkte des Industriepartners basieren auf 13 Standorten. Die relevanten Aufzeichnungen des Gesamtstromverbrauchs und des Gesamtgasverbrauchs der Filialen sind in 15min Zeitschritten verfügbar. Als Zeitraum für die Lastprofile für die Optimierung wurde ein vollständiges Jahr vom 04.01.2016 bis 02.01.2017 gewählt, da alle Standorte ab spätestens Ende 2015 Messungen auswiesen und die Datengrundlage daher am höchsten war. Der 04.01.2016 als erster Tag wurde ausgewählt, da er der erste Montag im Jahr 2016 war. Insgesamt beinhaltet der Zeitraum 365 Tage.

Die Stromverbräuche wurden entweder in kW (Leistungswerte) oder kWh (als kumulierter Zählerstand) aufgezeichnet, wobei im Laufe des Jahres 2016 in allen Standorten die Strommessungen auf kW-Leistungswerte umgestellt wurden. Die Aufzeichnung der

Leistungswerte zeigte deutlich weniger Messfehler und eine einfache Handhabung bei der Analyse der Daten.

Die Gasverbräuche wurden entweder in m<sup>3</sup>/h (Durchfluss) oder m<sup>3</sup> (als kumulierter Zählerstand) aufgezeichnet, wobei im Laufe des Jahres 2016 in allen Standorten die Gasmessungen auf Durchflussmessungen umgestellt wurden. Die Aufzeichnung der Durchflusswerte zeigte wie bei den Strommessungen deutlich weniger Messfehler und eine einfache Handhabung bei der Analyse der Daten.

Für die Optimierung wurden nur Aufzeichnungen von 5 Standorten benötigt. Die Auswahl der Standorte wurde auf Basis der Qualität des Datenmaterials gewählt.

Ziele waren:

- Finden von repräsentativen Wochen für die Optimierung
- Für jeden Supermarkt eine Sommer-, Winter-, Übergangswochen für den Strom- und Gasverbrauch
- Erstellen von Ganzjahresprofilen (04.01.2016 – 02.01.2017)
- aussagekräftige Wochen- und Jahresprofile von mind. 5 Supermärkten benötigt

Tabelle 1: Jahreszeiten laut VDEW-Lastprofilen

Jahreszeiten laut VDEW-Lastprofile	von	bis
Frühling	21. März	14. Mai
Sommer	15. Mai	14. Sept.
Herbst	15. Sept.	31. Oktober
Winter	1. Nov.	20. März

Folgende Datenkorrekturen wurden bei allen Profilen durchgeführt:

- Berechnung der Leistungswerte aus dem kumulierten Zählerstand
  - Automatisierte Korrektur von Ausreißern
  - Automatisierte Korrektur von negativen Leistungswerten durch lineare Interpolation
- Datenlücken (Einzelne Werte oder ganze Tage fehlen)
  - Manuelle Korrektur durch vorangegangene Werte bzw. vergleichbare Tage
- Änderung von Zählerstand und Umstellung auf Leistungs-/Durchflussmessung wurden berücksichtigt und korrigiert

Die Datenauswahl für die repräsentativen Strom- und Gasprofilwochen erfolgte nach dem folgenden Prinzip:

1. Bildung des Mittelwerts der elektrischen Leistungsverläufe und der Gasverbräuche für alle Wochen in einer Jahreszeit. Erstellung der Durchschnittsprofile
2. Vergleich des Energieverbrauchs (Strom und Gas) jeder Woche mit dem des Durchschnittsprofils

3. Kontrolle ob genügend Messdaten in der Woche vorhanden sind (weniger als 10 Datenfehler erlaubt)
4. Gewichtung der Abweichung der Strom- und Gasprofile von deren Durchschnittsprofilen
5. Ausgewählt wurde jene Woche, in der Strom- und Gasprofile gleichgewichtet energetisch am nächsten an den Durchschnittsprofilen lagen



Abbildung 5: Exemplarische Winterwoche eines Supermarktstandortes für den Stromverbrauch

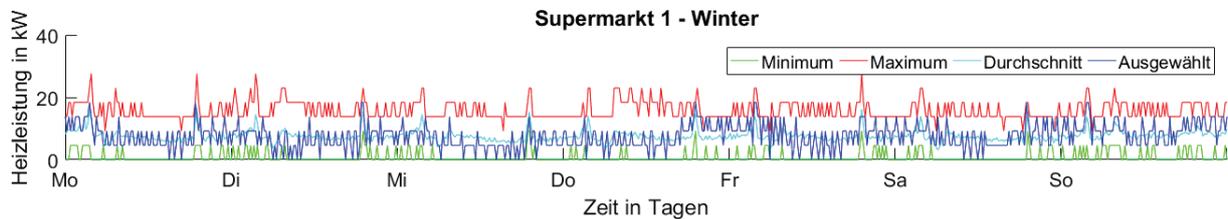


Abbildung 6: Exemplarische Winterwoche eines Supermarktstandortes für den Gasverbrauch

Nachfolgend sind die Analyseergebnisse in tabellarischer Form dargestellt.

Tabelle 2: Stromverbräuche der 13 Supermarktstandorte in MWh

Supermarkt	Messung	Messung (korrigiert)	Hochrechnung	Messung (korrigiert)			Hochrechnung		
				Winter	Übergang	Sommer	Winter	Übergang	Sommer
<b>E in MWh</b>	1 Jahr	1 Jahr	1 Jahr						
<b>Supermarkt 1</b>	<b>196</b>	<b>196</b>	<b>183</b>	<b>40%</b>	<b>28%</b>	<b>32%</b>	39%	29%	32%
<b>Supermarkt 2</b>	<b>259</b>	<b>259</b>	<b>260</b>	<b>37%</b>	<b>26%</b>	<b>37%</b>	38%	25%	37%
Supermarkt 3	267		266				37%	28%	35%
Supermarkt 4	328		339				38%	27%	35%
<b>Supermarkt 5</b>	<b>324</b>	<b>326</b>	<b>330</b>	<b>38%</b>	<b>29%</b>	<b>34%</b>	37%	27%	36%
Supermarkt 6	233		252				37%	28%	35%
Supermarkt 7	259		264				38%	28%	35%
Supermarkt 8	307		315				37%	27%	36%
Supermarkt 9	361		357				35%	29%	36%
Supermarkt 10	451		467				38%	25%	37%
<b>Supermarkt 11</b>	<b>322</b>	<b>323</b>	<b>329</b>	<b>38%</b>	<b>28%</b>	<b>35%</b>	38%	28%	34%
<b>Supermarkt 12</b>	<b>406</b>	<b>410</b>	<b>407</b>	<b>38%</b>	<b>28%</b>	<b>35%</b>	37%	28%	35%
Supermarkt 13	390		389				39%	29%	32%

Tabelle 3: Gasverbräuche der 13 Supermarktstandorte in MWh

Supermarkt	Messung	Messung (korrigiert)	Hochrechnung	Messung (korrigiert)			Hochrechnung		
				Winter	Übergang	Sommer	Winter	Übergang	Sommer
<b>E in MWh</b>	1 Jahr	1 Jahr	1 Jahr						
<b>Supermarkt 1</b>	<b>26</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>70%</b>	<b>25%</b>	<b>6%</b>	<b>70%</b>	<b>25%</b>	<b>5%</b>
<b>Supermarkt 2</b>	<b>213</b>	<b>214</b>	<b>217</b>	<b>56%</b>	<b>29%</b>	<b>15%</b>	<b>55%</b>	<b>31%</b>	<b>14%</b>
Supermarkt 3	27		44				28%	67%	5%
Supermarkt 4	140		152				80%	20%	0%
<b>Supermarkt 5</b>	<b>142</b>	<b>143</b>	<b>137</b>	<b>72%</b>	<b>28%</b>	<b>0%</b>	<b>72%</b>	<b>28%</b>	<b>0%</b>
Supermarkt 6	129		131				79%	21%	0%
Supermarkt 7	53		60				100%	0%	0%
Supermarkt 8	113		116				66%	25%	9%
Supermarkt 9	240		238				76%	22%	3%
Supermarkt 10	168		179				77%	20%	3%
<b>Supermarkt 11</b>	<b>160</b>	<b>160</b>	<b>155</b>	<b>75%</b>	<b>21%</b>	<b>4%</b>	<b>78%</b>	<b>17%</b>	<b>5%</b>
<b>Supermarkt 12</b>	<b>130</b>	<b>131</b>	<b>134</b>	<b>83%</b>	<b>18%</b>	<b>0%</b>	<b>80%</b>	<b>20%</b>	<b>0%</b>
Supermarkt 13	86		99				69%	31%	0%

Die Supermärkte wurden auf folgende Knoten im Netz zugeordnet:

- KN\_2\_3: Supermarkt 2
- KN\_4\_1: Supermarkt 1
- KN\_5\_1: Supermarkt 12
- KN\_5\_3: Supermarkt 5, Supermarkt 11

Zusammenfassend ist zu sagen, dass auf eine ausreichende Datengrundlage der Supermarktstandorte zurückgegriffen werden konnte. Häufige Datenfehler und Änderungen in der Zusammensetzung der Daten wurden automatisiert behoben und 5 repräsentative Supermärkte mit der besten Datengrundlage für den Strom- und Gasverbrauch ausgewählt und im Netz platziert.

### 2.1.2 Industrie- und Gewerbekundeneinbindung

In Abbildung 3 ist ersichtlich, dass an Knoten KN\_1\_1 ein Industriekunde platziert ist. Wie zuvor schon erwähnt, wird dieser Industriekunde in diesem Projekt durch einen Industriestandort in Tirol repräsentiert. An diesem Standort wird eine Bäckerei, ein Fleischzerlegebetrieb, Kühlhäuser und diverse Lager betrieben. Für die Betrachtungen im Projekt werden keine Unterscheidungen zwischen den verschiedenen Verbrauchern (Bäckerei, Fleischzerlegebetrieb, Lager, usw.) getroffen. Der Standort wird mittels einem gesamtheitlichen Summenlastprofil abgebildet. Am Standort befinden sich zusätzlich diverse Energieerzeugungsanlagen, wie etwa Photovoltaik (PV)-Anlagen mit einer Gesamtleistung von insgesamt ca. 1 MW<sub>p</sub> sowie ein Blockheizkraftwerk (BHKW) mit einer elektrischen Leistung von 889 kW. Die produzierte PV- und BHKW-Leistung wurde implizit in dem Gesamtverbrauchsprofil berücksichtigt und anhand von standardisierten Erzeugungslastprofilen eingerechnet. Für den Standort wurde ein Gesamtverbrauchsprofil für die Jahre 2015 und 2016 im 15 Minutenraster bereitgestellt.

Das Modellnetz weist, wie in Abbildung 3 ersichtlich ist, vier Knoten mit Gewerbetätigkeiten auf. An diesen vier Knoten sind im tatsächlichen Stromnetz Supermärkte situiert. Der tatsächliche Stromverbrauch dieser Supermärkte ist implizit im Gesamtabgangsprofil enthalten. Es handelt sich somit um sogenannte „Mischknoten“, also Knoten, die sowohl Haushalts- als auch Gewerbekunden beinhalten. Um den Anforderungen dieses Projektes gerecht zu werden, ist es jedoch notwendig die Gewerbeprofile detaillierter berücksichtigen zu können. Das im Gesamtprofil enthaltene Supermarktprofil ist nicht bekannt. Darum wurde unten angeführter fünfstufiger Ansatz gewählt, um ein dezidiertes Supermarktprofil im Gesamtprofil einbinden zu können, ohne den Gesamtenergieverbrauch des Knotens zu verändern.

1. Bestimmung des elektrischen Gesamtenergieverbrauches des Knoten  
Dies wurde mittels der von Vorarlberg Netz bereitgestellten Abgangsdaten und dem in Kapitel 2.1 beschriebenen Ansatz ermöglicht.
2. Berücksichtigung des Jahresenergieverbrauches des enthaltenen Supermarktes  
Hierfür wurde von Vorarlberg Netz die gemittelten und anonymisierten Jahresenergieverbräuche der im Netz enthaltenen Supermärkte bereitgestellt.
3. Reduzierung des Gesamtprofiles  
Das Gesamtknotenprofil wurde entsprechend des Energieverbrauches des Supermarktes am Knoten reduziert. Zum Beispiel, Jahresenergieverbrauch gesamter Knoten: 1.000.000 kWh und Jahresenergieverbrauch Supermarkt an diesem Knoten: 200.000 kWh. Dann wurde das Gesamtknotenprofil um  $\frac{200.000 \text{ kWh}}{1.000.000 \text{ kWh}} = 20\%$  reduziert. Dies entspricht einer energetischen Exklusion des Supermarktes vom Gesamtknotenprofil.
4. Skalierung des dezidierten Supermarktprofiles  
Dem Projekt wurden auch für mehrere Supermärkte elektrische Verbrauchsprofile im 15 Minutenraster bereitgestellt. Der Jahresenergieverbrauch der bereitgestellten Supermärkte entspricht aber nicht zwangsläufig dem Jahresenergieverbrauch des tatsächlich im Netz enthaltenen Supermarktes. Darum wurde das Verbrauchsprofil des Supermarkts skaliert, um den gleichen Jahresenergieverbrauch wie der tatsächlich platzierte Supermarkt zu erhalten.
5. Einbindung des Supermarktprofiles in das reduzierte Gesamtprofil  
Das skalierte Profil des Supermarktes wurde zum reduzierten Gesamtknotenprofil addiert. Dadurch wurde einerseits am gesamten Jahresenergieverbrauch nicht geändert, das Supermarktprofil konnte aber im Detail eingebunden und die Auswirkungen berücksichtigt werden.

Abbildung 7 zeigt den gerade beschriebenen Prozess anhand eines Beispiels. Die blaue Linie stellt das unbeeinflusste Knotenprofil dar (Gesamtprofil wie es von Vorarlberg Netz geliefert wurde). Die gelbe Linie stellt exemplarisch das Gewerbeprofil dar, welches im Gesamtprofil eingebunden werden soll. Hierbei handelt es sich stellvertretend um ein VDEW G1-Profil [7]. Das unbeeinflusste Gesamtlastprofil (blaue Linie). Die rote Linie stellt das reduzierte

Gesamlastprofil dar ( $\text{Energie unbeeinflusstes Gesamtlast} - \text{Energie Gewerbe} = \text{Energie reduziertes Profil}$ ). Anschließend wurde das Gewerbeprofil zum reduzierten Gesamtlastprofil addiert (violette Linie). Die violette Linie stellt exemplarisch das Endergebnis der Gewerbeeinbindung dar. Die nach diesem Ansatz angepasste Profil wurde im weiteren Projektverlauf für die Optimierung verwendet.

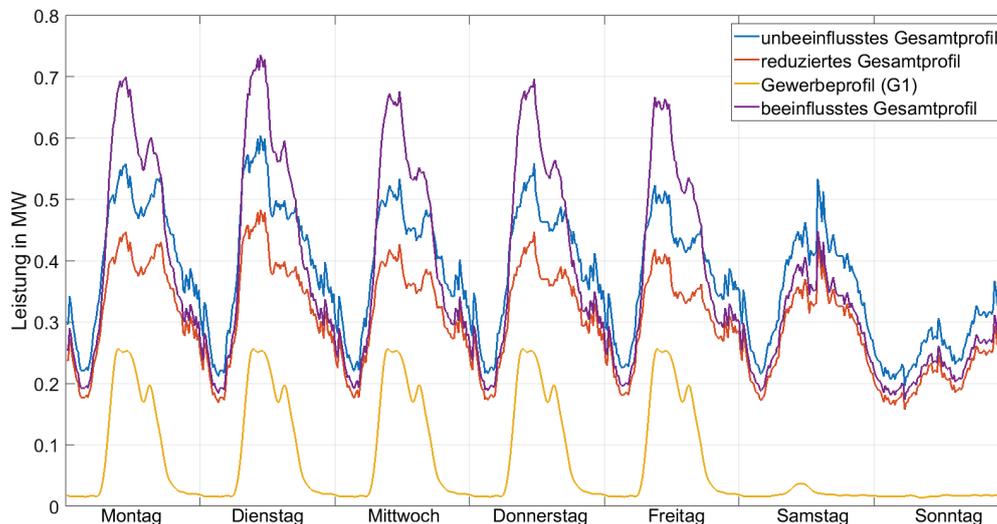


Abbildung 7: Einbindung von Gewerbeprofilen in das Knotengesamtpprofil

Knoten an denen kein gesondertes Gewerbeprofil eingebunden werden musste, wurden unbeeinflusst in die Optimierung übernommen. Mit den hier beschriebenen Ansätzen wurde für jeden Knoten im Netz ein elektrisches Lastprofil im 15 Minutenraster für ein ganzes Jahr erstellt.

### 2.1.3 Elektromobilität

Elektromobilität ist eine neue und zusätzliche, leistungsintensive Anforderung an die öffentlichen Verteilernetze. In der EU-Studie PlanGrid EV (<http://www.plangridev.eu/>) wurde anhand von Simulationen realer Netze aus vier Nationen aufgezeigt, dass bei 100% PKW-Elektrifizierung die Netzmaximalleistung auf den Faktor 2 (bei sehr netzfreundlichem Laden) bis zum Faktor 6 (ohne netzfreundliche Maßnahmen) ansteigen könnte. Die Ergebnisse zeigen, dass eine netzunfreundliche Entwicklung die Netzkosten empfindlich ansteigen lassen könnte. Aufgrund der schwer abschätzbaren Entwicklung im Mobilitätsbereich ist aus netztechnischer und volkswirtschaftlicher Sicht, die für das Laden beanspruchte Leistung, vor allem im Privatbereich, auf ein Minimum zu reduzieren. Dies kann einerseits wirksam durch die Einführung eines Netzentgeltes mit Leistungspreiskomponente erreicht werden. Andererseits sind erweiterte technische Anforderungen an Ladeeinrichtungen und Ladestellen in den Regelwerken umzusetzen, die durch die Ausführung der Ladeeinheiten in den Fahrzeugen bestmöglich zu erfüllen und zu unterstützen sind. Ebenso werden zweckmäßige, rechtliche und regulatorische Regeln benötigt, wie z.B. internationale IEC-Normen für die global agierenden Fahrzeughersteller.

Elektromobilität ist somit ein Verbraucher, der in zukünftigen elektrischen Energiesystemen nicht vernachlässigt werden darf. Darum wird diese Verbrauchsgruppe im Projekt aufgenommen und als elektrisches Lastprofil eingebunden. Die grundsätzliche Methodik für die Erstellung der Ladeprofile aufgrund Elektromobilität wurde im Projekt „Aktives Demand-Side-Management durch Einspeiseprognose“ (aDSM) [8] entwickelt. Eckdaten, wie bei der Ladeprofilerstellung vorgegangen wurde, werden nachfolgend beschrieben, für Details sei jedoch auf [8] verwiesen.

Im Projekt aDSM wurden unterschiedliche nationale und internationale Mobilitätshebungen miteinander verglichen und die Vor- bzw. Nachteile abgewogen. Letztendlich fiel in aDSM die Entscheidung, die Untersuchung von „Mobilität in Deutschland 2008“ [9] zu verwenden, weil diese Untersuchung einerseits den größten Umfang besitzt und nach den meisten Variablen (z.B. Stadt- und Gemeindetypen) unterscheidet und andererseits alle Wochentage (Mo-So) und Jahreszeiten berücksichtigt. Aufgrund der Tatsache, dass sich das Mobilitätsverhalten zwischen Österreich und Deutschland nur gering unterscheidet (Vergleiche dazu in [10]), wurde eine Verwendung der deutschen Erhebung befürwortet.

[9] stellt eine breite Datengrundlage dar, wie etwa Daten von ca. 50.000 befragten Haushalten, zuverlässiges Verfahren zur Wegeerfassung, Erfassung kompletter Haushalte usw. Ebenso umfasst die Studie eine Vielzahl an unterschiedlichen Verkehrsmitteln, wie Fußweg, Fahrrad, Öffentlicher Personenverkehr (ÖPV) und motorisierter Individualverkehr (MIV). Für das gegenständliche Projekt und aDSM war nur der MIV von Interesse. In einem ersten Schritt wurden die personenbezogenen Daten in PKW-bezogene Daten umgerechnet und fehlerhafte Datenblöcke entfernt. Dabei sind unter anderem folgende Kriterien für die Entfernung zum Tragen gekommen sind:

- Inkonsistenter Datenblock (Startzeit + Fahrtzeit  $\neq$  Endzeit)
- unvollständiger Datenblock (Fehlen von Variablenwerten)
- Beginn einer neuen Fahrt vor dem Ende der aktuellen Fahrt
- Durchschnittliche Geschwindigkeit einer Fahrt  $>130$  km/h
- Die befragte Person hat nur eine Fahrt am Tag durchgeführt

Anschließend wurde für die Erstellung von Jahresprofilen, der Datensatz nach den folgenden Kriterien geclustert:

- Wochentag: Montag - Sonntag
- Kalenderwoche: 1 - 52
- Monat: 1 - 12
- Jahreszeit: Frühling - Winter
- Kalenderjahr: 2008 - 2009
- Stadt- und Gemeindetyp: 10 - 40
  - 10: Kern- u. Großstädte ( $\geq 100.000$  Einwohner)
  - 20: Mittelstädte (20.000 bis 100.000 Einwohner)
  - 30: Kleinstädte (5.000 bis 20.000 Einwohner)
  - 40: Ländliche Gemeinden ( $< 5.000$  Einwohner)

Aufgrund dieser Clusterung war es möglich, den Datensatz auch für das gegenständliche Projekt zu verwenden, weil zwischen Wochentagen, Monaten (Saisonen) bzw. Stadt- und Gemeindetyp unterschieden wurde. Bezüglich Stadt- und Gemeindetypunterscheidung wurde in diesem Projekt, wegen des Projektfokus auf urbane Strukturen die Gruppe 40 „Ländliche Gemeinden“ nicht berücksichtigt. Mittels der resultierenden Mobilitätsdaten konnten zurückgelegte Wege und Standzeiten- und orte ermittelt werden. Diese Daten wurden herangezogen, um den Verbrauch eines Elektrofahrzeuges und die potentiellen Lademöglichkeiten zu bestimmen. Von der für aDSM erstellten Datenbasis wurden in Abstimmung mit Vorarlberg Netz, die große Expertise im Bereich Netzanschlussbeurteilungen und Ladeverhalten von E-Fahrzeugen haben, folgende zwei Szenarien festgelegt:

**Szenario 1:**

Ladepunkte: zuhause/Arbeit/ Einkaufen

Ladeleistung: 11 kW

Durchdringung von E-Fahrzeugen: 40%

**Szenario 2:**

Ladepunkte: zuhause/Arbeit/Einkaufen

Ladeleistung: 11 kW

Durchdringung von E-Fahrzeugen: 100%

Für die Batteriekapazität wurden für alle Fahrzeuge 48 kWh angenommen, wovon 80% nutzbar sind. Der Ladewirkungsgrad liegt bei 90%. Mit diesen Daten wurden für drei unterschiedliche Pools aufgrund simulierter Fahrverhalten je 1.500 individuelle PKW-Ladeprofile in Minutenauflösung für ein Jahr simuliert:

- Pool1: Fahrzeuge sind an keinem einzigen Kalendertag am "Arbeitsplatz"
- Pool2: Die Standzeit am Arbeitsplatz beträgt werktags  $\leq 8$ Std. Am Wochenende (Sa und So) kann sie alle möglichen Werte annehmen (auch null)
- Pool3: Die Standzeit am Arbeitsplatz beträgt werktags  $> 8$ Std. Am Wochenende (Sa und So) kann sie alle möglichen Werte annehmen (auch null)

Für den urbanen Raum setzen sich die Fahrzeuge gemäß folgender Verteilung aus den drei Pools zusammen: 58,9% (Pool 1), 18,6% (Pool 2) und 22,5% (Pool 3). Aufgrund der Haushaltszahlen in der Modellsiedlung ergeben sich für Szenario 1 3.689 und für Szenario 2 10.392 Fahrzeuge. Aus den drei Pools zu je 1.500 individuellen Fahrzeugen (Ladeprofilen), wurde entsprechend der prozentuellen Poolaufteilung jedem Fahrzeug in der Modellregion ein Ladeprofil zugeordnet. Um jedem einzelnen Fahrzeug in der Modellregion ein individuelles Ladeprofil zuordnen zu können, wäre es nötig gewesen, drei Pools mit je ca. 6.100 Fahrzeugen zu simulieren. Dies hätte den Rahmen des Projektes übertroffen. Es kann somit durchaus vorkommen, dass mehrere Fahrzeuge in der Modellregion aufgrund der Zuordnung das gleiche Ladeprofil haben. Für weitere Untersuchungen stellt dies aber kein Problem dar, weil im weiteren Projektverlauf (Optimierung) keine Aussagen auf Einzelfahrzeugebene (einzelne Ladeprofile), sondern kumuliert energetische Aussagen für die gesamte Modellregion gemacht wurden.

Die Ergebnisse der Ladeprofilerstellung sind in den beiden folgenden Abbildungen (Abbildung 8 und Abbildung 9) ersichtlich. Abbildung 8 zeigt das gemittelte Ladeverhalten bezogen auf

einen PKW für die beiden Szenarien 1 und 2 und das Ladeverhalten eines zufällig gewählten einzelnen PKW's. Es ist ersichtlich, dass sich die bezogenen Ladeverläufe der beiden Szenarien kaum unterscheiden. Dies ist dadurch begründet, dass in Szenario 1 das Ladeverhalten von bereits 3.689 Fahrzeugen gemittelt wird und somit schon eine sehr gute Ladestreuung gegeben ist, diese unterscheidet sich letztendlich nicht mehr stark zu den 10.392 gemittelten Fahrzeuge für Szenario 2. Es ist jedoch ersichtlich, dass die Ladeleistung gegen Nachmittag/Abend hin ansteigt und in dieser Zeit auch den Peak erreicht. Was deutlich auffällt, ist die Mittelung der Leistung, so beträgt die Maximalleistung für die gemittelten Betrachtungen (blaue, rote Linie) ca. 900 W/PKW, die Ladeleistung von einem PKW kann gemäß Szenariendefinition (gelbe Linie) jedoch bis zu 11 kW betragen.

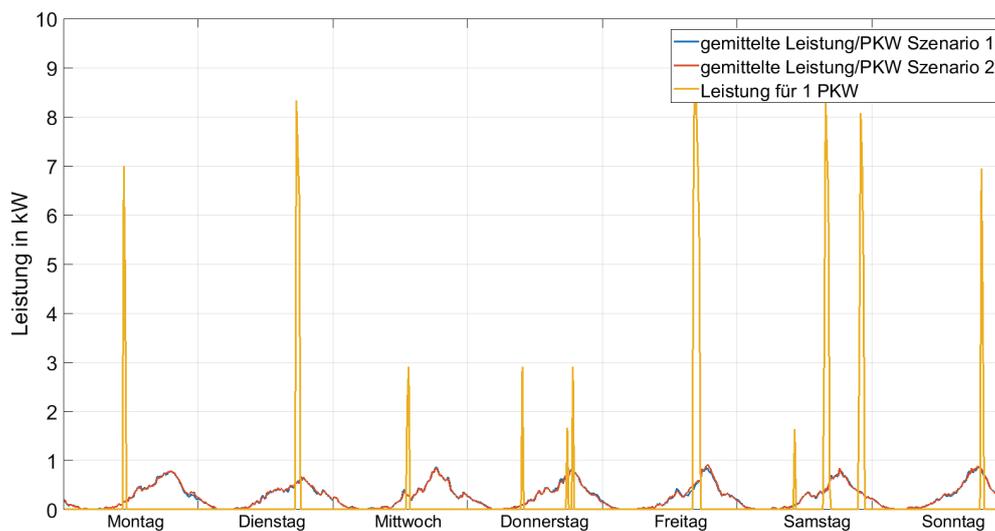


Abbildung 8: Gesamte Ladeleistung bezogen auf ein Auto für beide Szenarien und eines einzelnen Autos

In Abbildung 9 ist die Ladeleistung nicht auf die Anzahl der PKW bezogen, sondern kumuliert für die ganze Modellregion für ein ganzes Jahr dargestellt. Nicht verwunderlich ist, dass die Ladeleistung für Szenario 1 nur 40% von Szenario 2 beträgt, weil auch so die Elektrofahrzeugdurchdringungen festgelegt wurden. Bei dieser Jahresdarstellung ist die saisonale Ladeleistungsschwankung gut ersichtlich. Im Winter steigt der Ladebedarf, weil zusätzlich zur Bewegungsenergie noch Energie für die Fahrzeugheizung aufgebracht werden muss. Im Sommer steigt der Leistungsbedarf wegen der erhöhten Energieanforderungen durch die Klimaanlage.

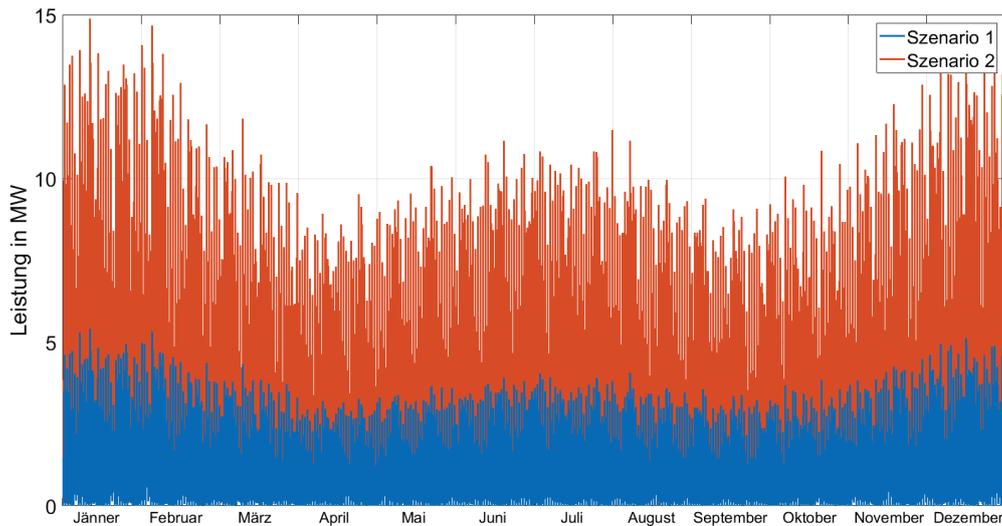


Abbildung 9: Kumulierte Ladeleistung für alle Elektroautos für beide Szenarien

## 2.2 Thermischer Verbrauch

Für die Ermittlung der thermischen Verbrauchsprofile wurde ein anderer Ansatz, verglichen zum elektrischen Verbrauch gewählt. Dies liegt daran, dass es, abgesehen von den seitens des Industriepartners bereitgestellten thermischen Verbrauchsprofilen, für Industrie- und Gewerbekunden keine kumulierten Profile auf z.B. Abgangsbasis gibt.

Die thermischen Lastprofilen für den Sektor Industrie- und Gewerbe wurden deshalb ebenfalls anhand der von dem Industriepartner in Tirol bereitgestellten Daten ermittelt. In diesen Daten waren je Standort alle thermischen Energieverbraucher kumuliert enthalten und bildeten somit den gesamten thermischen Verbrauch ab. Für den Haushaltsbereich wurde der thermische Energieverbrauch errechnet. Dabei setzt sich der gesamte thermische Verbrauch aus zwei Komponenten zusammen: einerseits dem Energiebedarf für Raumheizung und andererseits dem Energiebedarf für Warmwasserbereitstellung.

### Heizenergiebedarf

Für die Berechnung des Heizenergiebedarfes wurde folgender Ansatz verfolgt. Wie im Vorprojekt SYMBIOSE wurde für einen Haushalt ein jährlicher Heizenergiebedarf (JHB) von ca. 14.200 kWh zugrunde gelegt. Gemäß ÖNORM B 8135 [11] gilt folgender Zusammenhang für die Errechnung der Heizgradtage (HGT). Der Index 20/12 deutet an, dass mit einer mittleren Raumtemperatur von 20 °C und einer Grenzaußentemperatur von 12 °C gerechnet wird.

$$HGT_{20/12} = \sum_{n=1}^z (20 \text{ °C} - \vartheta_{em})$$

$\vartheta_{em}$  stellt die durchschnittliche Außentemperatur dar,

$z$  stellt die Anzahl der Tage zwischen 1. Oktober und 30. April dar, an denen gilt:  $\vartheta_{em} < 12\text{ °C}$ .

Für das Außentemperaturprofil wurden Daten von Feldkirch herangezogen die im 3 h Raster vorlagen. Diese Daten wurden mittels linearer Interpolation auf 15 Minutenprofile umgerechnet. Das Feldkirch-Temperaturprofil ergibt einen Heizgradtagwert von 2.870 Kd. Um mittels der Temperaturprofile auf einen Heizenergiebedarf zu kommen, wurde folgender Zusammenhang verwendet:

$$P_{Heizung_i} = \frac{20\text{ °C} - \vartheta_{au\beta en_i}}{\sum_{n=1}^z (20\text{ °C} - \vartheta_{em})} \cdot JHB \quad \text{wenn } \vartheta_{em} \leq 12\text{ °C} \ \& \ i = 1.Okt. \text{ bis } 30. \text{ April}$$

$$P_{Heizung_i} = 0 \quad \text{wenn } \vartheta_{em} > 12\text{ °C} \ || \ i \neq 1.Okt. \text{ bis } 30. \text{ April}$$

$\vartheta_{au\beta en_i}$  stellt die Außentemperatur zum Zeitpunkt  $i$  dar. Im Nenner findet sich die HGT-Berechnung wieder und  $JHB$  ist der bereits erwähnte jährliche Heizenergiebedarf.

### Warmwasserbereitstellung

Die Bereitstellung von Warmwasser ist der zweite thermische Verbrauch in Haushalten. Eine durchschnittliche Person braucht ca. 30 l/d bis 60 l/d Warmwasser [12]. Das Warmwasserzapfprofil stellt die Basis für den Warmwasserenergiebedarf dar. Dafür wurde das Tool DHWcalc [13] verwendet. Weil nicht für jede Person oder jeden Haushalt ein individuelles Profil erstellt werden konnte, wurde ein gemitteltes Profil für 126 Haushalte generiert. 126 Haushalte wurden gewählt, weil in [14] die Zapfprofile für eine Siedlung mit genau dieser Haushaltsanzahl erstellt wurde und auf diese Daten zurückgegriffen wurde. Das Tool DHWcalc generiert Zapfprofile basierend auf statistischen Daten. Für den Warmwasserverbrauch wurden 45 l/d angenommen. Es wurde eine Temperaturspreizung  $\Delta\vartheta$  von 40 °C (10 °C Kaltwasser auf 50 °C Warmwasser) angenommen. Um via Volumenstrom  $\dot{V}_{zapf_i}$  in l/h zum Zeitpunkt  $i$  den Leistungswerte  $P_{WW_i}$  in kW zu berechnen, ist folgende Beziehung verwendet worden, wobei die Dichte mit  $\rho$  1 kg/l angenommen wurde und die verwendete spezifische Wärmekapazität von Wasser  $c_{p,H_2O}$  4,187 kJ/(kgK) beträgt.

$$P_{WW_i} = \frac{\dot{V}_{zapf_i} \cdot \rho \cdot c_{p,H_2O} \cdot \Delta\vartheta}{3600 \frac{s}{h}}$$

Mittels der von Vorarlberg Netz bereitgestellten Zuordnung von Haushalten pro Knoten, konnte das Leistungsprofil für den Gesamtwärmebedarf (Raumheizung und Warmwasserbedarf) verursacht durch Haushalte für jeden Knoten bestimmt werden.

Abbildung 10 zeigt das Jahresprofil des Heizenergiebedarfes als auch des Energiebedarfes für die Warmwasserbereitstellung für einen einzelnen Haushalt. Es handelt sich um gemittelte Größen, darum liegen aufgrund der statistischen Streuung die Leistungsanforderungen in einem kleinen Bereich. So liegt die Leistungsanforderung für den Warmwasserbedarf z.B. bei höchstens 1,3 kW. Für einen individuellen Haushalt würde der Wert viel höher, im Bereich von 10 kW liegen.

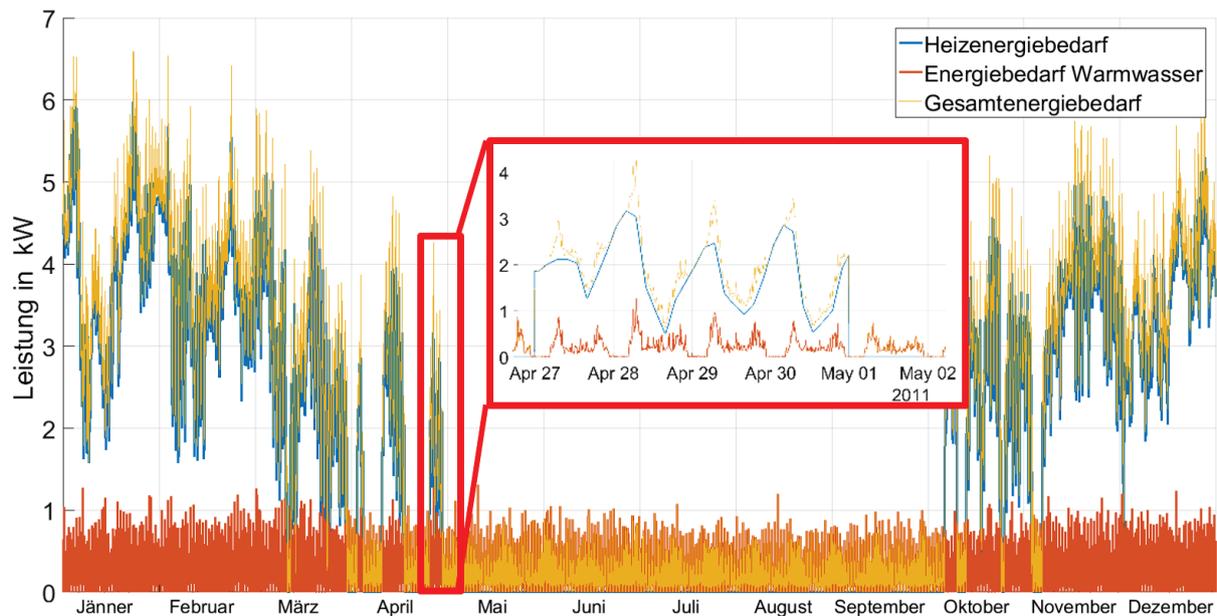


Abbildung 10: Energiebedarf für die Wärmebereitstellung eines Haushaltes gemittelt über ein Kollektiv von 126 Haushalten

## 2.3 Erzeugung

In der urbanen Region werden zwei vorgegebene Erzeugungsquellen unterschieden. Im näheren Sinne ist dies die Stromerzeugung mittels Photovoltaik (PV)-Anlagen und im weiteren Sinne wird auch noch die Müllverbrennung in diesen Bereich genommen. Nachfolgend wird die Profilerzeugung der beiden Formen beschrieben.

### 2.3.1 Photovoltaik

Für die Erstellung der PV-Profile für jeden Knoten sind zwei Datensätze notwendig, einerseits ein Solarstrahlungsprofil andererseits die installierte PV-Anlagengröße pro Knoten.

Bezüglich Solarstrahlungsprofil standen Messwerte vom Photovoltaik-Forschungszentrum Zwentendorf [15] zur Verfügung. Diese Daten beinhalteten Werte für die direkte Strahlung auf eine horizontale Fläche, den Diffusstrahlungsanteil als auch die Umgebungstemperatur. Für die Umrechnung der vorhandenen Eingangsdaten in PV-Generator Ausgangsleistungen wurden die Verfahren von [16] verwendet. Es wurde das Dreikomponentenmodell verwendet. Dabei wird die auf einen Punkt auf der Erdoberfläche auftreffende (globale) Bestrahlungsstärke  $G$  [ $\text{W}/\text{m}^2$ ] in folgende drei Komponenten zerlegt:

- Direktstrahlung  $G_B$
- Diffusstrahlung  $G_D$
- Reflexionsstrahlung  $G_R$

womit gilt  $G = G_B + G_D + G_R$ .

Soll die globale Bestrahlungsstärke auf eine geneigte Fläche berechnet werden, wird über trigonometrische Beziehungen der Zusammenhang zwischen Sonnenstandsvektor  $\vec{s}$  und der normalen auf die Modulfläche  $\vec{n}$ . Damit kann bestimmt werden welchen Einfluss die drei

Strahlungsanteile (direkt, diffus und reflektiert) auf die geneigte Fläche haben. Für die Umrechnung der Direktstrahlung auf eine geneigte Fläche  $G_{GB}$  gilt:

$$G_{GB} = G_B \cdot (\vec{s} \cdot \vec{n})$$

Der Diffusstrahlungsanteil auf eine geneigte Fläche  $G_{GD}$  kann über folgenden Zusammenhang umgerechnet werden, wobei  $\beta$  den Anstellwinkel beschreibt

$$G_{GD} = G_D \cdot \left( \frac{1}{2} + \frac{1}{2} \cos \beta \right)$$

Für die Reflexstrahlung auf eine geneigte Fläche  $G_{GR}$  gilt mit  $\rho$  als Reflexionsfähigkeit des Bodens (Albedo):

$$G_{GR} = (G_B + G_D) \cdot \left( \frac{1}{2} + \frac{1}{2} \cos \beta \right) \cdot \rho$$

Dadurch kann für die Einstrahlung auf eine geneigte Fläche folgende Beziehung abgeleitet werden:

$$G_G = G_{GB} + G_{GD} + G_{GR}.$$

Zusätzlich zur Ausgangsleistungsbestimmung gemäß  $G_G$ , wurde auch noch die Temperaturabhängigkeit der Module und die damit verbundene Änderung der Modulausgangsleistung berücksichtigt. Für die Berücksichtigung der gesamten PV-Anlage wurde ein Wechselrichterwirkungsgrad von 95% verwendet.

Mit den hier beschriebenen Verfahren wurde ein Zusammenhang von Solarstrahlung zu PV-Anlagenausgangsleistung hergestellt. Die Ausgangsleistung wurde auf eine Anlagengröße von 1 kW<sub>p</sub> normiert. Als Resultat stand ein PV-Erzeugungsprofil im 15 Minutenraster für ein Jahr in kW/kW<sub>p</sub> bereit.

Für die Optimierung ist es notwendig die PV-Erzeugungsleistung pro Knoten bereitzustellen, hierfür wurde das erstellte PV-Profil [kW/kW<sub>p</sub>], mit den am Knoten vorhandenen kW<sub>p</sub> skaliert. Für die Industrie- und Gewerbekunden wurde die installierte PV-Anlagengröße eines Industriepartners direkt bereitgestellt. Womit eine einfache Skalierung und dadurch Bestimmung des PV-Erzeugungsprofils möglich war. Für die Berücksichtigung des PV-Potentials von Haushalten wurde auf den Ansatz aus dem Projekt SYMBIOSE zurückgegriffen, deshalb sei für detaillierte Beschreibungen auf [1] verwiesen. In SYMBIOSE wurde auf verschiedenste Studien bzw. statistische Daten zurückgegriffen, so zum Beispiel auf [17], [18]. Die Ansätze die im Projekt SYMBIOSE als auch im gegenständlichen Projekt untersucht werden, betreffen das Jahr 2030 und darüber hinaus. Darum wurden für die PV-Anlagengrößen für Haushalte folgende sehr ambitionierte Werte angenommen. Wobei nur zwischen den angeführten Haushaltskategorien unterschieden wurde.

- Ein- und Zweifamilienhäuser: 12,56 kW<sub>p</sub>
- Häuser mit fünf Wohneinheiten: 16,68 kW<sub>p</sub>
- Häuser mit sechs Wohneinheiten: 20,01 kW<sub>p</sub>
- Häuser mit neunzehn Wohneinheiten: 30,18 kW<sub>p</sub>

Die Anzahl an Haushalten pro Knoten wurde für SYMBIOSE mittels der maximale aufgetretenen Leistung (Schleppzeiger) und einer durchschnittlichen Anschlussleistung pro Haushalt ermittelt.

Für das gegenständliche Projekt wurden die, seitens des Projektpartners Vorarlberg Netz bereitgestellten Haushaltszahlen pro Knoten verwendet.

### 2.3.2 Müllverbrennung

Es wurde der gleiche Ansatz, wie er bereits im Projekt SYMBIOSE verfolgt wurde, verwendet.

Gemäß [19] wurden in Wien im Jahr 2011/12 1.820 MWh/a Strom und 1.474.161 MWh/a Wärme aus Abfallverbrennung (inkl. Klärschlamm) erzeugt. Hierfür wurden 900.000 Tonnen Abfall, Sondermüll und Klärschlamm verarbeitet. Gemäß Statistik Austria hatte Wien 2011 eine durchschnittliche Bevölkerungszahl von 1.708.614 [20]. Daraus ergibt sich pro Person eine durchschnittliche Energieerzeugung von 0,864 MWh/a und eine anfallende Abfallmenge von 527 kg/Person. In der SYMBIOSE Modellregion Stadt wurde eine Personenanzahl von 2.066 errechnet. Wird dieser Wert zugrunde gelegt, kommt man auf eine erzeugbare Energiemenge (Strom und Wärme) aus Abfall von 1.785 MWh/a für das gesamte städtische Gebiet. Wird angenommen, dass die Fernwärme das ganze Jahr in Betrieb ist (Warmwasser im Sommer) so kommt man auf eine produzierbare Leistung aus Müll von 204 kW.

### 2.3.3 Repräsentative Wochenauswahl

Im Vorprojekt SYMBIOSE wurde ausschließlich mit drei repräsentativen Wochen optimiert. Die Optimierung eines gesamten Jahres stellt eine Erweiterung dieses Projektes gegenüber dem Vorgängerprojekt dar. Um die beiden Optimierungsansätze (drei Wochen, gesamtes Jahr) und deren Ergebnisse vergleichen zu könne, wurde in diesem Projekt ebenfalls Optimierungen mit drei repräsentativen Wochen durchgeführt. Der Ansatz für die Auswahl der drei repräsentativen Wochen (Sommer, Winter, Übergangszeit-Frühling/Herbst) wird nachfolgend beschrieben.

Weil nicht alle Jahresprofile für das gleiche Kalenderjahr vorhanden waren wurden diese so aufbereitet, dass jedes Profil (elektrischer Verbrauch, Ladeleistung Elektromobilität, usw.) immer mit dem ersten Montag im Jahr anfangen, dadurch konnte eine einheitliche Montag-Sonntag Abfolge und dahingehende Profilkorrelationen sichergestellt werden.

Das Ziel dieses Projektes bestand in der Ermittlung der optimalen Energiebereitstellung für eine Modellregion. Darum wurden jene Wochen als repräsentativ angesehen, die energetisch am besten den jahreszeitlichen Energiebedarf abbildeten. Dafür wurde das Jahresprofil gemäß VDEW Einteilung (Tabelle 4) mit folgenden Datumsgrenzen in die unterschiedlichen Jahreszeiten geteilt:

Tabelle 4: VDEW Jahreszeiteinteilung (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke; M-32/99, 1999) WD...Werktag, SA...Samstag, SO...Sonntag

Jahreszeit	Datum	Tage	Wochen	WT	SA	SO
Sommer	15.5.-14.9.	123	17,57	88	18	17
Übergangszeit	21.3.-14.5. & 15.9.-31.10.	102	20,00	73	14	15

Winter	1.11.-20.3.	140	14,57	100	20	20
		365	52,14	261	52	52

Für die Auswahl der besten Woche pro Jahreszeit wurde folgender Algorithmus verwendet:

$$Beste\ Woche = \min_i (E_{Jahreszeit} - E_{Woche_i} \cdot N_{Wochen})$$

D.h. die beste Woche wurde so gewählt, dass für die gesamte Modellregion der Unterschied im Energieverbrauch der Saison  $E_{Jahreszeit}$  und der einzelnen Wochen  $E_{Woche_i}$  ( $i=1 \dots N_{Wochen}$  Anzahl der Wochen pro Jahreszeit) für die gewählte Woche ein Minimum ergibt. Anders ausgedrückt, bildet der Energieverbrauch der gewählten Woche, mal Anzahl an Wochen pro Saison den Energieverbrauch der Saison am besten ab. Durch die VDEW Jahresteilung in die entsprechenden Jahreszeiten war nicht sichergestellt, dass jede Jahreszeit wieder mit einem Montag beginnt und Sonntag endet. Falls notwendig wurden alle Tage bis zum ersten Montag in der jeweiligen Jahreszeit weggelassen und die Tagesanzahl pro Saison in einem Vielfachen von ganzen Wochen (7 Tagen) gewählt. So beginnt zum Beispiel laut VDEW Einteilung der Sommer am 15.5.2016 mit einem Sonntag und endet am 14.9.2016 mit einem Mittwoch. Darum wurde für 2016 als Sommerperiode der Zeitraum 16.5.2016-11.9.2016 gewählt. Es standen insgesamt 17 statt 17,57 Wochen für die Auswahl der repräsentativen Woche zur Auswahl. Dieser Ansatz wurde für alle Jahreszeiten und erstellten Profiltypen durchgeführt.

Auch durch die Auswahl von repräsentativen Wochen durch den Ansatz minimaler Abweichungen konnte keine exakte energetische Übereinstimmung mit dem Jahresprofil hergestellt werden. Die Abweichungen in den Jahresenergien (gesamtes Jahr und drei Wochen hochgerechnet) lag bei  $\pm 1\%$  bis  $\pm 2\%$ . Die hochgerechneten repräsentativen Wochen lieferten ja nach zugrundeliegendem Jahresprofil (Elektromobilität, elektrischer Verbrauch, usw.) übers Jahr gesehen entweder ein kleines energetisches Defizit oder einen Überschuss. Um die Optimierungen mit den jährlichen und drei wöchigen Eingangsdaten genau vergleichen zu können, wurden die repräsentativen Wochenprofile noch so skaliert, dass der hochgerechnete jährliche Energieverbrauch dem Energieverbrauch des Jahresprofils gleicht.

In Abbildung 11 ist der Auswahlprozess der repräsentativen Woche der Sommerperiode für das elektrische Lastprofil ersichtlich. Jede der farbigen Linien stellt den Verbrauch einer einzelnen Woche (insgesamt 17) dar. Die schwarze Linie kennzeichnet das Profil der gewählten Woche. Von den sieben Abgängen sind die Profile von Abgang 2-7 dargestellt. Weil an Abgang 1 nur ein großer Industriekunde angeschlossen ist, wurde dieser aus Datenschutzgründen in der Darstellung ausgeklammert.

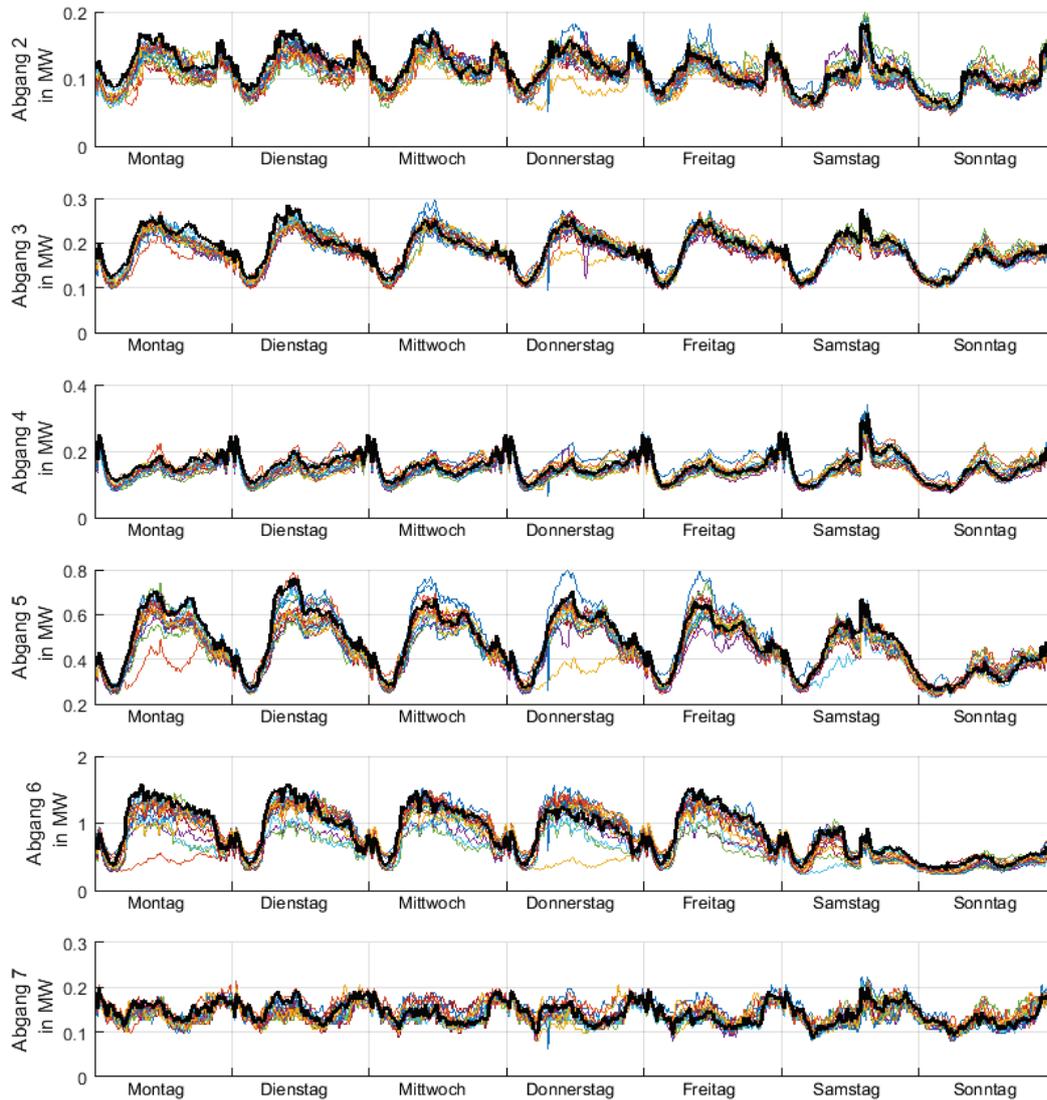


Abbildung 11: Auswahl der repräsentativen Sommerwoche für das elektrische Verbrauchsprofil, die schwarze Linie stellt das Profil der gewählten Woche dar

In den nachfolgenden Tabellen werden einige Kenndaten der erstellten Profile zusammengefasst.

Tabelle 5: Erzeugungs- und Lastdaten für die Variante "Symbiose-4-luG"

Elektrizität	Jahresenergie [MWh]			Spitzenleistung [MW]		
	Basis	40% Emob.	100% Emob.	Basis	40% Emob.	100% Emob.
Verbrauch	65 494	75 315	93 179	10,79	14,75	21,78
Photovoltaik	26 929			19,65		
BHKW (min.)				0,89		
Wärme	Jahresenergie [MWh]			Spitzenleistung [MW]		
Verbrauch	142 703			42,23		
Fernwärme (Müll)	1 787			0,20		
BHKW (min.)				0,79		

Tabelle 6: Erzeugungs- und Lastdaten für die Variante "Symbiose"

Elektrizität	Jahresenergie [MWh]			Spitzenleistung [MW]		
	Basis	40% Emob.	100% Emob.	Basis	40% Emob.	100% Emob.
Verbrauch	46 104	55 926	73 790	8,18	12,34	19,37
Photovoltaik	24 838			18,13		

Wärme	Jahresenergie [MWh]	Spitzenleistung [MW]
Verbrauch	118 613	37,48
Fernwärme (Müll)	1 787	0,20

### 3 Netzanalyse und Bestimmung der Kopplungspunkte

Im (Vor)Projekt SYMBIOSE [1] wurden zwei Modellnetze betrachtet. Ein Netz repräsentierte eine ländliche (rural) und eines eine städtische (urbane) Struktur. Weil im gegenständlichen Projekt Symbiose-4-luG der Fokus auf städtischen Strukturen liegt, wird die Ausgangslage des SYMBIOSE Stadtnetzes nochmals kurz erläutert, da auf diesem Netz aufgebaut wurde.

Sowohl im Vorprojekt als auch in diesem Projekt sollte das ausgewählte Gebiet eine spätere Skalierbarkeit auf andere städtische Versorgungsgebiete ermöglichen. Damit sollten Aussagen bezüglich der Auswirkungen und Effekte einer optimierten, dezentralen Speicherimplementierung und Kopplung unterschiedlicher Versorgungsinfrastrukturen für eine Realisierung in mehreren österreichischen Städten ermöglicht werden.

Die ausgewählte Region musste folgende Kriterien erfüllen:

- Vorhandensein einer repräsentativen elektrischen Versorgungsinfrastruktur
- Repräsentative Infrastrukturtopologien, wie elektrisches, Gas und thermisches Versorgungssystem
- Für die Modellregion typische Potentiale erneuerbarer Energieträger
- Bereits bestehende bzw. zukünftige Ausbaufähigkeit paralleler Infrastrukturen
- Messwerte von Verbraucherlastprofilen
- Messwerte von Erzeugungsprofilen bereits bestehender Erzeugungseinheiten

Weil die Anforderungen hier gleich wie im SYMBIOSE Projekt waren, wurde gemeinsam mit dem Projektpartner Vorarlberger Energienetze GmbH (Vorarlberg Netz) beschlossen, die gleichen Netzstrukturen wie in SYMBIOSE zu verwenden. Abbildung 12 zeigt, dass die Verortung der Modellregion in Vorarlberg.

Wie zuvor erwähnt, wurde aufgrund ähnlicher Anforderungen wie im SYMBIOSE Projekt beschlossen, das gleiche Modellnetz wie im Vorprojekt zu verwenden. Im Projekt SYMBIOSE wurden alle Lasten ausschließlich als Haushaltskunden abgebildet. Im gegenständlichen Projekt bestand das Ziel, in der Erweiterung der Verbrauchergruppen um Industrie- und Gewerbekunden. Dadurch soll eine für das Modell realistischere Verbraucherzusammensetzung für die gewählte urbane Region ermöglicht werden. Ob die im Vorprojekt gewählten und verwendeten Netze (Strom, Gas, Fernwärme) einer geänderten Verbraucherstruktur gerecht werden, oder Anpassungen notwendig sind, ist ein Ziel dieses Arbeitspakets. Weiters galt es, die Kopplungspunkte zwischen den einzelnen

Energiesystemen (Strom, Gas, Fernwärme) und die Verbrauchs- bzw. dezentralen Erzeugungskurven an die neuen Verbrauchergruppen anzupassen.



Abbildung 12: Territoriale Positionierung der Modellregionen<sup>1</sup>, Stadt und Land

## 3.1 Elektrisches Netz

### 3.1.1 Ursprüngliche Netzbasis

In Abbildung 13 ist das Netz ersichtlich, von dem auch im Projekt SYMBIOSE ausgegangen wurde. Das städtische Netz wird mit einer Betriebsspannung von 10,7 kV betrieben. Die Netztopologie des städtischen elektrischen Versorgungssystems ist ein Strahlennetz. Wobei die Modellregion mittels 7 Strängen, welche von einem 110 kV/10,7 kV Umspannwerk gespeist werden, versorgt wird. Mit Ellipsen sind die in SYMBIOSE identifizierten Kopplungen zwischen dem Strom- und Gas-System dargestellt (Power to Gas-Koppelpunkte). Im Netz befinden sich 66 Übergabestellen (Knoten), welche von der MS-Netzebene in die NS-Netzebene einspeisen. Die thermischen Grenzströme der Kabelsysteme liegen zwischen 0,13 kA und 0,42 kA. Das bedeutet, dass die über die Leitungssysteme transportierbaren Scheinleistungen zwischen 2,4 MVA und 7,8 MVA liegen.

---

<sup>1</sup> Aufgrund von Datenschutzgründen kann keine genauere Ortsangabe bezüglich der ausgewählten Modellregion gemacht werden.

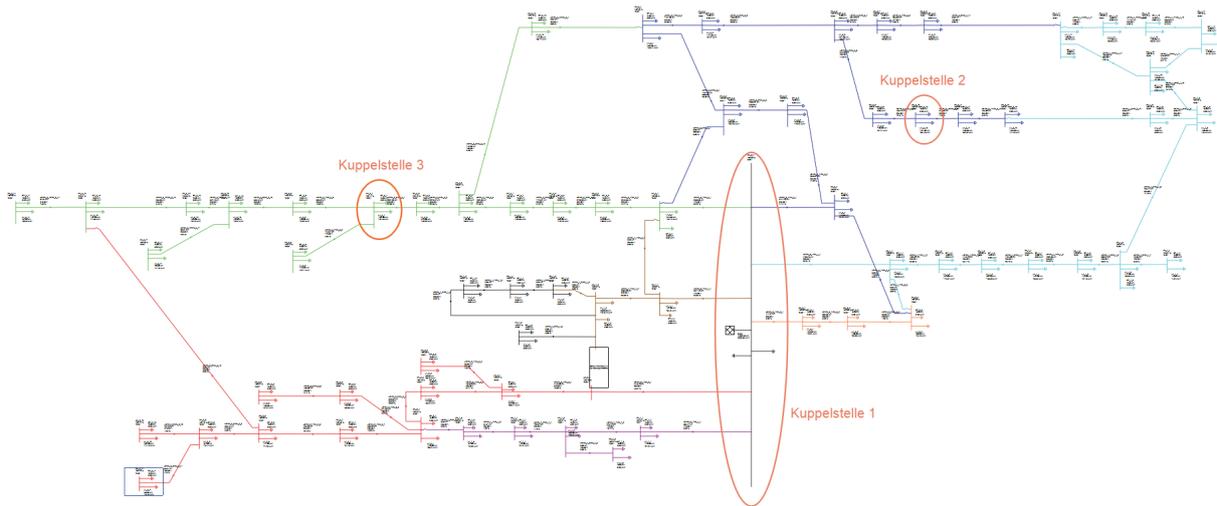


Abbildung 13: Netztopologie des elektrischen Versorgungssystems der städtischen Modellregion

### 3.1.2 Netzreduktion

Im Projekt SYMBIOSE hat sich bereits gezeigt, dass die Optimierungen für das Ausgangsnetz (Abbildung 13) in keiner sinnvollen Rechenzeit durchgeführt werden konnte. Dies war dadurch begründet, dass aufgrund der hohen, pro Knoten, einsetzbaren Speichertypen und der hohen Knotenanzahl, zu viele Kombinationen möglich gewesen wären. Als Abhilfe wurde eine Netzreduktion durchgeführt. Im Zuge dieser Reduktion wurde das Netz in ein Netz mit „extremere“ Eigenschaften überführt. Darunter ist zu verstehen, dass alle Lasten und Einspeisungen in einem Strang immer an den letztmöglichen Punkt vor der nächsten Abzweigung gesetzt wurden. Dies hat den Grund, dass dadurch immer mehrere Knoten zu einem Ersatzknoten zusammengefasst werden konnten. Dieser Ersatzknoten besteht aus der Summenlast der anderen Knoten. In Abbildung 14 ist dieser Sachverhalt an einem Beispiel dargestellt. Im linken Bild sind drei Knoten (drei Häuser) abgebildet, welche über die Leitungen mit den Längen  $a$ ,  $b$  und  $c$  verbunden sind. Im rechten Bild wurden alle Lasten am entferntesten Knoten platziert und durch eine Ersatzleitung mit der Gesamtlänge  $a+b+c$  angebunden. Durch diesen Ansatz der Knotenreduzierung wird garantiert, dass ein von der Optimierung vorgegebener Speicherausbau, auch nach einer Rückführung ins Ausgangsnetz zu einer Einhaltung aller technischen Grenzen führen würde. Weil es durch die hier beschriebene Reduzierungsmethode zu einer extremeren Lastpositionierung, verglichen mit dem Ursprungsnetz, kommt.

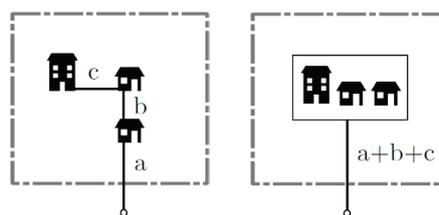


Abbildung 14: Netzreduktion; links: die drei unabhängigen Knoten vor der Reduktion; rechts: alle Lasten zu einem Knoten zusammengefasst

Mit diesem Reduktionsansatz kann das Netz aus Abbildung 13 in jenes aus Abbildung 15 überführt werden. Dadurch wird die ursprüngliche Knotenanzahl von 66 auf 27 reduziert und es werden realistische Simulationszeiten von maximal einigen Stunden bis einen Tag pro Optimierungsfall ermöglicht. Mit den gelben Ellipsen sind die drei ursprünglich im Symbiose-

Netz festgelegten Koppelpunkte zwischen dem Strom- und Gasnetz abgebildet. Diese Koppelpunkte wurden damals in enger Zusammenarbeit mit Vorarlberg Netz erarbeitet.

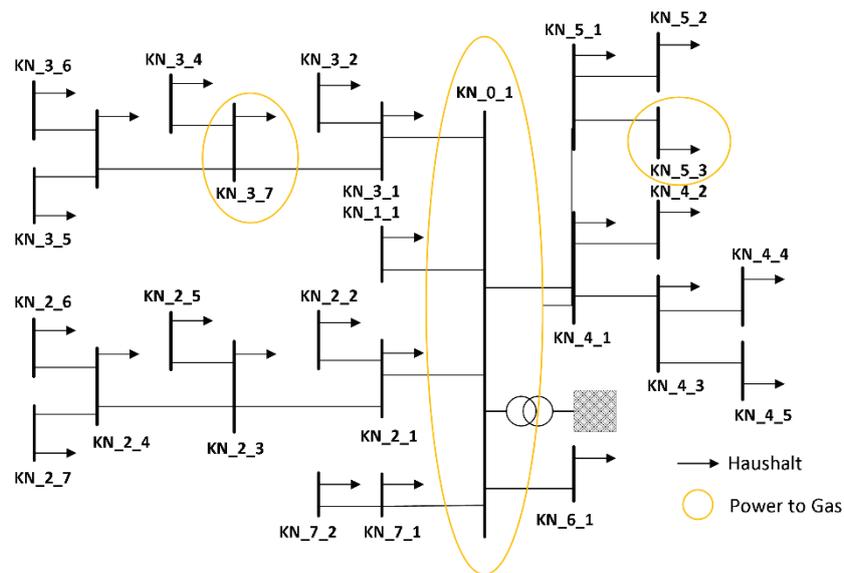


Abbildung 15: Netztopologie des reduzierten elektrischen Netzes

### 3.1.3 Netzanpassungen

Das in Abbildung 15 dargestellte Netz, mit den zugehörigen Koppelpunkten, bildete die Ausgangsbasis für die Anpassungen an die neuen Anforderungen durch Berücksichtigung von Industrie- und Gewerbekunden. Für die Anpassungen der Kundengruppen und Koppelpunkte wurde dabei eng mit MPREIS und Vorarlberg Netz zusammengearbeitet. Es wurden vier Knoten identifiziert an denen auch im realen Netz Gewerbekunden platziert sind. Im Modell sind an diesen vier Knoten, gegenüber Symbiose, Supermärkte berücksichtigt (siehe Abbildung 16). Im realen Netz befindet sich am Knoten KN\_1\_1 ein großer Industriekunde. Diese Tatsache wurde herangezogen, um den Industriestandort des Projektpartners, an diesem Netzknoten zu platzieren.

Einerseits haben Simulationsergebnisse aus dem Projekt Symbiose gezeigt, dass der Power to Gas-Pfad nur geringfügig verwendet wird, andererseits prüft und plant MPREIS derzeit die Errichtung eines Elektrolyseurs an einem Firmenstandort. Diese beiden Gegebenheiten sind berücksichtigt worden, um die ursprünglich drei Power to Gas Knoten auf einen zu reduzieren und diesen am KN\_1\_1 zu platzieren (siehe orange Ellipse in Abbildung 16). Hinsichtlich der Leitungsquerschnitte waren keine Anpassungen nötig, weil es durch die Lastsubstitution oder Lastergänzung zu keinen thermischen Grenzstromverletzungen kommt.



Voraussetzungen für eine dezentrale Gaseinspeisung bzw. Beimengung von Wasserstoff in die bestehende Gasnetzinfrastruktur ermittelt. Hieraus und mittels Recherchen wurden die technischen Anforderungen möglicher Koppelknoten (Einspeisepunkte ins Gasnetz) ermittelt. Bei der Auswahl der Koppelpunkte wurde die in Österreich gültige ÖVGW Richtlinie berücksichtigt. Gemäß dieser kann Wasserstoff bis zu 4 Vol-% und synthetisches Methan bis 96 Vol-% in das Erdgasnetz eingespeist werden [22]. Die Einspeisung erfolgt an Stationen an denen der notwendige Durchfluss für eine sinnvolle Einspeisemenge (Umwandlungsleistung) erreicht werden kann. Wie in Abbildung 15 und Abbildung 16 ersichtlich und beim Stromnetz bereits angeführt, wurden die Power to Gas-Knotenpunkte von drei auf einen reduziert. Ansonsten blieb die Berücksichtigung des Gasnetzes unverändert.

## **4 Potentialanalyse Industriekunde**

Zu den Zielen des Projektes zählt es, zu zeigen welche Rolle Gewerbe und Industrie durch die Integration der eigenen regenerativen Erzeugungstechnologien, Speicher und Umwandlungstechnologien, Berücksichtigung der Verschiebungsmöglichkeiten zwischen den Energieträgern Strom, Wärme und Gas für die Erhöhung der Nachhaltigkeit in der Stadt einnehmen können. Zur Erfüllung dieses Zieles wurde eine Potentialanalyse eines Industriekunden durchgeführt. Als Ergebnis wurden die Speicher- und Verschiebungspotentiale bei Gewerbe- und Industriekunden bestimmt. Darauf aufbauend wurden Empfehlungen zu Betriebsführung und Anlagendesign bei diesem Stakeholder formuliert und Energiebezugs und CO<sub>2</sub> – Reduktionspotenziale bei Aktivierung der genannten Maßnahmen berechnet.

Ziele der Potentialanalyse des Industriekunden war es die innerbetrieblichen Energieeffizienzpotentiale, Speicherpotentiale bzw. zusätzliche Bedarfe und die Verschiebungsmöglichkeiten zwischen den Energieträgern Strom, Wärme und Gas zu untersuchen und Empfehlungen über Modifikationen oder den optimierten Betrieb der Anlage abzuleiten.

Das Energiesystem sowie die Verbrauchscharakteristiken des betrachteten Gewerbebetriebs wurden eingehend in Hinblick auf Systemzusammenhänge und Verbrauchsverhalten analysiert. Aus historischen Daten und Messungen wurde die Datenbasis für den Aufbau und die Parametrisierung von Modellen der Energiesysteme generiert. Mittels des aufgebauten Simulationsmodells werden Szenarien für eine angepasste Betriebsführung und die Auswirkung angepasster Anlagendesigns untersucht, speziell unter Einbeziehung von Power2Gas (Strom zu Methan und/oder Wasserstoff) Technologien.

Die Untersuchung der Einsparungspotentiale wurde anhand des Fallbeispiels des Bäckereibetriebes des Industriepartners in Tirol durchgeführt.

### **4.1 Analyse Bestandsanlage**

Zur Schaffung der Datenbasis für die Modellierung wurden Daten aus Anlagenplänen, Maschinendaten und historische Monitoringdaten aus dem Automatisierungssystem des Industriepartners erhoben. Die Monitoringdaten in vollem Umfang sind ab Juni 2015

vorhanden (Neuinbetriebnahme des Systems) und wurden bis Juli 2017 erfasst, wobei die Daten des zweiten Aufzeichnungsjahres größere Lücken aufweisen. Daher wurden hauptsächlich die Daten des ersten Jahres herangezogen. Die Auswertung eines gesamten meteorologischen Jahres ist auf Basis der vorhandenen Daten möglich. Insgesamt wurden 57 Messpunkte für die Modellierung aufbereitet, darin enthalten sind sowohl Daten zu den innerbetrieblichen Verbrauchern, als auch Energiezähler an mehreren Punkten des innerbetrieblichen Energienetzes. Außerdem wurden Daten der am Areal vorhandenen PV-Anlagen manuell ausgelesen und zur Datenbasis hinzugefügt. Zusätzlich wurden Anlagendaten der am Standort installierten Anlagen erhoben. Die erhobene Datenbasis dient zur Parametrisierung der Modelle der Anlagen des Energiesystems des Industriebetriebes Bäckerei und Fleischzerlegebetrieb, Abbildung der innerbetrieblichen Verbraucher (Produktionsanlagen, Gebäudekonditionierung, Elektroverbraucher) und Validierung der Modelle.

Parallel zur Datenerhebung wurde eine Modellierung des Ist-Zustandes des Betriebs durchgeführt (Modell Phase 1). Das dynamische Modell wurde in der Modellierungssoftware Dymola zusammengestellt. Für die Energiewandler konnten teilweise Modelle aus Vorprojekten wiederverwendet werden (BHKW, PV-Anlage). Neue Modelle für die Wasserschichtspeicher wurden im Rahmen des Projektes erstellt. In das Modell wurden jene Bereiche des Energiesystems mit einbezogen, welche direkt Verschiebungspotentiale zwischen Energieträgern oder in zeitlicher Hinsicht bieten. Mögliche Verschiebungen ergeben sich im Rahmen des momentan installierten Systems zwischen Wärme- und Gasnetz da als Wärmequellen Fernwärme, BHKW und Gasbrenner zur Verfügung stehen. Indirekt wird durch das BHKW eine Auswirkung auf das Stromnetz erzeugt. Zeitliche Verschiebungspotentiale können außerdem über die Speicherbeladung realisiert werden. Abbildung 18 zeigt einen Überblick über das Energiesystem der Bäckerei und Fleischerei sowie die innerbetrieblichen Verbrauchergruppen und die (hauptsächlich thermischen) Energiezähler des Monitoringsystems (Kreise mit Nummern). Die Verbindungspfeile stellen thermische Energieströme dar. Gelb gekennzeichnet sind jene Anlagenteile die für Lastverschiebungen aktiviert werden können. Die indirekte Auswirkung der Verschiebung einer Wärmeproduktion von oder zum BHKW auf die Stromproduktion bzw. den Strombedarf ist in Orange dargestellt.

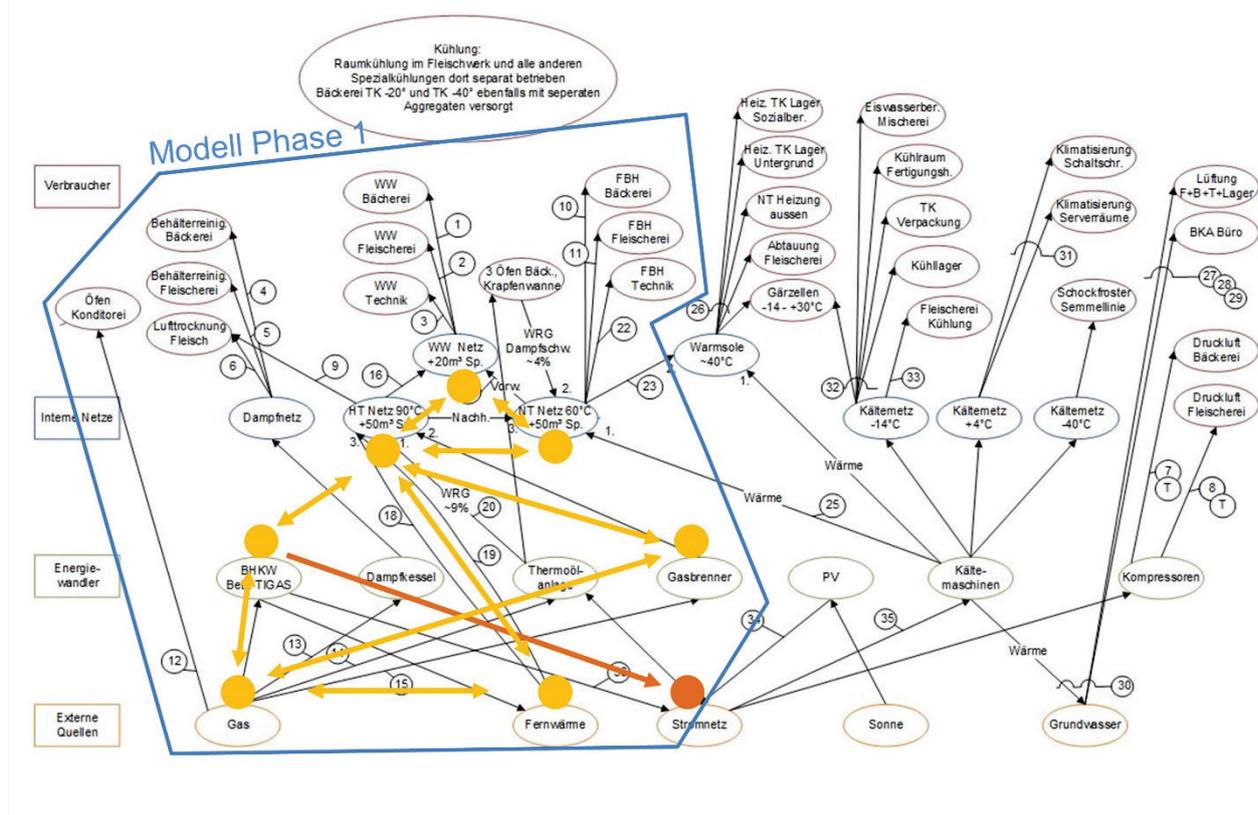


Abbildung 18: Energiesystem des Industriepartners mit Load-Shift Potentialen

Eine Analyse der zeitlichen Verschiebungspotentiale auf Seiten der Produktionsanlagen zeigt, dass aufgrund des Produktionsablaufes nur geringe zeitliche Verschiebungen realisiert werden können. Die Verschiebungspotentiale wurden anhand der Produktionslinie für Semmeln analysiert, da detaillierte Energieverbrauchsdaten aus Messungen für diese Linie vorlagen. Aufgrund des linienartigen Charakters der Produktion ist das Verschieben einzelner Produktionsabläufe nur bedingt und in sehr restriktiven Zeitfenstern möglich. Abbildung 19 bietet einen schematischen Überblick über eine Produktionslinie, in der sowohl gebackene, halbgebackene und sodann gefrorene als auch nur gefrorene Produkte gefertigt werden. Verschiebungen sind nur für den ersten Teil der Linie (Block 1) oder den zweiten Teil (Block 2) als Ganzes möglich, unter Ausnutzung der Tatsache, dass die Verweildauer im Gärschrank in der Mitte der Linie leicht variierbar ist.

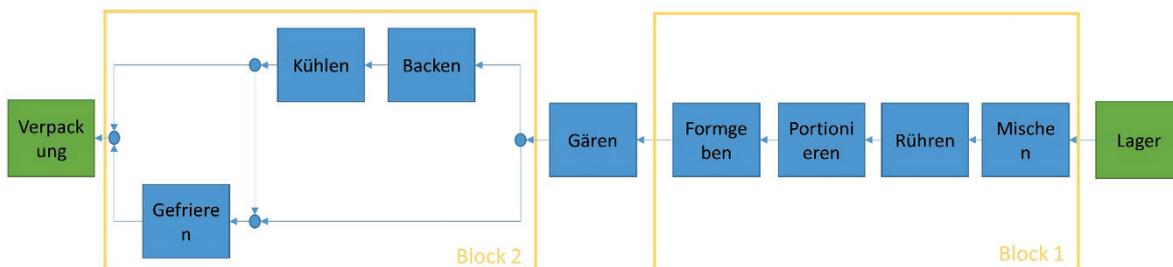


Abbildung 19: Überblick Produktionslinie

Beim Verschieben ist zu beachten, dass ein früherer oder späterer Beginn der Teigaufbereitung zu Beginn der Linie oder des Backprozesses eine Verschiebung des gesamten restlichen halben Teils der Linie nach sich zieht, da hier die Totzeit invariabel ist. Im hinteren Teil trifft das nicht auf die Tiefkühlprodukte zu, da an deren Produktion nur der Froster beteiligt ist. Den Gärprozess zu verschieben ist aufgrund der konstanten Verbrauchscharakteristik unabhängig vom Betriebszustand der Gärschränke obsolet.

Unter Berücksichtigung der Produktionspläne innerhalb der Schichten ergeben sich folgende Verschiebungspotentiale der elektrischen Leistung an Wochentagen:

Tabelle 7: zeitliche Verschiebungspotentiale Produktionslinie

Block	Leistung	Verschiebung von	Zeitfenster
Block 1	19 kW für 6h	Beginnzeit	1:30 – 2:30 9:30 – 10:30 17:30 – 18:30
Block 2 backen	41 kW für 5,5h	Beginnzeit	3:00 – 5:00 12:00 – 14:00
Block 2 gefrieren	15 kW für 6h	Beginnzeit	4:00 – 6:00

Aufgrund eines ähnlichen Aufbaus der anderen Produktionslinien ist für diese von ähnlich limitierten Verschiebungspotentialen auszugehen. Längerfristig und dauerhafter kann noch die Verlegung ganzer Schichten als Option erwogen werden. Dies würde die Gesamtleistung der Linie betreffen, welche durchschnittlich 68kW beträgt, allerdings stark variierend über die Schicht. Aufgrund des geringen Potentials wurde der Ansatz zeitlicher Shifts in der Produktion nicht weiterverfolgt.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die zeitlichen Verschiebungspotentiale der Produktion stark von den Rahmenbedingungen der Produktion abhängig sind. Insbesondere Terminierung der Produkte und Organisation der Fertigung (Linie, flexibel) sind von großem Einfluss. Manuell Potentiale zu identifizieren und im laufenden Betrieb in die Planung der Produktion einfließen zu lassen, erscheint ins Alltagsgeschäft schwer integrierbar. Die Integration von Energiekonsumenten in optimierender Produktionsplanungssoftware könnte hier geeignet sein, zu verbesserten Resultaten zu führen.

Die Wärmespeicher liefern zeitliches Verschiebungspotential für die Wärmeleistungen. Aufgrund der zugrundeliegenden Wärmeverbräuche der Abnehmer, welche bis zu 1MW betragen, kann unter Ausnutzung des gesamten Speicherpotentials aller drei thermischen Speicher (Niedertempertur (NT) und Hochtempertur (HT), jeweils 50000 kg, und Warmwasser (WW), 20000 kg bei Temperaturbandbreiten von 15-20K), von maximal 2 Stunden ausgegangen werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass durch volle Speicher der Nebeneffekt entsteht, dass Abwärme, die zur Speicherbefüllung dient, nicht mehr abgenommen werden kann. Außerdem besteht die Möglichkeit, bei der Speicherversorgung zwischen Gasbetrieben und über das Fernwärmenetz gespeist, zu wechseln. Hierbei kann

aufgrund der Anlagen-Dimensionierung von einer verschiebbaren Leistung von max. 1,8 MW thermisch bzw. einer äquivalenten Gasmenge ausgegangen werden. Möglichkeiten die elektrische Leistung zu verschieben bestehen nicht. Das Blockheizkraftwerk wird im momentanen Betriebszustand elektrisch geführt und steht daher für Verschiebungspotentiale im Wärmebereich nicht zur Verfügung. Das Blockheizkraftwerk mit einer elektrischen Nennleistung von ca. 0,9 MW kann natürlich für Verschiebung des elektrischen Verbrauchs genutzt werden. Wie die Gesamtsimulation zeigt, bestehen hier erhebliche Potentiale in Gesamtsystemsicht. Abbildung 20 verdeutlicht die vorhandenen Verschiebungspotentiale (schwarz) im Vergleich zu den technologisch möglichen (grau).

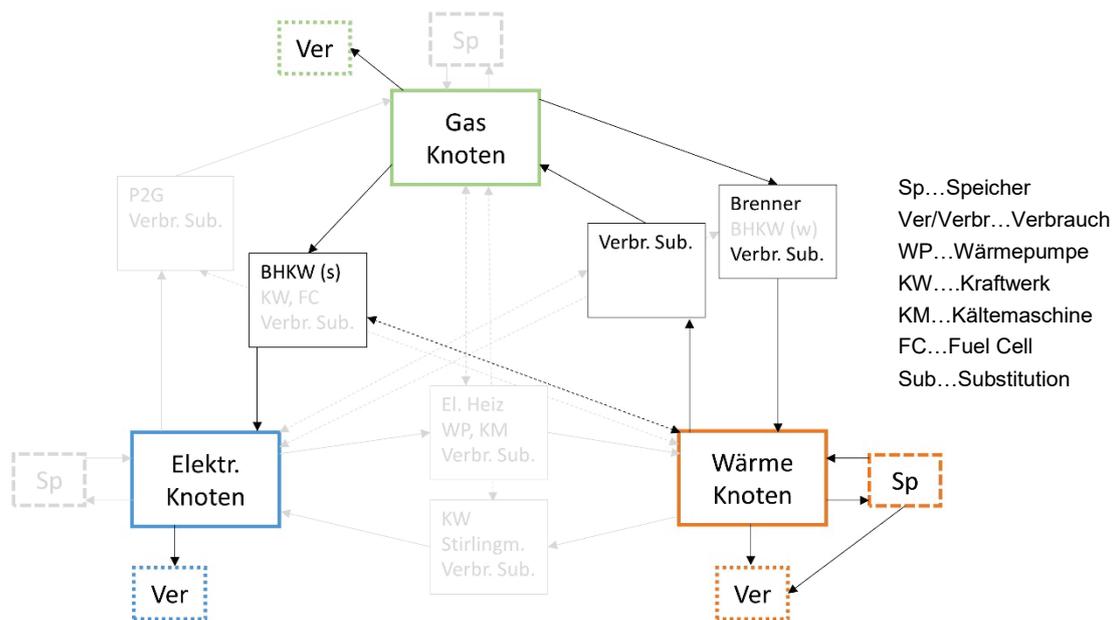


Abbildung 20: Verschiebungspotentiale im Bestandssystem des Industriepartners

## 4.2 Integration Power-to-Gas-Anlage

Um mehr Verschiebungspotentiale in die Simulation zu integrieren wurde beschlossen, die bei MPREIS geplante Power-to-Gas Anlage (Strom zu Methan und/oder Wasserstoff) mit zu berücksichtigen. Dadurch erweitern sich die Verschiebungsmöglichkeiten um Potentiale von Strom zu Gas, wie in Abbildung 21 dargestellt. Die Modellierung der Power-to-Gas Anlage und der Varianten wurde im Rahmen einer Diplomarbeit durchgeführt.

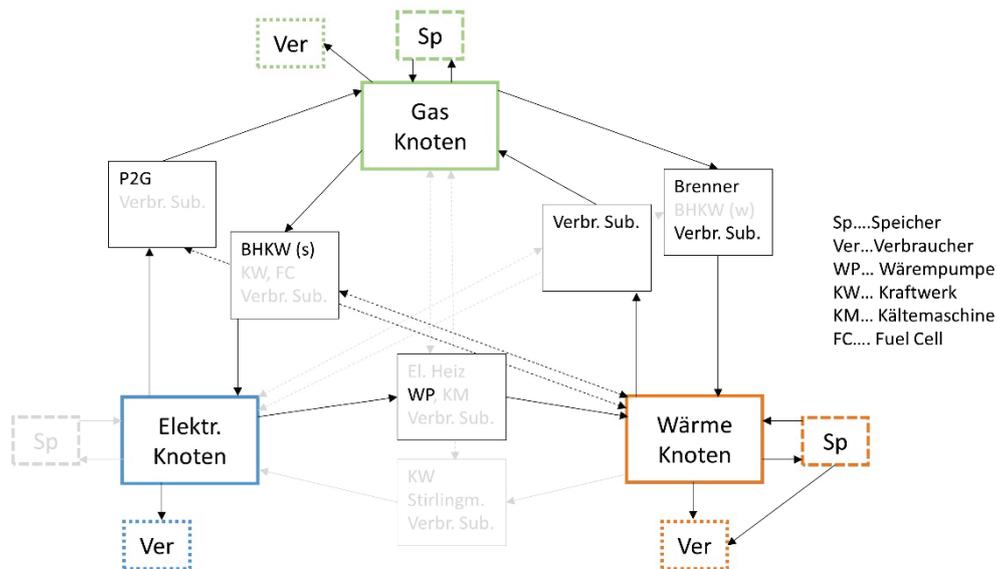


Abbildung 21: Verschiebungspotentiale MPREIS unter Einbeziehung einer Power-to-Gas Anlage

Die betrachtete Power-to-Gas Anlage ist, wie in Abbildung 22 dargestellt, ausgeführt. Wasser wird mittels eines Elektrolyseurs in H<sub>2</sub> umgewandelt und in einem nachgeschalteten Wasserstoff Speicher gespeichert. Danach wird unter Zuführung von CO<sub>2</sub> in einer Methanisierungsanlage Methan erzeugt, welches unter Umständen in das Gasnetz eingespeist werden kann. Bei der Elektrolyse und Methanisierung anfallende Abwärme wird ebenfalls innerbetrieblich genutzt.

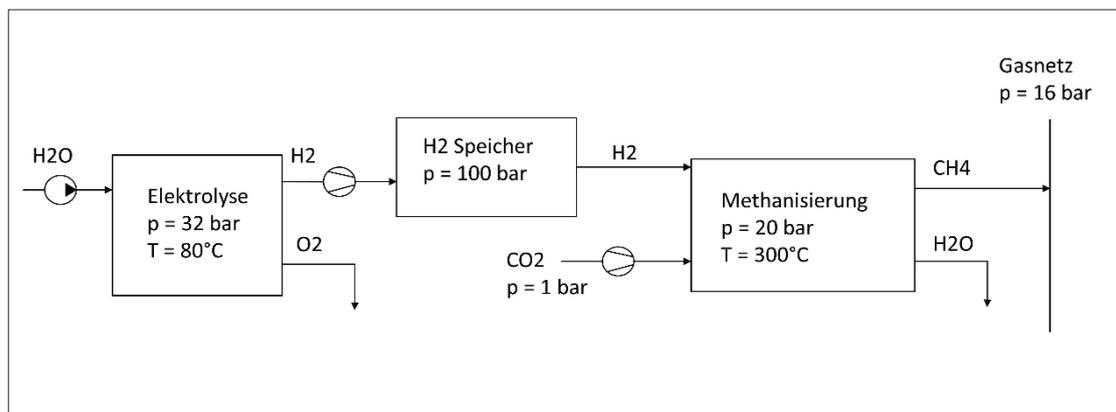


Abbildung 22: Schema Power-to-Gas Anlage

Aufgrund einer genauen Analyse der betriebsinternen möglichen Verwertungspotentiale ergaben sich die Varianten für die Simulation:

- Die Variante 1 beschreibt die Wasserstoffnutzung für die betriebliche Mobilität. Unter Hinzunahme von Strom wird über den Elektrolyseur Wasserstoff produziert und in den Niederdruckspeicher zwischengespeichert. Für die Wasserstoffnutzung an der Tankstelle sind eine Druckerhöhung mittels Kompressoren und ein Hochdruckspeicher

notwendig. Zusätzlich wird die Elektrolyseabwärme für die Wärmespeicher genutzt. Methan wird nicht produziert.

- Der Wärmebedarf der Thermoölanlage wird im bestehenden Energiesystem über Methanbrenner gedeckt. Die Variante 2 substituiert das Methangas über die Verbrennung von Wasserstoff. Der aus der Elektrolyse bezogene Wasserstoff wird in den Niederdruckspeicher eingespeist und bei Bedarf an den Wasserstoffbrenner abgegeben. Die Abwärme des Elektrolyseurs kann in den Wärmespeichern genutzt werden. Methan wird nicht produziert.
- Wird der Wasserstoff aus der Elektrolyse zu Methan umgewandelt, kann dieser in vielfältiger Weise im Gewerbebetrieb genutzt, oder in das Erdgasnetz eingespeichert werden. In Variante 3 wird der Elektrolyseur mit Nennleistung betrieben und Wasserstoff aus dem Niederdruckspeicher gleichmäßig an den Methanisierungsreaktor abgeben. Die Elektrolyseabwärme steht für die Wärmespeicher, als auch die Abwärme der Methanisierung für die Thermoölanlage zur Verfügung. Es wird kein Wasserstoff produziert.
- Bei der Variante 4 wird der produzierte Wasserstoff für die Mobilität, für die Wärmebereitstellung für die Thermoölanlage und für die Produktion von Methan eingesetzt. Der Elektrolysebetrieb erfolgt bei Nennleistung. Der Wasserstoff wird in Abhängigkeit des Füllstandes des Niederdruckspeichers vorrangig für die Mobilität und für den Thermoölbrenner und nachrangig für die Methanisierung verwendet.

Zusätzlich wird die Auswirkung der zwei unterschiedlichen Möglichkeiten der Abwärmenutzung aus dem Elektrolyseur betrachtet. Im Fall (a) wird die Abwärme direkt in den NT-Wärmespeicher und im Fall (b) in den HT-Wärmespeicher eingespeist. Aufgrund des höheren Temperaturniveaus des HT-Wärmespeichers muss für die Nutzung der Elektrolyseabwärme zusätzlich eine Wärmepumpe für (b) vorgesehen werden. Die Abwärme, die vom HT-Speicher nicht aufgenommen werden kann, wird an das Fernwärmenetz abgegeben.

Als Referenzmodell für den Vergleich der Nutzungsvarianten wurde das Energiemodell des Gewerbebetriebes gemäß Modell Phase 1 lt. Abbildung 18 herangezogen. Das Modell berücksichtigt die Wärmenachfrage des NT-Verbrauchers, des HT-Verbrauchers und des Thermoölerhitzers, die durch historische Monitoringdaten der angeschlossenen Verbraucher dargestellt werden. Das Modell des Blockheizkraftwerks wurde aus dem Modell exkludiert, da es stromgeführt betrieben wird und die entstehende Wärme daher nur als verbrauchsmindernde Abwärme betrachtet wird, die ebenfalls über Monitoringdaten in das Modell implementiert wird. Dafür wurde der Treibstoffbedarf für die betriebliche Mobilität inkludiert.

Abbildung 23 zeigt einen Überblick über das Modell des bestehenden Systems (weiß gefüllt) und der zusätzlichen Komponenten der Power-to-Gas Anlage (hell und dunkel grau). Für die Modellierung wurden zwei verschiedenen Anlagendimensionierungen herangezogen, um Zusammenhänge zwischen Nutzungsszenarien und Anlagengröße aufzuzeigen. Tabelle 8 bietet einen Überblick über die Eckdaten des Elektrolyseurs und der Methanisierungsanlage.

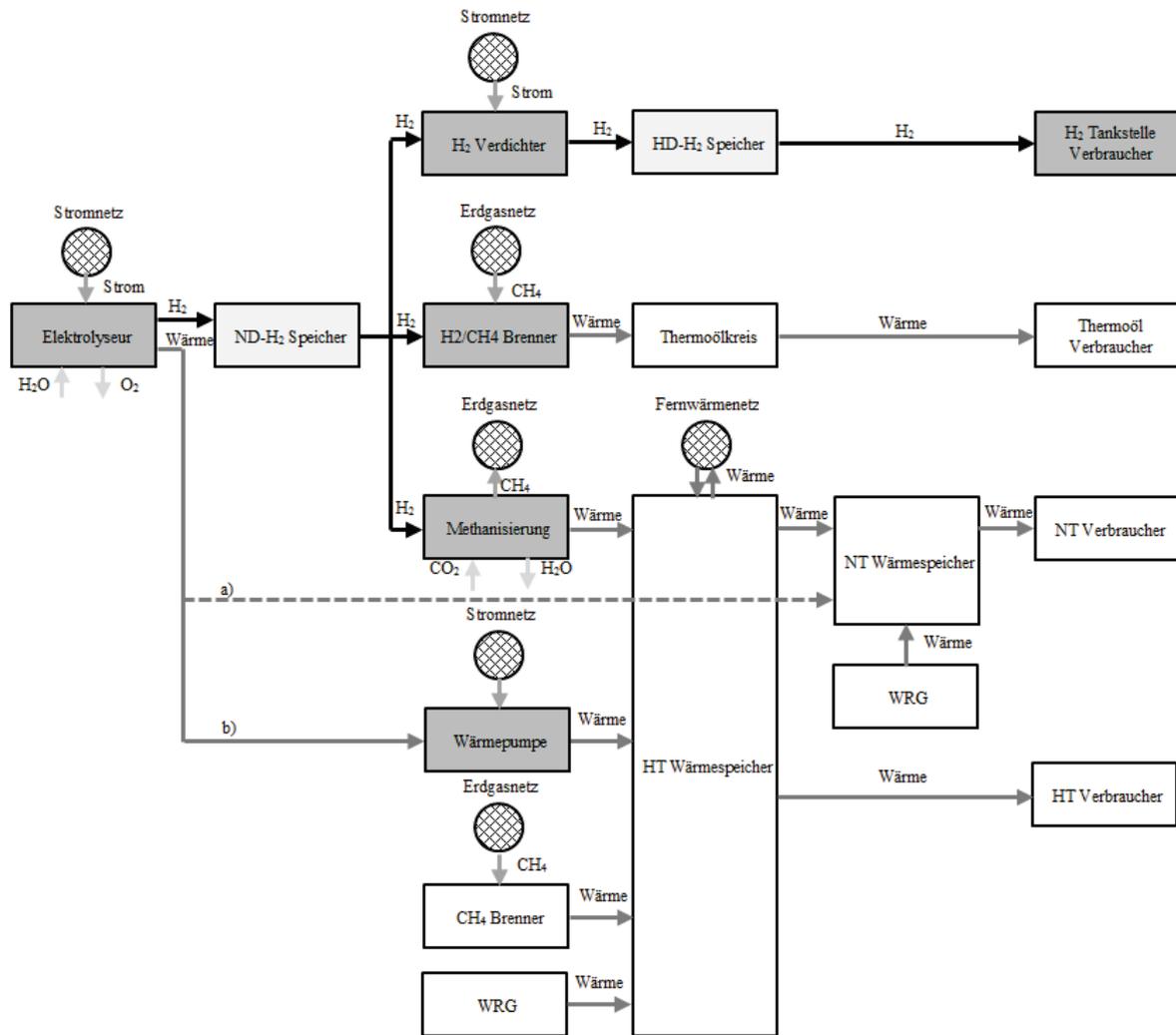


Abbildung 23: Bestehendes Energiemodell des Gewerbebetriebes

Tabelle 8: Eckdaten von Elektrolyseur und Methanisierung

Alkalischer Elektrolyse		
Betriebsdruck $p_{AEL}$	32 bar	
Betriebstemperatur $T_{AEL}$	80 °C	
Betriebsbereich $P_{AEL,HA} : P_{AEL,Nenn}$	25 bis 100 %	
Leistung Nebenaggregate $P_{AEL,NA} : P_{AEL,Nenn}$	5 %	
Nennleistung $P_{AEL,Nenn}$	2,6 MW	5,2 MW
Volumenstrom Wasserstoff bei Nennleistung $\dot{V}_{H_2,AEL}$	600 Nm <sup>3</sup> /h	1200 Nm <sup>3</sup> /h
Nutzbare Abwärme bei Nennleistung $\dot{Q}_{AEL,Kühl} : P_{AEL,Nenn}$	13 %	
Max. Wirkungsgrad für die Stromversorgung $\eta_{ACAC-ACDC}$	96 %	
Methanisierung		
Betriebsdruck $p_{MET}$	20 bar	
Betriebstemperatur $T_{MET}$	300 °C	
Betriebsbereich $P_{MET} : P_{MET,Nenn}$	40 % bzw. 100%	
Nennleistung bezogen auf den Heizwert Wasserstoff $P_{MET,Nenn}$	1,8 MW	3,6 MW

Alkalischer Elektrolyse		
Nennvolumenstrom Wasserstoff $\dot{V}_{\text{H}_2,\text{MET}}$	600 Nm <sup>3</sup> /h	1200 Nm <sup>3</sup> /h
Nennvolumenstrom synt. Methan $\dot{V}_{\text{CH}_4,\text{MET}}$	300 Nm <sup>3</sup> /h	150 Nm <sup>3</sup> /h
Nutzbare Abwärme bei Nennleistung $\dot{Q}_{\text{MET,Kühl}} : P_{\text{MET,Nenn}}$		17 %

Die Simulation wird über einen Zeitraum von 7 Tagen durchgeführt und jeweils eine Sommerwoche (SOWO) und eine Winterwoche (WIWO) betrachtet, um Unterschieden in den Wärmebedarfen durch Heizaktivitäten Rechnung zu tragen. Das Energiemodell wurde in der Programmiersprache Modelica in Dymola erstellt. Für die Simulation einer Woche wurde ein Zeitschritt von 60 Sekunden gewählt.

Die Ergebnisse der einzelnen Varianten und des Referenzmodells bezüglich fossiler Energien, Fernwärme und Wasserstoff bzw. synthetischem Methan werden im Folgenden analysiert. Die aufsummierten Energieformen der Varianten werden mit dem Referenzsystem verglichen und zusätzlich der Effekt der unterschiedlichen Abwärme-Integrationen besprochen. Eine Zusammenfassung der Energiebilanz der Sommerwoche zeigt Abbildung 24. Die Winterwoche wird in Abbildung 25 dargestellt.

Die Darstellung der Energieformen erfolgt aggregiert über die betrachtete Woche. In den folgenden Abbildungen wird die Energienachfrage des Gewerbebetriebes als Verbrauch, und die eingebrachten bzw. ausgebrachten Energien aus dem Energiesystem als Einsatz bezeichnet. Die Wärmenachfrage der HT-Verbraucher, NT-Verbraucher und Thermoölverbraucher des Gewerbebetriebes werden in Abbildung 24 aufaddiert und zusätzlich die Wasserstoff- und Dieselnutzung für die betriebliche Mobilität berücksichtigt. Der Energieeinsatz setzt sich aus den Energieformen Strom, Methan, Diesel und Fernwärme zusammen. Wird in Summe mehr Methan produziert als verbraucht, so wird dies im Diagramm negativ dargestellt. In Klammern () angeführte Werte beziehen sich auf das Referenzmodell des Ist-Zustandes.

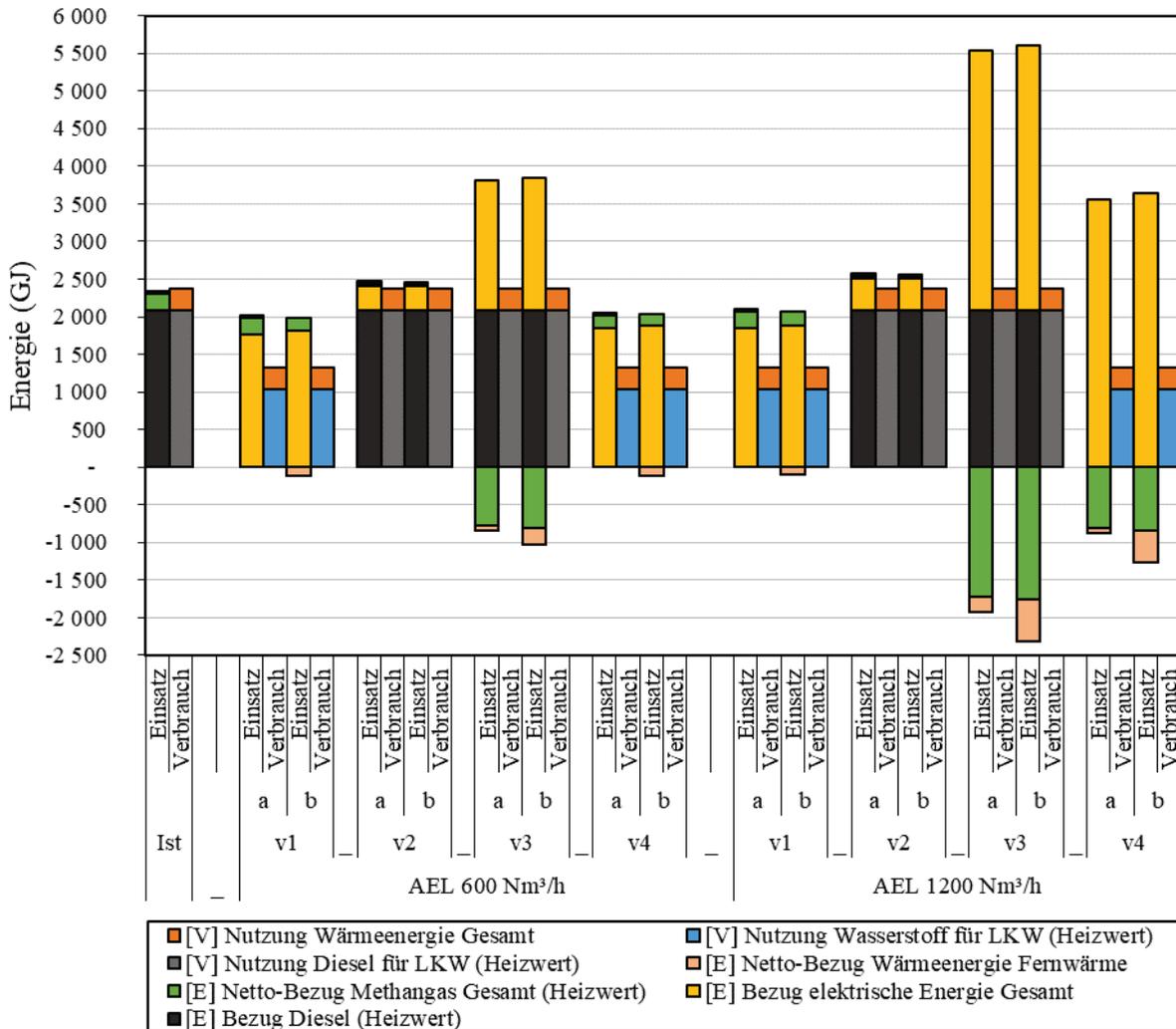


Abbildung 24: Bilanzierung und Zusammenfassung der Energieformen (SOWO)

Die Ergebnisse für die Sommerwoche zeigen, dass bei allen Varianten die Gesamt-Methangasnachfrage reduziert werden kann. Zusätzlich wird teilweise mehr Methan produziert als Bedarf besteht.

Beim 600 Nm<sup>3</sup>/h Elektrolyseur wird bei der Variante 2 die größte Methanreduktion erzielt. Der produzierte Wasserstoff substituiert die gesamte Methan-Nachfrage des Thermoölbrenners von 182 GJ. Im Fall (b) wird in Summe 29 GJ (-194 GJ) Methan benötigt. Bei der Variante 3 wird durch die Umwandlung des Wasserstoffes zu Methan am meisten Netto-Methan abgegeben, nämlich insgesamt im Fall (b) 807 GJ. Zusätzlich wird die größte Menge Wärme an das Fernwärmenetz abgegeben. Der Dieserverbrauch für Mobilität im Referenzmodell von 2082 GJ kann beim 600 Nm<sup>3</sup>/h Elektrolyseur bei den Varianten 1 und 4 mit Wasserstoff substituiert werden.

Bei der Elektrolyse-Anlagengröße von 1200 Nm<sup>3</sup>/h kommt es bei der Variante 4 zur größten Reduktion der Methannachfrage der Brenner. Im Fall (b) kann, durch Abwärme der Elektrolyse und Methanisierung und Nutzung des Wasserstoffes für den Thermoölbrenner, der gesamte Methanverbrauch substituiert werden. Die größte Netto-Menge an Methan wird bei der Variante 3 im Fall (b) an das Gasnetz abgegeben, nämlich 1765 GJ. Bei den Varianten 1 und 4 des 1200 Nm<sup>3</sup>/h Elektrolyseurs wird der gesamte Energiebedarf der Mobilität mit Wasserstoff gedeckt.

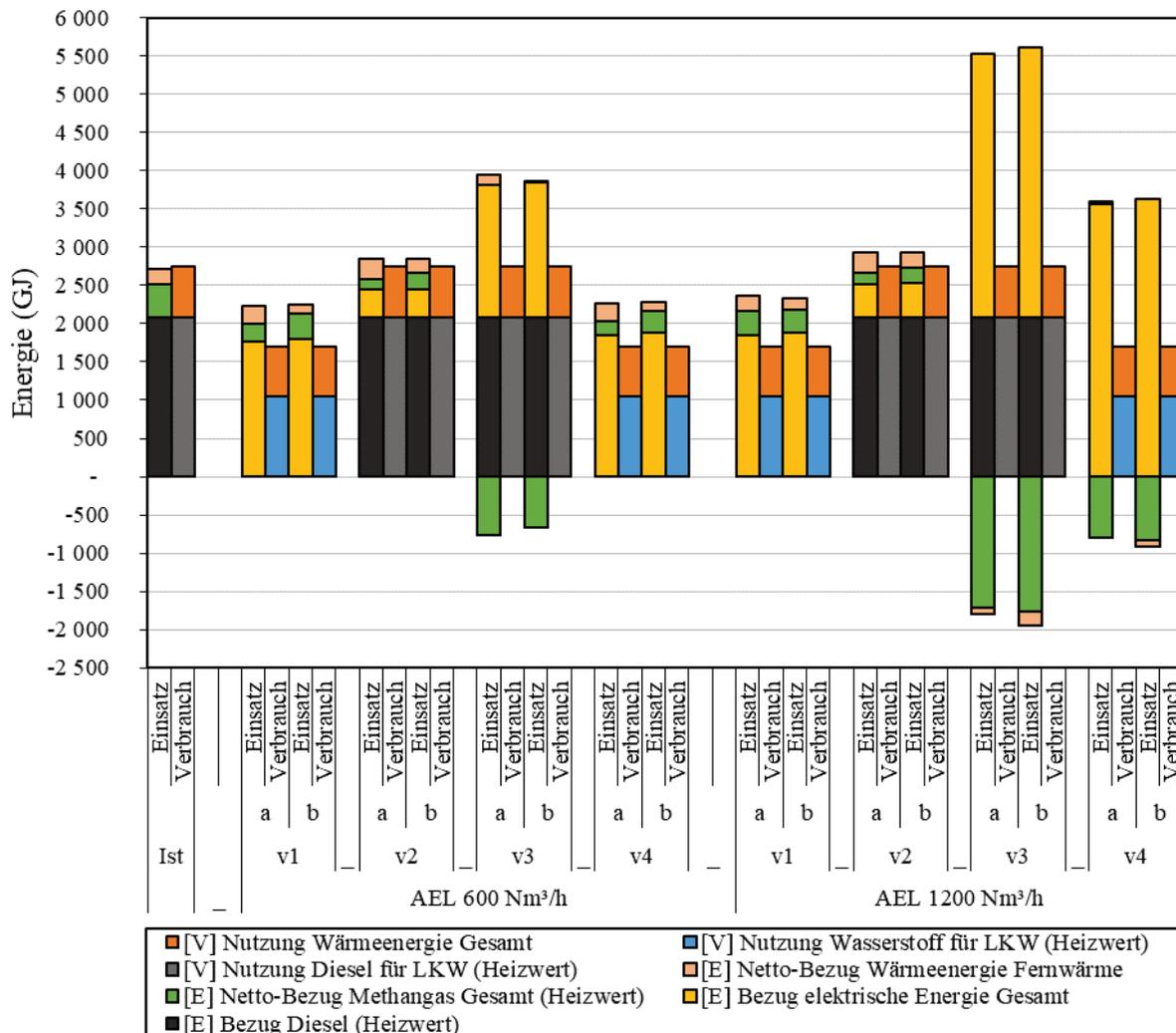


Abbildung 25: Bilanzierung und Zusammenfassung der Energieformen (WIWO)

Alle untersuchten Varianten führen auch in der Winterwoche zu Methanbezugsreduktion für den HT-Brenner bzw. für den Thermoölbrenner. Zusätzlich wird bei der Variante 3 und 4 mehr Methangas produziert als durch die Verbraucher nachgefragt wird. Bei der Variante 1 und 4 wird der gesamte Dieselbedarf durch Wasserstoff substituiert.

Bei der Elektrolysegröße 600 Nm<sup>3</sup>/h kommt es bei der Variante 2 (a) mit 139 GJ (–289 GJ) und 3 (a) mit 138 GJ (–290 GJ) zur größten Methangasreduktion der Brenner. Bei der Variante 3 kann mit der Methanisierungsanlage am meisten Methan an das Gasnetz abgegeben werden. Für den Fall (a) wird eine maximale Netto-Ausspeisemenge von 761 GJ berechnet.

Für die 1200 Nm<sup>3</sup>/h Elektrolyseanlage wird die größte Methangasreduktion bei der Variante 4 erzielt. Durch Abwärmenutzung und zusätzlichem Wasserstoffeinsatz beim Thermoölbrenner kann bei der Variante 4 (b) der gesamte Methanverbrauch substituiert werden, nämlich 0 GJ (–428 GJ). Die Methanproduktion von 837 GJ kann dem Gasnetz zugeführt und zusätzlich 72 GJ Netto-Wärmeenergie an das Fernwärmenetz abgegeben werden. Die größte Netto-Ausspeisemenge wird bei der Variante 3 erzielt. Im Fall (b) wird 1756 GJ Methan und 194 GJ Fernwärme abgegeben.

Für die Elektrolyseabwärme werden zwei Integrationsvarianten untersucht. Einerseits wird die Abwärme im NT-Speicher (a) und andererseits über den Einsatz einer Wärmepumpe im HT-Wärmespeicher (b) genutzt. Bei der Variante 3 und 4 wird zusätzlich die Methanisierungsabwärme an den Thermoölkreis abgegeben.

Die Ergebnisse der Sommerwoche zeigen, dass durch die Abwärme-Integration im Fall (b) gegenüber (a) in allen betrachteten Elektrolysegrößen und Varianten der Methanbedarf reduziert werden kann. Zusätzlich wird mehr Wärme an das Fernwärmenetz abgegeben. Dabei nimmt der Gesamtstromverbrauch durch die Wärmepumpe geringfügig zu. Beispielsweise kann bei der Elektrolysegröße von 1200 Nm<sup>3</sup>/h der Methanverbrauch bei der Variante 4 (a) mit 37 GJ durch Abwärme-Integration in den HT-Speicher (b) zur Gänze substituiert werden.

Die Simulation der Winterwoche ergibt, dass die Abwärme-Integration in das HT-Netz (b) statt NT-Netz (a) nur bedingt zur zusätzlichen Methanreduktion führt. So wird beim 600 Nm<sup>3</sup>/h Elektrolyseur bei allen Varianten im Fall (b) mehr Methan für die Brenner angefragt als im Fall (a). Beispielsweise wird bei der Variante 4 (a) mit 192 GJ Methan um 94 GJ weniger verbraucht als bei der Variante 4 (b) mit 286 GJ. Das ist darauf zurückzuführen, dass sich der zeitliche Verlauf der Wärmenachfrage der NT-Verbraucher gut mit der Abwärme deckt und dadurch weniger Wärme aus dem HT-Netz bezogen wird. Häufige kurzzeitige große Wärmeleistungen aus dem HT-Wärmespeicher an den NT-Wärmespeicher führen im Fall (b) dazu, dass insgesamt weniger Abwärme aufgenommen werden kann. Dadurch muss mehr Methan zur Speichertemperatur aufgewendet werden.

Bei der Elektrolysegröße von 1200 Nm<sup>3</sup>/h ist bei den Varianten 1, 3 und 4 die Leistungsabgabe der Elektrolyseur-Abwärme an den HT-Speicher (b) ausreichend, um den Gesamtmethanverbrauch der Brenner gegenüber (a) zu reduzieren. Beispielsweise kann die Methannachfrage bei der Variante 4 (a) von 42 GJ im Fall (b) auf Null reduziert werden. Einzig die Variante 2 führt aufgrund geringer Auslastung des Elektrolyseurs und somit kurzzeitiger Abwärme, zur Methanzunahme im Fall (b) gegenüber (a).

Vergleicht man die Energiebilanz der SOWO und der WIWO sind die Einsparungspotentiale aufgrund der größeren Wärmenachfrage der NT-Verbraucher in der Winterwoche größer als in der Sommerwoche.

Bei Einsatz der Elektrolysegröße von 600 Nm<sup>3</sup>/h kann bei der Variante 4 (a) der Methanverbrauch der Brenner um 47 GJ in der Sommerwoche und um 236 GJ in der Winterwoche gegenüber dem Referenzmodell reduziert werden. Mit der 1200 Nm<sup>3</sup>/h Elektrolyseanlage wird in der Sommerwoche 186 GJ und in der Winterwoche 386 GJ Methan bei den Brenner eingespart.

Ein Vergleich der Energiebilanzen der Elektrolysegrößen zeigt, dass der Wasserstoffbedarf der Varianten 1 und 2 zur Gänze mit der 600 Nm<sup>3</sup>/h Elektrolyseanlage gedeckt werden kann. Die Elektrolyse-Auslastung bei der Variante 1 beträgt 96 %. Wird eine Elektrolysegröße von 1200 Nm<sup>3</sup>/h vorgesehen, so kommt es bei den Varianten 1 und 2 zu einer geringeren Auslastung. Für die Nebenaggregate muss gegenüber der Anlage mit 600 Nm<sup>3</sup>/h mehr Strom bereitgestellt werden. Die Wasserstoffproduktion und die Energieeinsparungen bezüglich Methan und Diesel unterscheiden sich nicht. Bei den Varianten 3 und 4 wird der Elektrolyseur bei Vollast betrieben. Bei der größeren Elektrolyseanlage wird daher mehr Wasserstoff produziert und somit mehr Abwärme abgeführt. Die Wasserstoffproduktion ist beim 1200 Nm<sup>3</sup>/h Elektrolyseur ausreichend, um den Energiebedarf der Mobilität und den der Thermoölanlage zu decken und zusätzlich eine Methanisierungsanlage zu betreiben (Variante 4).

Neben der Bilanzierung der Energie wurde auch eine Bilanzierung der Treibhausgase vorgenommen, um die ökologischen Auswirkungen sichtbar zu machen. Hierfür wurden Szenarien für die Gegenwart sowie für 2030 und 2050 angenommen.

Die CO<sub>2</sub>-Faktoren für Methan und Diesel sind aus der Richtlinie 6 des österreichischen Institutes für Bautechnik (OIB) [23]. Für die CO<sub>2</sub>-Faktoren für Strom und Fernwärme wurden

einerseits jene der OIB Richtlinie verwendet und andererseits aus dem Energiemix der Szenarien „erneuerbare Energie“ [2] für die Jahre 2030 und 2050 herangezogen. Eine Übersicht der verwendeten CO<sub>2</sub>-Faktoren zeigt

Tabelle 9:CO<sub>2</sub>-Faktoren aus der OIB-Richtlinie [23] bzw. aus eigener Berechnung für 2030 und 2050

Energieform	CO <sub>2</sub> -Faktoren der OIB-Richtlinie g/MJ	CO <sub>2</sub> -Faktoren für 2030 g/MJ	CO <sub>2</sub> -Faktoren für 2050 g/MJ
Methan	65,56	65,56	65,56
Diesel	86,39	86,39	86,39
Strom	76,67	7,49	1,42
Fernwärme	80,83	9,54	1,68

Ein Vergleich der Gesamtemissionen mit denen des Referenzmodells ermöglicht eine Bewertung der einzelnen Varianten bei unterschiedlichen Annahmen der CO<sub>2</sub>-Faktoren des Energiemixes von Strom und Fernwärme. Abbildung 26 und Abbildung 27 zeigen die Emissionen für eine Sommerwoche in der Gegenwart und 2050.

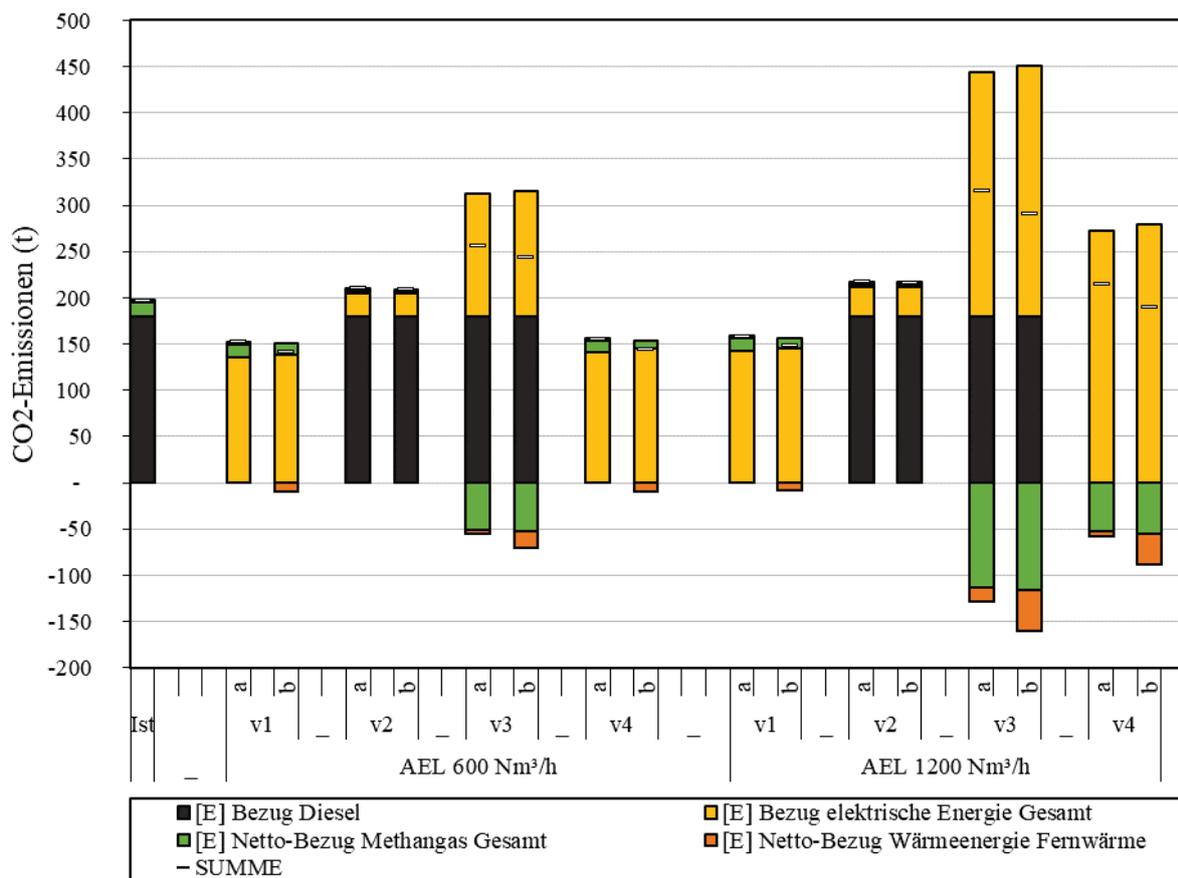


Abbildung 26: Bilanzierung der Treibhausgase mit CO<sub>2</sub>-Faktoren aus OIB (SOWO)

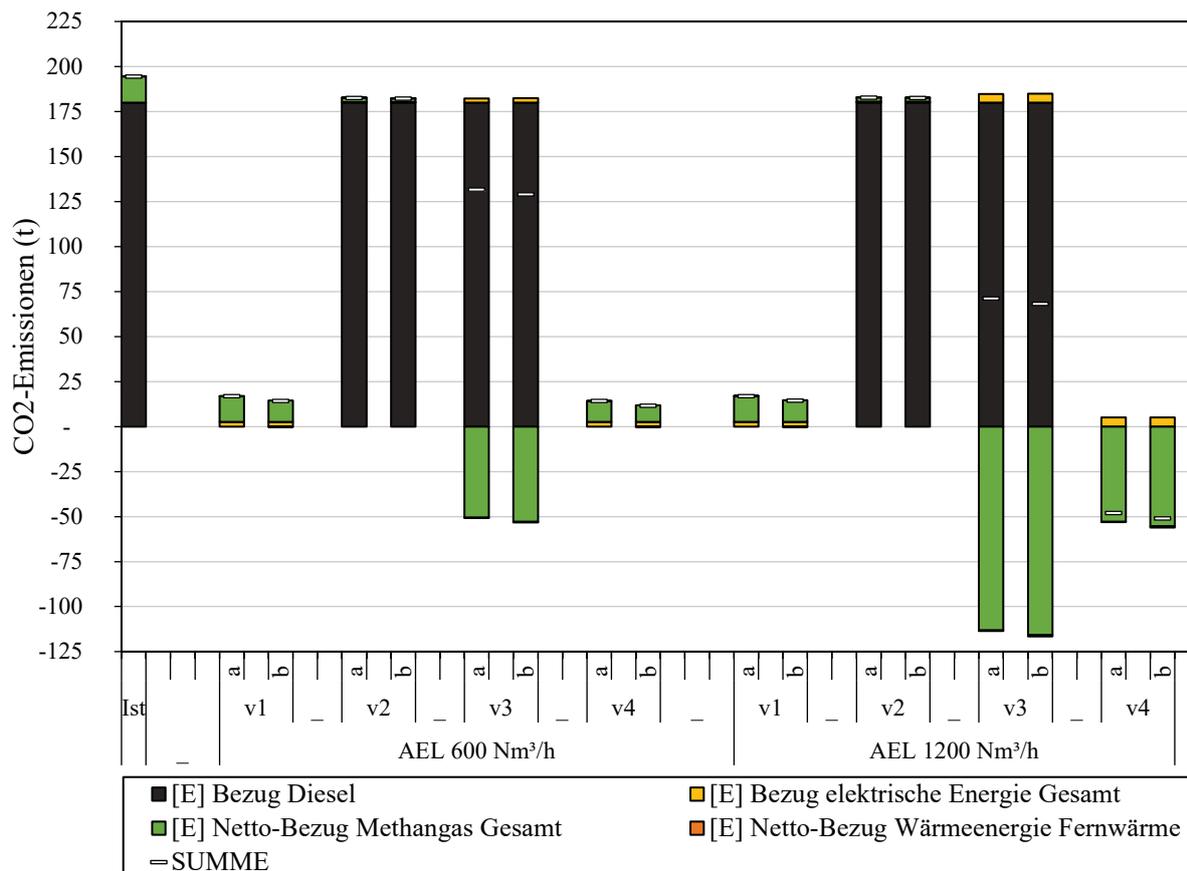


Abbildung 27: Bilanzierung der Treibhausgase mit CO<sub>2</sub>-Faktoren für 2050 (SOWO)

Im Folgenden werden die Varianten mit den größten Emissionsreduktionspotentialen zusammengefasst:

**OIB CO<sub>2</sub>-Faktoren:** Unter Berücksichtigung der OIB-CO<sub>2</sub>-Faktoren ergibt die Elektrolysegröße von 600 Nm<sup>3</sup>/h die größte Reduktion bei der Variante 1 und 4. Bei beiden Varianten kann eine Menge von über 40 t CO<sub>2</sub> in der Sommerwoche und geringfügig mehr in der Winterwoche eingespart werden. Bei der Elektrolysegröße von 1200 Nm<sup>3</sup>/h werden bei der Variante 1 am wenigsten Emissionen ausgestoßen. Die Reduktion beträgt in der Sommerwoche 39 t CO<sub>2</sub> für (a). Die Varianten 2 und 3 führen zur Emissionszunahmen gegenüber dem bestehenden Energiesystem.

**2030 CO<sub>2</sub>-Faktoren:** Bei den CO<sub>2</sub>-Faktoren für das Jahr 2030 wird von einem reduzierten Anteil fossiler Energie in der nationalen Gesamtstrom- und Fernwärmeerzeugung ausgegangen. Unter diesen Annahmen kommt es bei allen Varianten zur Emissionsreduktion.

Die Varianten 1 und 4 ergeben bei der Elektrolysegröße von 600 Nm<sup>3</sup>/h die geringsten Emissionen. In der Sommerwoche und in der Winterwoche kann eine Reduktion von mindestens 168 t CO<sub>2</sub> berechnet werden. Bei doppelter Elektrolysegröße von 1200 Nm<sup>3</sup>/h wird bei der Variante 4 durch die Ausspeisung von Methan eine insgesamt negative CO<sub>2</sub>-Bilanz ermöglicht. Die Emissionen betragen in etwa -30 t CO<sub>2</sub>, was eine Reduktion um 225 t CO<sub>2</sub> in der Sommerwoche und 240 t CO<sub>2</sub> in der Winterwoche bedeutet.

2050 CO<sub>2</sub>-Faktoren: Unter Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Faktoren für das Jahr 2050 können in Summe noch mehr Emissionen gegenüber dem Referenzmodell eingespart werden.

Die Varianten 1 und 4 führen beim 600 Nm<sup>3</sup>/h Elektrolyseur zur größten Emissionsreduktion. In der Sommerwoche kann mindestens 178 t CO<sub>2</sub> und in der Winterwoche 186 t CO<sub>2</sub> gegenüber dem Referenzmodell eingespart werden. Bei doppelter Elektrolysegröße von 1200 Nm<sup>3</sup>/h werden bei der Variante 4 negative Emissionen von etwa -50 t CO<sub>2</sub> berechnet. Dies bedeutet eine Reduktion um 245 t CO<sub>2</sub> in der Sommerwoche und 258 t CO<sub>2</sub> in der Winterwoche.

Ein Vergleich der Emissionen der CO<sub>2</sub>-Faktoren zeigt, dass durch die Substitution des Diesels bei den Varianten 1 und 4 die meisten Emissionen reduziert werden können. Mit den Annahmen des reduzierten Anteils fossiler Energien im nationalen Energiemix für Strom und Fernwärme, werden unter Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Faktoren für die Jahre 2030 und 2050 weniger Emissionen ausgestoßen als mit den CO<sub>2</sub>-Faktoren der OIB.

Eine Verdoppelung der Elektrolysegröße von 600 Nm<sup>3</sup>/h auf 1200 Nm<sup>3</sup>/h führt bei den OIB-CO<sub>2</sub>-Faktoren bei allen Varianten zu keiner weiteren Emissionsreduktion. Bei den 2030 und 2050-CO<sub>2</sub>-Faktoren kommt es bei der Variante 3 und der Variante 4 durch das größere Elektrolysemodell zu geringeren Emissionen. Bei den Varianten 1 und 2 bleiben die Emissionen in etwa gleich.

Die Abwärmeeinspeisung des Elektrolyseurs in das HT-Netz (b) führt im Vergleich zur Integration in das NT-Netz (a) in den meisten Fällen zu einer Methanreduktion und somit zu geringeren Emissionen. Einzig in der Winterwoche kann Fall (b) gegenüber dem Fall (a) bei der Elektrolysegröße von 600 Nm<sup>3</sup>/h, mit Bewertung der CO<sub>2</sub>-Faktoren der Jahre 2030 und 2050, zu mehr Emissionen führen.

Zusammenfassen kann gesagt werden, dass die Wasserstoffproduktion bei beiden Elektrolysegrößen bei den Varianten 1 und 4 ausreichend ist, um die gesamte Dieselnachfrage von 2082 GJ zu decken. Nur die Variante 4 führt, durch Volllastbetrieb und zusätzliche Wasserstoffnutzung für den Thermoölbrenner und die Methanisierung, zu mehr eingesparter fossiler Energie. Bei der Variante 2 wird die Methannachfrage des Thermoölbrenners zur Gänze mit Wasserstoff gedeckt. Diese Variante führt zur geringsten Elektrolyseauslastung und zur geringsten Gesamteinsparung an fossiler Energie. Der Methanverbrauch der Brenner kann durch die Integration einer P2G-Anlage bei allen untersuchten Varianten und Elektrolysegrößen reduziert werden. Die Varianten 3 und 4 führen durch Methanisierung zu einer Netto-Ausspeisung in das Gasnetz. Bezüglich Emissionen werden generell die besten Ergebnisse durch Substitution von Diesel durch Wasserstoff in den Varianten 1 und 4 erzielt. Variante 3 mit relativ hohem Stromverbrauch ist in der Gegenwart in Bezug auf Emissionen noch ungünstig, holt aber in den Zukunftsszenarien, bedingt durch niedrigere Treibhausgasbewertung des Stroms auf. Die Art der Einbringung der Wärme spielt sowohl in Bezug auf Endenergie als auch auf Emissionen eine untergeordnete Rolle.

Zusammenfassend können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Verschiebungspotentiale durch Modifikation der Produktionsprozesse zu heben,

erweist sich als schwierig und ist stark von den Rahmenbedingungen der Produktion abhängig und manuell schwer abschätzbar. Optimierungsgestützte Produktionsplanungssoftware, welche Ressourcenverbräuche miteinbezieht kann dies ermöglichen.

- In der Bestandsanlage können Verschiebungen der elektrischen Leistung nur über das Blockheizkraftwerk realisiert werden.
- Verschiebungen zwischen Gas und Wärme, sowie zeitliche Verschiebungen des Bedarfs sind in begrenztem Maß über die Wärmespeicher und die Wärmeschaukel mit der Fernwärme möglich.
- Die größten Reduktionspotentiale durch Einsatz einer Power-to-Gas (Strom zu Methan und/oder Wasserstoff) Anlage in Bezug auf Emissionen können durch die Substitution von Kraftstoff für Mobilität erzielt werden.
- Zum momentanen Zeitpunkt ist der Betrieb einer Power-to-Gas Anlage zur Substitution und Einspeisung von Methan aus ökologischer Perspektive nicht sinnvoll. In Zukunft mit der fortschreitenden Decarbonisierung des Elektrizitätssektors ändert sich dies jedoch.
- Wird eine simultane Nutzung verschiedener Anwendungspfade für generiertes Gas vorgesehen, kommt es durch den Einsatz von Wasserstoff für die Mobilität, für die Wärmeanwendungen und für die Methanisierung zur größten Reduktion fossiler Energien.

## **5 Optimale Dimensionierung, Anordnung und Betriebsführung von Speichern**

Das im Projekt entwickelte lineare Optimierungsmodell hatte zum Ziel, den Nutzen von optimal dimensionierten und angeordneten Speicher- und Umwandlungstechnologien für unterschiedliche Stakeholder (Netzbetreiber, Modellregion, Haushaltskunde und Industriekunde/Gewerbe) in der Modellregion zu bestimmen. Aufbauend auf den definierten Stakeholdern aus dem Vorprojekt „Symbiose“, Netzbetreiber, Modellregion und Haushaltskunde, wurde ein neuer Stakeholder für die Optimierung erschlossen, der „Industrie-/Gewerbekunde“. Dieser neue Stakeholder und der Stakeholder Haushaltskunde wurden für die Analysen zu einem Stakeholder Endkunde zusammengefasst und im Rahmen des Szenarios Endkunde weiter analysiert. Es wurde für jede Interessensgruppe der Bedarf an notwendigen Speicher- und Umwandlungstechnologien anhand der Optimierung des Energiesystems mit der Zielsetzung der minimalen Gesamtsystemkosten bestimmt. Dabei wurde die Einhaltung definierter Netzgrenzwerte und die Erhöhung des regenerativen Erzeugungsmix der städtischen Region für alle Interessensgruppen sichergestellt. Die Untersuchungen basieren auf den definierten Netzstrukturen aus Abschnitt 3, den ermittelten Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen aus Abschnitt 2 und dem bestimmten Flexibilitätspotential für DSM-Maßnahmen des Industriestandortes aus Abschnitt 4. Alle im Vorprojekt untersuchten Speicher- und Umwandlungstechnologien werden für dieses Forschungsvorhaben übernommen. Die bewusste Aktivierung der Bepreisung bestimmter Energieflüsse bestimmt das zu untersuchte Stakeholder-Szenario. Als Abschluss werden alle Optimierungsergebnisse analysiert und ein gemeinsamer Nutzen und CO<sub>2</sub> –

Reduktionspotenzial unter Berücksichtigung der installierten Speicher- und Umwandlungstechnologien berechnet.

## 5.1 Stakeholder

Im Rahmen einer linearen Optimierung wurde das elektrische und thermische Energiesystem der urbanen Modellregion hinsichtlich minimaler Gesamtsystemkosten unter Einhaltung technischer Rahmenbedingungen des zugrundeliegenden Energienetzes und Anlagen optimiert. Infolgedessen wurde gleichzeitig der Betrieb der bestehenden und neu installierten Umwandlungs- und Speichertechnologien bestimmt, wie auch der Verlauf weiterer flexibler Komponenten wie z.B. Demand Side Management oder Abregelung. Parallel zum Betrieb wurde auch die Installation neuer Anlagen während des gleichen Optimierungsvorgangs festgelegt. Die bewusste Aktivierung bestimmter Energieflüsse in der Zielfunktion bestimmt das zu untersuchte Stakeholder-Szenario und die Installation und den Betrieb von Speicher und Umwandlungstechnologien. Die relevanten Stakeholder fassen unterschiedliche Zielgruppen mit eigenen Zielsetzungen bzw. Ansichten in der Modellregion zusammen (siehe Tabelle 10):

- Netzbetreiber - (Netz-)Technische Sicht
- Endkunde (Haushaltskunde und Industrie-/Gewerbekunde) -ökonomische Sicht
- Gemeinde -ökonomische Sicht
- Bezugsminimale Gemeinde - CO<sub>2</sub> optimale Sicht

Tabelle 10:Überblick der Stakeholder mit Nebenbedingungen und Kosten/Erlösen

Szenarien/ Stakeholder	Netznebenbedingungen			Kosten/Erlöse				
	Lastfluss	MS/NS-Trafogrenzen	Verlustkosten	ONT	SLACK	Gasbezug	H2 Verkauf	Speicher-/Umwandlungsverluste
Netzbetreiber (Technische Sicht)								
Endkunde (HH,IuG)								
Gemeindesicht								
Bezugsminimale Gemeinde								

Basierend auf den Optimierungsergebnissen der Stakeholder-Szenarien wird der Nutzen von optimal dimensionierten und angeordneten Speicher- und Umwandlungstechnologien (Sektorkopplung) für die definierten Stakeholder extrahiert.

Die technische Sicht in der Optimierung verfolgt die Zielsetzung der Einhaltung technischer Grenzen im Netz. Um die Grenzen zu bewahren stehen dem Stakeholder die Nutzung der Flexibilität von Speicher- und Umwandlungstechnologien neuer und bestehender Anlagen oder die gezielte Einflussmaßnahme in die Einspeisecharakteristik durch Abregelung zur Verfügung. In beiden Fällen wird das Energiesystem mit Kosten beaufschlagt, die in der Optimierung minimiert werden. Diesbezüglich werden die Kosten der Installation der Speicher- und Umwandlungstechnologien (P2G-Anlagen, Power-to-Heat Anlagen, Wärmepumpen, KWK-BHKW Anlagen) und der Verlustkosten des jeweiligen Anlagenbetriebs gegenüber den

Netzverlustkosten und Abregelungskosten gegenübergestellt. Um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, müssen auch alle weiteren Zielgruppen (Stakeholder) die technischen Grenzen des elektrischen Netzes einhalten.

Die Endkunden (Haushaltskunden, Gewerbe und Industriekunden) haben das Interesse, ihren Eigenverbrauch möglichst zu maximieren. Durch den gegebenen Preisunterschied zwischen Einspeisevergütung und Kosten für bezogene elektrische Energie werden Endkunden motiviert, ihren Eigenverbrauch zu erhöhen. Um dieses Ziel zu erreichen können die Endkunden zwischen der Installation der Speichertechnologien oder Umwandlungstechnologien und dem Einsatz von Demand Side Management (DSM) wählen.

Für den Stakeholder „Gemeinde“ sind die gesamten Kosten und Erlöse, welche beim gesamten Energieaustausch (Strom, Gas und Wärme) mit der übergeordneten Netzebene erzielt werden können von Interesse. Diese bestimmen den Einsatz von Speichertechnologien oder Umwandlungstechnologien bzw. Demand Side Management.

Durch eine starke Erhöhung der Energiebezugskosten wird die Zielsetzung einer bezugsminimalen Gemeinde verfolgt. Auf diese Weise wird das Gesamtsystem angeregt erstmals die gesamte eigene Erzeugung innerhalb der Modellregion mit ev. Unterstützung von dezentralen Speicher- und Umwandlungseinheiten und sowie auch DSM zu nutzen. Zusätzlich sollte das Bestreben der Gemeinde sein, den optimalen Weg des Energieimports einzuschlagen, der die Deckung des elektrischen und thermischen Bedarfs zu minimalen Gesamtsystemkosten bzw. minimalem Energiebezug ermöglicht. In diesem Fall kann auch über die Wahl der Kostenparameter das resultierende CO<sub>2</sub>-Verbesserungspotenzial beeinflusst werden.

## 5.2 Optimierungszeitraum

Für die Netzknoten bzw. für die zugehörigen Netzabschnitte wurden Zeitreihen für je eine charakteristische Woche im Sommer, Winter und der Übergangszeit und für ein ganzes Jahr im 15 min Zeitraster erstellt. Die Erstellung der Zeitreihen wurde bereits im Abschnitt 2 vorgestellt.

Die Optimierung hatte die Zielsetzung sowohl kurzfristige (z.B. Ausgleich von Leistungsspitzen) wie auch saisonale Effekte (langfristige Aufgabenstellungen) zu optimieren. Infolgedessen müssen einerseits die zugrundeliegenden Zeitreihen der Erzeugung und des Verbrauchs in zeitlich „hoher“ Auflösung vorliegen. Andererseits sollte sich der Betrachtungszeitraum über ein vollständiges Jahr erstrecken.

Die Größe des Optimierungsproblems und der damit verbundene Rechenaufwand steigen überproportional mit der Anzahl der Zeitpunkte. Der Einsatz der steuerbaren Variablen, in diesem Projekt, besonders der Einheiten, die Speicher und Umwandlungsanlagen abbilden, kann zu jedem Zeitpunkt beeinflusst werden. Dies resultiert somit in jeweils einer eigenen Entscheidungsvariablen pro Zeitpunkt und Komponente. Zudem ist die Anzahl der Komponenten einer Technologie abhängig von der Anzahl der erlaubten Knoten für die Anwendung dieser Komponente. Dies wiederum beeinflusst direkt die Größe der Nebenbedingungsmatrix. Ebenso sind z.B. über die maximale Leistung und der Einhaltung der Energiegrenzen des Speichers für jeden Zeitpunkt eigene Nebenbedingungen vorzusehen.

Im Vorprojekt „Symbiose“ wurde ein Optimierungskonzept entwickelt, welches kurzfristige und langfristige Effekte abzubilden ermöglicht. Dadurch ist eine Optimierung unter Berücksichtigung von nur einer hochaufgelösten Woche je Zeitraum, ohne dazu ein komplettes Jahr als Ausgangsbasis heranzuziehen, durchführbar. Es wurde jeweils nur eine Woche je Jahreszeit optimiert und dieses Ergebnis vervielfacht (je nachdem wie viele Wochen je Jahreszeit vorkommen), um so die saisonalen Unterschiede zwischen den Jahreszeiten korrekt abzubilden. Näheres dazu wird in [1] vorgestellt.

Diese Methode wird auch in diesem Projekt weiterverfolgt und auch die Gültigkeit der Methode durch eine Ganzjahresoptimierung weiter vertieft untersucht.

Folgende Zusammensetzung der charakteristischen Woche je Jahreszeit sind gewählt:

- 20 Wochen – Winter
- 7,2857 Wochen – Übergangszeit
- 17,57 Wochen – Sommer
- 7,2857 Wochen – Übergangszeit

Durch den in Symbiose entwickelten Optimierungsvorgang werden sowohl kurzfristige (Leistungs-)Effekte als auch eine saisonale Bewirtschaftung der Speicher abgebildet. Jedoch geht die Variation durch untypische Wochen innerhalb einer Jahreszeit im Vergleich zu einer vollständigen Jahreszeitreihe verloren und die Entscheidungsfindung bezüglich der Installation neuer Einheiten wird auf Basis dieser 4 Wochen und deren Vervielfachung für ein ganzes Jahr getroffen. Im gegenständlichen Projekt wurde zum einen der gleiche Optimierungsvorgang wie in Symbiose angewendet und zum anderen eine Ganzjahresoptimierung, basierend auf hochaufgelösten Zeitreihen, für einen Zeitraum von einem Jahr, durchgeführt. Wie oben dargestellt kann die Ganzjahresoptimierung aufgrund der Optimierungsgröße des Problems nicht auf konventionellen PCs gerechnet werden. Demzufolge wurde im gegenständlichen Projekt auf die Unterstützung von Supercomputern bzw. dem Supercomputer des Vienna Scientific Cluster (VSC-3) zugegriffen. Beim Vienna Scientific Cluster handelt es sich um einen Supercomputer, mit dessen hoher Rechenleistung versucht wird, in einem geschlossenen Optimierungsdurchlauf ein ganzes Jahr hochaufgelöst zu optimieren. Das Optimierungsmodell inkl. aller Nebenbedingungen bleibt für beide Optimierungsvorgänge gleich, nur die Nebenbedingungen die den Speicherinhalttransfer von einer Übergangszeit auf die andere Übergangszeit abbilden, unter Berücksichtigung der Vervielfachung der Wochen, werden in der Ganzjahresoptimierung, im Gegensatz zu der Vierwochenoptimierung, nicht berücksichtigt.

Aufgrund einer zeitlichen Beschränkung der maximalen Berechnungsdauer am Cluster von drei Tagen konnten nicht alle Szenarien in der höchsten Auflösung von 15min im Rahmen der Ganzjahresoptimierung gerechnet werden. Demzufolge wurde die Auflösung der erstellten Zeitreihen für beide Berechnungsmethoden auf 30 min herabgesetzt. Der Informationsverlust ist als sehr gering einzuschätzen und für die Endergebnisse nicht ausschlaggebend.

Grundsätzlich wurde das erstellte Modell sehr flexibel in der Horizont- und Auflösungswahl gestaltet. Zum einen kann durch eine Parametereingabe die Wahl zwischen einer Ganzjahresoptimierung und einer Jahresoptimierung durch vier Wochen ausgesucht werden. Auf der anderen Seite kann der Grad der zeitlichen Auflösung von 15 min bis 1h flexibel

eingestellt werden. Neben der beschriebenen Optimierung über ein Jahr besteht ebenso die Option, einzelne Beispielwochen getrennt zu optimieren.

### 5.3 Die Optimierungstopologie

Im Folgenden werden die Elemente der Optimierungstopologie näher erläutert, die die elektrische und thermische Energieversorgung abbilden und variable oder vordefinierte Größen in der Optimierung darstellen.

Das betrachtete und optimierte Energiesystem bildet die elektrische und thermische Energieversorgung der urbanen Modelregion ab, die über Umwandlungstechnologien gegenseitig gekoppelt sind. Die Modellierung der elektrischen Energieversorgung besteht aus den folgenden Komponenten, die als Variablen oder vordefinierte Parameter der Optimierung übergeben werden:

- das elektrische Netz
- elektrische Speicherkomponenten (dezentrale und zentrale Speicherkomponente)
- Demand Side Management
- Power-to-Gas-to-Power-Umwandlungseinheiten (Elektrolyseanlagen, Brennstoffzellen und Wasserstoffspeicher)
- Power-to-Gas-Umwandlungseinheiten (Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen)
- Blockheizwerkanlagen (BHKW-Anlagen)
- Photovoltaikanlagen mit vordefinierten Erzeugungsgängen
- Wärmepumpen
- Verbrauchskomponenten mit vordefinierten Lastgängen
- Abregelung
- Import- und Exportflüsse der übergeordneten Netzebene

Die unten dargestellte Topologie des elektrischen Energiesystems beschreibt die in der Optimierung modellierten Zusammenhänge zwischen den oben genannten Komponenten.

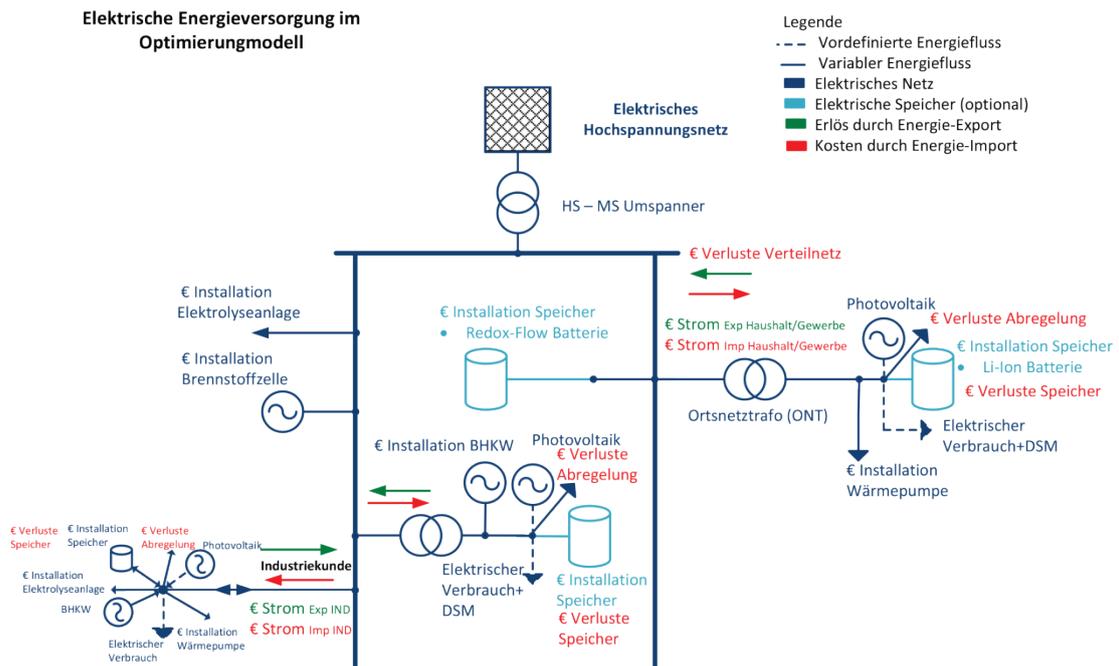


Abbildung 28: Topologie des elektrischen Energiesystems im Optimierungsmodell

Die Modellierung der thermischen Energieversorgung besteht aus den folgenden Komponenten, die als Variablen oder vordefinierte Parameter der Optimierung übergeben werden:

- Zentrale Wärmeversorgung
  - Gasheizwerk
  - Müll befeuertes Heizwerk
  - Fernwärmenetz
  - Fernwärmespeicher
- Dezentrale Wärmeversorgung
  - Blockheizwerkanlagen (BHKW-Anlagen)
  - Wärmepumpen
  - Wärmespeicher vom Industriekunden
- Verbrauchskomponenten mit vordefinierten Lastgängen

Die unten dargestellte Topologie der Wärmeversorgung beschreibt die in der Optimierung modellierten Zusammenhänge zwischen den oben genannten Komponenten.

### Wärmeversorgung im Optimierungsmodell

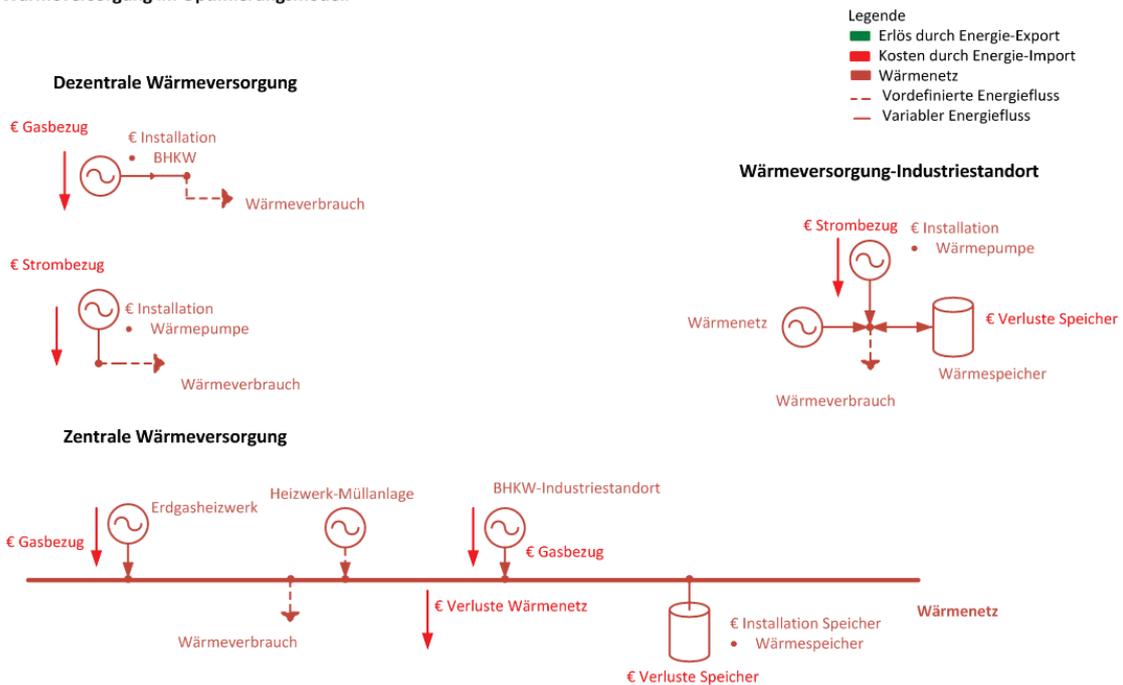


Abbildung 29: Topologie der Wärmeversorgung im Optimierungsmodell

Die vollständige Optimierungstopologie der gesamten Energieversorgung der Modellregion inkl. der Kopplungspunkte der einzelnen Energienetze ist in der unteren Abbildung dargelegt.

### Energieversorgung im Optimierungsmodell

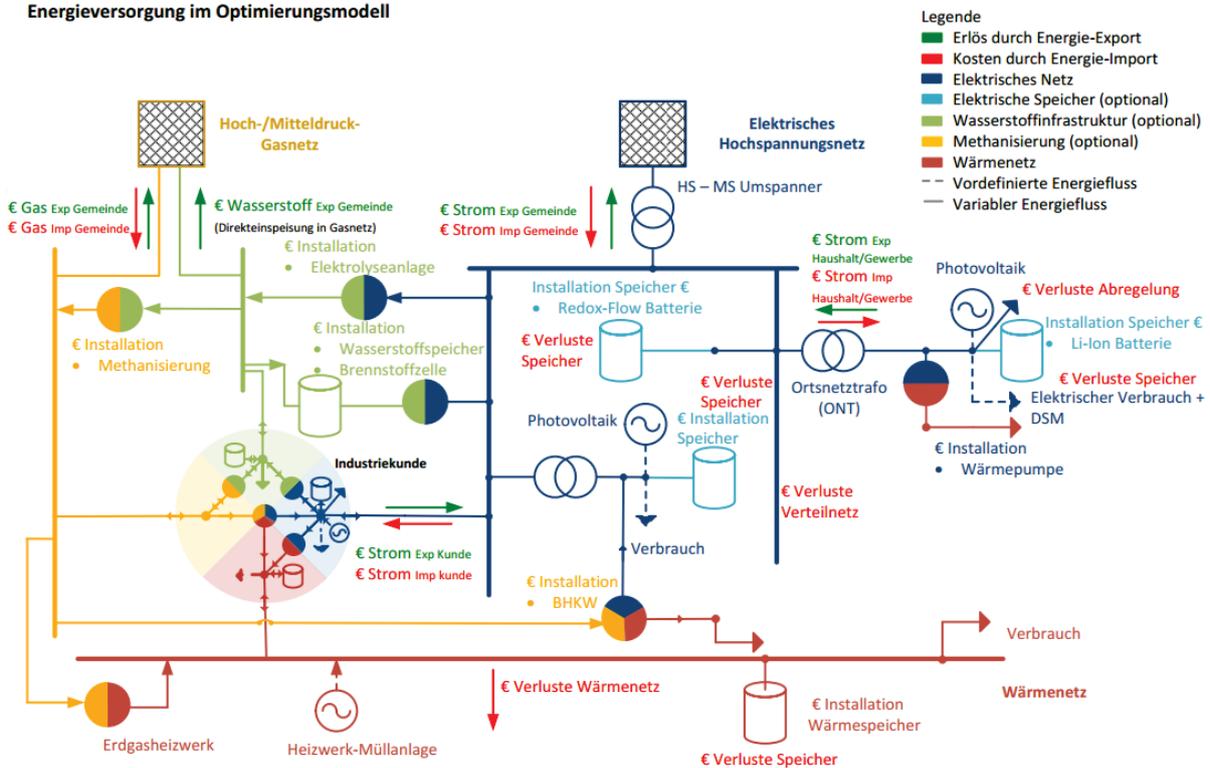


Abbildung 30: vollständige Optimierungstopologie der gesamten Energieversorgung der Modellregion

Im Folgenden werden die Komponenten der Optimierungstopologie in Form von linearen Nebenbedingungen beschrieben:

### 5.3.1 Das elektrische Netz

Der zulässige Transport elektrischer Energie über die Leitungen der Modellregion wird über Nebenbedingungen beschrieben. Folgende Nebenbedingungen zählen zu den Nebenbedingungen des elektrischen Netzes:

- Bedingungen aus der Lastflussrechnung
- Keine Überschreitung der Bemessungsleistung der Ortsnetztransformatoren (elektrisch)
- Minimierung der Netzverluste

Die Lastflussverhältnisse, die sich für eine gegebene Einspeise-/Verbrauchssituation ergeben wurden mit Hilfe des Netzanalysetools PSS<sup>®</sup>SINCAL innerhalb des zulässigen Spannungsbands untersucht. Die Berechnungen der Netzzustände aller Zeiträume (charakteristischer Wochen und eines ganzen Jahres) ergeben, dass die Ergebnisse für die vorgegebene Einspeise-/Verbrauchssituation innerhalb der erlaubten Grenzen des Spannungsbandes liegen bzw. den maximal erlaubten Wert von 106%, bezogen auf die Nennspannung, nicht überschreitet, siehe Abbildung 31. Aus diesem Grund wird in der Modellierung des elektrischen Netzes hinsichtlich des Spannungsbandes keine eigene Nebenbedingung definiert bzw. keine Einschränkung auf Knotenleistungen verlangt, die das Spannungsband zusätzlich beeinflussen soll. Als maximal zulässiges Spannungsband für die Mittelspannung wird ausgehend von 104% Nennspannung +2% und -6% veranschlagt. Diese Vorgehensweise entspricht den Vorgaben der E-Control[24] und ist gemeinsam mit dem Projektpartner „Vorarlberger Energienetze GmbH“, festgelegt worden.

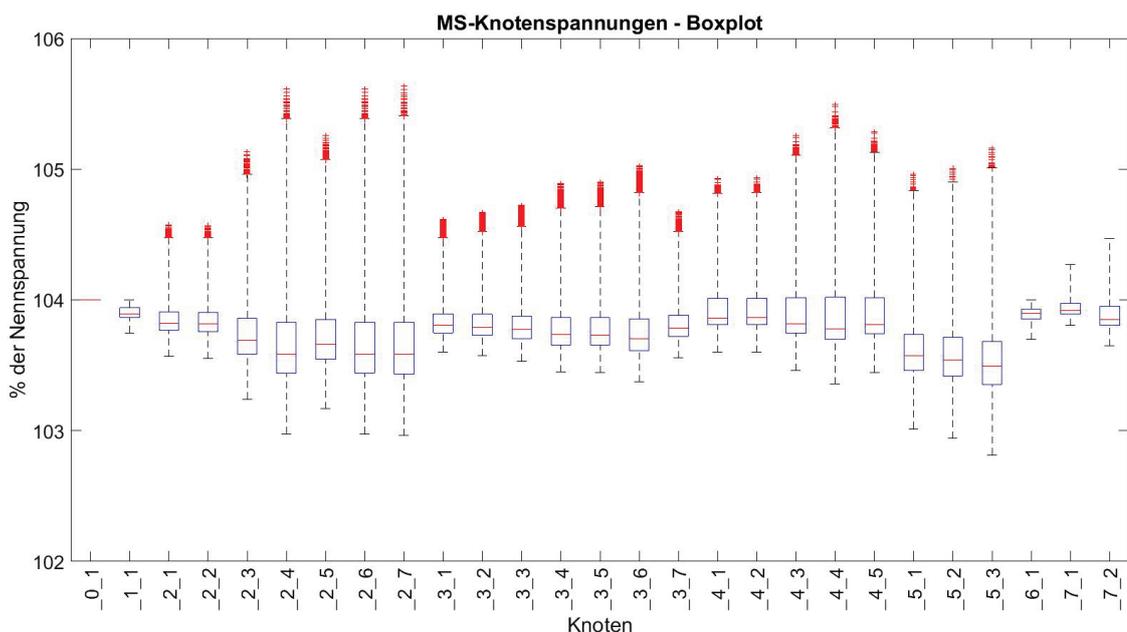


Abbildung 31: Boxplot der MS-Knotenspannungen bezogen auf ein ganzes Jahr Box: 25%, 50%, 75% Quantil;max. Whiskerslänge = Vierfache vom Interquantil Abstand

### 5.3.2 Lastflussrechnung (elektrisch)

Das elektrische Netz der urbanen Modellregion inkl. relevanter Kenndaten wird für das vorliegende Projekt vom Vorprojekt Symbiose übernommen. Die erstellten Lastprofile im AP2 entsprechen auch den jeweiligen Netzknoten. Ziel der Lastflussrechnung ist nun für eine gegebene bzw. bekannte Einspeise-/Verbrauchssituation die zugehörigen Netzzustände (Leitungsbelastungen, Knotenspannungen) zu bestimmen. Diese Berechnung ist i.A. nichtlinear.

Für das Projekt wird, aufgrund der Problemgröße, ein linearer Optimierungsansatz gewählt. Die Ermittlung des Optimums für das Problem wird dadurch effizienter und leichter gemacht. Der lineare Optimierungsansatz bedingt jedoch die Formulierung der Anforderungen für das Optimierungsproblem über lineare Nebenbedingungen. Die Lastflussrechnung wird daher im Rahmen der Optimierung mit der linear genäherten Wirkflussberechnung („DC-Loadflow“) hinterlegt.

Über die DC-Lastflussrechnung ist es möglich, aus den Wirkleistungseinspeisungen und Wirkleistungslasten der einzelnen Netzknoten die zugehörigen Leitungsbelastungen abzuschätzen. Bei dieser Näherung werden im ersten Schritt Verluste auf den Leitungen, sowie der Blindleistungstransport vernachlässigt. Ebenso wird bei der genäherten Wirkflussberechnung keine Aussage über die auftretenden Spannungswerte in den Netzknoten getroffen. Der letzte Punkt ist aber für die weiteren Untersuchungen entsprechend der oberen Darlegungen aus der Einleitung des Abschnittes 5.3.1 obsolet.

Demzufolge wird die DC-Lastflussrechnung verwendet, um im Rahmen der Optimierung die thermischen Leitungsgrenzen zu berücksichtigen. Durch gezielten Einsatz der Speicher-/Umwandlungseinheiten, vereinzelter Abregelung überschüssiger Erzeugung und dem Einsatz von DSM wird in der Optimierung sichergestellt, dass diese Nebenbedingungen eingehalten werden. Die resultierenden Ergebniszeitreihen der Knotenleistungen können anschließend verwendet werden, um mit Hilfe einer Netzberechnungssoftware die zuvor vernachlässigten Blindleistungsflüsse und Spannungsänderungen zu berechnen.

In vereinfachter Form kann folgender Zusammenhang zwischen den Knotenwirkleistungen  $P$  und den Winkeln der Knotenspannungen  $\vartheta$  über den Imaginärteil der Knotenpunktadmittanzmatrix  $Y$  und der Nennspannung  $U_n$  hergestellt werden.

$$P_i = -U_n^2 \sum_{j=1}^{n_k} \Im\{Y_{ij}\} \cdot \vartheta_j$$

Folgende Gleichung beschreibt diesen Zusammenhang in Matrixschreibweise. Wobei die konstante Knotenpunktssuszeptanzmatrix  $B$  die Dimension  $n_k \times n_k$  (Anzahl Netzknoten) aufweist.

$$\mathbf{p} = -U_n^2 \cdot \mathbf{B} \cdot \boldsymbol{\vartheta}$$

Die Knotenpunktssuszeptanzmatrix  $B$  wird um den Referenzknoten reduziert und dessen korrespondierende Zeile bzw. Spalte aus den Vektoren bzw. Matrizen gestrichen. Mit Hilfe dieses „Slack-Knotens“ erfolgt die Bilanzierung über den gesamten Netzbereich. Als Referenzknoten wird der Umspanner in der Modellregion gewählt, welcher das zugrundeliegende Mittelspannungsnetz mit dem Hochspannungsnetz koppelt. Der Umspanner entspricht dem Netzknoten KN-0\_1. Die Knoten-Zweig-Inzidenzmatrix  $A$  erlaubt

den Zusammenhang zwischen Knotenwinkel und den Winkeldifferenzen zwischen Anfang und Ende eines Leitungsabschnittes herzustellen. Werden diese Winkeldifferenzen wiederum mit der Zweigsuszeptanzmatrix  $B_l$  multipliziert, beschreibt das Ergebnis einen Wert, welcher der Leitungsbelastung entspricht.

In der folgenden Gleichung ist nun der vollständige Zusammenhang zwischen den bekannten Knotenleistungen  $p$  und den resultierenden Zweigbelastungen  $p_l$  dargestellt.

$$p_l = B_l \cdot A' \cdot B'^{-1} \cdot p'$$

Das Matrizenprodukt  $B_l \cdot A' \cdot B'^{-1}$  leitet sich ausschließlich aus der Topologie und den Parametern des elektrischen Netzes ab und ist somit konstant. Die Matrizeninversion und Multiplikation wird im Vorfeld der Optimierung einmalig durchgeführt und resultiert in der festen Matrix  $LF$  der Lastflussrechnung.

$$P_l(t) = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq ref}}^{n_k} LF_{li} \cdot P(t)$$

Wie am Anfang des Abschnittes angedeutet, entspricht die LF-Matrix in diesem Projekt der LF-Matrix des Vorprojekts Symbiose. Die obenstehende Gleichung zeigt die Berechnung der Leitungsbelastung für die einzelnen Zeitpunkte. In der Optimierung ist über Nebenbedingungen sichergestellt, dass diese Belastung zu jedem Zeitpunkt innerhalb der zulässigen Grenzen liegt. [25]

Die Genauigkeit der linearisierten DC-Lastflussrechnung wird durch die AC-Lastflussrechnung der Netzanalyse Software PSS®SINCAL überprüft, in dem die relativen Abweichungen der Leitungsbelastungen zwischen beiden Berechnungsmethoden ermittelt werden. Dabei wird die Differenz zwischen der Leitungsbelastung, bezogen auf die thermische Auslastungsgrenze, in [%] für jeden Zeitpunkt der AC-Rechnung und DC-Rechnung gebildet. Die optimierten Berechnungsergebnisse entsprechen einem Endkundenszenario eines Modellhorizonts von einem Jahr, welcher durch vier charakteristische Wochen berechnet wurde. Die optimierten Knotenergebnisse dienen als Ausgangsbasis für die AC-Lastflussrechnung.

Die errechneten Abweichungen werden für jede charakteristische Woche einer Jahreszeit und je Leitung über einen Boxplot-Diagramm dargestellt. Die Box stellt dabei die mittleren 50%-Abweichungswerte welche durch die 25%-Quantil nach unten und 75%-Quantil nach oben beschränkt ist. Die Whiskers stellen die maximalen und minimalen Abweichungswerte dar. In der unteren Abbildung sind die resultierenden absoluten Abweichungen dargestellt.

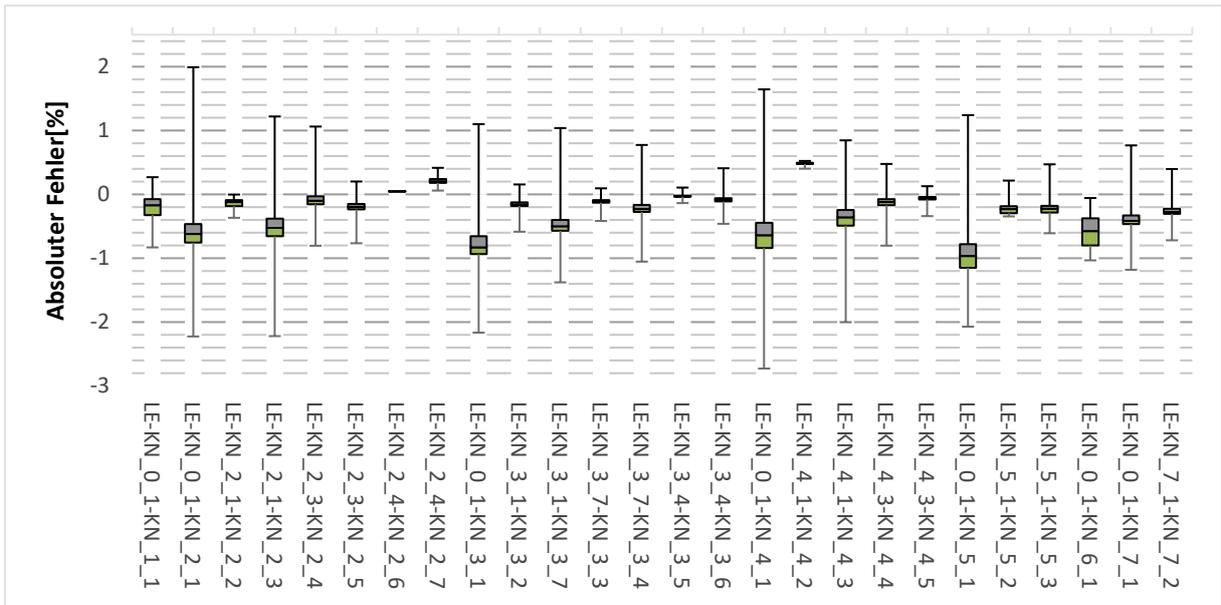


Abbildung 32: Absoluter Fehler je Leitung für die Übergangszeit

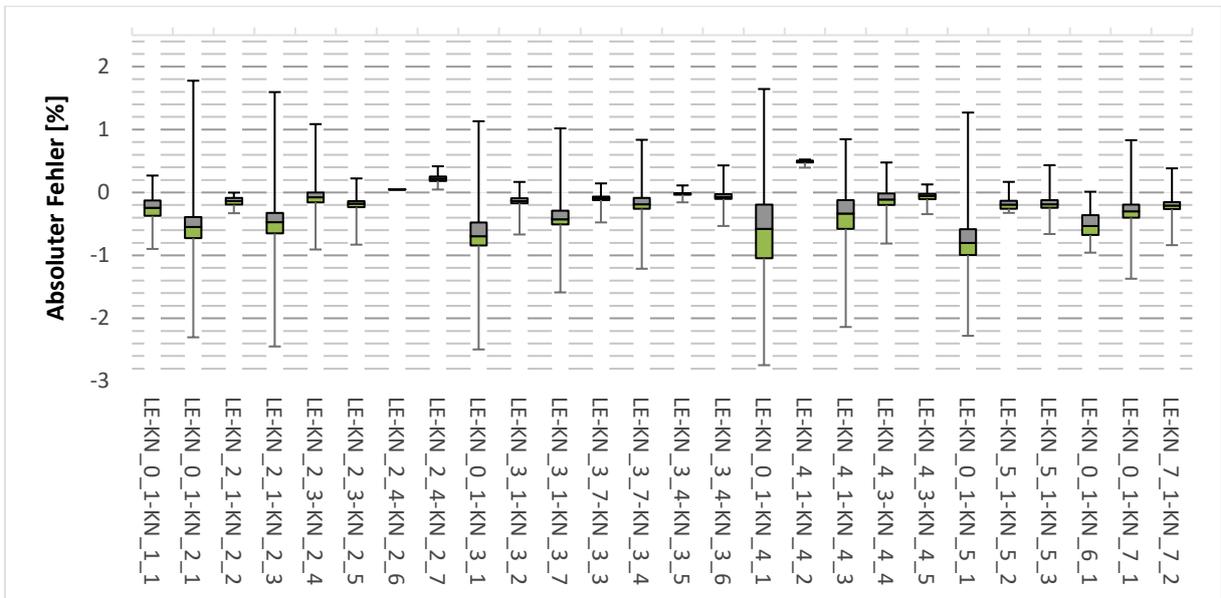


Abbildung 33: Absoluter Fehler je Leitung für Sommer

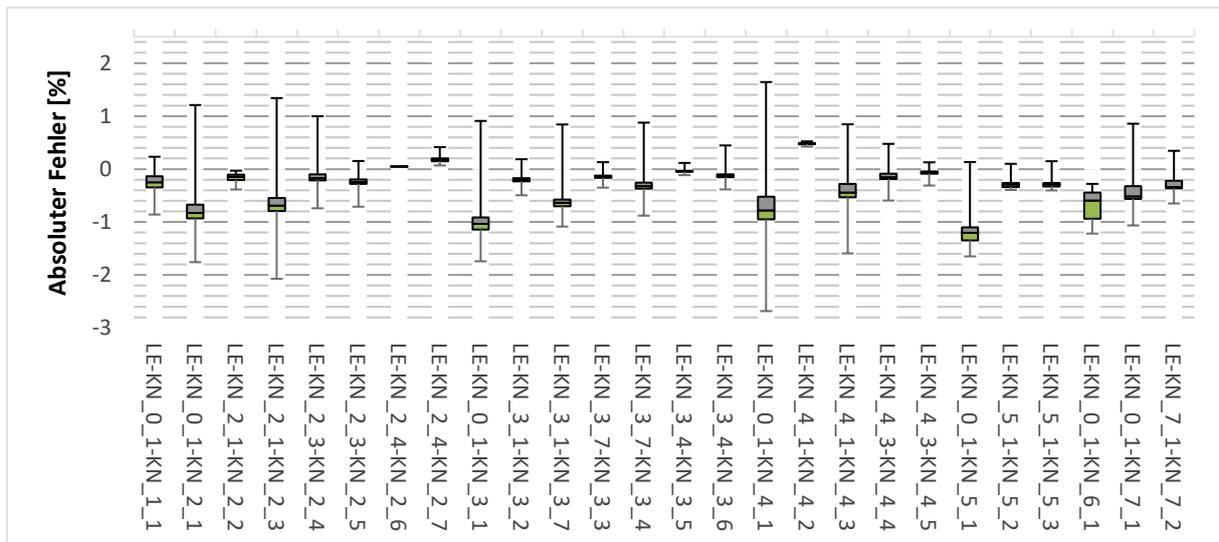


Abbildung 34: Absoluter Fehler je Leitung für Winter

Über alle drei Jahreszeiten betrachtet, liegen die max. und min. Abweichungswerte nie über 2% bzw. - 2,75%. Hierbei ist festzuhalten, dass der Großteil der Abweichungswerte bei meisten Leitungen vorwiegend im negativen Bereich liegt und die Optimierung durch die hinterlegte DC-Lastflussrechnung die Leitungsbelastung überschätzt bzw. der Worst-Case Fall in den meisten Fällen betrachtet wird. Die größten Abweichungen liegen auch bei Strangzweigen, die einen Abzweig mit dem SLACK-Knoten verbinden, was auf die Überlagerung der Abweichungen der restlichen Zweigstränge zurückzuführen ist.

Die Tatsache, dass für alle Jahreszeiten 50% der mittleren Abweichungswerte unter 1,25% (in beide Richtungen betrachtet) liegen und die Ergebnisse zu einer vorwiegenden Überschätzung der Leitungsbelastung führen, zielen auf die folgende Feststellung: die im Rahmen der Optimierung umgesetzte lineare Lastflussrechnung kann als eine gute Annäherung zu der AC-Lastflussrechnung für die Einschränkung des Leistungstransports über die Leitungen dienen.

### 5.3.3 Netzverluste (elektrisch)

Über die DC-Lastflussrechnung können die anfallenden Leitungsverluste nicht direkt berechnet werden. Über die Ergebnisse der Leitungsbelastung werden jedoch die Verluste linear abgeschätzt und im Rahmen einer linearen Optimierung berücksichtigt.

Die stromabhängigen Verluste werden durch den ohmschen Anteil der Leitungsimpedanz bei der Belastung der Leitung verursacht. Die entsprechende Beziehung ist nach[26]

$$P_V = R' \cdot l \cdot \left(\frac{S}{U}\right)^2$$

gegeben. Im Rahmen der Optimierung werden die stromabhängigen Verluste als zusätzlicher Verlustterm additiv in der Zielfunktion berücksichtigt. Durch den optimierten Einsatz von Speicher- und Erzeugungseinheiten besteht somit im Rahmen der Optimierung die Möglichkeit die entstehenden Verluste auf der Leitung aktiv zu beeinflussen und somit zu reduzieren.

Der oben angeführte Verlustterm wird in der Optimierung aufgrund der quadratischen Beziehung des Leistungstransport  $S$  entlang der Leitung und der Verluste  $P_V$  linearisiert. Die

Linearisierung der stromabhängigen Leitungsverluste wurde auch schon im Vorprojekt eingeführt und detaillierter beschrieben. Näheres dazu sollte aus[1] entnommen werden.

Zusammengefasst werden die Verluste als:

$$P_V \sim S^2$$

$$S = P$$

Da in der derzeitigen Implementierung die Blindleistung vernachlässigt wird, gilt allgemein  $S = P$ . Die Implementierung der Optimierung bietet zwei unterschiedliche Näherungen des quadratischen Leitungsbelastungsterms  $S^2$ . Im einfacheren Fall handelt es sich um eine Linearisierung ohne Stützstelle. Somit stimmt die Näherung für den Punkt  $S = 0$  und  $S = S_{max}$  exakt überein. Im zweiten Fall wird die Kurve in zwei Segmente unterteilt.

Diese Verlustterme wurden in der Optimierung als positive und negative Schlupfvariable dargestellt. So gilt für die positive Zählrichtung die Nebenbedingung:

$$P_{pos}'(t) + P_{pos}''(t) \geq P_l(t)$$

Diese Bedingung wird für jeden Leitungsabschnitt formuliert. Die beiden Schlupfvariablen  $P'$  und  $P''$  müssen in Summe mindestens die tatsächliche Leitungsbelastung ergeben. Da diese beiden Schlupfvariablen eine negative Auswirkung auf die Zielfunktion aufweisen (in Form von zusätzlichen Kosten) wird die Optimierung versuchen, diese beiden Terme so gering als möglich zu halten. Für die negative Zählrichtung wird eine äquivalente Nebenbedingung formuliert.

#### **5.3.4 Leistungsbegrenzung des Ortsnetztransformators (elektrisch)**

Diese Nebenbedingung stellt sicher, dass durch den Wirkleistungsfluss in beiden Richtungen die Ortsnetztransformatoren bezüglich ihrer thermischen Grenze nicht überlastet werden. Wie bei den vorherigen Nebenbedingungen kommt es zum Einsatz unterschiedlicher Flexibilitätsmaßnahmen wie z.B. dezentraler Speichertechnologien im Fall einer Überschreitung des Grenzwertes.

#### **5.3.5 Elektrische Speicherkomponenten**

Im Rahmen der Optimierung besteht die Möglichkeit, mit Hilfe von Speichern das resultierende Residuallastprofil (Erzeugung-Last) je Knoten zu beeinflussen. Als elektrische Speichertechnologie werden Lithium-Ionen Akkumulatoren, Blei-Säure und Redox-Flow Batterien im vorliegenden Projekt untersucht

Bei Lithium-Ionen, sowie Blei-Säure Batterien wird die Annahme getroffen, dass diese dezentral im Niederspannungsnetz zum Einsatz kommen. Ein möglicher Anwendungsfall stellt z.B. die Eigenverbrauchssteigerung in privaten Haushalten dar. Im Gegensatz dazu wird bei Redox-Flow Batterien von einer ausschließlichen Verwendung als „zentrale Technologie“ im Mittelspannungsnetz ausgegangen. Dies ist durch die typischen Anlagengrößen begründet. Die Unterscheidung der Netzanschlussebene ist für die Netzberechnung bedeutend, da hiermit bestimmt wird, wie und ob die Belastung des Ortsnetztransformators (Mittel- auf Niederspannung) durch den Speichereinsatz beeinflusst wird.

In Tabelle 11 sind die wesentlichen Eigenschaften der modellierten Speichertechnologien dargestellt. Neben der behandelten Netzanschlussebene unterscheiden sich diese ebenso in

deren elektrischen Wirkungsgrad und den Installationskosten. Die implementierten Wirkungsgrade entsprechen den Wirkungsgraden der AGORA Speicherstudie[27]. Ein wesentliches Merkmal von Speichern ist das Energie-Leistungs-Verhältnis (E/P-Verhältnis). Dieses liefert eine Aussage darüber, ob es sich tendenziell um einen Kurz- oder Langzeitspeicher handelt. Bei Lithium-Ionen und Blei-Säure Batterien ist dieses Verhältnis durch die Anlagengröße fest verankert und konstant. Bei Redox-Flow Batterien hingegen kann die Leistung unabhängig vom Energieinhalt dimensioniert werden. Als Installationskosten scheint dementsprechend ein leistungs- und ein energieabhängiger Kostenanteil auf.

Tabelle 11: Eigenschaften der modellierten Speichertechnologien

Speichertechnologie	Energie-Leistungs-Verhältnis [h]	Wirkungsgrad Einspeichern	Wirkungsgrad Ausspeichern	Netzanschluss
Lithium-Ion Batterie	0,5	94,9 %	94,9 %	Nieder-Spg.
Blei-Säure Batterie	2,0	89,5%	89,5%	Nieder-Spg.
Redox-Flow Batterie	frei	80,6 %	80,6 %	Mittel-Spg.

Die Modellierung der Speicher wurde aus dem Vorprojekt Symbiose[1] übernommen und erfolgt über Entscheidungsvariablen, die den momentanen Energieinhalt  $E(t)$  der Speichervorgänge abbilden, welcher hinsichtlich des Wertes und der Änderungsrate begrenzt ist. Eine getrennte Modellierung des Ein- und Ausspeichervorganges ist notwendig, um die anfallenden Verluste bei der Energieumwälzung abzubilden. Die Differenz aus dem Ein- und Ausspeichervorgang bestimmt den momentanen Speicherinhalt, welcher zu jedem Zeitpunkt größer gleich Null und kleiner gleich dem installierten Energieinhalt sein muss.

$$0 \leq E(t) = -E_{aus}(t) + E_{ein}(t) \leq E_{inst}$$

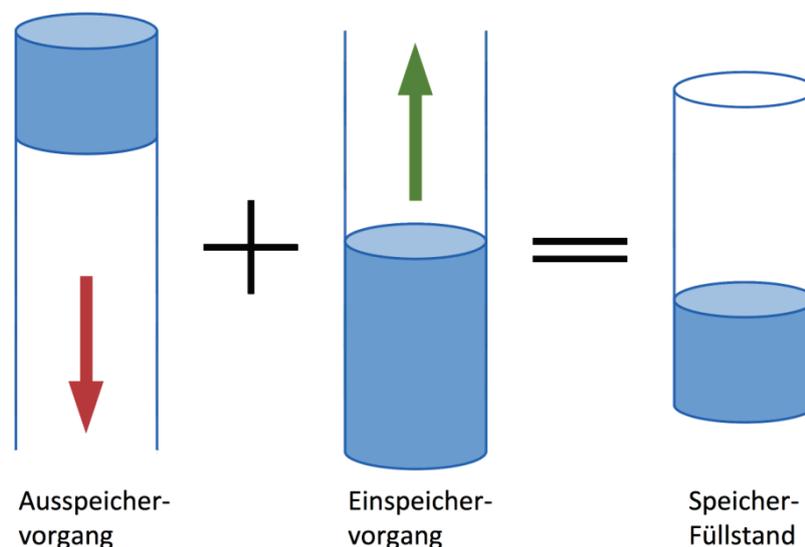


Abbildung 35: Darstellung der getrennten Modellierung des Ein- und Ausspeichervorgangs [25]

Die elektrische Klemmenleistung der Speicher wird über die Änderungsrate des Energieinhalts der einzelnen Speichervorgänge dargestellt. Dies bewirkt einen deutlich verringerten Besetztheitsgrad in der Nebenbedingungsmatrix und erlaubt die Verwendung von spärlich besetzten Matrizen, welche den Rechenaufwand signifikant reduzieren.[25]

$$P_{el}(t) > 0 \Rightarrow P_{el}(t) \cdot \Delta t = \eta_{aus} \cdot [E(t) - E(t - 1)]$$

$$P_{el}(t) < 0 \Rightarrow P_{el}(t) \cdot \Delta t \cdot \eta_{ein} = [E(t) - E(t - 1)]$$

Die beiden Gleichungen zeigen die elektrischen Leistungen des Ein- und Ausspeichervorgangs als Formulierung über die Differenz zweier Speicherinhalte der einzelnen Speichervorgänge. Je nach Richtung des Speichervorganges findet sich der Wirkungsgrad in der Gleichung auf der Seite des potenziellen Energieinhalts bzw. der eingespeicherten elektrischen Leistung wieder. Der Parameter  $\Delta t$  beschreibt die Zeitauflösung der Optimierung. Als Nebenbedingung wird ebenso wie beim Speicherinhalt die Forderung gestellt, dass die Momentanleistung zu jedem Zeitpunkt kleiner gleich der installierten Speicherleistung sein muss. [25] Die Zählrichtung der Speichervorgänge wird entsprechend dem Erzeugungszählpeilsystem in die Energiebilanzgleichungen aufgenommen. Das bedeutet der Einspeichervorgang wird negativ gezählt und der Ausspeichervorgang positiv.

Im Rahmen der Optimierung gilt es somit für jeden Netzknoten und für jede Speichertechnologie die Größe des installierten Speichers (Energie und Leistung) sowie den darauf abgestimmten Betrieb (Energieinhalt zu jedem Zeitpunkt) zu bestimmen.

### 5.3.6 Thermische Speicherkomponente

Neben den elektrischen Speichern werden auch sensible Wärmespeicher bzw. thermische Wasserspeicher in der Modellregion berücksichtigt. Im Gegensatz zu den elektrischen Speichern wird die Installation nur eines thermischen Speichers an einem zentralen Punkt in der Nähe der zentralen Heizwerke, am Knoten 0\_1, im Rahmen der Optimierung ermöglicht. Dieser thermische Speicher ist an das Fernwärmenetz angebunden und ermöglicht eine Beeinflussung des resultierenden Residuallastprofils des Fernwärmenetzes. Der Industriestandort verfügt selbst über drei thermische Speicher, auch Wasserspeicher, die im Rahmen der Optimierung zu einem virtuellen Speicher mit einer thermisch installierten Leistung von 1,16MW und Energie von 3,554MWh zusammengefasst werden. Demzufolge wird im Rahmen der Optimierung über den Betrieb dieser zwei thermischen Speicher und über die Installation des zentralen thermischen Speichers entschieden.

Die Modellierung der thermischen Speicherkomponente entspricht der Modellierung der elektrischen Speicherkomponente mit einem thermischen Ein-/und Ausspeicherwirkungsgrad von 95%. Der aktuelle Speicherinhalt wird durch eine zusätzliche Variable die die Standverluste  $E_{st\_verl}(t)$  berücksichtigt, ergänzt.

$$0 \leq E(t) = E_{aus}(t) + E_{ein}(t) - E_{st\_verl}(t) \leq E_{inst}$$

Die Standverluste je Zeitschritt werden mit einer Rate von 0,014% je Stunde[28] des aktuellen Speicherinhaltes berechnet. Das bedeutet, dass sich die thermische Nutzenergie neben den Umwandlungsverlusten auch um die Standverluste reduziert. Die variablen Standverluste stellen wie die zwei Speichervorgänge (Einspeicherung und Ausspeicherung) eine stetig wachsende Funktion dar. In der Zielfunktion werden nur die Installationskosten des zentralen Speichers berücksichtigt, weil der thermische Speicher des Industriestandortes schon existiert.

### 5.3.7 Demand Side Management (DSM)

Als Demand Side Management wird im vorliegenden Projekt eine Reduktion oder Erhöhung des elektrischen Verbrauchs zu einem gewählten Zeitpunkt verstanden, welcher zu einem

späteren Zeitpunkt durch die umgekehrte Aktivität bzw. durch eine Erhöhung/Reduktion des el. Verbrauchs rückgängig gemacht wird. Die zeitliche Verbrauchsänderung hat keine Auswirkung auf die gesamte verbrauchte Energiemenge, sehr wohl jedoch auf den Lastgang des Verbrauches.

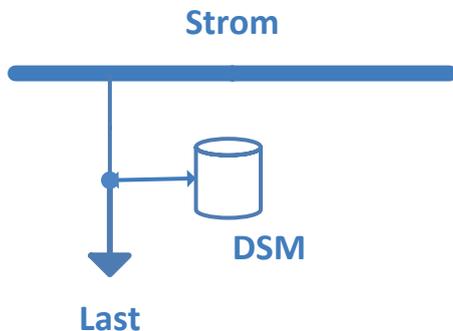


Abbildung 36: elektrische Last inkl. DSM-Komponente

Die Modellierung des Vorganges der Lastverschiebung entspricht eigentlich der Modellierung einer Entladung bzw. Beladung eines verlustlosen Speichers. Die ein- bzw. ausgespeicherte Energie muss allerdings spätestens während einer maximalen erlaubten Verlagerungszeit wieder aus- bzw. eingespeichert werden, siehe Abbildung 37. Demzufolge wird die DSM-Komponente entsprechend dem Speichermodell mit einem idealen Wirkungsgrad im Optimierungsmodell hinterlegt. Im Gegensatz zu der modellierten Speicherkomponente entspricht der Einspeichervorgang der DSM-Komponente einer Lastreduktion. Der Ausspeichervorgang ist mit einer Lasterhöhung gleich zu stellen. Zudem kann der Energieinhalt der DSM-Komponente bei gewissen DSM-Maßnahmen auch negative Werte einnehmen. Dieser Fall tritt dann ein, wenn ein vorgezogener Verbrauch aktiviert wird bzw. ein el. Prozess früher als ursprünglich geplant zu DSM-Zwecken durchgeführt wird. In diesem Fall wird die el. Last zunächst erhöht und nach einer bestimmten Zeit wieder reduziert.

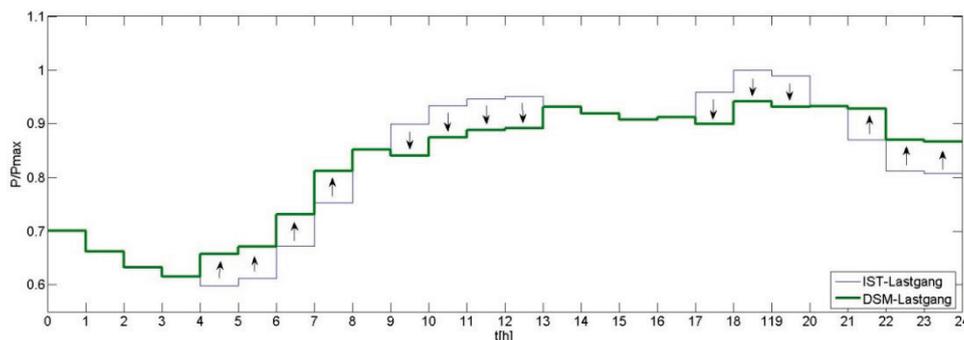


Abbildung 37: DSM-Vorgang mit einer max. Verlagerungszeit von 5h

Die Höhe der aus- und eingespeicherten Leistung der DSM-Maßnahme hängt von der erlaubten Verlagerungsleistung ab. Diese Verlagerungsleistung ersetzt in der Leistungs-Nebenbedingung der Speicherkomponente die installierte Speicherleistung. Die Nebenbedingungen sind unten dargestellt:

$$\frac{[E_{aus}(t) - E_{aus}(t - 1)]}{\Delta t} \leq P_{max}$$

$$\frac{[E_{ein}(t) - E_{ein}(t - 1)]}{\Delta t} \leq P_{max}$$

Die DSM Maßnahmen des großen Industriekunden MPREIS werden je Maßnahme getrennt modelliert und die DSM Maßnahmen restlicher el. Verbraucher aggregiert betrachtet. Grund dafür liegt in der Minimierung der Größe der Optimierungsmatrix. Grundsätzlich wird das DSM-Verhalten aller Verbrauchskomponenten gleich modelliert. Der Unterschied besteht allerdings in der Modellierung der erlaubten Leistungsverchiebung. Die rechte Seite der Leistungskomponente der oberen Nebenbedingung ist für die Modellierung der DSM-Maßnahmen des Industriekunden der MPREIS zeitabhängig. Demgegenüber wird für die Modellierung der DSM-Maßnahmen der aggregierten el. Lasten ein, über die Jahreszeit gesehen, konstanter Wert definiert. Dieser konstante Wert entspricht 2% der maximalen Last. Die 2%-Grenze wurde in Abstimmung mit dem Projektpartner „Vorarlberger Energienetze GmbH“ festgelegt.

Die DSM-Maßnahme des Industriekunden MPREIS beschreibt Flexibilitätspotentiale in der Semmelproduktion, die im Rahmen von AP3 ermittelt wurden. Der Beginn der Semmellinie (Teigaufbereitung und Portionierer) oder das Ende (Ofen, Kühler, Froster) können dabei verlagert werden, indem ausgenutzt wird, dass die Verweildauer im Gärschrank in der Mitte der Linie leicht variierbar ist. Dabei wurden folgende Potentiale ermittelt:

- Aufbereiten und Portionieren: die Beginnzeiten dieses Prozesses sind jeweils innerhalb der Zeitfenster 1:30 und 2:30, 9:30 und 10:30, 17:30 und 18:30 verlagerbar. Für diesen Prozess fallen 19kW für 6h 3 mal täglich an.
- backen/halbbacken: die Beginnzeiten dieses Prozesses sind jeweils innerhalb 3:00 und 5:00, 12:00 und 14:00 verlagerbar. Für diesen Prozess fallen 41 kW für ca. 5,5h 2 mal täglich an.
- Shift Linie hinterer Teil Tiefkühlen: die Beginnzeiten dieses Prozesses sind jeweils innerhalb von 4:00 und 6:00 verlagerbar. Für diesen Prozess fallen 15 kW für ca. 6h 1 mal täglich an.

Zusätzlich wurde in AP3 auch die Semmellinie mit einem Algorithmus optimiert. Die Zielfunktion dieser Optimierung entsprach den el. Einsparungen. Über einen Tag mit einem realistischen Produktionsszenario konnten so ca. 7% Energie eingespart werden. Das bedeutet, dass mit einem entsprechenden Algorithmus diese 7% der Energie für eine Dauer von einer Stunde an einen beliebigen anderen Zeitpunkt der Schicht verschiebbar sind. Leistungsmäßig gesehen entspricht diese Verschiebung in den Tagschichten 4,8 kW und in den Nachtschichten 3,8kW. Dabei teilen sich die einzelnen Schichten wie folgt auf:

- Nachtschicht: 17:00-01:00
- Tagschicht 1: 01:00-09:00
- Tagschicht 2: 09:00-17:00

Demzufolge darf die erlaubte verschiebbare Leistung der DSM-Komponente des Industriekunden MPREIS, nur zu gewissen Zeitpunkten aktiv sein und muss zu anderen Zeitpunkten ausgeschaltet sein. Im Rahmen der Optimierung wird dieses erreicht in dem die rechte Seite bzw. das Pmax der oberen Nebenbedingungen, zeitlich abhängig als Pmax(t), in die Optimierung aufgenommen wird. Dabei wird die Leistung des Einspeichervorgangs der DSM-Komponente zu oben angegebenen Zeitfenstern auf die erlaubte verschiebbare Leistung beschränkt und sonst auf null gesetzt wird. Für den Ausspeichervorgang gilt das gleiche unter Berücksichtigung eines zusätzlichen Offsets, der der Prozessdauer entspricht.

Die verlagerte Energiemenge muss bei allen DSM-Maßnahmen spätestens nach einer definierten Verlagerungszeit dem System wieder bereitgestellt werden. Diese Notwendigkeit wird mit folgenden Nebenbedingungen abgebildet:

$$E_{aus}(t) \geq E_{ein}(t - t_{ver})$$

$$E_{ein}(t) \geq E_{aus}(t - t_{ver})$$

Durch die erste Nebenbedingung wird sichergestellt, dass die gesamte eingespeicherte Energie bzw. die Energiereduktion der Verbraucherlast vom Zeitpunkt  $t - t_{ver}$  spätestens zum Zeitpunkt  $t_{ver}$  gleich der gesamten ausgespeicherten Energiemenge bzw. der Energiemenge der Lasterhöhung ist. Die zweite Nebenbedingung bildet genau den umgekehrten Betriebsfall ab. Für die aggregierten el. Lasten entspricht diese Verlagerungszeit einem Zeitraum von 5h. Für den Industriestandort ist nur die erste Nebenbedingung gültig bzw. die Verschiebung der Energie darf nur in die Richtung der Verschiebung der Beginnzeiten nach vorne betrachtet werden. Die Verlagerungsdauer der einzelnen DSM-Maßnahmen der Semmelilinie entspricht der oben beschriebenen Produktionsdauer. Zudem wird für diese DSM-Maßnahmen sichergestellt, dass der maximal verschobene Energieinhalt der DSM-Komponente der max. verschiebbaren Energiemenge der Prozesse entspricht.

Durch folgende Nebenbedingung

$$-E_{aus}(N) + E_{ein}(N) = 0,$$

wird sichergestellt, dass der Energieinhalt des Speichers der DSM-Komponente am Ende eines zeitlichen Horizonts  $N$  Null ist und somit die gesamte konsumierte Energiemenge über diesen zeitlichen Horizont gleich bleibt. In den durchgeführten Simulationen und Berechnungen wurde der zeitliche Horizont  $N$  mit einem Tag gleichgesetzt.

### 5.3.8 Power-to-Gas

Der Power-to-Gas Ansatz stellt einen zusätzlichen Lösungsweg für die Verwertung des elektrischen Stroms dar und wird in diesem Projekt als zentrale Umwandlungstechnologie behandelt. Dabei beschränkt sich die Verwertung des Stromes durch den P2G Ansatz nicht ausschließlich auf den überschüssigen Strom, sondern kann durchaus einen zusätzlichen Bezug aus der überordneten Netzebene bedeuten. Welcher Pfad eingeschlagen wird, wird durch die Zielfunktion des Modells bestimmt. Der Power-to-Gas Ansatz wird als ein drei Varianten Modell modelliert und so auch im Rahmen unterschiedlicher Szenarien integriert:

1. Power-to-Wasserstoff inkl. Direkteinspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz und Wasserstoffverkauf für andere Verwendungszwecke.
2. Power-to-Methan inkl. Direkteinspeisung von Methan in das Gasnetz
3. Power-to-Wasserstoff inkl. der Speicherung von Wasserstoff und späterer Rückverstromung durch eine Brennstoffzelle.

Für alle drei Varianten ist ausschlaggebend, dass in einem ersten Umwandlungsschritt Wasserstoff in einer Elektrolyseanlage erzeugt wird. Ähnlich wie bei der Modellierung der Speichertechnologien, wird der Betrieb der Anlage leistungstechnisch nach oben hin mit der installierten Leistung begrenzt. Diese Anlagengröße stellt eine Entscheidungsvariable in der Optimierung dar und erzeugt zusätzliche Kosten durch die anfallenden Installationskosten der Anlage in der Modellregion.

Wie oben angedeutet bestehen für den hergestellten Wasserstoff drei separate Verwertungsmöglichkeiten, welche wie folgt modelliert werden:

Für alle drei Verwertungsmöglichkeiten gilt, dass der eigentliche Betrieb der Anlage bzw. des Umwandlungs-/Verwertungsproduktes, wie der Speicherbetrieb, als zeitlicher Verlauf der erzeugten Wasserstoffmenge (Energiewert) bzw. bezogener elektrischer Energiemenge modelliert wird.

1. Direkteinspeisung in das Gasnetz und Wasserstoffverkauf für andere Verwendungszwecke:

Die direkte Einspeisung des erzeugten Wasserstoffs in das (bestehende) Gasnetz stellt die Verwertungsmöglichkeit mit dem geringsten zusätzlichen Installationsaufwand dar. Jedoch sind hierbei die Grenzen der Beimischung von reinem Wasserstoff zum Erdgas zu berücksichtigen. Die maximale elektrische Anschlussleistung des Elektrolyseurs wird basierend auf der max. Übertragungskapazität des Erdgasnetzes der Modellregion und der ÖVGW Richtlinie 31 ermittelt und entspricht den Grenzen aus dem Vorprojekt Symbiose bzw. einer Einspeiseleistung von 2,4 MW[1]. Die Direkteinspeisung stellt somit indirekt eine Exportmöglichkeit von elektrischem Strom über das Gasnetz dar.

Neben der Direkteinspeisung in das Gasnetz besteht die Möglichkeit den erzeugten Wasserstoff auch für andere Zwecke zu verwerten und zu verkaufen. Aufgrund der Tatsache, dass der Erlös für den Wasserstoffverkauf größer angenommen wurde als für die Direkteinspeisung in das Erdgasnetz, wird im Rahmen der Optimierung die verkaufte Wasserstoffmenge mit einem definierten jährlichen Energiewert beschränkt. Ohne diese Beschränkung würde die Optimierung den Weg der Direkteinspeisung in das Erdgasnetz nie wählen. Dieser jährliche Energiewert entspricht 25% der jährlich erzeugten Wasserstoffmenge in der Modellregion.

Beide Verwertungsmöglichkeiten erzielen Erlöse und wirken sich positiv auf die Gesamtkosten der betrachteten Modellregion aus.

2. Speicherung des Wasserstoffs in einem Wasserstoffspeicher mit Rückverstromung in einer Brennstoffzelle:

Eine weitere Möglichkeit besteht in der Speicherung von Wasserstoff und späterer Rückverstromung in Brennstoffzellen. Aufgrund der Tatsache, dass in fast allen durchgeführten Szenarien dieser Power-to-Gas Ansatz nie zum Einsatz kam wurde die Möglichkeit der Wärmeabgewinnung durch Brennstoffzellen im Projekt weiter nicht berücksichtigt. Zukünftig würde sich dadurch aber der wärmegeführte Betrieb der Brennstoffzellen als zusätzliche Option anbieten. Den Vorteilen der Zwischenspeicherung in Wasserstoff mit anschließender zusätzlicher Stromgewinnung stehen die zusätzlichen Installationskosten für Speicherung und Rückverstromung von Wasserstoff gegenüber.

3. Eine weitere Umwandlung in synthetisches Methan und Einspeisung in das Erdgasnetz:

Die Direkteinspeisung in das Erdgasnetz stellt auch eine indirekte Exportmöglichkeit von elektrischem Strom über das Gasnetz dar. Wie auch die erste Variante erzielt auch diese Verwertungsmöglichkeit von Wasserstoff Erlöse und wirkt sich positiv auf die Gesamtkosten der betrachteten Modellregion aus. Dem gegenüber stehen noch zusätzliche Installationskosten für die Methanisierungsanlage.

Insgesamt steht mit dem Power-to-Gas Ansatz eine systemübergreifende Option zur Verfügung, um ausgehend von elektrischem Strom diesen in Form von Wasserstoff weiter zu

verwerten, um somit der Problematik der direkten Speicherung von elektrischem Strom zu entgehen. Neben den installierten Leistungen bzw. Speichergrößen der benötigten Systemkomponenten gilt es im Rahmen der Optimierung auch deren Betrieb zu optimieren. Eine wichtige Nebenbedingung stellt hierbei die Wasserstoffbilanz dar. Diese fordert die Gleichheit von erzeugtem Wasserstoff in den Elektrolyseanlagen und der Weiterverarbeitung in den oben dargestellten Optionen.

### 5.3.9 BHKW-Anlagen

Das Prinzip von BHKW-Anlagen entspricht der Arbeitsweise der Kraftwärmekopplung und ist dadurch gekennzeichnet, dass es durch Verbrennung von Erdgas gleichzeitig Strom und Wärme auskoppelt. *„Betrieben werden BHKWs meist am Ort des Wärmeverbrauchs oder auch an Standorten mit Anschluss an ein Wärmenetz. Da für eine Wärmelieferung über große Distanzen hohe Investitions- und Betriebskosten bestehen, kommen oft kleine, dezentrale BHKW mit kleinen Gasturbinen oder Gasmotoren mit direktem Anschluss an Wohnsiedlungen und andere Wärmeabnehmer zum Einsatz.“*[29] – Seite 339

In der untersuchten Modellregion gibt es ein Blockheizkraftwerk(BHKW), das in der Nähe des Industriekunden verortet ist. Neben dem schon installierten BHKW wird in einem weiteren Szenario die Installation weiterer BHKWs in der Modellregion untersucht. In Abstimmung mit dem Projektpartner „Vorarlberger Energienetze GmbH“ wurden diesbezüglich folgende Knoten der Optimierung für die Installation weiterer BHKWs in der Modellregion zur Verfügung gestellt: KN\_2\_3, KN\_3\_6, KN\_4\_3, KN\_5\_1, KN\_6\_1 und KN\_7\_2. Die Auswahl dieser Knoten bezog sich unter anderem primär auf eine gewisse Diversifikation der Knoten, die einen breiteren Betrachtungsraum zulässt. Eine Einschränkung für die Installation neuer BHKWs auf nur gewisse Knoten ist auch aufgrund der sonst sehr hohen Komplexität des Modells notwendig. Für diese zusätzlichen BHKWs wurde noch eine Nebenbedingung hinzugefügt, die eine Rückspeisung der BHKWs in das öffentliche thermische und elektrische Netz nicht zulässt. In der thermischen Bilanz wird die thermische Auskopplung des BHKWs über die elektrische Auskopplung mit der Stromkennzahl verknüpft.

Der Gesamtwirkungsgrad des BHKW ergibt sich aus[30]

$$\eta_{ges} = \eta_{el} + \eta_W = \frac{P_{el} + P_w}{P_{th(Hi)}} \rightarrow P_{th(Hi)} = \frac{P_{el} + P_w}{\eta_{ges}} \rightarrow P_{th(Hi)} = \frac{P_{el}}{\eta_{el}} \rightarrow P_{th(Hi)} = \frac{P_w}{\eta_W}$$

$$s = \frac{P_{el}}{P_w} \rightarrow P_w = s \cdot P_{el}$$

$$\eta_{el} = 25\% - 35\%$$

$$s = 0,3 - 0,8$$

$$\eta_{ges} = 0,8 - 0,95$$

Die Stromerzeugung durch das BHKW wird über die Heizleistung des Primärenergieträgers inkl. des elektrischen Wirkungsgrads für vordefinierte Knoten (Knoten an welchen BHKWs installiert werden) in allen Nebenbedingungen des elektrischen Netzes inkludiert. Zudem wird durch eine zusätzliche Nebenbedingung sichergestellt, dass für jeden Zeitpunkt die ausgekoppelte elektrische Leistung kleiner der installierten Leistung ist:

$$P_{el}(t) = P_{th(Hi)}(t) \cdot \eta_{el} \leq P_{inst}$$

Für die BHKWs sind auch Gradientenbedingungen definiert, die Dynamik der Energieauskopplung in definierten Grenzen halten:

$$P_{el}(t) - P_{el}(t-1) \leq P_{inst} \cdot LR \cdot \Delta t$$

$$P_{el}(t) - P_{el}(t-1) \geq -P_{inst} \cdot LR \cdot \Delta t$$

Als der LR – der Lastgradientkoeffizient wird 25% angenommen. Das bedeutet, dass die Änderungsrate der Leistung in beiden Richtungen zwischen zwei Zeitpunkten nicht größer als 25% der elektrisch installierten Leistung sein darf.

In der Zielfunktion wird der Erdgasbezug für die elektrische und thermische Auskopplung mit dem Erdgaspreis bepreist. Zusätzlich fallen für die neu installierten BHKWs die Installationskosten und Wartungskosten in der Zielfunktion an. Tabelle 12 zeigt die Kostenparameter der BHKWs in der Optimierung, die auf.

Tabelle 12: Kostenparameter BHKW

BHKW - Parameter	Werte
Elektrischer Wirkungsgrad	0,41
Thermischer Wirkungsgrad	0,46
Investitionskosten - Leistung [€/kW <sub>therm</sub> ]	1217,00
Investitionskosten - Leistung [€/kW <sub>el</sub> ]	1365,41
Wartungskosten [€/kW <sub>therm</sub> ]/a 2% vom Invest	24,34
Wartungskosten [€/kW <sub>el</sub> ]/a	27,31
Final jährlichen Kosten [€/kW <sub>therm</sub> ]/a	166,52
Final jährlichen Kosten [€/kW <sub>el</sub> ]/a	186,83

### 5.3.10 Photovoltaikanlagen mit vordefinierten Erzeugungsgängen

Für die Erstellung der Erzeugungsprofile wird an dieser Stelle auf Abschnitt 2.3.1 verwiesen.

### 5.3.11 Zentrale Wärmeversorgung und das Fernwärmenetz

Als zentrale Wärmequellen, die über ein Fernwärmenetz die thermische Energie an die Kunden liefern, fungieren ein zentrales, mit Erdgas und Müll, befeuertes Heizwerk. Das mit Müll befeuerte Heizwerk stellt keine freie Optimierungsvariable dar, sondern eine vordefinierte Wärmeinspeisung einer Leistung von 204 MW<sub>th</sub>, die konstant über das ganze Jahr eingespeist wird. Diese Angaben entsprechen den Annahmen aus dem Vorprojekt Symbiose ([1], Seite 35). Im Gegensatz zur Müllanlage stellt das mit Erdgas befeuerte Heizwerk eine Optimierungsvariable dar, dessen Verlauf im Rahmen der Optimierung bestimmt wird. Der angenommene Wirkungsgrad des Heizwerks von 95% wurde ebenso aus dem Vorprojekt übernommen. Zudem besteht die Möglichkeit, die überschüssige Wärme des BHKWs am Industriestandort auch in das Fernwärmenetz einzuspeisen. Jener Wärmebedarf, welcher nicht über das Fernwärmenetz gedeckt wird, muss über dezentrale Technologien, Wärmepumpen und BHKWs, gedeckt werden. Damit der optimale Wärmepfad (zentral vers. dezentral), der eingeschlagen werden soll, ermittelt werden kann, werden zusätzlich die thermischen Netzverluste, die durch den Energietransport im Fernwärmenetz anfallen, in die Zielfunktion integriert. Die Wärmeverluste wurden näherungsweise entsprechend Angaben von [21] mit 10% der zu deckenden thermischen Fernwärmelast, also jener Wärmelast die nur über das Fernwärmenetz gedeckt wird, in die Zielfunktion einbezogen. Das bedeutet, dass

neben den unterschiedlichen technologischen Eigenschaften der Umwandlungseinheiten für die Bereitstellung von Wärme und den damit verbundenen Energiebezugskosten, auch die Verluste des Wärmetransports in einem Fernwärmenetz bei der Optimierungsentscheidung mitberücksichtigt werden. Das Rückspeisen von Wärme in das Fernwärmenetz, erzeugt durch die Wärmepumpen und das BHKW, wird durch eine zusätzliche Nebenbedingung ausgeschlossen, indem immer eine positive Differenz der thermischen Last und der lokalen thermischen Erzeugung verlangt wird.

$$P_{th,Last}(t) - P_{th,WP}(t) - P_{th,BHKW}(t) \geq 0$$

Diese Nebenbedingung gilt für alle Knoten, außer dem Knoten des Industriekunden. Wie oben angedeutet, kann das BHKW an diesem Knoten in das Fernwärmenetz einspeisen.

### 5.3.12 Wärmepumpen

Eine weitere Möglichkeit den thermischen Bedarf, neben BHKWs und der zentralen Wärmeversorgung, in der Modellregion zu decken, ist die Verwendung von Wärmepumpen. Wärmepumpen präsentieren eine systemübergreifende Technologie, die es ermöglicht den Wärmebedarf über die Verwendung elektrischer Energie zu decken. Wie oben angedeutet obliegt es der Optimierung zu ermitteln, welcher Wärmepfad eingeschlagen werden soll, um den thermischen Bedarf mit geringsten Kosten zu decken. Bei dieser Wahl spielen von der technologischen Seite die Leistungszahl, der Wirkungsgrad des Gasbrenners und der Gesamtwirkungsgrad des BHKWs eine tragende Rolle. Dem gegenüber stehen auf der wirtschaftlichen Seite für die Optimierungsentscheidung die jährlichen Investitionskosten der Wärmepumpen, der zusätzlichen BHKWs, die bezogenen Energiekosten beider Energieträger und die Verlustkosten des thermischen Transports über das Fernwärmenetz. Die jährlichen Investitionskosten für das Heizwerk werden nicht berücksichtigt, da diese Technologie als bestehende zentrale Technologie für die Bereitstellung der Wärme in der Modellregion angesehen wird und Wärmepumpen und dezentrale BHKWs als „neue“ systemübergreifende Wärmeerzeuger in der Modellregion für die unterschiedlichen Stakeholder untersucht werden sollen. Eine Rückspeisung von dezentralen Wärmepumpen in das Fernwärmenetz wird nicht erlaubt.

Tabelle 13: Eigenschaften der modellierten Umwandlungstechnologien für das thermische Netz

<b>Wärmeerzeuger</b>	<b>Wirkungsgrad</b>	<b>Leistungszahl</b>	<b>Investitionskosten</b>
Gasbrenner	0,95	-	nein
Wärmepumpe	-	3,75	ja
BHKW	0,45 <sup>2</sup>	1,13	ja <sup>3</sup>

<sup>2</sup>el. Wirkungsgrad

<sup>3</sup> Außer am Knoten 1\_1, wo sich schon ein BHKW in der Modellregion befindet

### **5.3.13 Abregelung**

Unter Abregelung wird im vorliegenden Projekt die bewusste Reduktion der eingespeisten Wirkleistung von dargebotsabhängigen Erzeugern verstanden. In der Praxis kann die Abregelung im Falle von Photovoltaikanlagen durch ein Wegbewegen vom Maximum-Power-Point (MPP) im Wechselrichter erzielt werden.

Die Abregelungseinheit wird somit in der Optimierung als eine zusätzliche variable „Last“ zu den vordefinierten dargebotsabhängigen Erzeugungseinheiten in der Energiebilanz modelliert. Die Verringerung der eingespeisten elektrischen Leistung durch die zusätzliche „Last“ darf sich zu jedem Zeitpunkt zwischen Null (keine Änderung) und der Momentanleistung an dargebotsabhängiger Einspeisung (100%-Abregelung) bewegen. Der Abregelvorgang wirkt sich negativ auf den Zielfunktionswert aus, weil jede abgeregelte Energiemenge wieder von der übergeordneten Netzebene bezogen werden muss. Dieser zusätzliche Strombedarf ist mit zusätzlichen Energiebezugskosten verbunden.

Durch die Maßnahme der Abregelung wird gewährleistet, dass hohe Einspeiseleistungen nicht zu unzulässigen Netzbelastungen führen und dass die installierte Speicherleistung, notwendig wegen Netzengpässen, nicht unbedingt auf den maximal auftretenden Spitzenwert abgestimmt werden muss.

### **5.3.14 Import- und Exportflüsse in die übergeordnete Netzebene**

Die Import- und Exportflüsse stellen sicher, dass das Energiesystem zu jedem Zeitpunkt, basierend auf der gegebenen Einspeise-/Verbrauchssituation und dem Einsatz der variablen Erzeugung (Erzeugung durch BHKW, Brennstoffzelle oder Ausspeicherung aus den Speichern, Erzeugung durch Heizwerke und Wärmepumpe) - und Verbrauchseinheiten ausgeglichen ist. Die optimierten Import- und Exportflüsse werden letztendlich durch die Zielfunktion gesteuert, in dem Kosten für den Strombezug und Erlöse für den Stromexport aus/in das übergeordnete Netz anfallen.

Je nach der Betrachtung des Nutzens einzelner Stakeholder (z.B. Eigenverbrauchssteigerung der Endkunden, bezugsminimale Siedlung, ...) werden unterschiedliche Systemgrenzen gezogen, die über Import-/Exportflüsse abgebildet werden. Mit den zur Verfügung stehenden Energienetzen kann Energie in einer der drei Formen über die Systemgrenzen hinweg importiert bzw. exportiert werden. Die Systemgrenzen des elektrischen Netzes werden über elektrische Transformatoren (Verbindung verschiedener Systemebenen im elektrischen System) abgebildet. So stellen die Hoch-/Mittelspannungs-Umformer die Systemgrenze für die vollständige Modellregion hin zum restlichen, übergeordneten öffentlichen Netz und der Ortsnetztransformator (Mittel-/Niederspannungs-Umformer) die Systemgrenze i.A. von Haushalts- und Gewerbekunden zum Mittelspannungsnetz dar. Über Nebenbedingungen wird sichergestellt, dass die thermischen Grenzen der Transformatoren zu jedem Zeitpunkt eingehalten werden bzw. sich der Energieaustausch mit dem übergeordneten Netz im Rahmen dieser Grenzen bewegt.

Die wichtigste Einschränkung beim Gasnetz stellte im vorliegenden Projekt die Direkteinspeisung von Wasserstoff dar, die durch den maximalen Anteil an Wasserstoff im Gasnetz auf einen vordefinierten Wert limitiert wird.

Die Systemgrenze der Fernwärmeversorgung für die gesamte Modellregion ist auf der gleichen Ebene wie der Slack-Knoten des elektrischen Netzes. Über diese Grenze wird Gas für das zentrale Heizwerk bezogen und Wärme von mit Müll befeuerten Heizwerk der

Modellregion zur Verfügung gestellt. Über definierte Knoten kann auch Erdgas für die dezentralen BHKWs bezogen werden und Wärme für die dezentrale Wärmedeckung erlangt werden.

Es werden folgende Preise für den Energiebezug und -lieferung herangezogen: Entsprechend der ECA-Darstellung ergibt sich für das Jahr 2017 ein Mittelwert der Gesamtkosten für Haushaltskunden von 15,43 ct/kWh und Industriekunden von 9,52 ct/kWh, und ein Energiepreis von 4,97 ct/kWh für Haushaltskunden und 3,75ct/kWh für den Industriekunden. Im Konsortium wurde beschlossen die oben vorgestellten Gesamtkosten für die einzelnen Kundengruppen für den Strombezug im Forschungsprojekt zugrunde zu legen. Die eingespeiste Energie in das Stromnetz wird durch die angegebenen Energiepreise vergütet.

Die Strombezüge aus der übergeordneten Netzebene 3 erhielten einen Bezugspreis von 8,67 ct/kWh. Dieser setzt sich aus einem angenommenen Strompreis für Großabnehmer (Industrie- und Gewerbe) abzüglich der Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zwischen Netzebene 3 und Netzebene 5 zusammen. Für die Einspeisung der Energie aus der Modellregion wird hierbei wieder angenommen, dass nur der Energiepreis von 3,75 ct/kWh vergütet wird. Die Preisgestaltung für die Bepreisung der Import/Exportflüsse über den Slack-Knoten soll nur einen theoretischen Ansatz für die Betrachtung des Stakeholders Gemeinde darstellen und wird entsprechend dem Vorprojekt übernommen.

Die elektrischen Netzverluste werden entsprechend dem Energiebezugspreis von 3,75 ct/kWh bepreist. Das bedeutet, dass die Verlustenergie, die als Folge des Energietransports im elektrischen Netz zusätzlich bezogen werden muss, mit dem Bezugspreis aus Netzebene 3 bepreist wird.

Als Gaspreis wird der mittlere Gaspreis von 5,563 ct/kWh für das Jahr 2017 der ECA-Darstellung herangezogen. Die durch Power-to-Gas produzierten und exportierten Gase, SNG und H<sub>2</sub>, werden wie folgt vergütet:

- H<sub>2</sub>-Verkauf mit 18ct/kWh[1]
- H<sub>2</sub> und SNG-Direkteinspeisung mit 8,58 ct/kWh; dieser Wert entspricht einem mittleren Preis für Biogaseinspeisung in Österreich

Die thermischen Netzverluste der urbanen Modellregion werden entsprechend dem Energiebezugspreis von Erdgas mit 5,563 ct/kWh zzgl. dem Wirkungsgrad des Gasheizwerks bepreist. Das bedeutet, dass die Verlustenergie, die als Folge des Energietransports im thermischen Netz entsteht, in Form zusätzlicher Bezüge von Erdgas und Verfeuerung im Heizwerk, wieder erstattet werden muss.

Je nach Szenario ergibt sich eine andere Import-Export Bilanz über die Systemgrenzen, die über die oben vorgestellten Preise auch unterschiedlich vergütet werden. Dementsprechend kann die Auswirkung des Imports, durch die anfallenden Kosten, und des Exports, dem durch den erworbenen Erlös, auf das Gesamtsystem untersucht werden und mögliche Maßnahmen ausgebaut werden, um einen optimalen Zielfunktionswert zu erreichen.

### **5.3.15 Vordefinierte Speicher und Umwandlungstechnologienanordnung**

Im Rahmen der Optimierung wird die Positionierung der Speicher- und Umwandlungstechnologien bestimmt. Um die Komplexität des Optimierungsmodells zu reduzieren wird diesbezüglich eine Vorauswahl an geeigneten Knoten für die einzelnen

Komponenten definiert. Diese wird entsprechend den durchgeführten Analysen der Koppelstellen aus AP4 und in Abstimmung mit den Projektpartnern getroffen. Das vordefinierte Portfolio von definierten Komponenten wird folgendermaßen festgelegt:

- Der Tiroler Industriekunde ist am Knoten KN1\_1 verortet
- Sowohl bei Lithium-Ionen-Batterien als auch Blei-Säure-Batterien wird die Annahme getroffen, dass diese dezentral im Niederspannungsnetz zum Einsatz kommen. Die Optimierung kann demzufolge diese Technologien, wenn erforderlich und/oder wirtschaftlich, an allen NS-Knoten installieren. Im Gegensatz dazu wird bei Redox-Flow-Batterien von einer ausschließlichen Verwendung als „zentrale-Technologie“ im Mittelspannungsnetz ausgegangen, weshalb hier nur eine Installation je Abzweig bzw. je Anfangsknoten des MS-Abzweiges möglich ist.
- Für die Kopplung des elektrischen Netzes mit dem Gasnetz wird die Technologie „Power-to-Gas“ definiert und ein Koppelknoten in der Modellregion festgelegt, welcher dem Knoten des Industriestandortes entspricht.
- Die Kopplung zwischen dem Erdgas- und Wärmenetz wird durch ein zentrales, mit Erdgas befeuertes Heizwerk hergestellt. Aufgrund der Annahme, dass das Fernwärmenetz parallel zum Stromnetz verläuft, entspricht dieser zentrale Knoten dem Slackknoten aus dem elektrischen Netz bzw. dem KN\_0\_1. Das Müllheizwerk wird ebenfalls an diesem Knoten platziert.
- Unter Berücksichtigung des oberen Punktes wird auch nur am Knoten KN\_0\_1 die Installation des thermischen Speichers für das Fernwärmenetz erlaubt. Ein bestehender thermischer Speicher befindet sich am Industriestandort.
- Die Kopplung mit dem Wärmenetz und Stromnetz ist durch die Installation von Wärmepumpen möglich und kann an jedem NS-Netzknoten von der Optimierung herangezogen werden.
- Die Kopplung zwischen der Erdgas-, Strom- und Wärmeversorgung ist durch ein bestehendes BHKW am Knoten KN\_1\_1 (am Industriestandort) und der Installation neuer BHKWs möglich. Folgende Netzknoten sind diesbezüglich in Abstimmung mit den Projektpartnern definiert worden: KN\_2\_3, KN\_3\_6, KN\_4\_3, KN\_5\_1, KN\_6\_1 und KN\_7\_2

### **5.3.16 Verbrauchskomponenten mit vordefinierten Lastgängen**

Für die Erstellung der Verbrauchsprofile wird an dieser Stelle auf Abschnitt 2.1 und 2.2 verwiesen.

### **5.3.17 Zielfunktion**

Die Zielsetzung der Optimierung liegt in allen Szenarien in der Minimierung der Gesamtsystemkosten. Unter Gesamtsystem wird, je nach Betrachtung, die gesamte Modellregion bzw. die Summe der einzelnen Kundengruppen (Haushaltskunden, Gewerbe- und Industriekunden) verstanden.

Im Folgenden sind alle Komponenten, die den Zielfunktionswert bestimmen und die Gesamtsystemkosten zusammensetzen, aufgelistet:

- Installationskosten dezentrale Speicher (Li-Ion, Blei-Säure)
- Installationskosten zentraler Speicher (Redox-Flow)
- Installationskosten P2H2 (Elektrolyseanlage)
- Installationskosten P2SNG (Elektrolyse- und Methanisierungsanlage)

- Installationskosten Wasserstoffspeicher
  - Installationskosten Brennstoffzellen
  - Installationskosten des Fernwärmespeichers
  - Installationskosten Wärmepumpe
  - Installationskosten neuer BHKWs
- 
- Verluste dezentraler Speicher
  - Verluste zentraler Speicher
  - Verluste Wasserstoffspeicherung und Brennstoffzellen
  - Verluste im elektrischen Verteilnetz
  - Verluste durch Abregelung
  - Verluste durch Wärmespeicher
  - Verluste im thermischen Netz
- 
- Erlös/Kosten Stromaustausch am HS-MS Umspanner
  - Erlös/Kosten Stromaustausch am ONT
  - Erlöse Direkteinspeisung Wasserstoff
  - Erlöse Wasserstoffverkauf
  - Erlöse Einspeisung Methan/Kosten für den Gasbezug (Heizwerk und BHKW)

Je nach Szenario werden die oben aufgelisteten Zielfunktionsanteile durch gezieltes Setzen der einzelnen Kosten bzw. Erlöse variiert oder auch auf null gesetzt. Bei den Installationskosten handelt sich hierbei um die Annuität der jeweiligen Anlage bzw. um die jährlich anfallenden Investitionskosten.

Die Zielfunktion besteht aus den oben aufgelisteten additiven Termen, die auch die Bepreisung einer ausgeglichenen Energiebilanz durch anfallende Kosten des Imports und erworbenen Kosten des Exports berücksichtigt. Durch diese zwei Terme (Import/Export) fließen auch indirekt die Verluste der Speicherung und Abregelung in den Zielfunktionswert ein. Trotzdem müssen diese Verlustanteile noch separat in die Zielfunktion aufgenommen werden, um gezielt die Rolle und den Betrieb der einzelnen Maßnahmen „Abregelung“ bzw. „Speicherung“ einander gegenüber zu stellen und dadurch die direkte Beeinflussung auf die Zielfunktion aufzuzeigen. Die Ausnahme stellen allerdings die Verluste des Energietransportes im elektrischen und thermischen Netz dar, da diese nicht als zusätzliche Lasten in der Leistungsbilanz enthalten sind. Aus diesem Grund werden diese in Form eines additiven Terms in der Zielfunktion separat berücksichtigt.

In Tabelle 14 sind die Kostenparameter für die, in der Einleitung beschriebenen Zielsetzungen, qualitativ dargestellt. Die Einträge symbolisieren hierbei die Relevanz des jeweiligen Kostenparameters (bzw. Erlöses), je nach Betrachtungssituation der einzelnen Stakeholder.

Tabelle 14: Relevante Kostenparameter der Optimierungsszenarien für die einzelnen Stakeholder

Szenario	Import Export ONT	Import Export HS-MS	Import Export Gas	Verluste Speicher	Verluste Abregelung	Verluste el. Netz	Verluste ther. Netz
Technisch-T				✓	✓	✓	✓
Endkunde-E (Haushalts- und Industrie- / Gewerbekunde)	✓		✓	✓	✓		✓
Gemeinde-G		✓	✓	✓	✓		✓
Bezugsmin. Gemeinde-B		✓	✓	✓	✓		✓

Für das technische Szenario, bzw. die Sichtweise des Stakeholders „Netzbetreiber“, ist die wirtschaftliche Seite einer ausgeglichenen Energiebilanz der einzelnen Endkunden, sowie der Modellregion, nicht von Interesse. Der Netzbetreiber hat zum Ziel seine Netzverlustkosten minimal zu halten und den Energietransport im Rahmen der Netzgrenzwerte durchzuführen. Damit diese zwei Zielgrößen erfüllt werden, stehen dem Netzbetreiber Maßnahmen wie die Installation der Speicher- und Umwandlungstechnologien sowie die Abregelung zur Verfügung.

Im Szenario „Endkunde“ werden die Nutzen der einzelnen Kundengruppen betrachtet. Für diese Stakeholdergruppe ist ausschließlich der Preisunterschied zwischen bezogener Energie und Erlös für eingespeiste Energie am Endkundenzähler relevant um seine Energieversorgung wirtschaftlich abzuwickeln. Entsprechend dem resultierenden Spread werden unterschiedliche Kundengruppen motiviert, ihren Eigenverbrauch möglichst hoch zu halten.

Der Stakeholder „Gemeinde“ entspricht einer Gesamtsystemoptimierung der vollständigen Modellregion. Hierbei sind vor allem die Erlöse durch Energieexport aus der Gemeinde bzw. der Strombezug am HS-/MS-Umspanner (Schnittstelle zum übergeordneten öffentlichen Netz) zu nennen. Je nach der Höhe des Spreads für Import und Export hat sich eine mehr oder weniger „autonome“ Modellregion als Optimum ergeben.

Das Szenario „Bezugsminimale Gemeinde“ zielt auf die Minimierung des gesamten Energieimports (Strom und Gas) für die Deckung des Energiebedarfs der Modellregion ab. Im Wesentlichen entspricht dieses Szenario jenem der Gemeinde mit sehr hohen Energiebezugskosten. Durch die hohen Energiebezugskosten kann die Bepreisung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des importierten Stroms auch abgebildet werden, um so möglichst bevorzugt auf die regenerative Erzeugung innerhalb der Modellregion zurückzugreifen. Zusätzlich wird der Weg des Energiebezugs gewählt, der den Gesamtverbrauch am wirtschaftlichsten deckt.

Neben den relevanten Kostenparametern, die den Nutzen bzw. die Sichtweisen einzelner Stakeholder beschreiben, wird im Rahmen der Untersuchung einzelner Stakeholder der Pool an Flexibilitätsmaßnahmen, um die Erreichung der oben aufgelisteten Ziele der Stakeholder, variiert und deren Einfluss auf den Stakeholder aufgezeigt. Zudem wird der Einfluss des Elektromobilitätsausbaus auf den Nutzen der einzelnen Stakeholder aufgezeigt. Das Basisszenario der einzelnen Stakeholder stellt den Stakeholder ohne jegliche Maßnahme dar. Basierend auf dem Basisszenario werden schrittweise neue Komponenten dem System

zugeschaltet und die Auswirkungen, die sich über eine erneute Optimierung der Modellregion ergeben, auf den Stakeholder aufgezeigt. Die Variation der einzelnen Komponenten im Rahmen der Analysen der einzelnen Stakeholder ist in der Tabelle 57 im Anhang dargestellt.

## 5.4 Erzeugungs- und Lastverteilung

Nachfolgend wird die Erzeugungs- und Lastverteilung für Variante „Symbiose-4-luG“ (Haushalts-, Gewerbe-, Industriekunden) und für die Variante „Symbiose“ (nur Haushaltskunden) betrachtet. Durch die unterschiedlichen Lastannahmen ergeben sich auch unterschiedliche Erzeugungsdaten, da das PV Potenzial für unterschiedliche Verbraucherkreise in AP2 unterschiedlich bewertet wurde.

### 5.4.1 Variante Symbiose

In Tabelle 6 werden die Erzeugungs- und Lastdaten für die Variante „Symbiose“, hochgerechnet auf Jahresenergiewerte, angeführt. Der elektrische Verbrauch ist dabei für unterschiedliche Verbreitungsraten der Elektromobilität angegeben, die jedoch keinen Einfluss auf den Wärmeverbrauch bzw. das Photovoltaikpotenzial haben.

Tabelle 15: Erzeugungs- und Lastdaten für die Variante "Symbiose"

Elektrizität	Jahresenergie [MWh]			Spitzenleistung [MW]		
	Basis	40% Emob.	100% Emob.	Basis	40% Emob.	100% Emob.
Verbrauch	46 104	55 926	73 790	8,18	12,34	19,37
Photovoltaik	24 838			18,13		

Wärme	Jahresenergie [MWh]		Spitzenleistung [MW]	
	Verbrauch	118 613		37,48
Fernwärme (Müll)	1 787		0,20	

In der Abbildung 38 ist die vordefinierte Erzeugungs- und Lastverteilung zzgl. der installierten bzw. maximalen Leistungs- und Jahresenergiewerten auf die einzelnen Knoten angegeben.

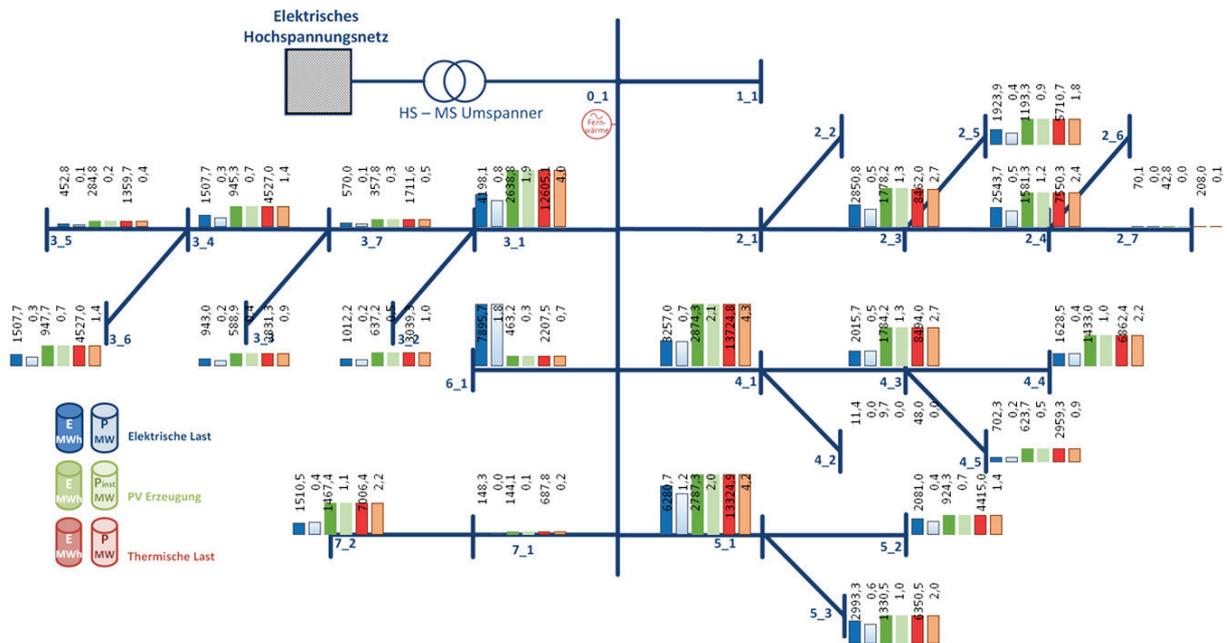


Abbildung 38: Erzeugungsverteilung im urbanen Netz für die Variante „Symbiose“ auf Knotenbasis

#### 5.4.2 Variante Symbiose-4-IuG

In Tabelle 5 werden die Erzeugungs- und Lastdaten für die Variante „Symbiose-4-IuG“, hochgerechnet auf Jahresenergiewerte, angeführt. BHKWs können je nach Szenario ausgebaut werden, die Tabelle bezieht sich auf das Bestands-BHKW am Industriestandort.

Tabelle 16: Erzeugungs- und Lastdaten für die Variante "Symbiose-4-IuG"

Elektrizität	Jahresenergie [MWh]			Spitzenleistung [MW]		
	Basis	40% Emob.	100% Emob.	Basis	40% Emob.	100% Emob.
Verbrauch	65 494	75 315	93 179	10,79	14,75	21,78
Photovoltaik	26 929			19,65		
BHKW (min.)				0,89		
Wärme	Jahresenergie [MWh]			Spitzenleistung [MW]		
Verbrauch	142 703			42,23		
Fernwärme (Müll)	1 787			0,20		
BHKW (min.)				0,79		

In Abbildung 39 ist die vordefinierte Erzeugungs- und Lastverteilung zzgl. der installierten bzw. maximalen Leistungs- und Jahresenergiewerte auf die einzelnen Knoten angegeben.



## 6.1 Clustern nach Versorgungsgebieten

Gemäß dem Bericht „Österreichs Städte in Zahlen 2015“ [31] gibt es in Österreich 77 Städte, wobei Gemeinden mit mehr als 10.000 Einwohner als Städte definiert sind. In Summe leben in österreichischen Städten laut dem Bericht 4 Mio. Menschen. In Abbildung 40 sind die Städte Österreichs mit deren Einwohnerzahl dargestellt. 68 der 77 Städte haben eine Einwohnerzahl kleiner 50.000 und eine Gesamtbevölkerung von 1,13 Mio. Menschen. Abbildung 41 zeigt die Einwohnerzahlen dieser Städte.

Für eine Umlegung der Optimierungsergebnisse der Stakeholder wurden Hochrechnungen für alle Städte in Österreich und sowie jener unter 50.000 durchgeführt und deren Aussagekraft verglichen. Da die urbane Modellregion im vorliegenden Projekt keine Großstadt ist, sondern in den Bereich der Städte unter 50.000 Einwohner fällt, wurde diese Unterscheidung getroffen.

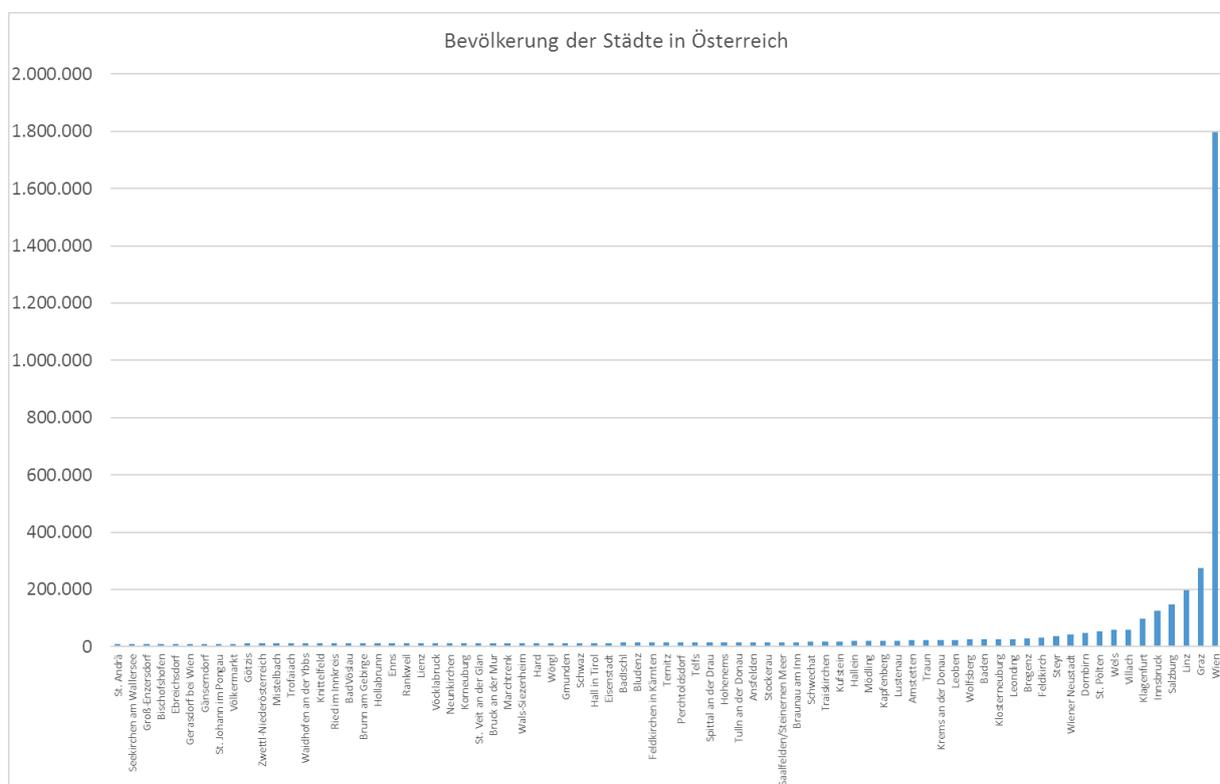


Abbildung 40: Städte in Österreich mit Bevölkerungszahl

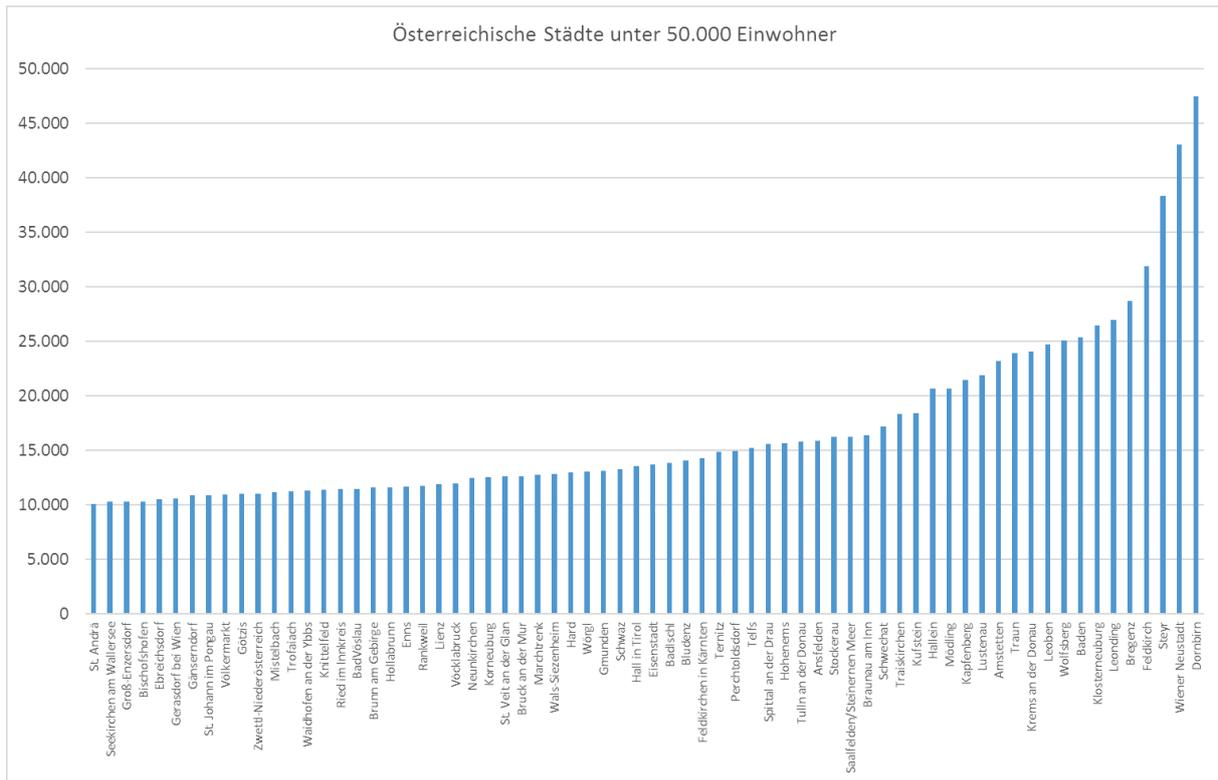


Abbildung 41: Städte in Österreich unter 50.000 Einwohner

## 6.2 Hochrechnungsfaktoren

Um die Erkenntnisse der urbanen Modellregion auf Österreichs Städte hochrechnen zu können, ist ein Hochrechnungsschlüssel notwendig. Dieser kann über Personenzahlen, über Energieverbräuche oder einer Kombination aus beidem erhoben werden. Aus dem Vorgängerprojekt „Symbiose“ [1] wurde für die urbane Modellregion bereits eine Einwohnerzahl bestimmt. Diese beträgt 11.134 Personen. Hochgerechnet auf 4 Mio. städtische Bewohner ergibt dies einen Skalierungsfaktor von 355 (siehe Tabelle 17). Für Städte unter 50.000 Einwohner ergibt sich nach Tabelle 19 ein Skalierungsfaktor von 102.

Tabelle 17: Skalierungsfaktoren basierend auf der Einwohnerzahl von Österreich

Einw.	Gesamt	Stadt
Österreich	8,6 Mio.	4,0 Mio.
Prozent	100%	46%
Modellstadt	22.410	11.134
Prozent	100%	49,7%
Skalierung	375	355

Für eine Hochrechnung über die Energieverbräuche werden der Energieverbrauch der Modellregion und die Energieverbräuche aller (betrachteten) Städte in Österreich herangezogen. Ein Ansatz ist den Gesamtverbrauch in Österreich (aus dem öffentlichen Netz)

heranzuziehen und diesen über den Verteilungsschlüssel bezüglich der Einwohnerzahl aus Tabelle 17 (Zeile 2) aufzuteilen. Tabelle 18 zeigt den Skalierungsfaktor für eine Aufteilung über Städtebewohner sowie Hochrechnung des Energieverbrauchs.

Tabelle 18: Skalierungsfaktoren basierend auf dem elektrischen Energieverbrauch

elektrische Energie in MWh/a	Gesamt	Stadt
Österreich (aus öff. Netz)	61.889.703	-
Prozent	100%	-
Modell	142.276	65.494
Prozent	100%	46%
Skalierung	427	-

Tabelle 19: Skalierungsfaktoren basierend auf Städten mit < 50.000 Einwohnern

	Städte <50.000 Einw.	Modellstadt
Einwohner	1.136.557	11.134
Skalierung		102

Für einige wenige Städte gibt es veröffentlichte Zahlen über den Energieverbrauch (Strom- und Wärmeversorgung) in [31]. Für diese Städte wurde ein gewichteter Gesamtenergieverbrauch pro Einwohner (Industrie, Gewerbe, Haushalt,..), abhängig von der jeweiligen Bevölkerungszahl, berechnet und in Tabelle 20 angeführt. Für die Modellregion mit der angenommenen Bewohnerzahl aus [1] ergibt sich somit ein Verbrauch pro Einwohner von 5,88 MWh/a. Für die Städte Österreichs sind jeweils die Einwohnerzahlen bekannt, welche gemeinsam mit den berechneten Einwohnerverbräuchen auf den Energieverbrauch der Städte führt. Die Skalierungsfaktoren schließlich ergeben sich aus der Division der Energieverbräuche der Städte mit der Modellstadt zu 83 bzw. 395.

Tabelle 20: Skalierungsfaktoren basierend auf Energieverbräuche und Einwohnerzahlen

Berechnung Hochrechnungsfaktor	Einwohner	Energieverbrauch in MWh/a	Energieverbrauch in MWh/a und Einwohner	Skalierungsfaktor der Ergebnisse
Modellstadt	11.134	65.494	5,88	-
kleine Städte in Ö	1.136.557	5.460.318	4,80	83
alle Städte in Ö	3.951.898	25.856.308	6,54	395

Aus den unterschiedlichen Skalierungsansätzen ist zu erkennen, dass der Hochrechnungsfaktor für die Ergebnisse der Optimierung zwischen 355 und 427 liegen sollte. Durch den kombinierten Ansatz aus Einwohnerzahl und städtischen Energieverbräuchen in Tabelle 20 ergibt sich ein Skalierungsfaktor von 395 bzw. 83 für Städte < 50.000 Einwohnern.

Diese Faktoren werden in weiterer Folge für die Hochskalierung der Ergebnisse herangezogen. Wird der Gesamtverbrauch aller Städte mit der Gesamteinwohnerzahl Österreichs verglichen, verbrauchen die Stadtbewohner ca.43% des Strombedarfs bei einem Bevölkerungsanteil von 46%.

## 7 Ergebnisse

Basierend auf der oben vorgestellten Methodik werden die Ergebnisse der Optimierung und die Skalierung der Ergebnisse ausgewählter Szenarien auf österreichische Städte beschrieben. Dabei werden die Optimierungsergebnisse nachfolgend auf Basis von 4 repräsentativen Wochenprofilen (Last- und Erzeugungszeitreihen) unterschiedlicher Jahreszeiten (Winter, Sommer, 2xÜbergangszeit), welche auf ein Jahresprofil hochgerechnet werden, vorgestellt. Die zeitliche Auflösung erfolgt jeweils in Schritten von 30min.

Für alle Optimierungen wurde die Option der Abregelung erlaubt. Die Ergebnisse werden zuerst für einzelne Speicher- und Umwandlungstechnologien getrennt voneinander für unterschiedliche Stakeholder betrachtet. Die Lastprofile (Strom, Wärme) bestehen aus Haushalts-, Industrie- und Gewerbekunden (Variante „Symbiose-4-luG“) bzw. nur aus Haushaltskunden (Variante „Symbiose“, begründet durch die Annahmen im Vorprojekt „Symbiose“).

Im Abschnitt 7.6 werden diese Optimierungsvarianten mit einer geschlossenen Ganzjahresoptimierung (365 Tage in 30min Auflösung) verglichen.

### 7.1 Szenarien mit dezentralen Speichern

#### 7.1.1 Stakeholdersicht: Technische Sicht (Szenario T2)

In der technischen Sicht sind in der Zielfunktion keine Erlöse für den Import oder Export von Energie vorgesehen. Das Ziel in diesem Szenario sind minimale Netzverlustkosten und ein sicherer Netzbetrieb (Einhaltung der Systemgrenzen). Damit diese zwei Zielgrößen erfüllt werden, stehen der Optimierung Maßnahmen wie die Installation von Speicher- und Umwandlungstechnologien sowie die Abregelung zur Verfügung. Die Netzoptimierung bzw. der Netzausbau, der heute gängige Praxis eines Netzbetreibers sind, können in dem linearen Optimierungsmodell nicht verändert werden.

Im Szenario T2 werden der Optimierung die Möglichkeit zur Platzierung von dezentralen Speichern (Lithium-Ionen und Blei-Säure Akkumulatoren), sowie die Installation von Wärmepumpen ermöglicht.

In Tabelle 21 sind die wichtigsten Optimierungsergebnisse des Szenarios T2 für die Varianten „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ zusammengefasst. Zu erkennen ist, dass in beiden Fällen keine dezentralen Speicher oder Wärmepumpen installiert werden. Diese würden von der Optimierung nur zur Netzverlustminimierung bzw. im Falle von Verletzungen der Netznebenbedingungen installiert, welche sich hier aber nicht kostenoptimal darstellen. Dafür wird die Abregelung der PV Erzeugung (maximal 2% der PV-Gesamterzeugung möglich) bevorzugt, um die Nebenbedingungsverletzungen zu erfüllen.

Tabelle 21: Optimierungsergebnisse Szenario T2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“

Strom	Einheit	luG T2	Symb T2
Import/Export über Slack			
E Import	MWh	-41613	-32676
E Export	MWh	9350	10996
BHKW			
E BHKW elektr.	MWh	6705	0
P BHKW elektr.	MW	0,9	0,0
dezent. Speicher			
E dezS (installiert)	MWh	0,0	0,0
P dezS (installiert)	MW	0,0	0,0
E dezS (eingespeichert)	MWh	0,0	0,0
Abregelung Niederspannung			
E abgeregelt	MWh	404,5	412,7
P max abgeregelt	MW	1,5	1,6
Kennzahlen			
Eigenverbrauch von PV		64%	54%
Eigenverbrauch PV+BHKW		54%	54%
Autakiegrad PV (energ.)		26%	29%
Autakiegrad PV+WP+P2H (energ.)		29%	29%
PV Abregelung/Erzeugung		2%	2%
Abregelung/Gesamterzeugung		1%	2%

Wärme	Einheit	luG T2	Symb T2
Import/Export			
E Gas Import	MWh	142086	122988
Fernwärme			
E Fernwärme	MWh	1787	1787
BHKW			
E BHKW therm.	MWh	5934	0
P BHKW therm.	MW	0,8	0,0
Wärmespeicher			
E heatS (installiert)	MW	3,6	0,8
P heatS (installiert)	MWh	1,2	0,2
E heatS (eingespeichert)	MWh	0	126
Wärmepumpe			
E WP (installiert)	MWh	0	0
P WP (installiert)	MW	0	0
Kennzahlen			
Wärmedeckung Strom		0%	0%
Wärmedeckung BHKW		4%	0%
Wärmedeckung Gas		95%	99%
Wärmedeckung Müll		1%	2%

Zur Wärmebereitstellung wird für die Variante „Symbiose-4-luG“ neben dem bestehenden BHKW am Industriestandort auch das Heizkraftwerk (durch Gasimport) sowie das Fernwärmekraftwerk (Müllverbrennung) eingesetzt. Der am Industriestandort verfügbare Wärmespeicher wird nicht eingesetzt.

In Variante „Symbiose“ gibt es kein bestehendes BHKW, da kein Industriestandort berücksichtigt wird. Die benötigte Wärme wird durch das Heizkraftwerk (durch Gasimport) sowie durch das Fernwärmekraftwerk (Müllverbrennung) geliefert. Am Standort der Müllverbrennungsanlage wird ein Wärmespeicher installiert, damit das Fernwärmekraftwerk im Volllastbetrieb fahren kann. Dieser wird daher im Sommer und in der Übergangszeit eingesetzt, jedoch kaum im Winter.

### 7.1.2 Stakeholdersicht: Endkunde (Szenario H2)

Aus Sicht der Endkunden sind, abgesehen von den technischen Nebenbedingungen (Leitungs- und Transformatorauslastung), die Importkosten bzw. Exporterlöse über den Ortsnetztransformator sowie der Gasbezug entscheidend. Die Importkosten aus dem überregionalen Netz werden hier nicht in der Zielfunktion berücksichtigt.

In Tabelle 22 sind die wichtigsten Optimierungsergebnisse des Szenarios H2 für die Varianten „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ zusammengefasst. Abbildung 42 zeigt die Positionierung der Technologien für die Variante „Symbiose-4-luG“.

Tabelle 22: Optimierungsergebnisse Szenario H2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“

Strom	Einheit	luG H2	Symb H2
Import/Export über Slack			
E Import	MWh	-45180	-35103
E Export	MWh	8534	10204
BHKW			
E BHKW elektr.	MWh	7788	0
P BHKW elektr.	MW	0,9	0,0
dezentr. Speicher			
E dezS (installiert)	MW	1,6	1,5
P dezS (installiert)	MWh	0,8	0,8
E dezS (eingespeichert)	MWh	476,9	470,4
Abregelung Niederspannung			
E abgeregelt	MWh	66,6	70,9
Pmax abgeregelt	MW	0,7	0,9
Kennzahlen			
Eigenverbrauch von PV		68%	59%
Eigenverbrauch PV+BHKW		59%	59%
Autakiegrad PV (energ.)		26%	29%
Autakiegrad PV+WP+P2H (energ.)		29%	29%
PV Abregelung/Erzeugung		0%	0%
Abregelung/Gesamterzeugung		0%	0%

Wärme	Einheit	luG H2	Symb H2
Import/Export			
E Gas Import	MWh	118660	109343
Fernwärme			
E Fernwaerme	MWh	1787	1787
BHKW			
E BHKW therm.	MWh	6892	0
P BHKW therm.	MW	0,8	0,0
Wärmespeicher			
E heatS (installiert)	MW	29,9	1,9
P heatS (installiert)	MWh	2,6	0,8
E heatS (eingespeichert)	MWh	1010	526
Wärmepumpe			
E WP (installiert)	MWh	21400	13002
P WP (installiert)	MW	3	2
Kennzahlen			
Wärmedeckung Strom		15%	11%
Wärmedeckung BHKW		5%	0%
Wärmedeckung Gas		79%	88%
Wärmedeckung Müll		1%	2%

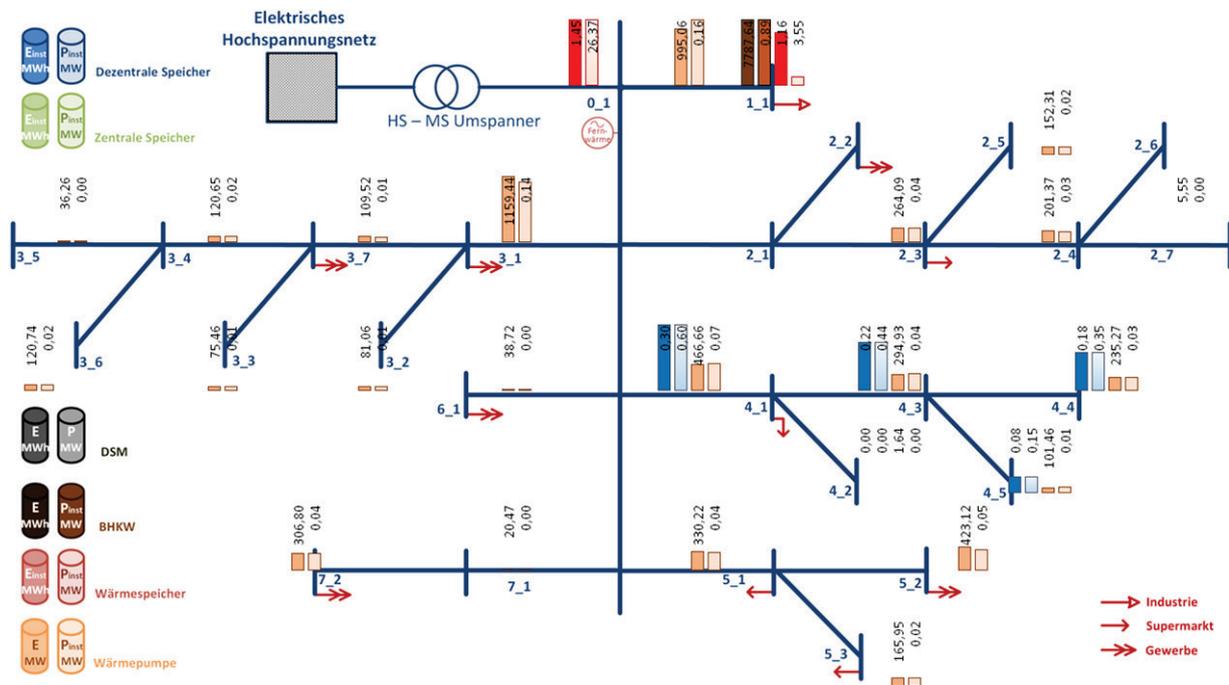


Abbildung 42: Positionierung dezentraler Speicher und Umwandlungstechnologien im Energiesystem für die Variante „Symbiose-4-luG“ für das Szenario H2

In beiden Varianten ist ersichtlich, dass die abgeregelte Energie im Vergleich zum T2 Szenario deutlich reduziert wird und durch die Installation von dezentralen Speichern (Blei-Säure Akkumulator) in Netzabschnitten mit hoher PV Einspeisung sowie Wärmepumpen der Eigenverbrauch dezentral erhöht wird. In der Variante „Symbiose-4-luG“ kommt das BHKW vermehrt zum Einsatz und es wird ein Wärmespeicher zum Fernwärmekraftwerk gebaut, welches sowohl Energie von der Müllverbrennung wie auch vom BHKW, welches in das Wärmenetz einspeisen darf, zwischenspeichert.

Bei der Variante „Symbiose“ wird der Wärmespeicher nur zur kurzfristigen Pufferung der Müllverbrennungsanlage installiert und kommt insbesondere im Sommer zu Einsatz. Für eine saisonale Verschiebung der Wärmeenergie wird er nicht eingesetzt.

Bei beiden Varianten wird ein Großteil des Wärme- und Strombedarfs über Importe aus dem überregionalen Netz gedeckt.

### 7.1.3 Stakeholdersicht: Gemeinde (Szenario G2)

Aus Sicht der Gemeinde sind, abgesehen von den technischen Nebenbedingungen (Leitungs- und Transformatorauslastung), die Importkosten bzw. Exporterlöse über die übergeordnete Netzebene sowie der Gasbezug entscheidend. Die Importkosten über die Ortsnetztransformatoren werden hier nicht in der Zielfunktion berücksichtigt.

In Tabelle 23 sind die wichtigsten Optimierungsergebnisse des Szenarios G2 für die Varianten „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ zusammengefasst. Abbildung 43 zeigt die Positionierung der Technologien für die Variante „Symbiose-4-luG“.

Tabelle 23: Optimierungsergebnisse Szenario G2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“

Strom	Einheit	luG G2	Symb G2
Import/Export über Slack			
E Import	MWh	-60570	-49656
E Export	MWh	6899	8944
BHKW			
E BHKW elektr.	MWh	7340	0
P BHKW elektr.	MW	0,9	0,0
dezentr. Speicher			
E dezS (installiert)	MWh	0,0	0,1
P dezS (installiert)	MW	0,0	0,0
E dezS (eingespeichert)	MWh	3,2	9,6
Abregelung Niederspannung			
E abgeregelt	MWh	209,1	207,2
P max abgeregelt	MW	1,4	1,4
Kennzahlen			
Eigenverbrauch von PV		74%	63%
Eigenverbrauch PV+BHKW		63%	63%
Autakiegrad PV (energ.)		23%	24%
Autakiegrad PV+WP+P2H (energ.)		24%	24%
PV Abregelung/Erzeugung		1%	1%
Abregelung/Gesamterzeugung		1%	1%

Wärme	Einheit	luG G2	Symb G2
Import/Export			
E Gas Import	MWh	53843	47106
Fernwärme			
E Fernwärme	MWh	1787	1787
BHKW			
E BHKW therm.	MWh	6496	0
P BHKW therm.	MW	0,8	0,0
Wärmespeicher			
E heatS (installiert)	MW	35,2	15,2
P heatS (installiert)	MWh	3,1	0,8
E heatS (eingespeichert)	MWh	1131	644
Wärmepumpe			
E WP (installiert)	MWh	83388	72138
P WP (installiert)	MW	16	15
Kennzahlen			
Wärmedeckung Strom		58%	61%
Wärmedeckung BHKW		5%	0%
Wärmedeckung Gas		36%	38%
Wärmedeckung Müll		1%	2%

Aus den Optimierungsergebnissen ist ersichtlich, dass die Wärmebereitstellung in beiden Varianten deutlich zu Gunsten des Einsatzes von Wärmepumpen im Vergleich zum H2 Szenario verschoben wird. Der Import von Gas für das Heizkraftwerk wird deutlich reduziert, dafür steigt der Import von Strom aus dem übergeordneten Netz an. Durch die Leistungszahl der Wärmepumpe von 3,75 kann mit dem importierten Strom kostengünstiger Wärme bereitgestellt werden als über das Heizkraftwerk. Die Wärmespeicher sind in diesem Szenario in einer ähnlichen Größenordnung wie im H2 Szenario.

Aus Gemeindesicht ist somit (ohne Berücksichtigung eines BHKW-Ausbaus) die Wärmebereitstellung zum größten Teil auf einem Mix aus Wärmepumpen und dem zentralen Heizkraftwerk aufgebaut.

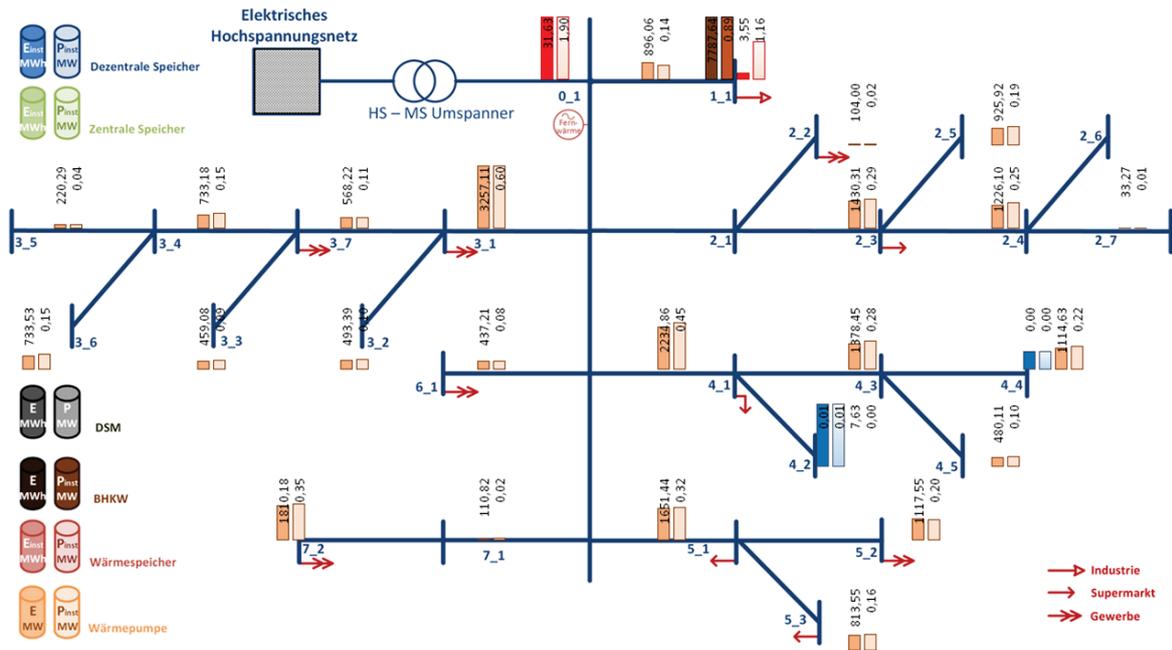


Abbildung 43: Positionierung dezentraler Speicher und Umwandlungstechnologien im Energiesystem für die Variante „Symbiose-4-luG“ für das Szenario G2

### 7.1.4 Stakeholdersicht: bezugsminimale Gemeinde (Szenario B2)

Aus Sicht der bezugsminimalen Gemeinde sind im Vergleich zu den Szenarien „Gemeinde“, die Importkosten bzw. Exporterlöse über die übergeordnete Netzebene sowie der Gasbezug um den Faktor 100 höher. Dadurch soll gewährleistet werden, dass der regionale Eigenverbrauch erhöht und die Importabhängigkeit aus übergeordneten Netzen minimiert wird. Die Importkosten über die Ortsnetztransformatoren werden hier, wie auch bei den Szenarien „Gemeinde“ nicht in der Zielfunktion berücksichtigt.

In Tabelle 24 sind die wichtigsten Optimierungsergebnisse des Szenarios B2 für die Varianten „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ zusammengefasst. Abbildung 44 zeigt die Positionierung der Technologien für die Variante „Symbiose-4-luG“.

Tabelle 24: Optimierungsergebnisse Szenario B2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“

Strom	Einheit	luG B2	Symb B2
Import/Export über Slack			
E Import	MWh	-67991	-53504
E Export	MWh	0	0
BHKW			
E BHKW elektr.	MWh	7788	0
P BHKW elektr.	MW	0,9	0,0
dezentr. Speicher			
E dezs (installiert)	MWh	64,8	77,2
P dezs (installiert)	MW	118,5	125,1
E dezs (eingespeichert)	MWh	9584,2	10059,7
Abregelung Niederspannung			
E abgeregelt	MWh	0,0	0,0
Pmax abgeregelt	MW	0,0	0,0
Kennzahlen			
Eigenverbrauch von PV		100%	100%
Eigenverbrauch PV+BHKW		100%	100%
Autakiegrad PV (energ.)		26%	32%
Autakiegrad PV+WP+P2H (energ.)		32%	32%
PV Abregelung/Erzeugung		0%	0%
Abregelung/Gesamterzeugung		0%	0%

Wärme	Einheit	luG B2	Symb B2
Import/Export			
E Gas Import	MWh	548	0
Fernwärme			
E Fernwärme	MWh	1787	1787
BHKW			
E BHKW therm.	MWh	6892	0
P BHKW therm.	MW	0,8	0,0
Wärmespeicher			
E heatS (installiert)	MW	3387,9	15,5
P heatS (installiert)	MWh	6,1	5,3
E heatS (eingespeichert)	MWh	4591	1022
Wärmepumpe			
E WP (installiert)	MWh	135898	116929
P WP (installiert)	MW	37	32
Kennzahlen			
Wärmedeckung Strom		95%	99%
Wärmedeckung BHKW		5%	0%
Wärmedeckung Gas		0%	0%
Wärmedeckung Müll		1%	2%



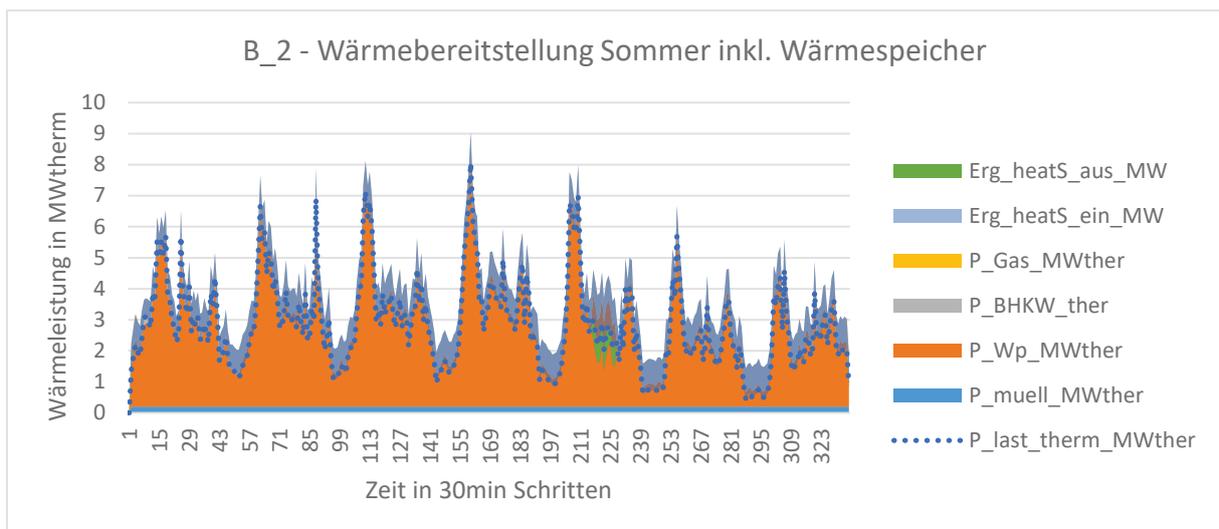
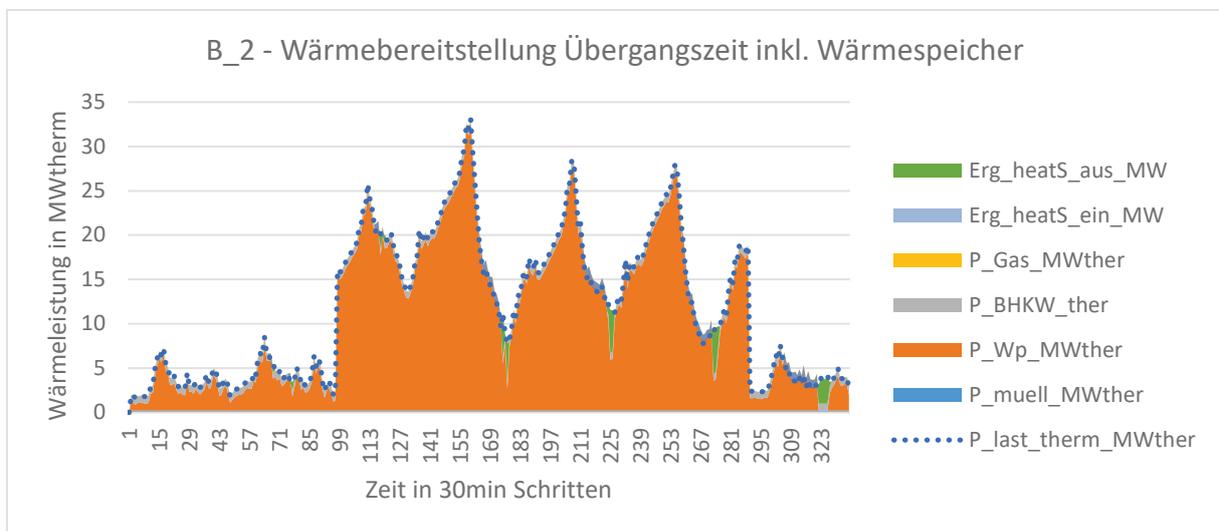
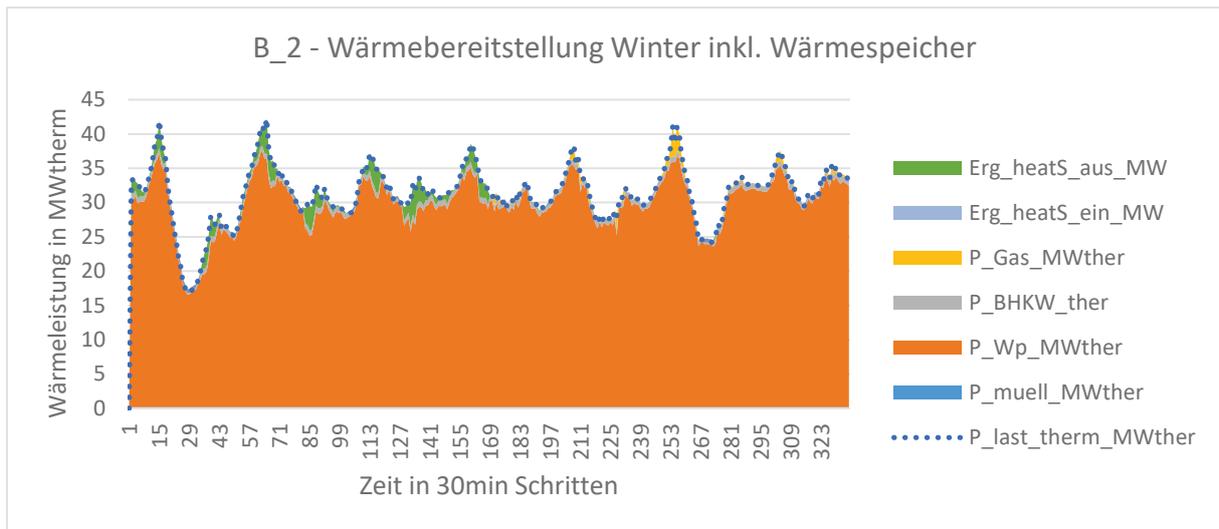


Abbildung 45: Wärmebereitstellung in unterschiedlichen Jahreszeiten für Variante „Symbiose-4-luG“ Szenario B2

### 7.1.5 Erkenntnisse aus den Ergebnissen der Optimierung

Aus technischer Sicht sind bei 100% PV Potenzialausbau keine zusätzlichen Maßnahmen wie dezentrale Speicher und Wärmepumpen in der urbanen Region erforderlich. Aus

Endkundensicht ist eine Kopplung zwischen elektrischen und thermischen System am Endkundenknoten-Punkt wirtschaftlich, die Nutzung dezentraler Speicher erhöht zusätzlich den Eigenverbrauch bzw. begünstigt die Wirtschaftlichkeit des Endkunden. Aus Gemeindesicht ist eine noch stärkere Kopplung zwischen Strom- und Wärmebedarf durch Wärmepumpen wegen der veränderten bzw. höher angesetzten Systemgrenzen wirtschaftlich. Soll die urbane Region möglichst wenig Energie importieren, werden sowohl dezentrale Kurzzeitspeicher, Wärmepumpen und ein saisonaler zentraler Wärmespeicher benötigt. Der Vergleich zwischen Variante „Symbiose-4-luG“ und „Symbiose“ zeigt, dass durch die Berücksichtigung zusätzlicher Kundengruppen (Industrie und Gewerbe) eine stärkere Kopplung zwischen dem Strom- und Wärmesektor als Folge der gestiegenen Last, entsteht und der Eigenverbrauch in der Region steigt.

## 7.2 Szenarien mit Demand Side Management

In den nachfolgenden Szenarien werden in der Optimierung neben den vorranggegangenen Speicher- und Umwandlungstechnologien auch die Maßnahme Demand Side Management (DSM) beim Industrie-, Gewerbe- und Haushaltskunden zugelassen. Bei Variante „Symbiose-4-luG“ sind das die Szenarien 3\_3 während es bei Variante „Symbiose“ die Szenarien 3\_1 sind, da hier kein Industriekunde berücksichtigt wird.

### 7.2.1 Stakeholderansicht: Technische Sicht (Szenario T3\_3)

Das Szenario entspricht den Vorgaben des Szenarios T2 jedoch wird der Optimierung zusätzlich die Möglichkeit von DSM am Industriestandort Knoten 1\_1 und an den anderen Netzknoten ermöglicht.

In Tabelle 25 sind die wichtigsten Optimierungsergebnisse des Szenarios T3\_1 für die Variante „Symbiose“ bzw. T3\_3 für Variante „Symbiose-4-luG“ zusammengefasst und in Abbildung 46 ist die Positionierung der Technologien für die Variante „Symbiose-4-luG“ dargestellt.

Tabelle 25: Optimierungsergebnisse Szenario T3\_1 für Variante „Symbiose“ u. T3\_3 für „Symbiose-4-luG“

Strom	Einheit	luG T3-3	Symb T3-1
Import/Export über Slack			
E Import	MWh	-41461	-32519
E Export	MWh	9187	10859
BHKW			
E BHKW elektr.	MWh	6674	0
P BHKW elektr.	MW	0,9	0,0
dezentr. Speicher			
E dezS (installiert)	MWh	0,0	0,0
P dezS (installiert)	MW	0,0	0,0
E dezS (eingespeichert)	MWh	0,0	0,0
Abregelung Niederspannung			
E abgeregelt	MWh	384,4	392,6
P max abgeregelt	MW	1,4	1,5
Kennzahlen			
Eigenverbrauch von PV		64%	55%
Eigenverbrauch PV+BHKW		55%	55%
Autakiegrad PV (energ.)		27%	29%
Autakiegrad PV+WP+P2H (energ.)		29%	29%
PV Abregelung/Erzeugung		1%	2%
Abregelung/Gesamterzeugung		1%	2%
DSM			
EDSM Industrie	MWh	1,2	0,0
EDSM Haushalte u. Gewerbe	MWh	209,0	174,4

Wärme	Einheit	luG T3-3	Symb T3-1
Import/Export			
E Gas Import	MWh	142115	122987
Fernwärme			
E Fernwaerme	MWh	1787	1787
BHKW			
E BHKW therm.	MWh	5907	0
P BHKW therm.	MW	0,8	0,0
Wärmespeicher			
E heatS (installiert)	MW	3,6	0,8
P heatS (installiert)	MWh	1,2	0,2
E heatS (eingespeichert)	MWh	0	126
Wärmepumpe			
E WP (installiert)	MWh	0	0
P WP (installiert)	MW	0	0
Kennzahlen			
Wärmedeckung Strom		0%	0%
Wärmedeckung BHKW		4%	0%
Wärmedeckung Gas		95%	99%
Wärmedeckung Müll		1%	2%

In diesem Szenario setzt die Optimierung DSM ein, um die Netzverluste zu minimieren. In geringem Maße sinkt im Vergleich zum Szenario T2 auch die abgeregelte Energie. Wie in Szenario T2, werden aus rein technischer Sicht keine Speicher oder Umwandlungstechnologien bei bestehender elektrischer und thermischer Last benötigt, wenn man einen 100% PV Potenzialausbau betrachtet. Die Positionierung des DSM-Einsatzes verteilt sich über die Netzknoten, um die Leitungsverluste zu reduzieren.

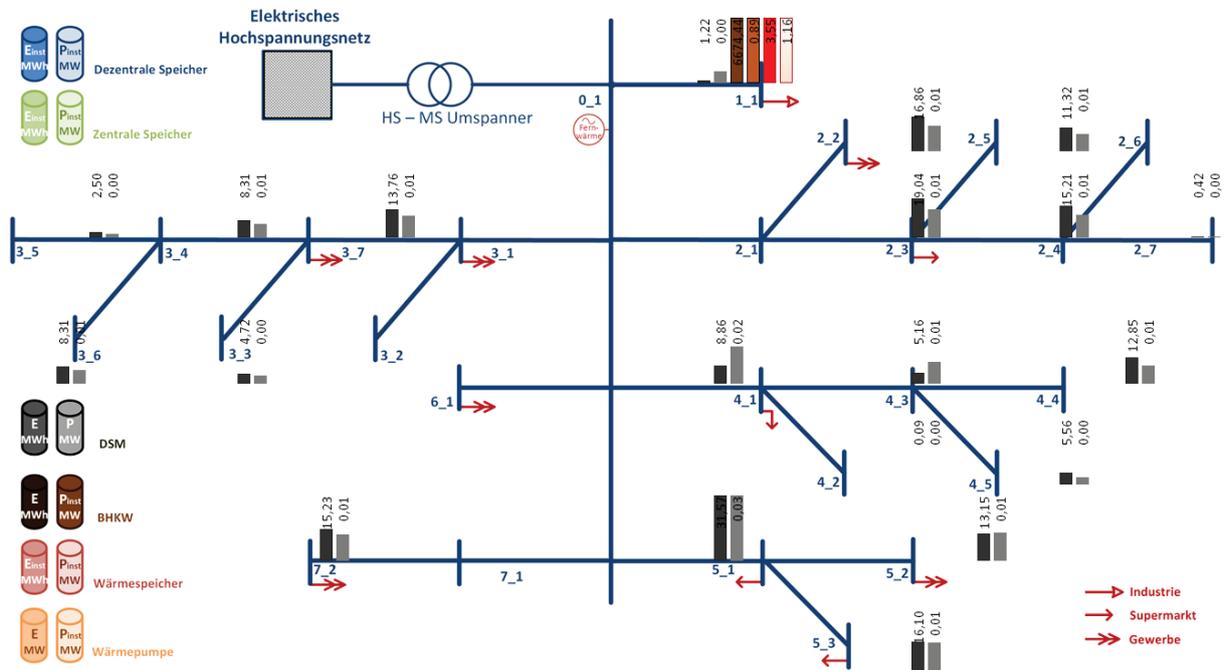


Abbildung 46: Positionierung dezentraler Speicher und Umwandlungstechnologien im Energiesystem für die Variante „Symbiose-4-luG“ für das Szenario T3\_3

## 7.2.2 Stakeholderansicht: Endkunde (Szenario H3\_3)

Das Szenario H3\_3 (Variante „Symbiose-4-luG“) bzw. H3\_1 (Variante „Symbiose“) entspricht den Vorgaben des Szenarios H2 jedoch wird der Optimierung zusätzlich die Möglichkeit von DSM am Industriestandort Knoten 1\_1 und an den anderen Netzknoten ermöglicht

In Tabelle 26 sind die wichtigsten Optimierungsergebnisse des Szenarios H3\_1 für die Variante „Symbiose“ bzw. H3\_3 für Variante „Symbiose-4-luG“ zusammengefasst und in Abbildung 47 ist die Positionierung der Technologien für die Variante „Symbiose-4-luG“ dargestellt..

Tabelle 26: Optimierungsergebnisse Szenario H3\_1 für Variante „Symbiose“ u. H3\_3 für „Symbiose-4-IuG“

Strom	Einheit	IuG H3-3	Symb H3-1
<b>Import/Export über Slack</b>			
E Import	MWh	-44957	-34896
E Export	MWh	8375	10032
<b>BHKW</b>			
EBHKW elektr.	MWh	7788	0
P BHKW elektr.	MW	0,9	0,0
<b>dezentr. Speicher</b>			
E dezS (installiert)	MWh	1,4	1,5
P dezS (installiert)	MW	0,7	0,7
E dezS (eingespeichert)	MWh	444,4	446,1
<b>Abregelung Niederspannung</b>			
E abgeregelt	MWh	67,4	68,5
P max abgeregelt	MW	0,7	0,7
<b>Kennzahlen</b>			
Eigenverbrauch von PV		69%	59%
Eigenverbrauch PV+BHKW		59%	59%
Autakiegrad PV (energ.)		26%	30%
Autakiegrad PV+WP+P2H (energ.)		30%	30%
PV Abregelung/Erzeugung		0%	0%
Abregelung/Gesamterzeugung		0%	0%
<b>DSM</b>			
EDSM Industrie	MWh	6,1	0,0
EDSM Haushalte u. Gewerbe	MWh	233,1	224,0

Wärme	Einheit	IuG H3-3	Symb H3-1
<b>Import/Export</b>			
E Gas Import	MWh	118891	109450
<b>Fernwärme</b>			
E Fernwaerme	MWh	1787	1787
<b>BHKW</b>			
EBHKW therm.	MWh	6892	0
P BHKW therm.	MW	0,8	0,0
<b>Wärmespeicher</b>			
E heatS (installiert)	MW	29,1	1,8
P heatS (installiert)	MWh	2,7	1,0
E heatS (eingespeichert)	MWh	994	522
<b>Wärmepumpe</b>			
E WP (installiert)	MWh	21184	12899
P WP (installiert)	MW	3	2
<b>Kennzahlen</b>			
Wärmedeckung Strom		15%	11%
Wärmedeckung BHKW		5%	0%
Wärmedeckung Gas		79%	88%
Wärmedeckung Müll		1%	2%

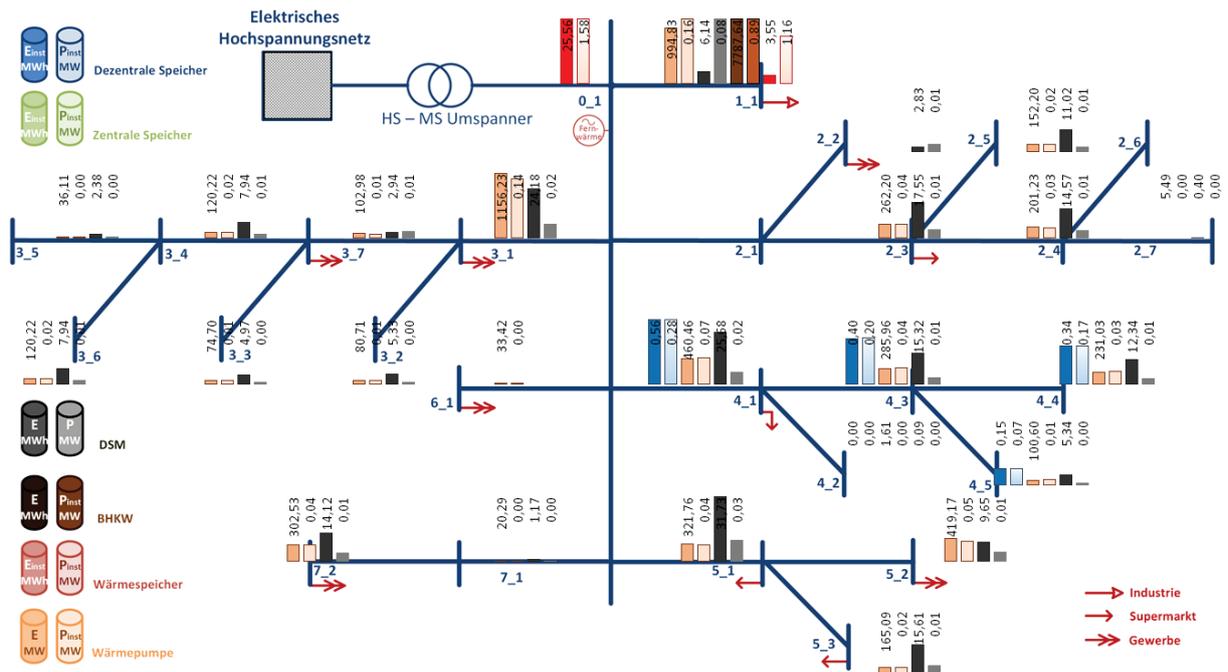


Abbildung 47: Positionierung dezentraler Speicher und Umwandlungstechnologien im Energiesystem für die Variante „Symbiose-4-IuG“ für das Szenario H3\_3

In diesem Szenario setzt die Optimierung DSM ein, um lokal den Eigenverbrauch an den Netzknoten zu erhöhen. Dadurch muss für beide Varianten (Symbiose-4-IuG und Symbiose) in Summe weniger Energie im Vergleich zum Szenario H2 importiert oder exportiert werden. An der Positionierung ist ersichtlich, dass an jedem lastführenden Knoten DSM eingesetzt wird.

### 7.2.3 Stakeholderansicht: Gemeinde (Szenario G3\_3)

Das Szenario G3\_3 (Variante „Symbiose-4-luG“) bzw. G3\_1 (Variante „Symbiose“) entspricht den Vorgaben des Szenarios G2 jedoch wird der Optimierung zusätzlich die Möglichkeit von DSM am Industriestandort Knoten 1\_1 und an den anderen Netzknoten ermöglicht.

In Tabelle 27 sind die wichtigsten Optimierungsergebnisse des Szenarios G3\_1 für die Variante „Symbiose“ bzw. G3\_3 für Variante „Symbiose-4-luG“ zusammengefasst und in Abbildung 48 ist die Positionierung der Technologien für die Variante „Symbiose-4-luG“ dargestellt.

Tabelle 27: Optimierungsergebnisse Szenario G3\_1 für Variante „Symbiose“ u. G3\_3 für „Symbiose-4-luG“

Strom	Einheit	luG G3-3	Symb G3-1
<b>Import/Export über Slack</b>			
E Import	MWh	-60396	-49393
E Export	MWh	6659	8725
<b>PV</b>			
E PV Jahr	MWh	26929	24838
P PV max	MW	20	18
<b>BHKW</b>			
E BHKW elektr.	MWh	7347	0
P BHKW elektr.	MW	0,9	0,0
<b>dezent. Speicher</b>			
E dezS (installiert)	MWh	0,0	0,0
P dezS (installiert)	MW	0,0	0,0
E dezS (eingespeichert)	MWh	0,0	0,2
<b>Abregelung Niederspannung</b>			
E abgeregelt	MWh	199,6	203,8
P max abgeregelt	MW	1,4	1,4
<b>Kennzahlen</b>			
Eigenverbrauch von PV		75%	64%
Eigenverbrauch PV+BHKW		64%	64%
Autakiegrad PV (energ.)		23%	24%
Autakiegrad PV+WP+P2H (energ.)		24%	24%
PV Abregelung/Erzeugung		1%	1%
Abregelung/Gesamterzeugung		1%	1%
<b>DSM</b>			
EDSM Industrie	MWh	14,0	0,0
EDSM Haushalte u. Gewerbe	MWh	263,7	233,9

Wärme	Einheit	luG G3-3	Symb G3-1
<b>Import/Export</b>			
E Gas Import	MWh	53503	47262
<b>Fernwärme</b>			
E Fernwaerme	MWh	1787	1787
<b>BHKW</b>			
E BHKW therm.	MWh	6502	0
P BHKW therm.	MW	0,8	0,0
<b>Wärmespeicher</b>			
E heatS (installiert)	MW	36,0	15,1
P heatS (installiert)	MWh	3,1	1,1
E heatS (eingespeichert)	MWh	1133	645
<b>Wärmepumpe</b>			
E WP (installiert)	MWh	83703	71991
P WP (installiert)	MW	16	15
<b>Kennzahlen</b>			
Wärmedeckung Strom		59%	61%
Wärmedeckung BHKW		5%	0%
Wärmedeckung Gas		36%	38%
Wärmedeckung Müll		1%	2%

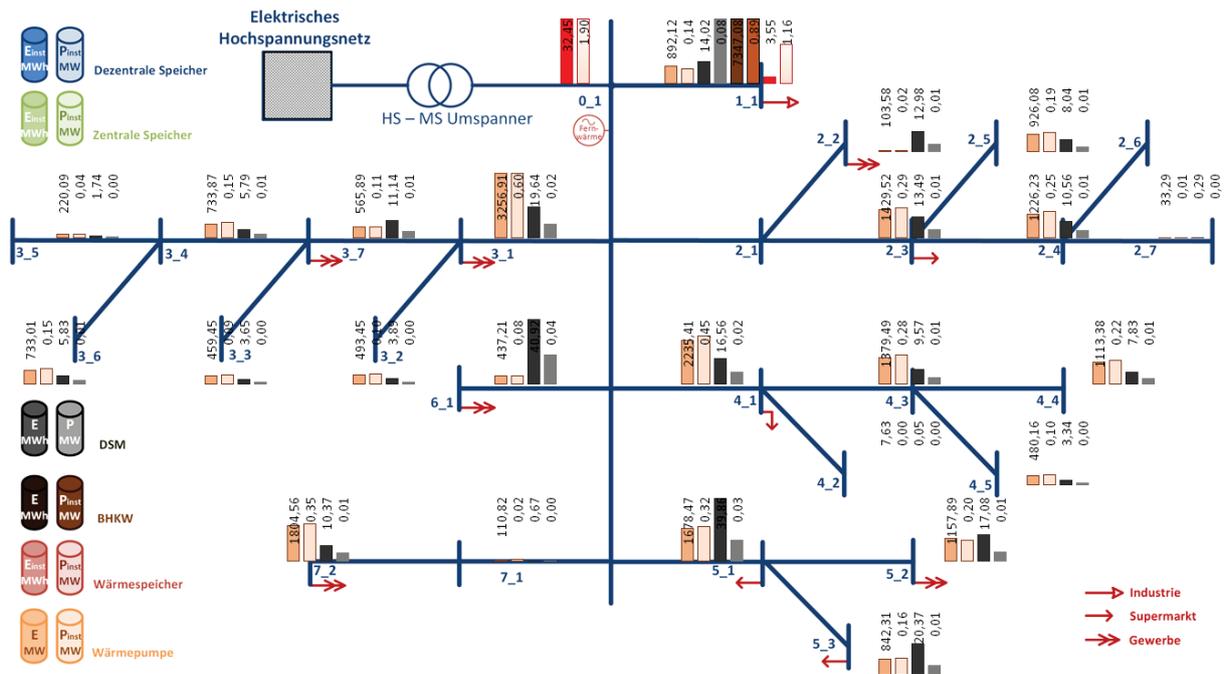


Abbildung 48: Positionierung dezentraler Speicher und Umwandlungstechnologien im Energiesystem für die Variante „Symbiose-4-luG“ für das Szenario G3\_3

In dieser Stakeholderansicht mit DSM wird dieses von der Optimierung eingesetzt, um die Import/Exportbilanz der Gemeinde zu verbessern. Durch DSM muss in Summe weniger Energie importiert und exportiert werden. Jedoch ist das DSM-Potenzial durch die vordefinierten Faktoren, beschrieben im Abschnitt 5.3.7 beschränkt, sodass insgesamt energetisch gesehen der Einsatz von DSM klein im Vergleich zum Wärmepumpeneinsatz für die Erreichung einer optimalen Zielfunktion dieses Stakeholders ist. Die im Szenario G2 noch installierten dezentralen Speicher werden jedoch vollständig durch DSM verdrängt. An der Positionierung ist ersichtlich, dass an jedem lastführenden Knoten DSM eingesetzt wird.

#### 7.2.4 Stakeholderansicht: bezugsminimale Gemeinde (Szenario B3\_3)

Das Szenario B3\_3 (Variante „Sybmiose-4-luG“) bzw. B3\_1 (Variante „Symbiose“) entspricht den Vorgaben des Szenarios G2 jedoch wird der Optimierung zusätzlich die Möglichkeit von DSM am Industriestandort Knoten 1\_1 und an den anderen Netzknoten ermöglicht.

In Tabelle 28 sind die wichtigsten Optimierungsergebnisse des Szenarios B3\_1 für die Variante „Symbiose“ bzw. B3\_3 für Variante „Symbiose-4-luG“ zusammengefasst und in Abbildung 49 ist die Positionierung der Technologien für die Variante „Symbiose-4-luG“ dargestellt.

Tabelle 28: Optimierungsergebnisse Szenario B3\_1 für Variante „Symbiose“ u. B3\_3 für „Symbiose-4-luG“

Strom	Einheit	luG B3-3	Symb B3-1
<b>Import/Export über Slack</b>			
E Import	MWh	-67956	-53471
E Export	MWh	0	0
<b>BHKW</b>			
EBHKW elektr.	MWh	7788	0
P BHKW elektr.	MW	0,9	0,0
<b>dezent. Speicher</b>			
E dezS (installiert)	MWh	63,1	75,8
P dezS (installiert)	MW	115,8	122,4
E dezS (eingespeichert)	MWh	9173,7	9728,2
<b>Abregelung Niederspannung</b>			
E abgeregelt	MWh	0,0	0,0
P max abgeregelt	MW	0,0	0,0
<b>Kennzahlen</b>			
Eigenverbrauch von PV		100%	100%
Eigenverbrauch PV+BHKW		100%	100%
Autakiegrad PV (energ.)		26%	32%
Autakiegrad PV+WP+P2H (energ.)		32%	32%
PV Abregelung/Erzeugung		0%	0%
Abregelung/Gesamterzeugung		0%	0%
<b>DSM</b>			
EDSM Industrie	MWh	12,3	0,0
EDSM Haushalte u. Gewerbe	MWh	464,9	326,3

Wärme	Einheit	luG B3-3	Symb B3-1
<b>Import/Export</b>			
E Gas Import	MWh	515	0
<b>Fernwärme</b>			
E Fernwaerme	MWh	1787	1787
<b>BHKW</b>			
EBHKW therm.	MWh	6892	0
P BHKW therm.	MW	0,8	0,0
<b>Wärmespeicher</b>			
E heatS (installiert)	MW	3385,5	15,5
P heatS (installiert)	MWh	5,8	5,3
E heatS (eingespeichert)	MWh	4554	1019
<b>Wärmepumpe</b>			
E WP (installiert)	MWh	135926	116929
P WP (installiert)	MW	38	32
<b>Kennzahlen</b>			
Wärmedeckung Strom		95%	99%
Wärmedeckung BHKW		5%	0%
Wärmedeckung Gas		0%	0%
Wärmedeckung Müll		1%	2%

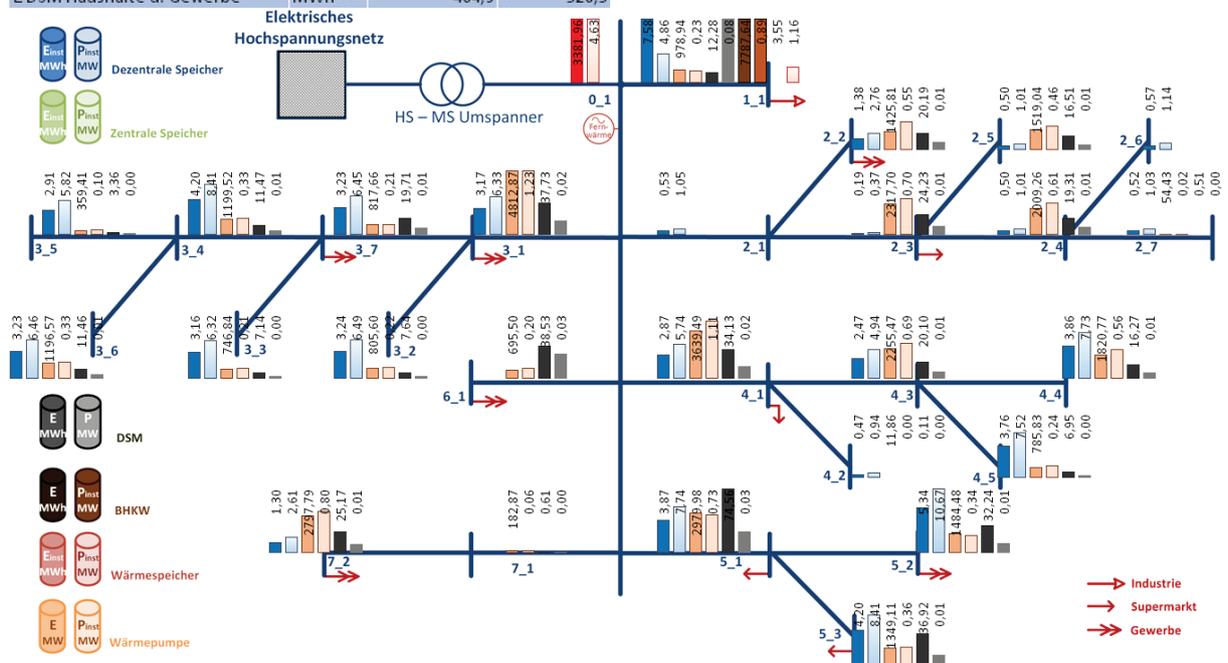


Abbildung 49: Positionierung dezentraler Speicher und Umwandlungstechnologien im Energiesystem für die Variante „Symbiose-4-luG“ für das Szenario B3\_3

In diesem Szenario setzt die Optimierung DSM ein, um die teureren dezentralen Speichertechnologien zu einem geringen Anteil zu substituieren. Ansonsten entsprechen die Ergebnisse dem des Szenarios B2, sowohl in der Variante „Symbiose“ wie auch in der Variante „Symbiose-4-luG“.

## 7.2.5 Erkenntnisse

DSM wird in jeder der Stakeholderansichten eingesetzt, jedoch aus jeweils anderen Gründen. Während beim technischen Szenario die Verlustminimierung im Einsatz von DSM im Vordergrund steht, sind es in den Szenarien „Endkunde“, „Gemeinde“ und „bezugsminimale Gemeinde“ Eigenverbrauchsoptimierungsinteressen. Im Szenario Gemeinde kann mittels DSM fast vollständig auf dezentrale Speicher verzichtet werden, bei „Endkunde“ und „bezugsminimale Gemeinde“ werden die benötigten dezentralen Speicherkapazitäten

reduziert. Das DSM Potenzial ist jedoch aufgrund der angesetzten Eingangsfaktoren begrenzt und hat insgesamt einen geringen Einfluss auf die Importabhängigkeit der unterschiedlichen Stakeholderansichten.

### 7.3 Einsatz von Power-to-Gas

Wie bereits im Kapitel 5.3.8 erwähnt, gibt es mehrere Möglichkeiten, Power-to-Gas Technologien in das urbane Symbiose-4-luG Energienetz einzubinden. Neben der Direkteinspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz besteht die Möglichkeit, den erzeugten Wasserstoff auch für andere Zwecke zu verwerten bzw. zu verkaufen. Um diese unterschiedlichen Wasserstoffpfade im Rahmen der Optimierung zu untersuchen, wurden unterschiedliche Erlöse für die Verwertungsmöglichkeiten des erzeugten Wasserstoffs hinterlegt, siehe Abschnitte 5.3.8 und 5.3.14. Da der Erlös für den Wasserstoffverkauf z.B. für Mobilitätszwecke größer angenommen wurde als für die Direkteinspeisung in das Erdgasnetz, wurde im Rahmen der Optimierung die verkaufte Wasserstoffmenge mit einem definierten jährlichen Energiewert beschränkt. Ohne diese Beschränkung würde die Optimierung den Weg der Direkteinspeisung in das Erdgasnetz nie wählen. Im Rahmen der Optimierung darf demzufolge nur 25% der jährlich erzeugten Wasserstoffmenge (z.B. für Mobilitätszwecke) in der Modellregion verkauft werden. Beide Verwertungsmöglichkeiten erzielen Erlöse und wirken sich positiv auf die Gesamtkosten der betrachteten Modellregion aus.

Die Optimierungsergebnisse zeigen, dass wenn Power-to-Gas mit anderen Speicher- und Umwandlungstechnologien in Konkurrenz gestellt wird bzw. nicht nur exklusiv diese Technologie für sich alleine in der Optimierung betrachtet wird, nur dann auch die P2G-Technologie als wirtschaftlich in der Endkundenansicht angesehen wird. Der dann eingeschlagene Wasserstoffpfad umfasst die Direkteinspeisung inkl. Verkauf von H<sub>2</sub> für z.B. Mobilität. Für die technische Sicht, Gemeindegemeinschaft und bezugsminimale Sicht wird Power-to-H<sub>2</sub> nicht gewählt, da die Systemgrenzen dieser Stakeholder in einer Unwirtschaftlichkeit des H<sub>2</sub>-Exports resultieren.

Im Szenario H6\_2 (Variante „Symbiose-4-luG“) wird ergänzend zum Szenario H2 zusätzlich Power-to-H<sub>2</sub> sowie Verkauf von H<sub>2</sub> an einen externen Absatzmarkt am Industrieknotenstandort zugelassen.

In Tabelle 28 sind die wichtigsten Optimierungsergebnisse des Szenarios für Variante „Symbiose-4-luG“ zusammengefasst und mit der Basisvariante H2 verglichen. In Abbildung 50 ist die Positionierung der Technologien für die Variante „Symbiose-4-luG“ dargestellt. Da es für die Variante „Symbiose“ keinen Industriestandort gibt, sind diese ident mit der Variante H2.

Wie man anhand der Optimierungsergebnisse sieht, unterscheiden sich die Ergebnisse kaum voneinander. Die Optimierung setzt Power-to-H<sub>2</sub> ein, um einen zusätzlichen Gewinn in der Modellregion zu erzielen. Der eingespeiste Wasserstoff verringert den Gasimport etwas, dafür muss zum Betrieb der Power-to-H<sub>2</sub>-Anlage zusätzlicher Strom aus dem übergeordneten Netz importiert werden.

Tabelle 29: Optimierungsergebnisse Szenario H6\_2im Vergleich zu H2 für Variante „Symbiose-4-luG“

Strom	Einheit	IuG_H6-2	IuG_H2
Import/Export über Slack			
E Import	MWh	-45445	-45180
E Export	MWh	8469	8534
BHKW			
E BHKW elektr.	MWh	7788	7788
P BHKW elektr.	MW	0,9	0,9
dezentr. Speicher			
E dezS (installiert)	MWh	1,6	1,6
P dezS (installiert)	MW	0,8	0,8
E dezS (eingespeichert)	MWh	476,9	476,9
Abregelung Niederspannung			
E abgeregelt	MWh	66,6	66,6
Pmax abgeregelt	MW	0,6	0,7
Kennzahlen			
Eigenverbrauch von PV		68%	68%
Eigenverbrauch PV+BHKW		75%	75%
Autakiegrad PV (energ.)		26%	26%
Autakiegrad PV+WP+P2H (energ.)		37%	37%
PV Abregelung/Erzeugung		0%	0%
Abregelung/Gesamterzeugung		0%	0%
DSM			
EDSM Industrie	MWh	0,0	0,0
EDSM Haushalte u. Gewerbe	MWh	0,0	0,0
Power to Wasserstoff			
P P2H installiert elektr.	MW	0,15	0
E H2 erzeugt	MWh	227,3	0
E H2 eingespeist	MWh	170,5	0
E H2 verkauft	MWh	56,8	0

Wärme	Einheit	IuG_H6-2	IuG_H2
Import/Export			
E Gas Import	MWh	118636	118660
Fernwärme			
E Fernwaerme	MWh	1787	1787
BHKW			
E BHKW therm.	MWh	6892	6892
P BHKW therm.	MW	0,8	0,8
Wärmespeicher			
E heatS (installiert)	MW	30,0	29,9
P heatS (installiert)	MWh	2,6	2,6
E heatS (eingespeichert)	MWh	1006	1010
Wärmepumpe			
E WP (installiert)	MWh	21423	21400
P WP (installiert)	MW	3	3
Kennzahlen			
Wärmedeckung Strom		15%	15%
Wärmedeckung BHKW		5%	5%
Wärmedeckung Gas		79%	79%
Wärmedeckung Müll		1%	1%

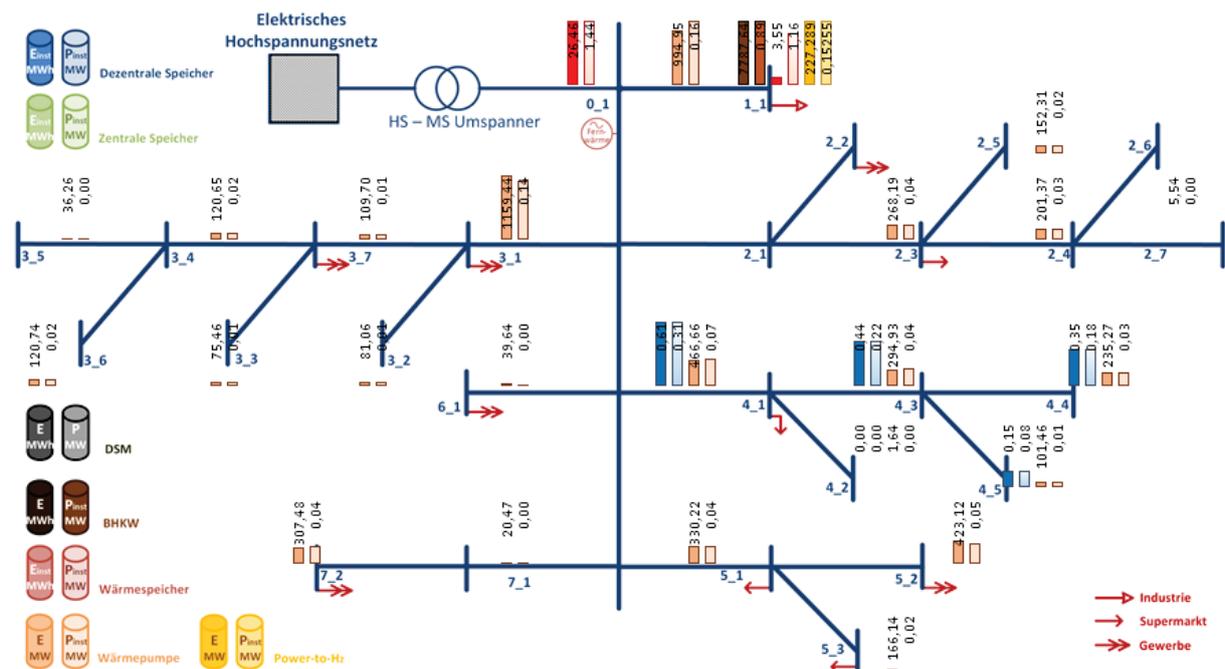


Abbildung 50: Positionierung dezentraler Speicher und Umwandlungstechnologien im Energiesystem für die Variante „Symbiose-4-IuG“ für das Szenario H6\_2

## 7.4 Einsatz von zusätzlichen BHKWS

Wird der Optimierung die Möglichkeit gegeben, nun alle Speicher- und Umwandlungstechnologien (dezentrale Speicher, DSM, P2G, WP) zu nutzen und zusätzlich BHKWs an den ausgewählten 6 Standorten (mit Ausnahme des Industriestandorts 1\_1) auszubauen, wird ein neues Szenario „9\_2“ generiert. In der technischen Stakeholderansicht ändert sich durch die Berücksichtigung zusätzlicher BHKWs nichts, weil BHKWs hier nicht eingesetzt werden, um Netzgrenzwerte einzuhalten, sowie auch nicht um Netzverluste optimal

zu erwirtschaften. Im Gegensatz dazu ergeben sich in den anderen Stakeholdersichtweisen Verbesserungen in den Gesamtkosten, nachfolgend werden diese Szenarien beschrieben.

#### 7.4.1 Stakeholderansicht: Endkunde (Szenario H9\_2)

Das Szenario H9\_2 (Variante „Sybmiose-4-luG“ und Variante „Symbiose“) gestattet der Optimierung Maßnahmen bzw. Technologien Abregelung, DSM, Wärmepumpen, dezentrale Speicher und Power-to-H<sub>2</sub> Anlagen zu installieren und zusätzlich an 6 ausgewählten Standorten BHKWs zu installieren. Diese können jedoch nicht, wie am Industriestandort 1\_1 Wärme in das Fernwärmenetz einspeisen, sondern lediglich zur Wärmeversorgung des Standortknotens herangezogen werden. In Tabelle 30 sind die wichtigsten Optimierungsergebnisse des Szenarios H9\_2 für die Variante „Symbiose“ und für die Variante „Symbiose-4-luG“ im Vergleich zu deren Basisszenarien H2 zusammengefasst. Tabelle 30: Optimierungsergebnisse für die Szenarien H9\_2 für Variante „Symbiose“ für „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den H2 Basisszenarien

Strom	Einheit	luG_H9-2	luG_H2	Symb_H9-2	Symb_H2	Wärme	Einheit	luG_H9-2	luG_H2	Symb_H9-2	Symb_H2
Import/Export über Slack						Import/Export					
E Import	MWh	-32233	-45180	-24104	-35103	E Gas Import	MWh	107489	118660	99599	109343
E Export	MWh	10276	8534	11836	10204	Fernwärme					
BHKW						E Fernwärme	MWh	1787	1787	1787	1787
E BHKW elektr.	MWh	22219	7788	12216	0	BHKW					
P BHKW elektr.	MW	3,9	0,9	2,6	0,0	E BHKW therm.	MWh	19663	6892	10811	0
dezent. Speicher						P BHKW therm.	MW	3,4	0,8	2,3	0,0
E dezS (installiert)	MWh	1,5	1,6	1,5	1,5	Wärmespeicher					
P dezS (installiert)	MW	0,8	0,8	0,8	0,8	E heatS (installiert)	MW	27,1	29,9	3,0	1,9
E dezS (eingespeichert)	MWh	487,3	476,9	502,6	470,4	P heatS (installiert)	MWh	3,1	2,6	1,1	0,8
Abregelung Niederspannung						E heatS (eingespeichert)	MWh	980	1010	576	526
E abgeregelt	MWh	63,4	66,6	65,3	70,9	Wärmepumpe					
Pmax abgeregelt	MW	0,9	0,7	0,9	0,9	E WP (installiert)	MWh	19242	21400	11452	13002
Kennzahlen						P WP (installiert)	MW	3	3	2	2
Eigenverbrauch von PV		62%	68%	52%	59%	Kennzahlen					
Eigenverbrauch PV+BHKW		75%	75%	68%	59%	Wärmedeckung Strom		13%	15%	10%	11%
Autakiegrad PV (energ.)		23%	26%	26%	29%	Wärmedeckung BHKW		14%	5%	9%	0%
Autakiegrad PV+WP+P2H (energ.)		37%	37%	51%	29%	Wärmedeckung Gas		72%	79%	80%	88%
PV Abregelung/Erzeugung		0%	0%	0%	0%	Wärmedeckung Müll		1%	1%	2%	2%
Abregelung/Gesamterzeugung		0%	0%	0%	0%	DSM					
DSM						E DSM Industrie	MWh	6,8	0,0	0,0	0,0
E DSM Industrie	MWh	6,8	0,0	0,0	0,0	E DSM Haushalte u. Gewerbe	MWh	343,0	0,0	312,3	0,0
E DSM Haushalte u. Gewerbe	MWh	343,0	0,0	312,3	0,0	Power to Wasserstoff					
Power to Wasserstoff						P P2H installiert elektr.	MW	0,15	0	0	0
P P2H installiert elektr.	MW	0,15	0	0	0	E H2 erzeugt	MWh	224,0	0	0	0
E H2 erzeugt	MWh	224,0	0	0	0	E H2 eingespeist	MWh	168,0	0	0	0
E H2 eingespeist	MWh	168,0	0	0	0	E H2 verkauft	MWh	56,0	0	0	0
E H2 verkauft	MWh	56,0	0	0	0	P H2SNG installiert	MW (H2)	0	0	0	0
P H2SNG installiert	MW (H2)	0	0	0	0						

Durch den erhöhten Einsatz von BHKWs werden insbesondere in der Wärmebereitstellung der Gasimport und der Einsatz bzw. die Installation der Wärmepumpen verdrängt. Die resultierenden Gesamtkosten der BHKWs (Betrieb und Installation) fallen dabei günstiger aus als die der Wärmepumpen. Zudem wird neben der Wärme auch Strom gewonnen. Der Betrieb der BHKWs wird dabei vom Wärmebedarf getrieben, insbesondere im Winter und in der Übergangszeit.

Der Stromexport steigt, wodurch der Eigenverbrauch von PV etwas sinkt. In der Wärmebereitstellung steigt der BHKW-Anteil in der Variante „Symbiose-4-luG“ von 5% auf 14%. In der Variante „Symbiose“ (ohne Industrie- und Gewerbekunden) werden 9% der Wärme nun von BHKWs übernommen.

In Abbildung 51 ist die Positionierung der Technologien für die Variante H9\_2 für „Symbiose-4-luG“ dargestellt. An allen 6 zusätzlichen BHKW-Knoten werden BHKWs installiert, wobei auch in den meisten Fällen ebenfalls Wärmepumpen an den Knoten zu finden sind. Im

Vergleich zum Basisszenario ist aber deren Auslastung deutlich geringer als bei ähnlichen installierten Leistungen.

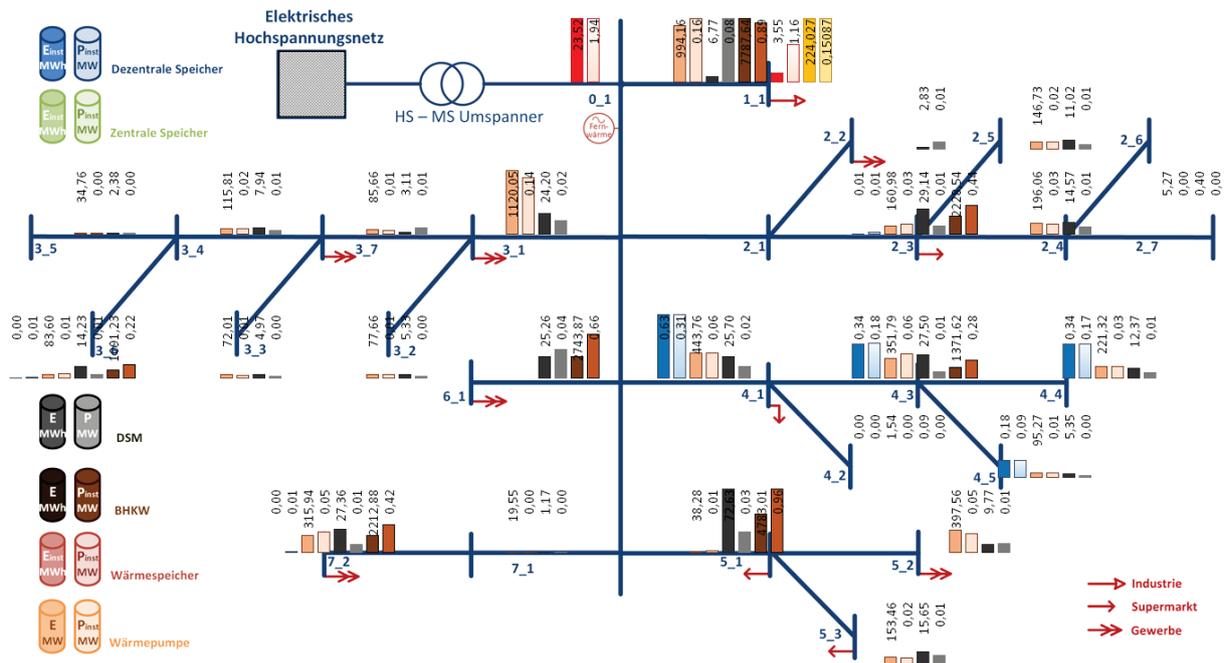
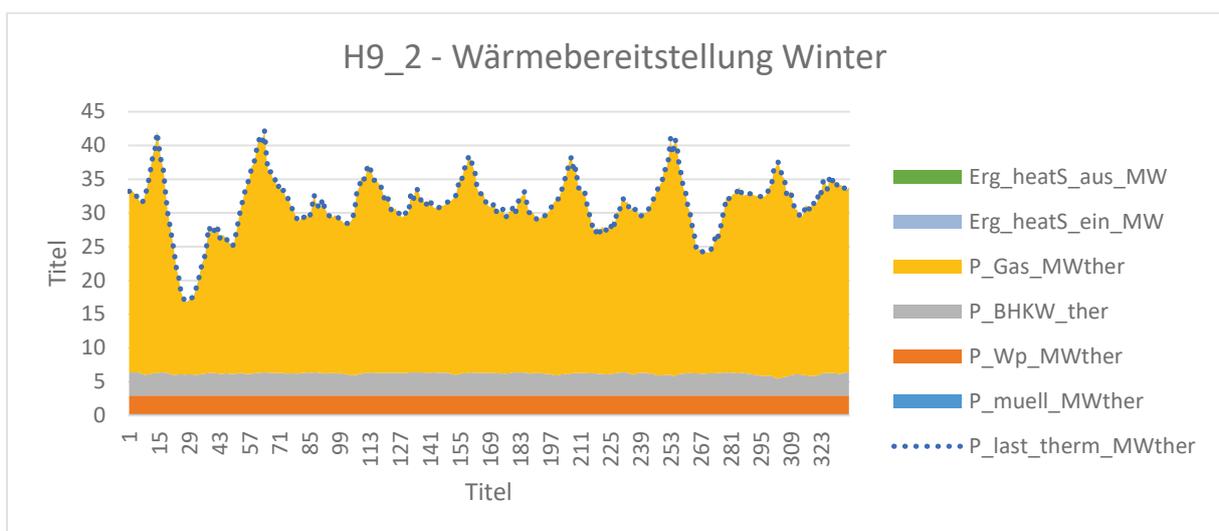


Abbildung 51: Positionierung dezentraler Speicher und Umwandlungstechnologien im Energiesystem für die Variante „Symbiose-4-luG“ für das Szenario H9\_2

Nachfolgend wird in Abbildung 52 der Wärmebereitstellung für unterschiedliche Jahreszeiten dargestellt. Im Winter ist der Einsatz von Gas für das Heizkraftwerk dominant, während Wärmepumpen und die BHKWs nahezu unter Volllast durchlaufen. In der Übergangszeit ist der Betrieb der BHKWs und der Wärmepumpen bereits variabler. Auch der Einsatz der Wärmespeicher ist ersichtlich. Im Sommer schließlich ist das Heizkraftwerk kaum mehr im Einsatz, während die Wärmepumpen und das BHKW wärmegeführt, unter zur Hilfenahme der Wärmespeicher, agieren.



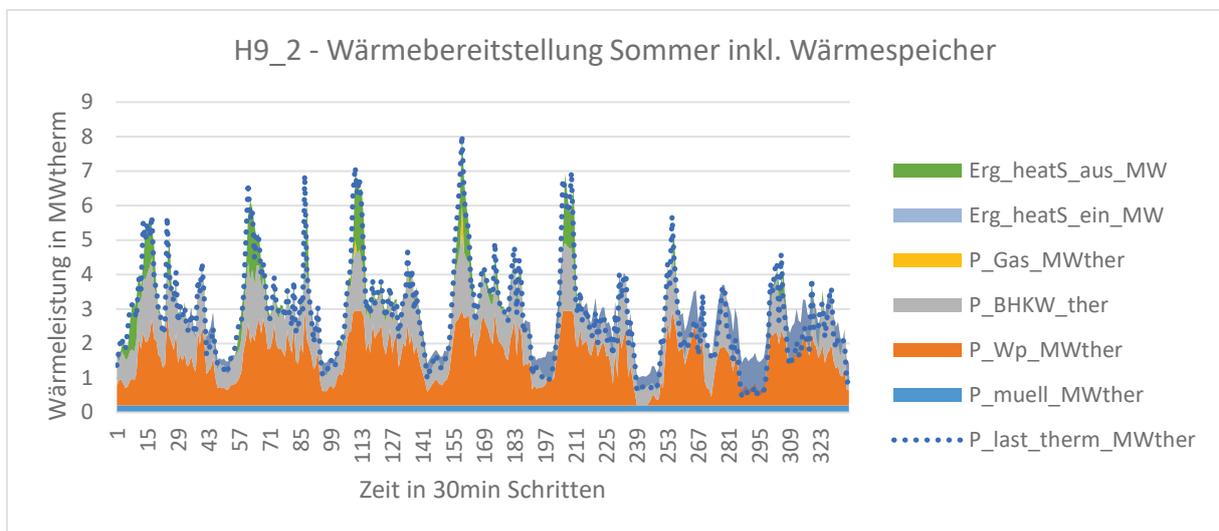
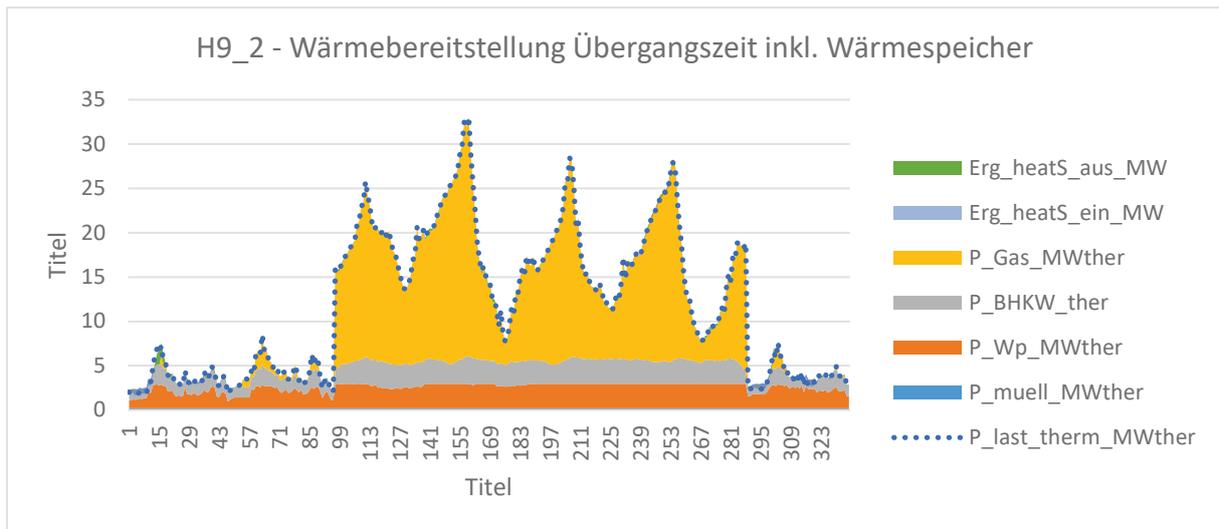


Abbildung 52: Wärmebereitstellung im Szenario H9\_2 für unterschiedliche Jahreszeiten

#### 7.4.2 Stakeholderansicht: Gemeinde (Szenario G9\_2)

Das Szenario G9\_2 (Variante „Sybmiose-4-luG“ und Variante „Symbiose“) gestattet der Optimierung Maßnahmen bzw. Technologien wie Abregelung, DSM, Wärmepumpen, dezentrale Speicher und Power-to-H<sub>2</sub> Anlagen zu installieren und zusätzlich an 6 ausgewählten Standorten BHKWs zu installieren. Diese können jedoch nicht, wie am Industriestandort 1\_1 Wärme in das Fernwärmenetz einspeisen, sondern lediglich zur Wärmeversorgung des Standortknotens herangezogen werden. Entscheidend für dieses Szenario ist die Systemgrenze Slack, über welche Import und Exportflüsse in die übergeordnete Netzebene erfolgen und in der Zielfunktion bepreist werden.

In Tabelle 31 sind die wichtigsten Optimierungsergebnisse des Szenarios G9\_2 für die Variante „Symbiose“ und für die Variante „Symbiose-4-luG“ im Vergleich zu deren Basisszenarien G2 zusammengefasst.

Tabelle 31: Optimierungsergebnisse für die Szenarien G9\_2 für Variante „Symbiose“ für „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den G2 Basisszenarien

Strom	Einheit	IuG_G9-2	IuG_G2	Symb_G9-2	Symb_G2	Wärme	Einheit	IuG_G9-2	IuG_G2	Symb_G9-2	Symb_G2
Import/Export über Slack						Import/Export					
E Import	MWh	-46286	-60570	-37246	-49656	E Gas Import	MWh	47271	53843	43603	47106
E Export	MWh	7524	6899	9597	8944	Fernwärme					
BHKW						E Fernwärme	MWh	1787	1787	1787	1787
EBHKW elektr.	MWh	20729	7340	11269	0	BHKW					
P BHKW elektr.	MWh	3,6	0,9	2,4	0,0	E BHKW therm.	MWh	18344	6496	9972	0
dezentr. Speicher						P BHKW therm.	MWh	3,2	0,8	2,1	0,0
E deZS (installiert)	MWh	0,2	0,0	0,2	0,1	Wärmespeicher					
P deZS (installiert)	MWh	0,1	0,0	0,1	0,0	E heatS (installiert)	MWh	40,4	35,2	14,6	15,2
E deZS (eingespeichert)	MWh	67,7	3,2	67,2	9,6	P heatS (installiert)	MWh	3,3	3,1	1,0	0,8
Abregelung Niederspannung						E heatS (eingespeichert)	MWh	1304	1131	641	644
E abgeregelt	MWh	168,0	209,1	173,3	207,2	Wärmepumpe					
P max abgeregelt	MW	1,2	1,4	1,3	1,4	E WP (installiert)	MWh	77800	83388	65495	72138
Kennzahlen						P WP (installiert)	MW	15	16	14	15
Eigenverbrauch von PV		71%	74%	61%	63%	Kennzahlen					
Eigenverbrauch PV+BHKW		79%	79%	73%	63%	Wärmedeckung Strom		55%	58%	55%	61%
Autakiegrad PV (energ.)		22%	23%	24%	24%	Wärmedeckung BHKW		13%	5%	8%	0%
Autakiegrad PV+WP+PZH (energ.)		31%	31%	41%	24%	Wärmedeckung Gas		31%	36%	35%	38%
PV Abregelung/Erzeugung		1%	1%	1%	1%	Wärmedeckung Müll		1%	1%	2%	2%
Abregelung/Gesamterzeugung		0%	1%	0%	1%						
DSM											
EDSM Industrie	MWh	16,2	0,0	0,0	0,0						
EDSM Haushalte u. Gewerbe	MWh	398,9	0,0	361,0	0,0						

Durch die Strom- und Wärmeproduktion der zusätzlichen BHKWs im Szenario G9-2 wird der Import dieser Energieformen im Vergleich zum Szenario G2 um einen ähnlichen Betrag reduziert. Die Wärmedeckung, bezogen auf die Wärmelast, wird um zusätzliche 8% von den BHKWs übernommen. Im Gegensatz dazu wird die Wärmebereitstellung durch Gas und Wärmepumpen um diesen Anteil verringert. In Abbildung 53 ist die Positionierung der Technologien für die Variante G9\_2 für „Symbiose-4-luG“ dargestellt. An allen 6 zusätzlichen BHKW-Knoten werden BHKWs installiert, wobei auch in den meisten Fällen ebenfalls Wärmepumpen an den Knoten zu finden sind. Im Vergleich zum Basisszenario ist aber deren Auslastung deutlich geringer als bei ähnlichen installierten Leistungen.

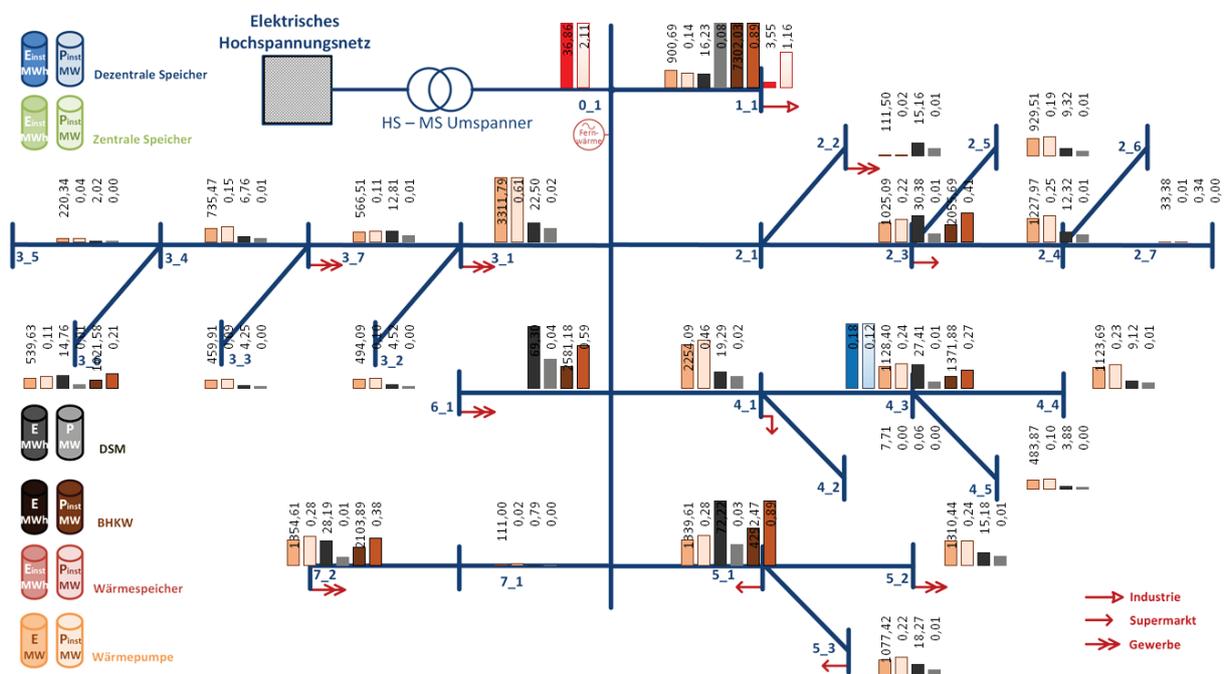


Abbildung 53: Positionierung dezentraler Speicher und Umwandlungstechnologien im Energiesystem für die Variante „Symbiose-4-luG“ für das Szenario G9\_2

Nachfolgend wird in Abbildung 54 der Wärmeerzeugungsanlagen für unterschiedliche Jahreszeiten dargestellt. Im Winter laufen die Wärmepumpen und die BHKWs nahezu unter Vollast, der Einsatz von Gas für das Heizkraftwerk deckt die Mittel- und Spitzenlast. In der

Übergangszeit ist der Betrieb der BHKWs und der Wärmepumpen bereits variabler. Der Einsatz der Wärmespeicher ist deutlich ausgeprägter als im H9\_2 Szenario. Im Sommer schließlich ist das Heizkraftwerk nicht mehr im Einsatz, während die Wärmepumpen und das BHKW wärmegeführt, unter zur Hilfenahme der Wärmespeicher, agieren.

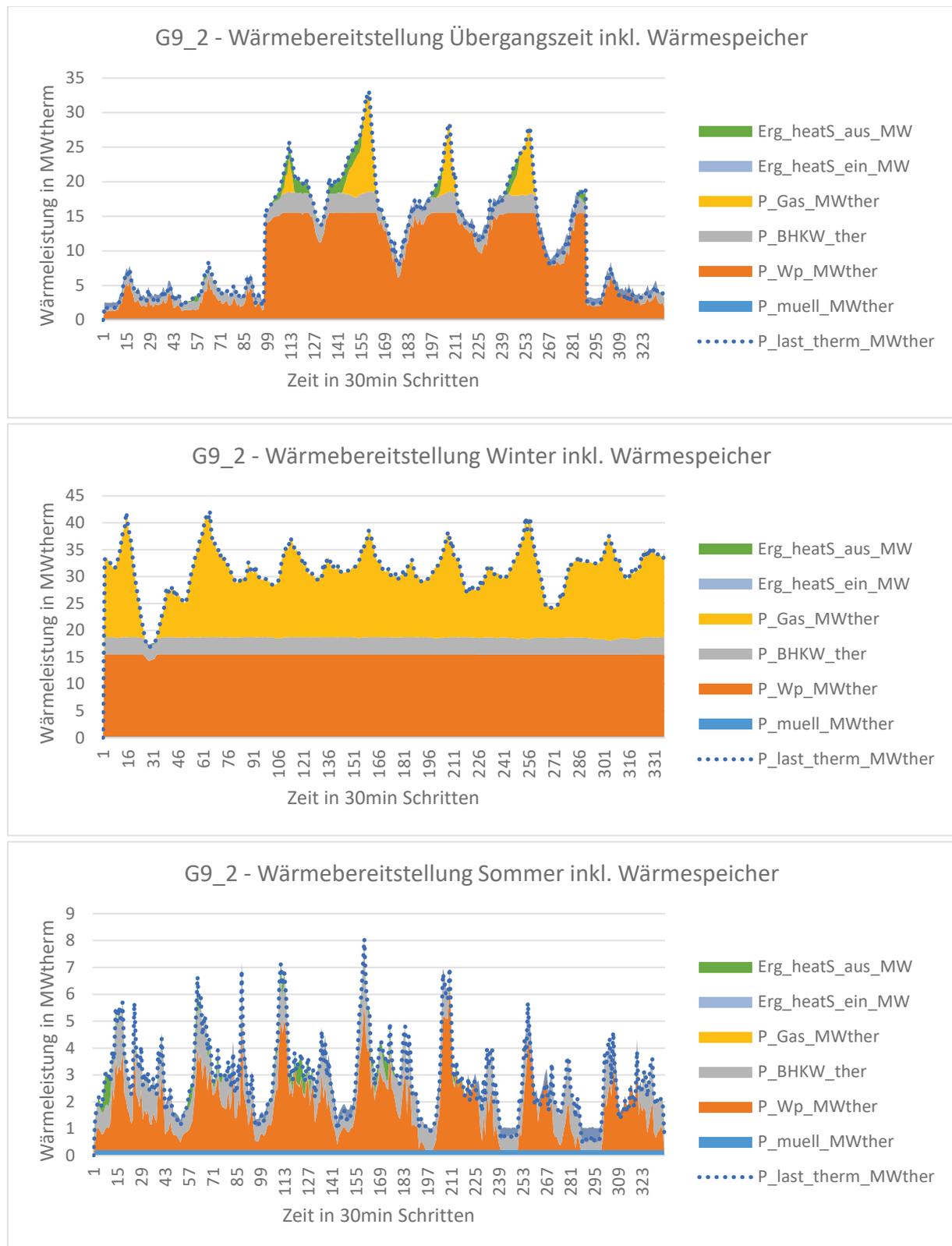


Abbildung 54: Wärmebereitstellung im Szenario G9\_2 für unterschiedliche Jahreszeiten

### 7.4.3 Stakeholderansicht: bezugsminimale Gemeinde (Szenario B9\_2)

Das Szenario B9\_2 (Variante „Sybmiose-4-luG“ und Variante „Symbiose“) gestattet der Optimierung Maßnahmen bzw. Technologien wie Abregelung, DSM, Wärmepumpen, dezentrale Speicher und Power-to-H<sub>2</sub> Anlagen zu installieren und zusätzlich an 6 ausgewählten Standorten BHKWs zu installieren. Diese können jedoch nicht, wie am Industriestandort 1\_1 Wärme in das Fernwärmenetz einspeisen, sondern lediglich zur Wärmeversorgung des Standortknotens herangezogen werden. Auch hier ist die Systemgrenze Slack entscheidend, über welche Import und Exportflüsse in die übergeordnete Netzebene erfolgen und in der Zielfunktion bepreist werden. Durch Importkosten, die 100 mal höher sind als im Szenario G9\_2 wird sichergestellt, dass der Eigenverbrauch erhöht und die Importabhängigkeit der Stadt minimiert wird.

In Tabelle 32 sind die wichtigsten Optimierungsergebnisse des Szenarios B9\_2 für die Variante „Symbiose“ und für die Variante „Symbiose-4-luG“ im Vergleich zu deren Basisszenarien B2 zusammengefasst.

Durch den Einsatz von zusätzlichen BHKWs kann die Importabhängigkeit im Vergleich zum Szenario B2 weiter um rund 21GWh reduziert werden. Die BKHVs decken den Strombedarf zu 37% sowie den Wärmebedarf zu 15%. Im vergleichbaren Basisszenario B2 betragen diese Werte noch für den Stromverbrauch 12% und für den Wärmebedarf 5%. Um einen flexiblen Betrieb der BHKWs zu ermöglichen steigt deshalb der Bedarf an dezentralen elektrischen Speichern, jedoch reduziert sich der benötigte Bedarf der Wärmespeicher aufgrund der zusätzlichen Wärmeproduktion der BHKWs. Die BHKWs verdrängen damit die Wärmepumpe um deren gesteigerte Wärmebereitstellung.

In Abbildung 55 ist die Positionierung der Technologien für die Variante B9\_2 für „Symbiose-4-luG“ dargestellt. An allen 6 zusätzlichen BHKW-Knoten werden BHKWs installiert, wobei auch in den meisten Fällen ebenfalls Wärmepumpen an den Knoten zu finden sind. Im Vergleich zum Basisszenario ist aber deren Auslastung deutlich geringer als bei ähnlichen installierten Leistungen.

Tabelle 32: Optimierungsergebnisse für die Szenarien B9\_2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den B2 Basisszenarien

Strom	Einheit	luG B9-2	luG B2	Symb B9-2	Symb B2	Wärme	Einheit	luG B9-2	luG B2	Symb B9-2	Symb B2
Import/Export über Slack						Import/Export					
E Import	MWh	-47008	-67991	-35958	-53504	E Gas Import	MWh	0	548	0	0
E Export	MWh	0	0	0	0	Fernwärme					
BHKW						E Fernwaerme	MWh	1787	1787	1787	1787
E BHKW elektr.	MWh	24544	7788	14494	0	BHKW					
P BHKW elektr.	MW	5,5	0,9	3,9	0,0	E BHKW therm.	MWh	21720	6892	12827	0
dezentr. Speicher						P BHKW therm.	MW	4,9	0,8	3,4	0,0
E dezS (installiert)	MWh	116,5	64,8	134,7	77,2	Wärmespeicher					
P dezS (installiert)	MW	156,0	118,5	164,7	125,1	E heatS (installiert)	MW	21,7	3387,9	24,8	15,5
E dezS (eingespeichert)	MWh	10292,4	9584,2	12093,2	10059,7	P heatS (installiert)	MWh	7,9	6,1	4,9	5,3
Abregelung Niederspannung						E heatS (eingespeichert)	MWh	2675	4591	1255	1022
E abgeregelt	MWh	0,0	0,0	0,0	0,0	Wärmepumpe					
Pmax abgeregelt	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	E WP (installiert)	MWh	119461	135898	104129	116929
Kennzahlen						P WP (installiert)	MW	31	37	29	32
Eigenverbrauch von PV		100%	100%	100%	100%	Kennzahlen					
Eigenverbrauch PV+BHKW		100%	100%	100%	100%	Wärmedeckung Strom		84%	95%	88%	99%
Autakiegrad PV (energ.)		28%	26%	34%	32%	Wärmedeckung BHKW		15%	5%	11%	0%
Autakiegrad PV+WP+P2H (energ.)		53%	34%	53%	32%	Wärmedeckung Gas		0%	0%	0%	0%
PV Abregelung/Erzeugung		0%	0%	0%	0%	Wärmedeckung Müll		1%	1%	2%	2%
Abregelung/Gesamterzeugung		0%	0%	0%	0%	DSM					
DSM						E DSM Industrie	MWh	15,5	0,0	0,0	0,0
E DSM Industrie	MWh	15,5	0,0	0,0	0,0	E DSM Haushalte u. Gewerbe	MWh	445,4	0,0	310,6	0,0
E DSM Haushalte u. Gewerbe	MWh	445,4	0,0	310,6	0,0						

In Abbildung 56 wird der Einsatz der Wärmeerzeugungsanlagen für unterschiedliche Jahreszeiten dargestellt. Im Winter wird im Gegensatz zu den anderen Stakeholderansichten kein zentrales Gasheizkraftwerk eingesetzt, während Wärmepumpen und die BHKWs nahezu unter Vollast durchlaufen. In der Übergangszeit ist der Betrieb der BHKWs und der Wärmepumpen bereits variabler. Auch der Einsatz der Wärmespeicher ist ersichtlich. Im Sommer schließlich ist das Heizkraftwerk kaum mehr im Einsatz, während die Wärmepumpen und das BHKW wärmegeführt, unter zur Hilfenahme der Wärmespeicher, agieren.

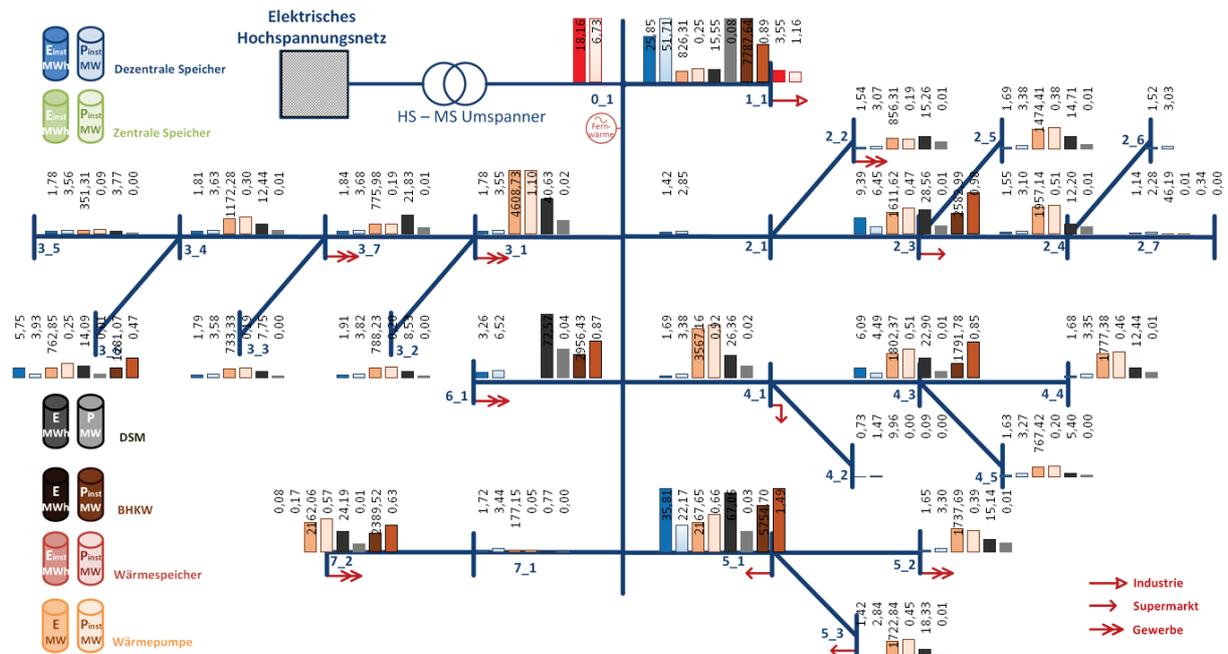
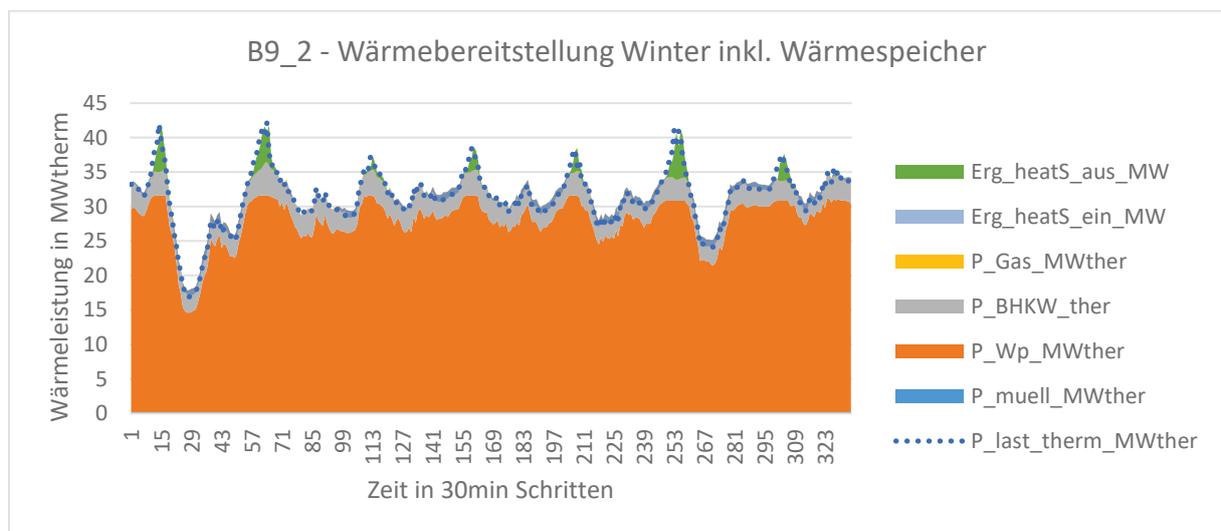


Abbildung 55: Positionierung dezentraler Speicher und Umwandlungstechnologien im Energiesystem für die Variante „Symbiose-4-IuG“ für das Szenario B9\_2



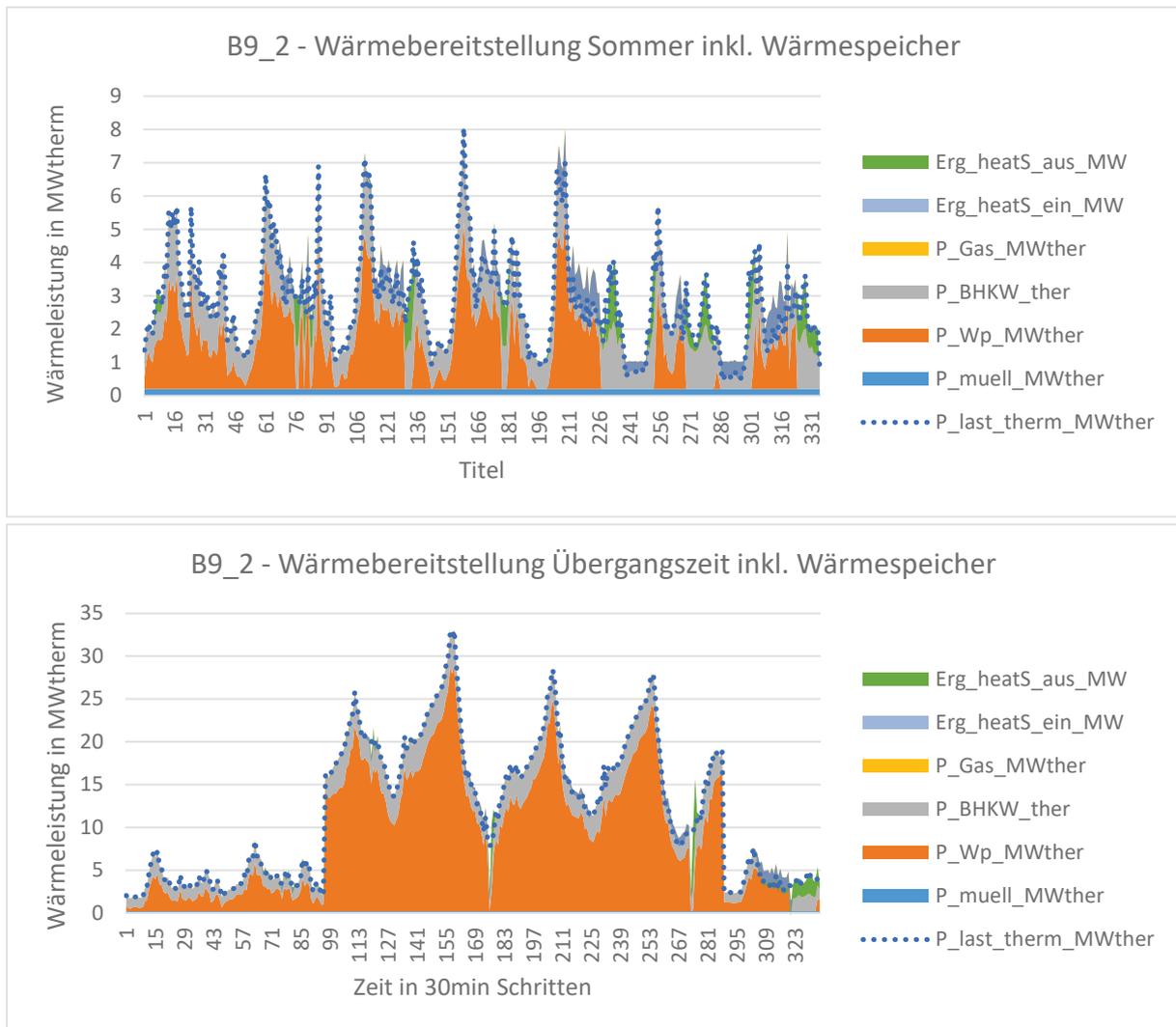


Abbildung 56: Wärmebereitstellung im Szenario B9\_2 für unterschiedliche Jahreszeiten

## 7.5 Erhöhung des Elektromobilitätsanteils

Für die Abschätzung des zukünftigen Einsatzes von Elektromobilität in urbanen Regionen wurde zwei Varianten, mit 40% und 100% Durchdringung, in AP2 definiert:

### Szenario 1:

Ladepunkte: zuhause/Arbeit/ Einkaufen

Ladeleistung: 11 kW

Durchdringung von E-Fahrzeugen: 40%

### Szenario 2:

Ladepunkte: zuhause/Arbeit/Einkaufen

Ladeleistung: 11 kW

Durchdringung von E-Fahrzeugen: 100%

Unter diesen Annahmen verändern sich die jährlichen Stromverbrauchsdaten wie in Tabelle 6 angeführt. Der Stromverbrauch steigt bei einer 40%igen Durchdringungsrate im Jahr von 46 GWh auf 56 GWh und bei 100%iger Durchdringungsrate auf 74 GWh.

### 7.5.1 Durchdringung 40% (Szenarien 7\_2 und 10\_2)

In der technischen Betrachtung entstehen bei einer 40%igen Elektromobilitätsdurchdringung bereits Auslastungen elektrischer Betriebsmittel, die die vordefinierten elektrischen Betriebsgrenzen überschreiten. In der Winterwoche kommt es zu Leitungsauslastungen, die über den thermisch erlaubten Grenzwert von 60% (Leitungen KN\_0\_1-KN\_5\_1 liegen, und KN\_0\_1-KN\_4\_1), sowohl aufgrund der hohen Lasten wie auch der PV Einspeisung (siehe Abbildung 57) zu begründen sind. Dadurch werden von der Optimierung für beide Symbiose Varianten Maßnahmen in Form elektrischer Speicher eingesetzt. In der Übergangswoche bzw. in der Sommerwoche treten hingegen nur Auslastungen über 60% aufgrund hoher PV-Einspeisung auf. Diesen Überschreitungen wurde im Rahmen der Optimierung schon in der technischen Sichtweise ohne Berücksichtigung der Elektromobilität durch die Maßnahme Abregelung entgegengewirkt. Die Auslastungen der Ortsnetztransformatoren sind hingegen immer unter 100% der Nennleistung.

In Tabelle 33 sind die wichtigsten Optimierungsergebnisse des Szenarios T7\_2 für die Variante „Symbiose“ und für die Variante „Symbiose-4-luG“ im Vergleich zu deren Basisszenarien T2 zusammengefasst.

Die abgeregelte PV-Energie reduziert sich in beiden Fällen durch den gestiegenen Verbrauch deutlich, ebenso wie der Energieexport. Der gestiegene elektrische Strombedarf wird in diesem Szenario durch Import sowie höheren Eigenverbrauch der PV-Erzeugung in der urbanen Region gedeckt. Obwohl der Gesamtenergieverbrauch in den Varianten „Symbiose“ (ohne Berücksichtigung von Industrie- und Gewerbeverbraucher) deutlich unter dem luG\_T2 liegt, wird auch hier auf elektrische Speicher zurückgegriffen.

Tabelle 33: Optimierungsergebnisse für die Szenarien T7\_2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den T2 Basisszenarien

Strom	Einheit	luG T7-2	luG T2	Symb T7-2	Symb T2	Wärme	Einheit	luG T7-2	luG T2	Symb T7-2	Symb T2
elektrische Last						thermische Last					
E Last	MWh	75315	65494	55926	46104	E Last	MWh	142703	142703	118613	118613
P Last max	MW	15	11	12	8	P Last max	MW	42	42	37	37
Import/Export über Slack						Import/Export					
E Import	MWh	-50032	-41613	-40951	-32676	E Gas Import	MWh	142077	142086	122988	122988
E Export	MWh	8101	9350	9608	10996	Fernwärme					
BHKW						BHKW					
E BHKW elektr.	MWh	6715	6705	0	0	E BHKW therm.	MWh	5943	5934	0	0
P BHKW elektr.	MW	0,9	0,9	0,0	0,0	P BHKW therm.	MW	0,8	0,8	0,0	0,0
dezent. Speicher						Wärmespeicher					
E dezS (installiert)	MWh	1,0	0,0	0,1	0,0	E heatS (installiert)	MW	3,6	3,6	0,8	0,8
P dezS (installiert)	MW	0,7	0,0	0,2	0,0	P heatS (installiert)	MWh	1,2	1,2	0,2	0,2
E dezS (eingespeichert)	MWh	72,1	0,0	2,6	0,0	E heatS (eingespeichert)	MWh	0	0	126	126
Abregelung Niederspannung						Wärmepumpe					
E abgeregelt	MWh	248,4	404,5	254,2	412,7	E WP (installiert)	MWh	0	0	0	0
P max abgeregelt	MW	1,2	1,5	1,2	1,6	P WP (installiert)	MW	0	0	0	0
Kennzahlen						Kennzahlen					
Eigenverbrauch von PV		69%	64%	60%	54%	Wärmedeckung Strom		0%	0%	0%	0%
Eigenverbrauch PV+BHKW		71%	71%	54%	54%	Wärmedeckung BHKW		4%	4%	0%	0%
Autakiegrad PV (energ.)		25%	26%	27%	29%	Wärmedeckung Gas		95%	95%	99%	99%
Autakiegrad PV+WP+P2H (energ.)		36%	36%	29%	29%	Wärmedeckung Müll		1%	1%	2%	2%
PV Abregelung/Erzeugung		1%	2%	1%	2%						
Abregelung/Gesamterzeugung		1%	1%	1%	2%						

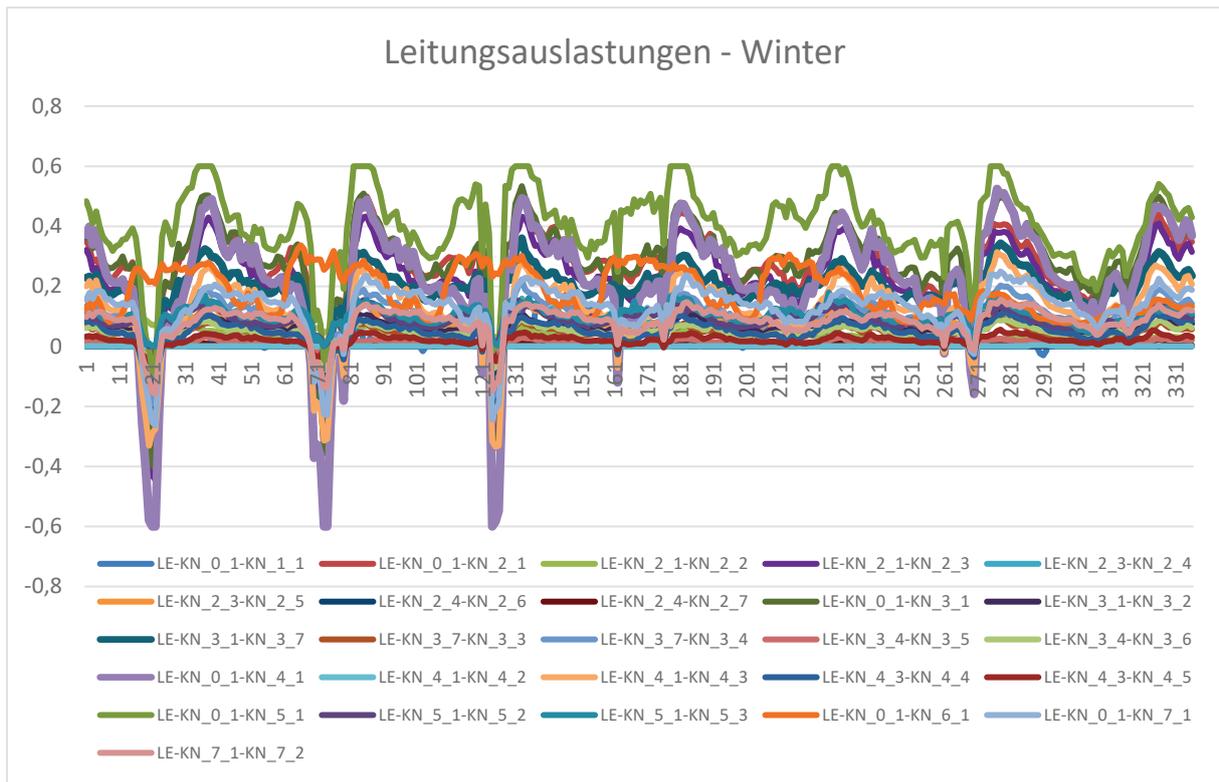


Abbildung 57: Leitungsauslastungen in der repräsentativen Winterwoche für Szenario T7\_2 für die Variante „Symbiose-4\_luG“ (negative Werte entsprechen einer Rückspeisesituation)

Der Einsatz der dezentralen Speicher (Li-Ionen und Blei-Säure) ist in

Abbildung 58: Ein- und Ausspeiseleistungen (in blau bzw. rot) dezentraler Speicher für die repräsentative Winterwoche dargestellt.

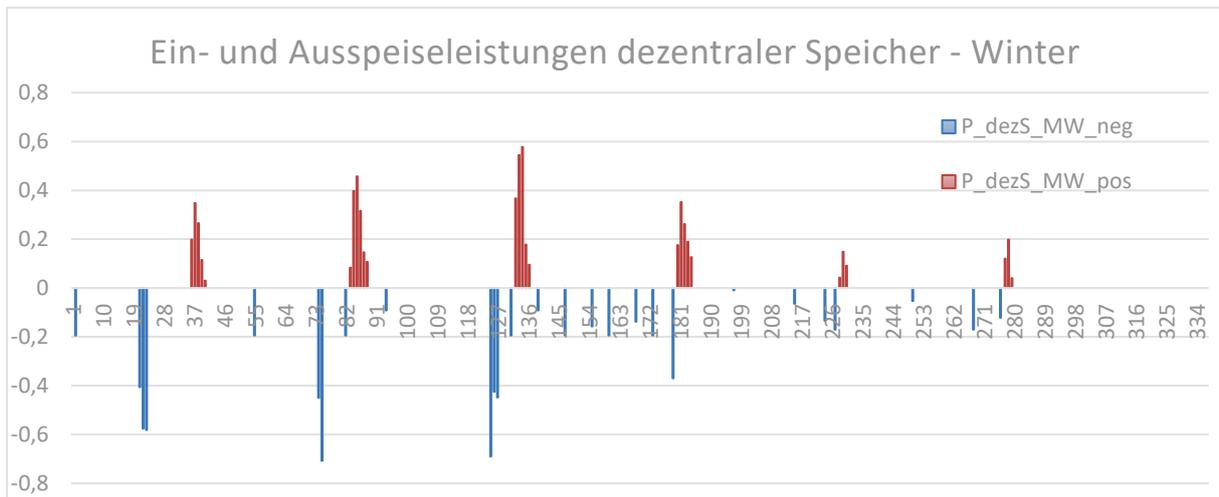


Abbildung 58: Ein- und Ausspeiseleistungen (in blau bzw. rot) dezentraler Speicher für die repräsentative Winterwoche

In der Tabelle 34 wird das Szenario H10\_2, die Endkundensicht mit 40% Elektromobilitätsanteil inkl. aller verfügbaren Maßnahmen und dem BHKW-Ausbau, ausgewertet. In der gleichen Tabelle werden zudem die Ergebnisse des gleichen Szenarios ohne Elektromobilitätsanteil gegenübergestellt (Szenario H9\_2).

Der Eigenverbrauch der PV Erzeugung steigt durch den erhöhten Energiebedarf durch Elektromobilität. Der Bedarf an dezentralen Speicher sinkt, dafür erhöht sich der Einsatz von BHKWs und DSM. Es ist daher von einer besseren Verbrauchs-Erzeugungskorrelation mit diesen zwei Maßnahmen und der Elektromobilität auszugehen. In der Wärmebereitstellung verschieben sich die Verhältnisse leicht von dem Einsatz von Wärmepumpen zum BHKW, da dieser durch die gesteigerte Stromproduktion auch mehr Wärme generiert.

Tabelle 34: Optimierungsergebnisse für die Szenarien H10\_2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den Szenarien H9\_2

Strom	Einheit	luG H10-2	luG H9-2	Symb H10-2	Symb H9-2	Wärme	Einheit	luG H10-2	luG H9-2	Symb H10-2	Symb H9-2
elektrische Last						thermische Last					
E Last	MWh	75315	65494	55926	46104	E Last	MWh	142703	142703	118613	118613
P Last max	MW	15	11	12	8	P Last max	MW	42	42	37	37
Import/Export über Slack						Import/Export					
E Import	MWh	-38864	-32233	-30687	-24104	E Gas Import	MWh	106588	107489	98492	99599
E Export	MWh	9292	10276	10670	11836	Fernwärme					
PV						E Fernwärme	MWh	1787	1787	1787	1787
E PV Jahr	MWh	26929	26929	24838	24838	BHKW					
P PV max	MW	20	20	18	18	E BHKW therm.	MWh	21349	19663	12460	10811
BHKW						P BHKW therm.	MW	3,8	3,4	2,7	2,3
E BHKW elektr.	MWh	24124	22219	14080	12216	Wärmespeicher					
P BHKW elektr.	MW	4,3	3,9	3,1	2,6	E heatS (installiert)	MW	28,5	27,1	2,7	3,0
dezent. Speicher						P heatS (installiert)	MWh	3,1	3,1	1,1	1,1
E dezS (installiert)	MWh	0,8	1,5	0,8	1,5	E heatS (eingespeichert)	MWh	999	980	566	576
P dezS (installiert)	MW	0,5	0,8	0,5	0,8	Wärmepumpe					
E dezS (eingespeichert)	MWh	304,4	487,3	309,9	502,6	E WP (installiert)	MWh	18415	19242	10853	11452
Abregelung Niederspannung						P WP (installiert)	MW	3	3	2	2
E abgeregelt	MWh	53,4	63,4	55,9	65,3	Kennzahlen					
P max abgeregelt	MW	0,7	0,9	0,7	0,9	Wärmedeckung Strom		13%	13%	9%	10%
Kennzahlen						Wärmedeckung BHKW		15%	14%	11%	9%
Eigenverbrauch von PV		65%	62%	57%	52%	Wärmedeckung Gas		71%	72%	79%	80%
Eigenverbrauch PV+BHKW		79%	79%	68%	68%	Wärmedeckung Müll		1%	1%	2%	2%
Autakiegrad PV (energ.)		22%	23%	24%	26%						
Autakiegrad PV+WP+P2H (energ.)		55%	55%	51%	51%						
PV Abregelung/Erzeugung		0%	0%	0%	0%						
Abregelung/Gesamterzeugung		0%	0%	0%	0%						
DSM											
EDSM Industrie	MWh	6,7	6,8	0,0	0,0						
EDSM Haushalte u. Gewerbe	MWh	452,4	343,0	428,3	312,3						
Power to Wasserstoff											
P P2H installiert elektr.	MW	0,14	0,15	0,00	0						
E H2 erzeugt	MWh	201,6	224,03	0,0	0						
E H2 eingespeist	MWh	151,2	168,02	0,0	0						
E H2 verkauft	MWh	50,4	56,01	0,0	0						

Aus Gemeindesicht stehen wieder die Import- und Exportbilanz zu den übergeordneten Energienetzebenen im Vordergrund. Die Szenarien G10\_2 entsprechen wieder Fälle mit 40%igem Elektromobilitätsanteil. Tabelle 35 zeigt die dazu passenden Optimierungsergebnisse. Hier zeigt sich ein ähnliches Bild wie in der Endkundensicht hinsichtlich der Auswirkung durch Elektromobilität auf die Veränderungen des Speicher- und Umwandlungsenergieeinsatzes. Der Eigenverbrauch steigt, die abgeregelt Energie sinkt und BHKWs werden an den 6 gewählten Standorten weiter ausgebaut. Dadurch sinkt der Bedarf an Wärmepumpen für die Wärmebereitstellung.

Tabelle 35: Optimierungsergebnisse für die Szenarien G10\_2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den Szenarien G9\_2

Strom	Einheit	luG G10-2	luG G9-2	Symb G10-2	Symb G9-2
<b>elektrische Last</b>					
E Last	MWh	75315	65494	55926	46104
P Last max	MW	15	11	12	8
<b>Import/Export über Slack</b>					
E Import	MWh	-52097	-46286	-43639	-37246
E Export	MWh	6596	7524	8377	9597
<b>PV</b>					
EPV Jahr	MWh	26929	26929	24838	24838
P PV max	MW	20	20	18	18
<b>BHKW</b>					
EBHKW elektr.	MWh	22508	20729	12778	11269
P BHKW elektr.	MW	4,0	3,6	2,8	2,4
<b>dezent. Speicher</b>					
E dezS (installiert)	MWh	0,1	0,2	0,0	0,2
P dezS (installiert)	MW	0,1	0,1	0,1	0,1
E dezS (eingespeichert)	MWh	38,8	67,7	30,1	67,2
<b>Abregelung Niederspannung</b>					
E abgeregelt	MWh	87,0	168,0	92,0	173,3
P max abgeregelt	MW	1,0	1,2	1,0	1,3
<b>Kennzahlen</b>					
Eigenverbrauch von PV		75%	71%	66%	61%
Eigenverbrauch PV+BHKW		84%	84%	73%	73%
Autakiegrad PV (energ.)		21%	22%	22%	24%
Autakiegrad PV+WP+PZH (energ.)		46%	46%	41%	41%
PV Abregelung/Erzeugung		0%	1%	0%	1%
Abregelung/Gesamterzeugung		0%	0%	0%	0%
<b>DSM</b>					
EDSM Industrie	MWh	16,2	16,2	0,0	0,0
EDSM Haushalte u. Gewerbe	MWh	515,3	398,9	472,4	361,0

Wärme	Einheit	luG G10-2	luG G9-2	Symb G10-2	Symb G9-2
<b>thermische Last</b>					
E Last	MWh	142703	142703	118613	118613
P Last max	MW	42	42	37	37
<b>Import/Export</b>					
E Gas Import	MWh	50395	47271	44594	43603
<b>Fernwärme</b>					
E Fernwaerme	MWh	1787	1787	1787	1787
<b>BHKW</b>					
E BHKW therm.	MWh	19919	18344	11308	9972
P BHKW therm.	MW	3,6	3,2	2,4	2,1
<b>Wärmespeicher</b>					
E heatS (installiert)	MW	36,9	40,4	14,6	14,6
P heatS (installiert)	MWh	4,2	3,3	1,0	1,0
E heatS (eingespeichert)	MWh	1207	1304	618	641
<b>Wärmepumpe</b>					
E WP (installiert)	MWh	73246	77800	63215	65495
P WP (installiert)	MW	14	15	13	14
<b>Kennzahlen</b>					
Wärmedeckung Strom		51%	55%	53%	55%
Wärmedeckung BHKW		14%	13%	10%	8%
Wärmedeckung Gas		34%	31%	36%	35%
Wärmedeckung Müll		1%	1%	2%	2%

Auch in der bezugsminimalen Gemeinde sinkt der Anteil an dezentralen Speichern leicht, da hier ebenfalls von der Optimierung vermehrt auf DSM und BHKW für die Stromerzeugung zurückgegriffen wird. Die Ergebnisse dieser Szenarien sind in Tabelle 36 angeführt. Durch die gestiegene Stromproduktion des BHKW sowie eines vermehrten Einsatzes des Wärmespeichers gibt es eine leichte Verschiebung der Wärmedeckung auf Kosten der Einsatzdauer der Wärmepumpen, nicht jedoch auf deren installierte Leistung.

Tabelle 36: Optimierungsergebnisse für die Szenarien B10\_2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den Szenarien B9\_2

Strom	Einheit	luG B10-2	luG B9-2	Symb B10-2	Symb B9-2
<b>elektrische Last</b>					
E Last	MWh	75315	65494	55926	46104
P Last max	MW	15	11	12	8
<b>Import/Export über Slack</b>					
E Import	MWh	-53910	-47008	-42759	-35958
E Export	MWh	0	0	0	0
<b>PV</b>					
EPV Jahr	MWh	26929	26929	24838	24838
P PV max	MW	20	20	18	18
<b>BHKW</b>					
EBHKW elektr.	MWh	26902	24544	16829	14494
P BHKW elektr.	MW	5,9	5,5	4,5	3,9
<b>dezent. Speicher</b>					
E dezS (installiert)	MWh	129,9	116,5	134,6	134,7
P dezS (installiert)	MW	157,0	156,0	165,7	164,7
E dezS (eingespeichert)	MWh	10178,9	10292,4	11586,8	12093,2
<b>Abregelung Niederspannung</b>					
E abgeregelt	MWh	0,0	0,0	0,0	0,0
P max abgeregelt	MW	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Kennzahlen</b>					
Eigenverbrauch von PV		100%	100%	100%	100%
Eigenverbrauch PV+BHKW		100%	100%	100%	100%
Autakiegrad PV (energ.)		25%	28%	30%	34%
Autakiegrad PV+WP+PZH (energ.)		53%	53%	53%	53%
PV Abregelung/Erzeugung		0%	0%	0%	0%
Abregelung/Gesamterzeugung		0%	0%	0%	0%
<b>DSM</b>					
EDSM Industrie	MWh	14,0	15,5	0,0	0,0
EDSM Haushalte u. Gewerbe	MWh	611,4	445,4	488,1	310,6

Wärme	Einheit	luG B10-2	luG B9-2	Symb B10-2	Symb B9-2
<b>thermische Last</b>					
E Last	MWh	142703	142703	118613	118613
P Last max	MW	42	42	37	37
<b>Import/Export</b>					
E Gas Import	MWh	0	0	0	0
<b>Fernwärme</b>					
E Fernwaerme	MWh	1787	1787	1787	1787
<b>BHKW</b>					
E BHKW therm.	MWh	23807	21720	14893	12827
P BHKW therm.	MW	5,2	4,9	4,0	3,4
<b>Wärmespeicher</b>					
E heatS (installiert)	MW	19,3	21,7	10,0	24,8
P heatS (installiert)	MWh	7,4	7,9	4,3	4,9
E heatS (eingespeichert)	MWh	2356	2675	938	1255
<b>Wärmepumpe</b>					
E WP (installiert)	MWh	117344	119461	102027	104129
P WP (installiert)	MW	32	31	29	29
<b>Kennzahlen</b>					
Wärmedeckung Strom		82%	84%	86%	88%
Wärmedeckung BHKW		17%	15%	13%	11%
Wärmedeckung Gas		0%	0%	0%	0%
Wärmedeckung Müll		1%	1%	2%	2%

## 7.5.2 Durchdringung 100% (Szenarien 8\_2 und 11\_2)

In der technischen Betrachtung entstehen bei einer 100%igen Elektromobilitätsdurchdringung Auslastungen elektrischer Leitungen und Ortsnetztransformatoren, die über dem erlaubten thermischen Auslastungswert von 60% für Leitungen und über 100% für Ortsnetztransformatoren liegen. Beides sind Kriterien für die Installation von Speicher- und Umwandlungstechnologien. In Tabelle 37 sind die Optimierungsergebnisse der T8\_2 Szenarien mit den T2 Basisszenarien gegenübergestellt. Im Szenario T8\_2 wird kein DSM oder BHKW Ausbau berücksichtigt. In Tabelle 38 sind Optimierungsergebnisse unter Berücksichtigung von DSM und BHKW Ausbaumöglichkeiten (Szenario T11\_2) gegeben.

Tabelle 37: Optimierungsergebnisse für die Szenarien T8\_2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den T2 Basisszenarien

Strom	Einheit	luG T8-2	luG T2	Symb T8-2	Symb T2	Wärme	Einheit	luG T8-2	luG T2	Symb T8-2	Symb T2
<b>elektrische Last</b>						<b>thermische Last</b>					
E Last	MWh	93179	65494	73790	46104	E Last	MWh	142703	142703	118613	118613
P Last max	MW	22	11	19	8	P Last max	MW	42	42	37	37
<b>Import/Export über Slack</b>						<b>Import/Export</b>					
E Import	MWh	-65648	-41613	-56315	-32676	E Gas Import	MWh	142006	142086	122988	122988
E Export	MWh	5701	9350	7037	10996						
<b>PV</b>						<b>Fernwärme</b>					
E PV Jahr	MWh	26929	26929	24838	24838	E Fernwärme	MWh	1787	1787	1787	1787
P PV max	MW	20	20	18	18						
<b>BHKW</b>						<b>BHKW</b>					
E BHKW elektr.	MWh	6792	6705	0	0	E BHKW therm.	MWh	6010	5934	0	0
P BHKW elektr.	MW	0,9	0,9	0,0	0,0	P BHKW therm.	MW	0,8	0,8	0,0	0,0
<b>dezent. Speicher</b>						<b>Wärmespeicher</b>					
E dezS (installiert)	MWh	17,6	0,0	13,0	0,0	E heatS (installiert)	MW	3,6	3,6	0,8	0,8
P dezS (installiert)	MW	8,9	0,0	6,6	0,0	P heatS (installiert)	MWh	1,2	1,2	0,2	0,2
E dezS (eingespeichert)	MWh	2451,4	0,0	1632,8	0,0	E heatS (eingespeichert)	MWh	0	0	126	126
<b>Abregelung Niederspannung</b>						<b>Wärmepumpe</b>					
E abgeregelt	MWh	0,0	404,5	0,0	412,7	E WP (installiert)	MWh	0	0	0	0
P max abgeregelt	MW	0,0	1,5	0,0	1,6	P WP (installiert)	MW	0	0	0	0
<b>Kennzahlen</b>						<b>Kennzahlen</b>					
Eigenverbrauch von PV		79%	64%	72%	54%	Wärmedeckung Strom		0%	0%	0%	0%
Eigenverbrauch PV+BHKW		71%	71%	54%	54%	Wärmedeckung BHKW		4%	4%	0%	0%
Autakiegrad PV (energ.)		23%	26%	24%	29%	Wärmedeckung Gas		95%	95%	99%	99%
Autakiegrad PV+WP+P2H (energ.)		36%	36%	29%	29%	Wärmedeckung Müll		1%	1%	2%	2%
PV Abregelung/Erzeugung		0%	2%	0%	2%						
Abregelung/Gesamterzeugung		0%	1%	0%	2%						

Tabelle 38: Optimierungsergebnisse für die Szenarien T11\_2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den T2 Basisszenarien

Strom	Einheit	luG T11-2	luG T2	Symb T11-2	Symb T2	Wärme	Einheit	luG T11-2	luG T2	Symb T11-2	Symb T2
<b>elektrische Last</b>						<b>thermische Last</b>					
E Last	MWh	93179	65494	73790	46104	E Last	MWh	142703	142703	118613	118613
P Last max	MW	22	11	19	8	P Last max	MW	42	42	37	37
<b>Import/Export über Slack</b>						<b>Import/Export</b>					
E Import	MWh	-59892	-41613	-52792	-32676	E Gas Import	MWh	136285	142086	119526	122988
E Export	MWh	6338	9350	7368	10996						
<b>PV</b>						<b>Fernwärme</b>					
E PV Jahr	MWh	26929	26929	24838	24838	E Fernwärme	MWh	1787	1787	1787	1787
P PV max	MW	20	20	18	18						
<b>BHKW</b>						<b>BHKW</b>					
E BHKW elektr.	MWh	12934	6705	3716	0	E BHKW therm.	MWh	11446	5934	3288	0
P BHKW elektr.	MW	2,0	0,9	0,6	0,0	P BHKW therm.	MW	1,8	0,8	0,6	0,0
<b>dezentr. Speicher</b>						<b>Wärmespeicher</b>					
E dezS (installiert)	MWh	9,9	0,0	8,3	0,0	E heats (installiert)	MW	3,6	3,6	0,8	0,8
P dezS (installiert)	MW	5,2	0,0	4,4	0,0	P heats (installiert)	MWh	1,2	1,2	0,2	0,2
E dezS (eingespeichert)	MWh	1198,2	0,0	951,3	0,0	E heats (eingespeichert)	MWh	0	0	128	126
<b>Abregelung Niederspannung</b>						<b>Wärmepumpe</b>					
E abregelt	MWh	0,0	404,5	0,0	412,7	E WP (installiert)	MWh	0	0	0	0
P max abregelt	MW	0,0	1,5	0,0	1,6	P WP (installiert)	MW	0	0	0	0
<b>Kennzahlen</b>						<b>Kennzahlen</b>					
Eigenverbrauch von PV		76%	64%	70%	54%	Wärmedeckung Strom		0%	0%	0%	0%
Eigenverbrauch PV+BHKW		71%	71%	54%	54%	Wärmedeckung BHKW		8%	4%	3%	0%
Autakiegrad PV (energ.)		22%	26%	24%	29%	Wärmedeckung Gas		91%	95%	96%	99%
Autakiegrad PV+WP+P2H (energ.)		36%	36%	29%	29%	Wärmedeckung Müll		1%	1%	2%	2%
PV Abregelung/Erzeugung		0%	2%	0%	2%						
Abregelung/Gesamterzeugung		0%	1%	0%	2%						
<b>DSM</b>											
EDSM Industrie	MWh	1,2	0,0	0,0	0,0						
EDSM Haushalte u. Gewerbe	MWh	540,0	0,0	470,6	0,0						

Der Einsatz von DSM und BHKWs ermöglicht hier eine deutliche Reduktion der benötigten dezentralen Speicher, kann diese aber nicht vollständig ersetzen. Bei 100%igem Elektromobilitätsausbau wird keine PV Erzeugung mehr abgeregelt. Es kommt in allen repräsentativen Wochen zu Verletzungen der Leitungsauslastungsgrenze von 60%. Darüber hinaus werden insbesondere im Winter einige ONTs über 100% ausgelastet (siehe Abbildung 59), wodurch ebenfalls elektrische Speicher zum Einsatz kommen.

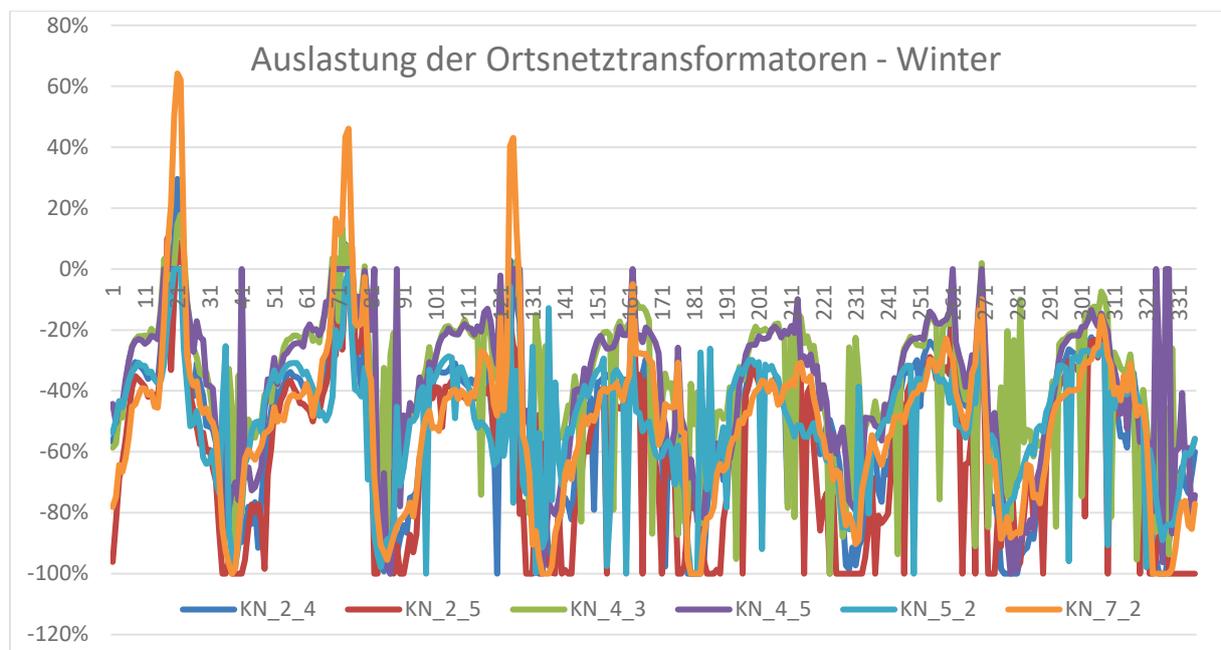


Abbildung 59: Auslastung von Ortsnetztransformatoren an ausgewählten Knoten für das Szenario T8\_2; positiv Werte: Energiefluss von Mittelspannung zu Niederspannungsseite

Aus Endkundensicht kommt es zu einem weiteren Ausbau von BHKWs, deren installierte Leistung insgesamt von 3,9 MW auf 5,4 MW ansteigt. DSM kommt ebenfalls vermehrt zum Einsatz, obwohl die benötigten Leistungen etwas geringer ausfallen. Der Eigenverbrauch von PV-Erzeugung steigt auf 75% im Vergleich zu 62% (gleiches Szenario ohne Elektromobilitätssteigerung (Variante „Symbiose-4-luG“)). Power-to-Wasserstoff wird etwas zurückgefahren, da der elektrische Eigenverbrauch am Knoten auch hier im Vordergrund steht. In der Wärmebereitstellung ist eine Verschiebung in Richtung BHKWs zu erkennen, die auf den gesteigerten Einsatz für die Stromgewinnung zurückzuführen ist.

Tabelle 39: Optimierungsergebnisse für die Szenarien H11\_2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den Szenarien H9\_2 (ohne E-Mobilitätsanteil)

Strom	Einheit	luG H11-2	luG H9-2	Symb H11-2	Symb H9-2	Wärme	Einheit	luG H11-2	luG H9-2	Symb H11-2	Symb H9-2
<b>elektrische Last</b>						<b>thermische Last</b>					
E Last	MWh	93179	65494	73790	46104	E Last	MWh	142703	142703	118613	118613
P Last max	MW	22	11	19	8	P Last max	MW	42	42	37	37
<b>Import/Export über Slack</b>						<b>Import/Export</b>					
E Import	MWh	-49767	-32233	-41853	-24104	E Gas Import	MWh	106899	107489	98726	99599
E Export	MWh	6752	10276	8227	11836	<b>Fernwärme</b>					
<b>PV</b>						<b>BHKW</b>					
EPV Jahr	MWh	26929	26929	24838	24838	E BHKW elektr.	MWh	27771	22219	17570	12216
P PV max	MW	20	20	18	18	P BHKW elektr.	MW	5,4	3,9	4,1	2,6
<b>BHKW</b>						<b>dezentr. Speicher</b>					
E BHKW elektr.	MWh	27771	22219	17570	12216	E dezS (installiert)	MWh	5,2	1,5	3,8	1,5
P BHKW elektr.	MW	5,4	3,9	4,1	2,6	P dezS (installiert)	MW	3,2	0,8	2,6	0,8
<b>dezentr. Speicher</b>						<b>Abregelung Niederspannung</b>					
E dezS (installiert)	MWh	5,2	1,5	3,8	1,5	E abgeregelt	MWh	0,0	63,4	0,0	65,3
P dezS (installiert)	MW	3,2	0,8	2,6	0,8	P max abgeregelt	MW	0,0	0,9	0,0	0,9
E dezS (eingespeichert)	MWh	1775,4	487,3	1266,3	502,6	<b>Kennzahlen</b>					
<b>Abregelung Niederspannung</b>						<b>Eigenverbrauch von PV</b>					
E abgeregelt	MWh	0,0	63,4	0,0	65,3			75%	62%	67%	52%
P max abgeregelt	MW	0,0	0,9	0,0	0,9			79%	79%	68%	68%
<b>Kennzahlen</b>						<b>Autakiegrad PV (energ.)</b>					
Eigenverbrauch von PV								21%	23%	22%	26%
Eigenverbrauch PV+BHKW								55%	55%	51%	51%
Autakiegrad PV (energ.)								0%	0%	0%	0%
Autakiegrad PV+WP+P2H (energ.)								0%	0%	0%	0%
PV Abregelung/Erzeugung								0%	0%	0%	0%
Abregelung/Gesamterzeugung								0%	0%	0%	0%
<b>DSM</b>						<b>Power to Wasserstoff</b>					
EDSM Industrie	MWh	6,2	6,8	0,0	0,0	P P2H installiert elektr.	MW	0,11	0,15	0,00	0
EDSM Haushalte u. Gewerbe	MWh	739,3	343,0	701,7	312,3	E H2 erzeugt	MWh	161,6	224,03	0,0	0
<b>Power to Wasserstoff</b>						<b>E H2 eingespeist</b>					
P P2H installiert elektr.	MW	0,11	0,15	0,00	0	E H2 verkauft	MWh	40,4	56,01	0,0	0
E H2 erzeugt	MWh	161,6	224,03	0,0	0	<b>Wärmepumpe</b>					
E H2 eingespeist	MWh	121,2	168,02	0,0	0	E WWP (installiert)	MWh	14885	19242	7538	11452
E H2 verkauft	MWh	40,4	56,01	0,0	0	P WWP (installiert)	MW	2	3	1	2
<b>Wärmepumpe</b>						<b>Kennzahlen</b>					
<b>Kennzahlen</b>						<b>Wärmedeckung Strom</b>					
<b>Wärmedeckung Strom</b>						10%					
<b>Wärmedeckung BHKW</b>						17%					
<b>Wärmedeckung Gas</b>						71%					
<b>Wärmedeckung Müll</b>						1%					

Aus Gemeindesicht ist ebenfalls ein starker Anstieg dezentraler Speicher zu erkennen. War bei 40%igem Elektromobilitätsausbau noch ein leichter Rückgang an dezentralen Speichern sichtbar, so werden hier die Speicher zur Einhaltung der Netznebenbedingungen benötigt. Da der weitere Ausbau zusätzlicher elektrischer Lasten, in diesem Fall der Wärmepumpen, durch die thermischen Grenzen des elektrischen Netzes begrenzt ist, ist bei der Wärmebereitstellung eine Rückkehr zum Gasimport zu erkennen.

Tabelle 40: Optimierungsergebnisse für die Szenarien G11\_2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den Szenarien G9\_2

Strom	Einheit	luG G11-2	luG G9-2	Symb G11-2	Symb G9-2	Wärme	Einheit	luG G11-2	luG G9-2	Symb G11-2	Symb G9-2
<b>elektrische Last</b>						<b>thermische Last</b>					
E Last	MWh	93179	65494	73790	46104	E Last	MWh	142703	142703	118613	118613
P Last max	MW	22	11	19	8	P Last max	MW	42	42	37	37
<b>Import/Export über Slack</b>						<b>Import/Export</b>					
E Import	MWh	-59690	-46286	-51548	-37246	E Gas Import	MWh	66995	47271	60177	43603
E Export	MWh	5019	7524	6484	9597	<b>Fernwärme</b>					
<b>PV</b>						<b>BHKW</b>					
EPV Jahr	MWh	26929	26929	24838	24838	EBHKW therm.	MWh	23200	18344	14283	9972
P PV max	MW	20	20	18	18	P BHKW therm.	MW	4,5	3,2	3,3	2,1
<b>BHKW</b>						<b>Wärmespeicher</b>					
EBHKW elektr.	MWh	26216	20729	16140	11269	E heatS (installiert)	MW	29,4	40,4	14,6	14,6
P BHKW elektr.	MW	5,1	3,6	3,8	2,4	P heatS (installiert)	MWh	3,5	3,3	0,9	1,0
<b>dezent. Speicher</b>						<b>E heatS (eingespeichert)</b>					
E dezS (installiert)	MWh	5,0	0,2	3,6	0,2	E heatS (eingespeichert)	MWh	1058	1304	517	641
P dezS (installiert)	MW	3,2	0,1	2,7	0,1	<b>Wärmepumpe</b>					
E dezS (eingespeichert)	MWh	1061,7	67,7	814,0	67,2	E WP (installiert)	MWh	54179	77800	45427	65495
<b>Abregelung Niederspannung</b>						<b>P WP (installiert)</b>					
E abgeregelt	MWh	0,0	168,0	0,2	173,3	E WP (installiert)	MW	11	15	9	14
P max abgeregelt	MW	0,0	1,2	0,0	1,3	<b>Kennzahlen</b>					
<b>Kennzahlen</b>						<b>Wärmedeckung Strom</b>					
Eigenverbrauch von PV		81%	71%	74%	61%		38%	55%	38%	55%	
Eigenverbrauch PV+BHKW		84%	84%	73%	73%	<b>Wärmedeckung BHKW</b>					
Autakiegrad PV (energ.)		20%	22%	21%	24%		16%	13%	12%	8%	
Autakiegrad PV+WP+P2H (energ.)		46%	46%	41%	41%	<b>Wärmedeckung Gas</b>					
PV Abregelung/Erzeugung		0%	1%	0%	1%		45%	31%	48%	35%	
Abregelung/Gesamterzeugung		0%	0%	0%	0%	<b>Wärmedeckung Müll</b>					
<b>DSM</b>							1%	1%	2%	2%	
EDSM Industrie	MWh	16,1	16,2	0,0	0,0	<b>Kennzahlen</b>					
EDSM Haushalte u. Gewerbe	MWh	862,4	398,9	820,9	361,0		78%	84%	81%	88%	

Aus Sicht einer bezugsminimalen Gemeinde steigt im Vergleich zur Gemeindeansicht wieder der Bedarf an dezentralen Speichern, jedoch wird auch vermehrt auf BHKWs gesetzt, die auf bis zu 8 MW<sub>el</sub> ausgebaut werden. Durch die hohe Auslastung der elektrischen Betriebsmittel muss für die Wärmebereitstellung wieder auf den Gasimport, aber auch nur zu einem geringen Anteil, zurückgegriffen werden. Demzufolge werden die Volllaststundenzahl der Wärmepumpen im Vergleich zum Szenario B9\_2 reduziert. Insgesamt geht hier die Wärmepumpennutzung um bis zu 8% zurück.

Tabelle 41: Optimierungsergebnisse für die Szenarien B11\_2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den Szenarien B9\_2

Strom	Einheit	luG B11-2	luG B9-2	Symb B11-2	Symb B9-2	Wärme	Einheit	luG B11-2	luG B9-2	Symb B11-2	Symb B9-2
<b>elektrische Last</b>						<b>thermische Last</b>					
E Last	MWh	93179	65494	73790	46104	E Last	MWh	142703	142703	118613	118613
P Last max	MW	22	11	19	8	P Last max	MW	42	42	37	37
<b>Import/Export über Slack</b>						<b>Import/Export</b>					
E Import	MWh	-65776	-47008	-54880	-35958	E Gas Import	MWh	5023	0	2285	0
E Export	MWh	0	0	0	0	<b>Fernwärme</b>					
<b>PV</b>						<b>BHKW</b>					
EPV Jahr	MWh	26929	26929	24838	24838	EBHKW therm.	MWh	27764	21720	18793	12827
P PV max	MW	20	20	18	18	P BHKW therm.	MW	7,0	4,9	5,7	3,4
<b>BHKW</b>						<b>Wärmespeicher</b>					
EBHKW elektr.	MWh	31374	24544	21236	14494	E heatS (installiert)	MW	3405,2	21,7	702,5	24,8
P BHKW elektr.	MW	8,0	5,5	6,4	3,9	P heatS (installiert)	MWh	16,7	7,9	4,6	4,9
<b>dezent. Speicher</b>						<b>E heatS (eingespeichert)</b>					
E dezS (installiert)	MWh	159,8	116,5	170,5	134,7	E heatS (eingespeichert)	MWh	4689	2675	1081	1255
P dezS (installiert)	MW	157,9	156,0	172,5	164,7	<b>Wärmepumpe</b>					
E dezS (eingespeichert)	MWh	11285,4	10292,4	12684,7	12093,2	E WP (installiert)	MWh	110795	119461	96370	104129
<b>Abregelung Niederspannung</b>						<b>P WP (installiert)</b>					
E abgeregelt	MWh	0,0	0,0	0,0	0,0	E WP (installiert)	MW	34	31	31	29
P max abgeregelt	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	<b>Kennzahlen</b>					
<b>Kennzahlen</b>						<b>Wärmedeckung Strom</b>					
Eigenverbrauch von PV		100%	100%	100%	100%		78%	84%	81%	88%	
Eigenverbrauch PV+BHKW		100%	100%	100%	100%	<b>Wärmedeckung BHKW</b>					
Autakiegrad PV (energ.)		22%	28%	25%	34%		19%	15%	16%	11%	
Autakiegrad PV+WP+P2H (energ.)		53%	53%	53%	53%	<b>Wärmedeckung Gas</b>					
PV Abregelung/Erzeugung		0%	0%	0%	0%		3%	0%	2%	0%	
Abregelung/Gesamterzeugung		0%	0%	0%	0%	<b>Wärmedeckung Müll</b>					
<b>DSM</b>							1%	1%	2%	2%	
EDSM Industrie	MWh	13,3	15,5	0,0	0,0	<b>Kennzahlen</b>					
EDSM Haushalte u. Gewerbe	MWh	917,4	445,4	841,8	310,6		78%	84%	81%	88%	

## 7.6 Vergleich unterschiedlicher Optimierungshorizonte

Die wichtigsten Unterschiede zwischen Jahresoptimierung und Optimierung von repräsentativen Wochenprofilen mit anschließender Hochrechnung sahen wie folgt aus:

- Energetisch gesehen sehr ähnliche Ergebnisse
- Installierte elektrische Leistungen und das E/P-Verhältnis der elektrischen Speicher unterscheiden sich nur geringfügig
- Größere Unterschiede sind beim Wärmespeicher erkennbar durch saisonale Prägung, auch weil die Optimierung mit charakteristischen Wochen, die Jahreszeit über einen Faktor abbildet und sich diese "resultierende Jahreszeit" doch deutlich über der realen Jahreszeit unterscheidet
- Wesentliche Aussagen zu den Kopplungen und Positionierungen der Speicher- und Umwandlungstechnologien in den Sektoren stimmen überein.
- Akkuratere Ergebnisse zur Speicherbewirtschaftung und dem Einsatz der Umwandlungstechnologien mit Jahresprofilen.

## 7.7 CO<sub>2</sub> - Emissionen unterschiedlicher Szenarien

Für das Deliverable D.5.3 wird das CO<sub>2</sub>-Reduktionspotenzial und der gemeinsame Nutzen für die städtische Region ermittelt. Dafür werden ausgewählte Optimierungsergebnisse analysiert und ein gemeinsamer Nutzen und CO<sub>2</sub>-Reduktionspotenzial unter Berücksichtigung der installierten Speicher- und Umwandlungstechnologien berechnet.

Die Emissionsfaktoren, deren die Rechnung zu Grunde liegen, basieren auf den „Stromkennzeichnungsbericht 2017“ [32], der von der E-Control auf deren Homepage veröffentlicht wird.

Diese betragen für

- BHKW (332 gCO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>)
- Fernwärme-Müllverbrennung (51,4 gCO<sub>2</sub>/kWh thermisch)
- Heizkraftwerk (180 gCO<sub>2</sub>/kWh thermisch)
- Stromimport (61 gCO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>)

Die Entwicklung der durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Stromerzeugung von 2012 bis 2017 sind in Abbildung 60 dargestellt. Die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen gingen von 67 g/kWh in 2016 auf 61 g/kWh im Jahr 2017 zurück. Im Jahr 2012 waren diese noch mit knapp unter 200 g/kWh zu verbuchen.

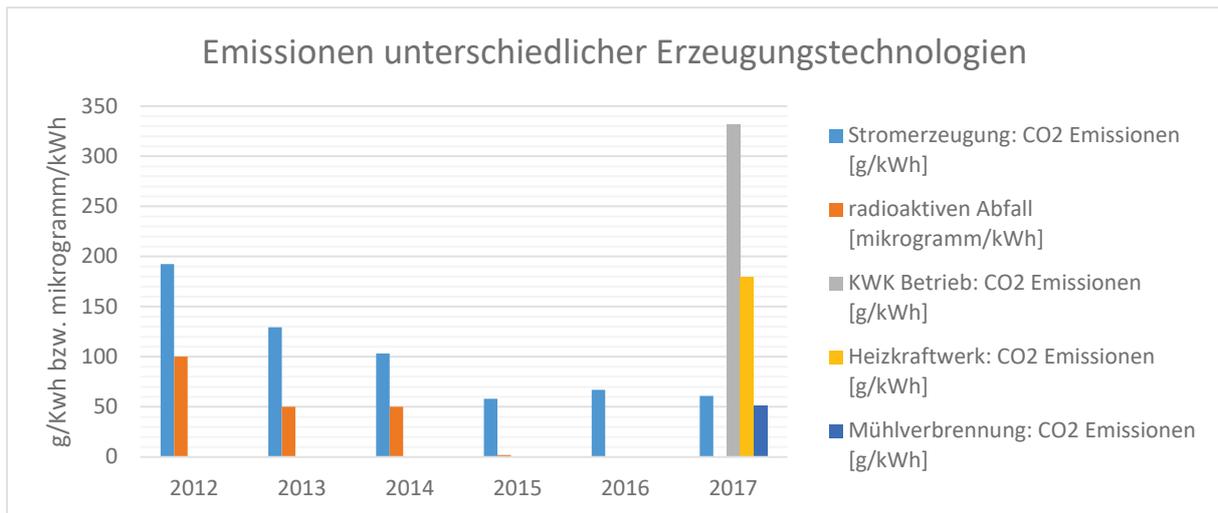


Abbildung 60: Entwicklung der durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen von 2012 bis 2017 basierend auf den Stromkennzeichnungsberichten 2012-2017 der E-Control.

Auf Grundlage dieser Faktoren wurde der CO<sub>2</sub>-Ausstoß für ausgewählte Szenarien der Variante „Symbiose-4-luG“ (ohne E-Mobilitätsausbau) berechnet. In Abbildung 61 sind für ausgewählte Szenarien die CO<sub>2</sub>-Emissionen in tCO<sub>2</sub>/Jahr bzw. in Prozent bezogen auf das T1-Szenario (Variante „Symbiose-4-luG“) berechnet. Aus technischer Sicht, ohne Maßnahmen zur Steigerung des Eigenverbrauchs in der Region betragen die jährlichen Emissionen über 30.000 tCO<sub>2</sub>. In der Endkundensichtweise kann bei Einsatz von dezentralen Speichern und DSM (Sz. H3\_3) der Ausstoß auf 88% reduziert werden. Betrachtet man jedoch die kostenoptimalere Variante mit Ausbau von BHKWs (Sz. H9\_2), werden die Emissionen lediglich um 5% gesenkt.

Aus Gemeindesicht wird der Import in die Region bepreist, wodurch der Eigenverbrauch weiter gesteigert werden kann. Im Basisszenario für die Gemeindesicht (Sz. G2) kann knapp 48% an CO<sub>2</sub>-Emissionen durch einen Einsatz von dezentralen Speichern eingespart werden. Mit DSM sogar um Bruchteile mehr. Aus kostenoptimalen Gesichtspunkten, ermöglicht durch den Einsatz weiterer Maßnahmen (Sz. G9\_2), wird eine Reduktion des Ausstoßes um 40% erreicht.

Letztlich wird in der bezugsminimalen Gemeinde im Basisszenario (Sz. B2) mit 77% Reduktion an CO<sub>2</sub>-Ausstoß am Meisten eingespart, wobei im Szenario B9\_2 (bei minimalsten Systemkosten) eine Verringerung um 63% erzielt werden kann.

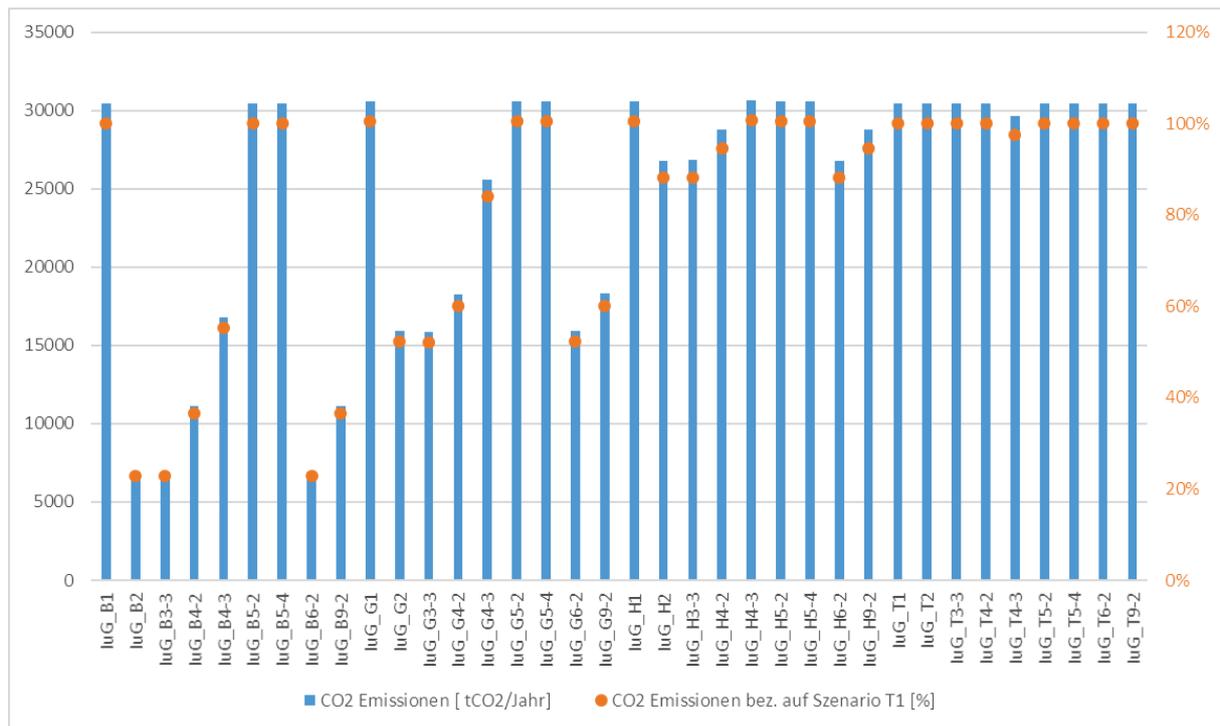


Abbildung 61: CO<sub>2</sub>- Emissionen für unterschiedliche Optimierungsszenarien in tCO<sub>2</sub>/Jahr bzw. in Prozent bezogen auf das Szenario T1 (technische Sicht ohne Maßnahmen und Elektromobilitätsausbau, Variante „Symbiose-4-luG“)

## 7.8 Vergleich der Optimierungsergebnisse über Kenngrößen

Nachfolgend wird ein Überblick und Vergleich ausgewählter Szenarien basierend auf unterschiedlichen Gesichtspunkten, wie Kosten, Strom- und Wärmebedarfsdeckung, PV-Eigenverbrauch sowie Importunabhängigkeit gegeben.

### 7.8.1 Strom- und Wärmebedarfsdeckung

In Abbildung 62 ist die Deckung des Strombedarfs für ausgewählte Szenarien mit und ohne Elektromobilitätsausbau dargestellt - jeweils bezogen auf den jeweiligen Gesamtstromverbrauch (Grundlast + Wärmepumpen + Elektrolyseur) und in Abbildung 63 bezogen auf den Verbrauch des Basisszenarios Sz\_T2. Die Szenarien unterscheiden sich im Ausbau der Elektromobilität (40% Ausbau in Sz. T7-2 und T10-2 bzw. 100% Ausbau der Sz. T8-2 und T11-2). Durch den steigenden Strombedarf der Elektromobilität sinkt der prozentuelle Anteil an Stromexporten bei gleichzeitigem Anstieg des Stromimports. Die Deckung des Strombedarfs durch PV Erzeugung sinkt bei diesen Szenarien mit Elektromobilität, da der Gesamtbedarf an elektrischer Energie steigt.

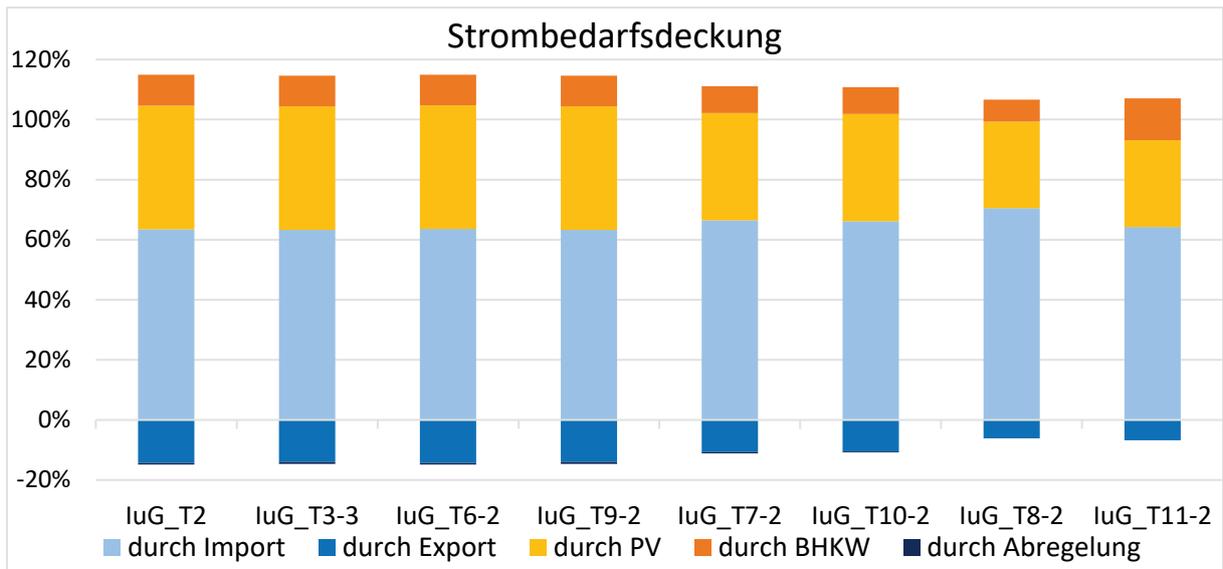


Abbildung 62: Strombedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der technischen Sicht bezogen auf den jeweiligen Stromverbrauch

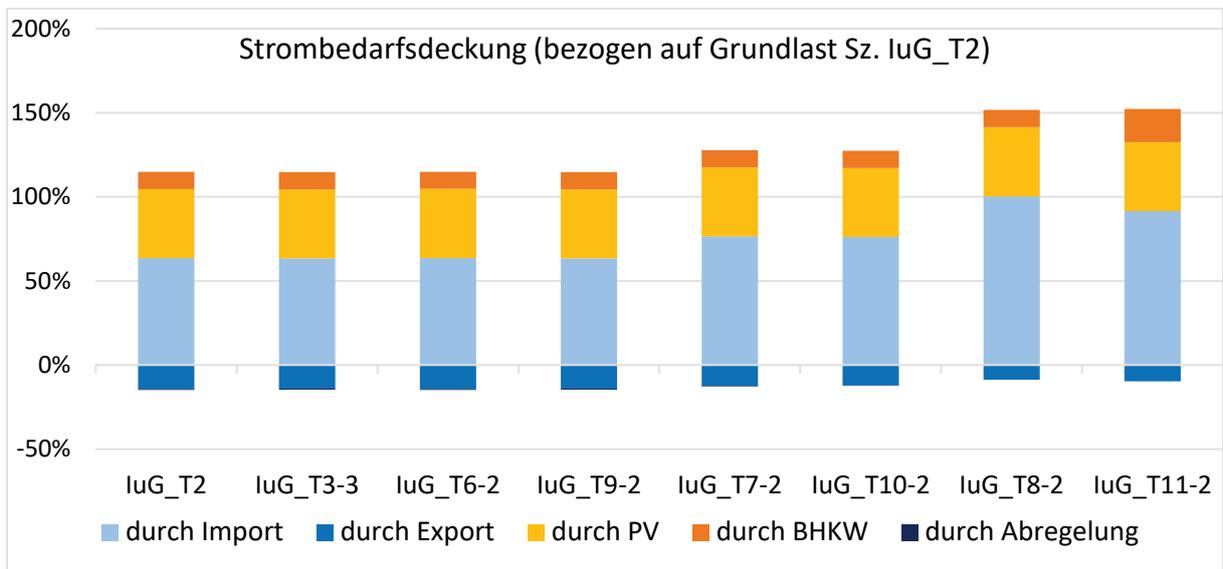


Abbildung 63: Strombedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der technischen Sicht bezogen auf das Szenario IuG\_T2

In Abbildung 64 ist die Wärmebedarfsdeckung für ausgewählte technische Sichtweisen dargestellt. Der Großteil der Wärme wird in allen Szenarien über das Heizwerk geliefert. Die Müllverbrennungsanlage und das Bestands-BHKW am Industriestandort liefern nur einen geringen Teil. In Szenario T11-2 (100% Elektromobilität) werden jedoch bereits zusätzlich BHKWs von 1,1 MW<sub>el</sub> installiert, um in Kombination mit den benötigten dezentralen Speichern die Netzauslastung und Netzverluste zu verringern.

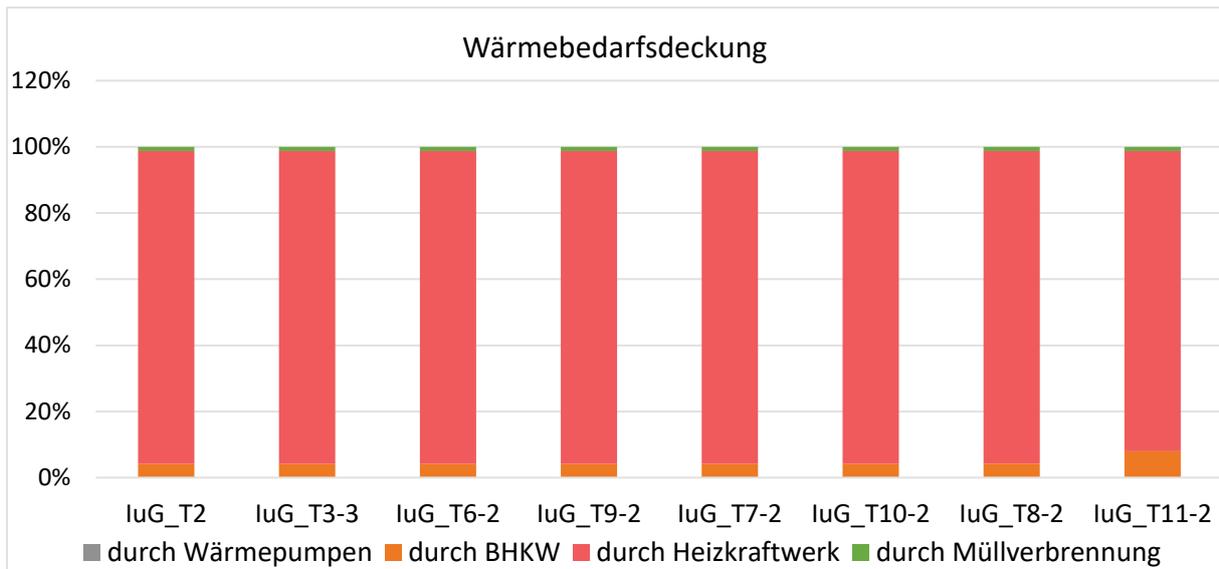


Abbildung 64: Wärmebedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der technischen Sicht

In der Endkundenansicht wird der Strombedarf (siehe Abbildung 65 und Abbildung 66) wieder aus dem Mix aus PV, BHKW und Import gedeckt, wobei der Export bereits abnimmt, da lokaler Eigenverbrauch in dieser Ansicht gefördert wird. Bei BHKW Ausbauszenarien (H9-2, H10-2, H11-2) wird darüber hinaus BHKWs für die Wärmebereitstellung installiert, die zusätzlich den Stromimport verringert.

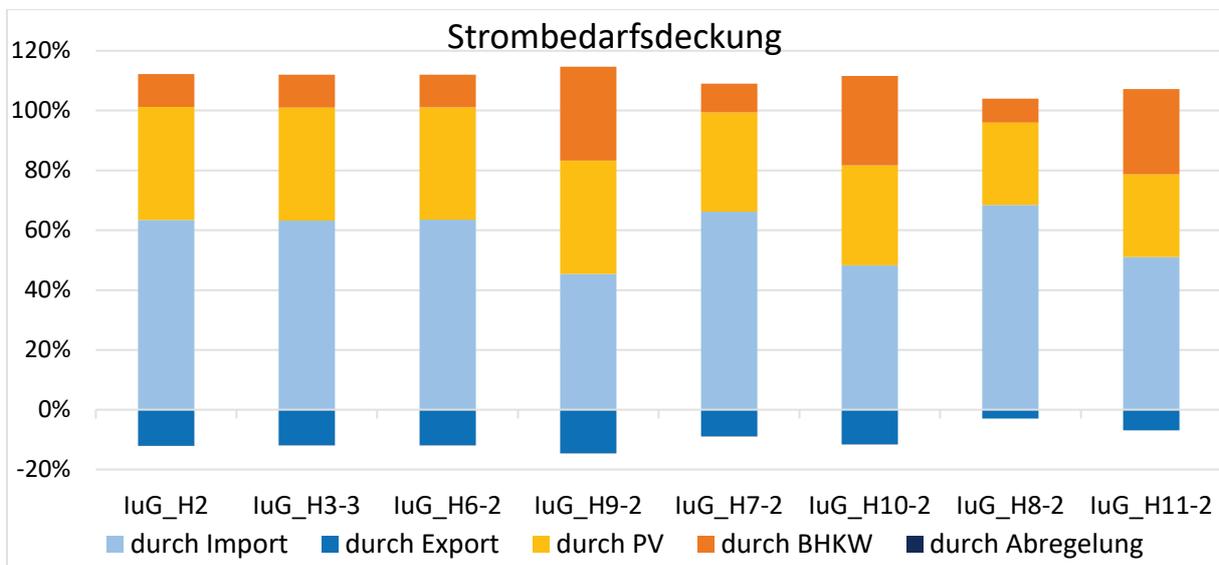


Abbildung 65: Strombedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der Endkundensicht bezogen auf den jeweiligen Stromverbrauch

Die Wärmebereitstellung unterscheidet sich bereits deutlicher von der technischen Sicht, da Wärmepumpen einen Anteil der Erzeugung von dem zentralen Heizwerk übernehmen und der BHKW bei Szenarien mit BHKW-Ausbau vermehrt zum Einsatz kommen. Ab der Variante H6\_2 gibt es auch einen geringen Anteil an Wasserstoff, welcher aber im Zehntelprozentbereich liegt (siehe Abbildung 67).

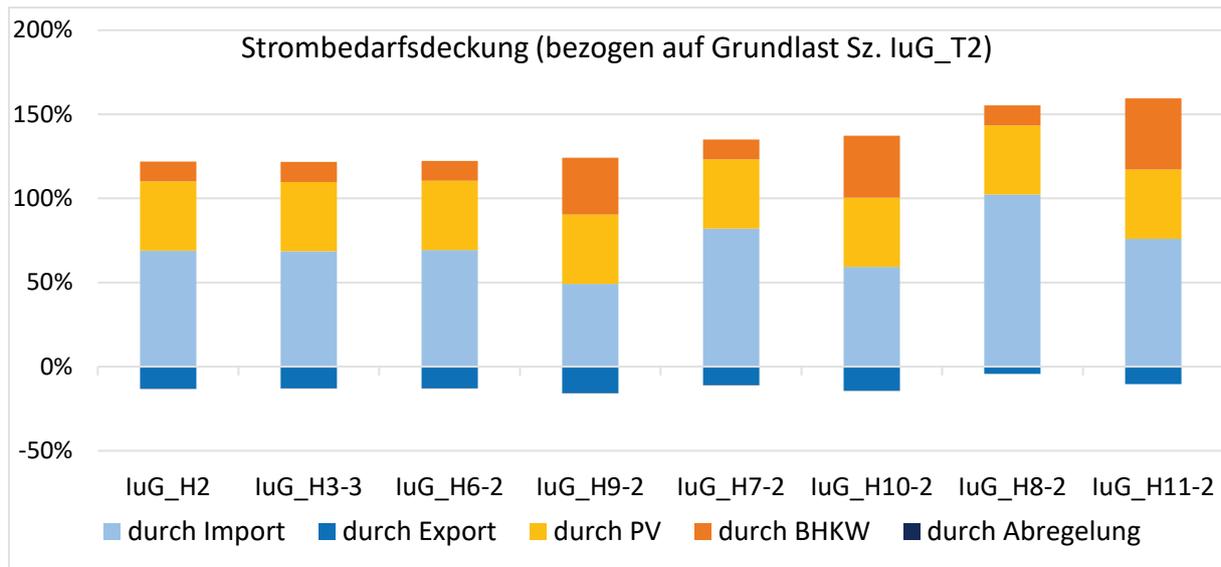


Abbildung 66: Strombedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der Endkundensicht bezogen auf das Szenario luG\_T2

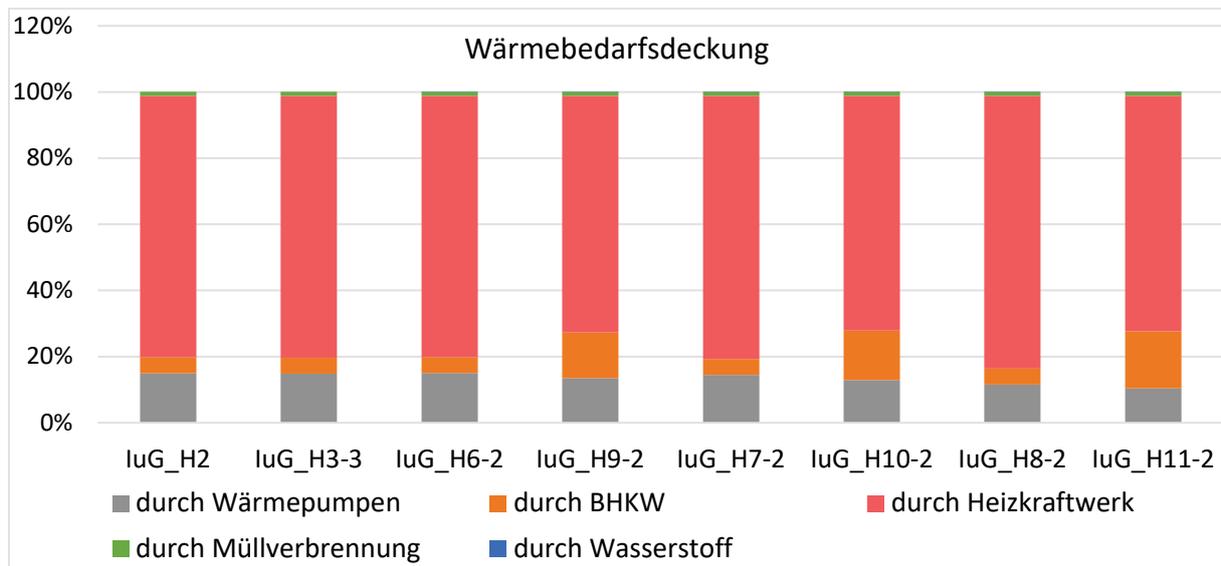


Abbildung 67: Wärmebedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der Endkundensicht

In der Gemeindesicht ist ein deutlicher Anstieg des Stromverbrauchs im Vergleich zur Endkundensicht ersichtlich (siehe Abbildung 68 und Abbildung 69), da die Installation von Wärmepumpen gefördert wird. Der Anstieg beträgt zwischen 9% und 25% je nachdem ob BHKW's ausgebaut werden dürfen (dies verringert wiederum die Installation von Wärmepumpen). Der Anteil der PV Erzeugung an dem Gesamtverbrauch nimmt ebenfalls ab. Auch der Stromexport geht zurück, wodurch der Eigenverbrauch der PV steigt.

In der Wärmebereitstellung steigt der Einsatz von Wärmepumpen, welche an jeden Lastknoten installiert werden. Bei erhöhten Elektromobilitätsausbau (Sz. G8-2 und G11-2) nimmt deren Anteil wieder stärker ab, da Netzauslastungen einen weiteren Einsatz verhindern (siehe Abbildung 70). Es setzt sich somit ein Mix aus BHKW, Wärmepumpe und Heizkraftwerk (durch Gasimport) in allen dargestellten Gemeindeszenarien durch.

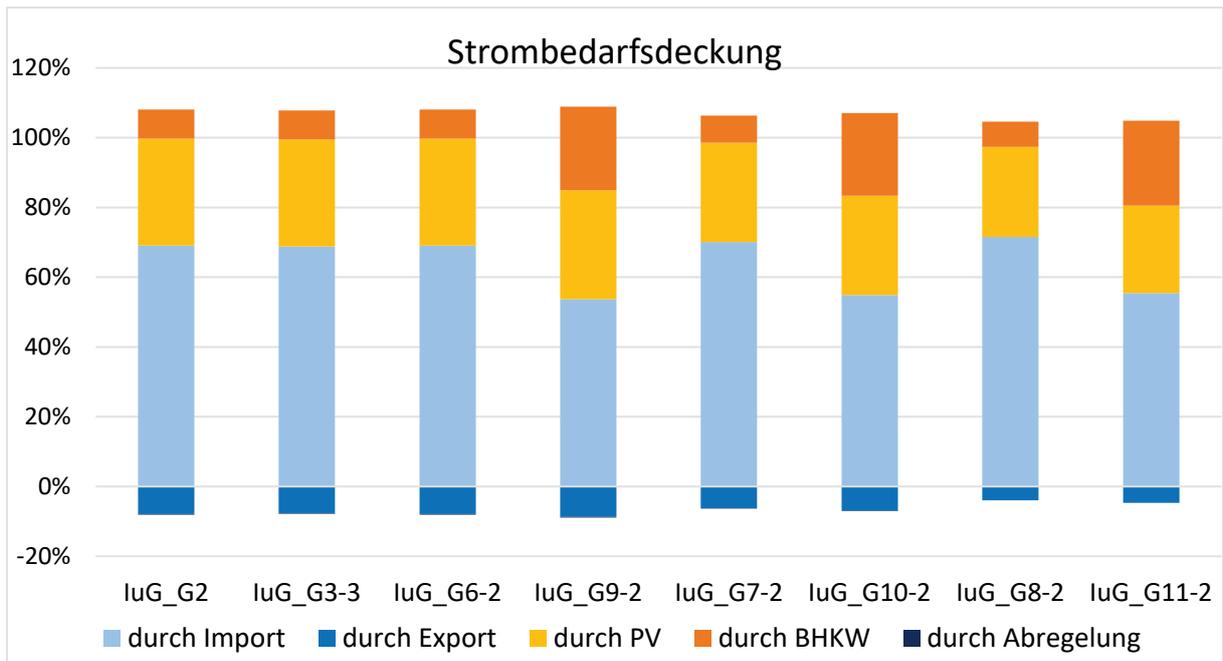


Abbildung 68: Strombedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der Gemeindegemeinschaft bezogen auf den jeweiligen Stromverbrauch

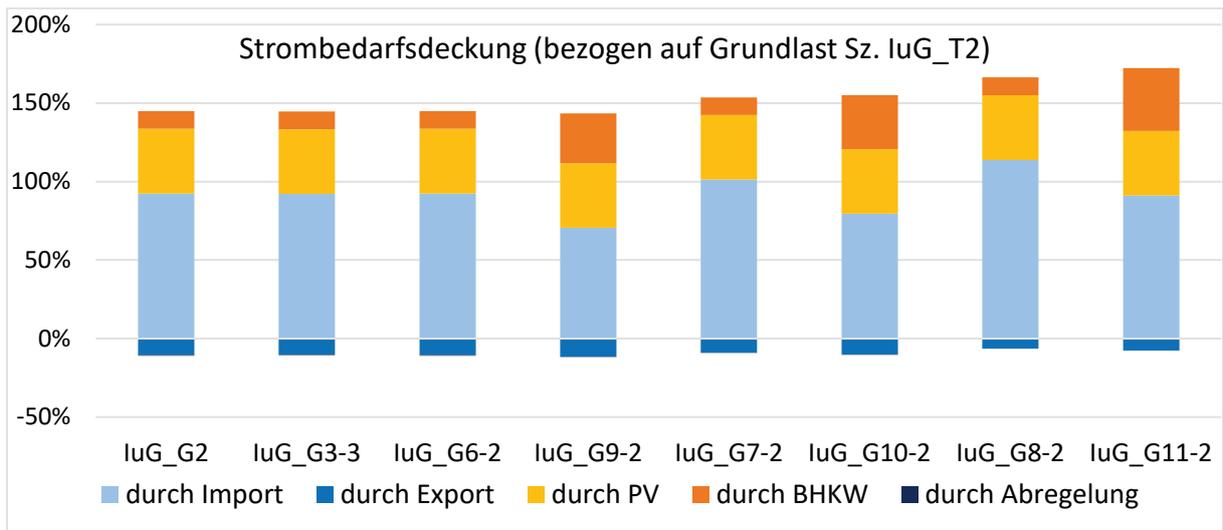


Abbildung 69: Strombedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der Gemeinde bezogen auf das Szenario luG\_T2

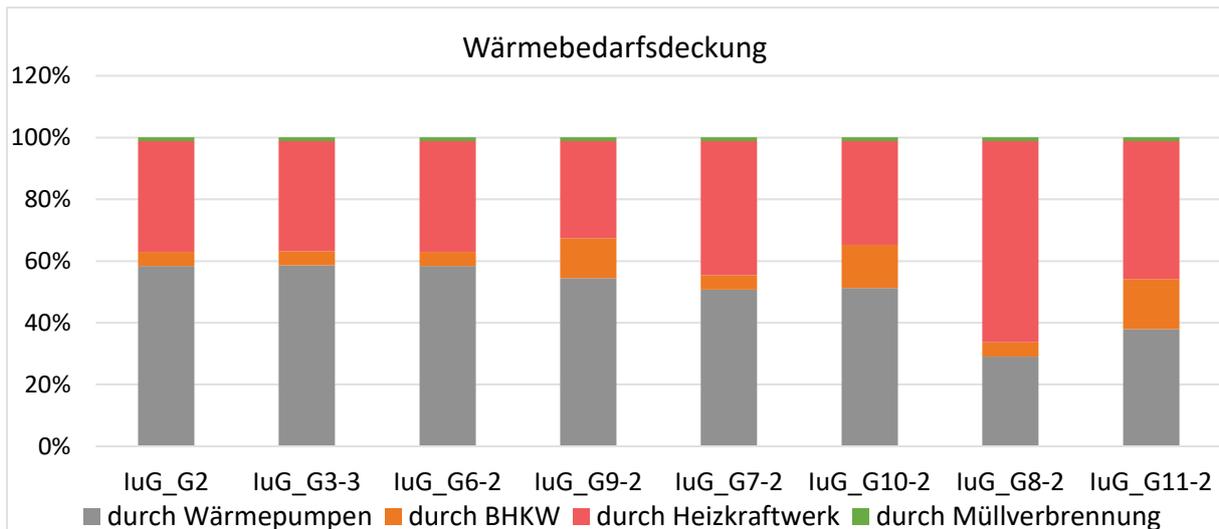


Abbildung 70: Wärmebedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der Gemeindegemeinschaft

Letztlich setzt die Optimierung in der bezugsminimalen Gemeindegemeinschaft stark auf den Einsatz von Wärmepumpen, wodurch der Stromverbrauch deutlich ansteigt. Dieser beträgt bereits in der Basisvariante luG\_B2 50% mehr als im Basisszenario T2. In Szenario B11-2 ist dieser bei knapp 190%. Prozentuell gesehen (

Abbildung 71: Strombedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der bezugsminimalen Gemeindegemeinschaft bezogen auf den jeweiligen Stromverbrauch

) unterscheiden sich die Szenarien nur aufgrund des Einsatzes des BHKW. In Abbildung 72 ist der Stromverbrauch bezogen auf luG\_T2 nochmals dargestellt.

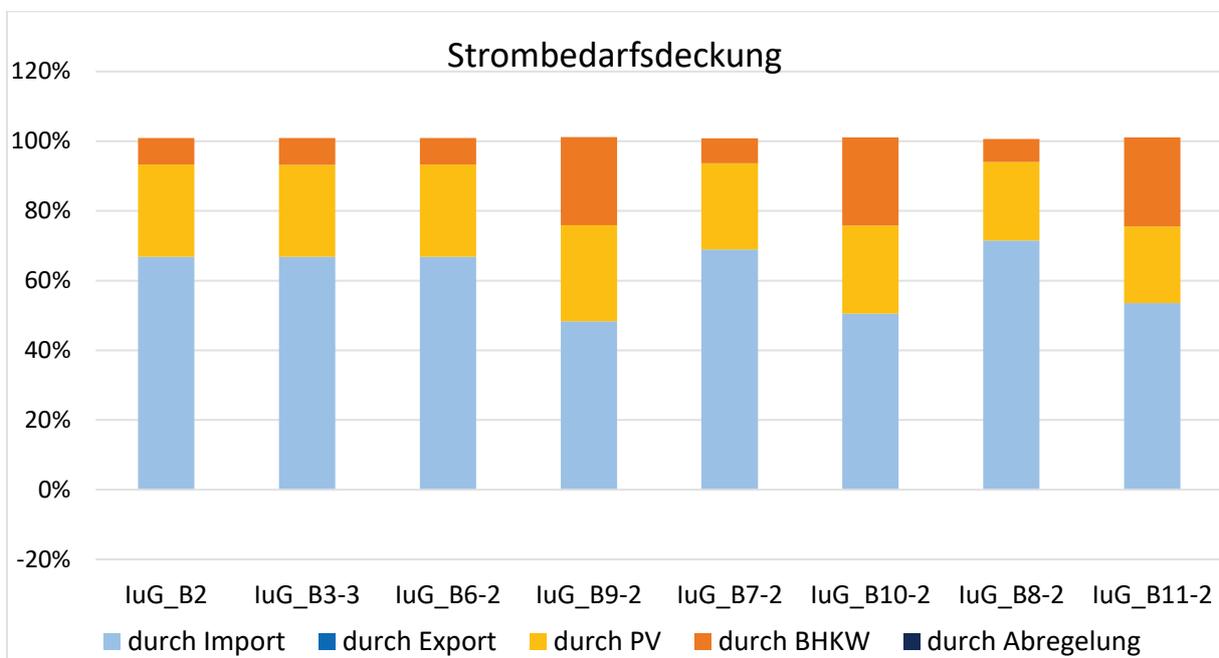


Abbildung 71: Strombedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der bezugsminimalen Gemeindegemeinschaft bezogen auf den jeweiligen Stromverbrauch

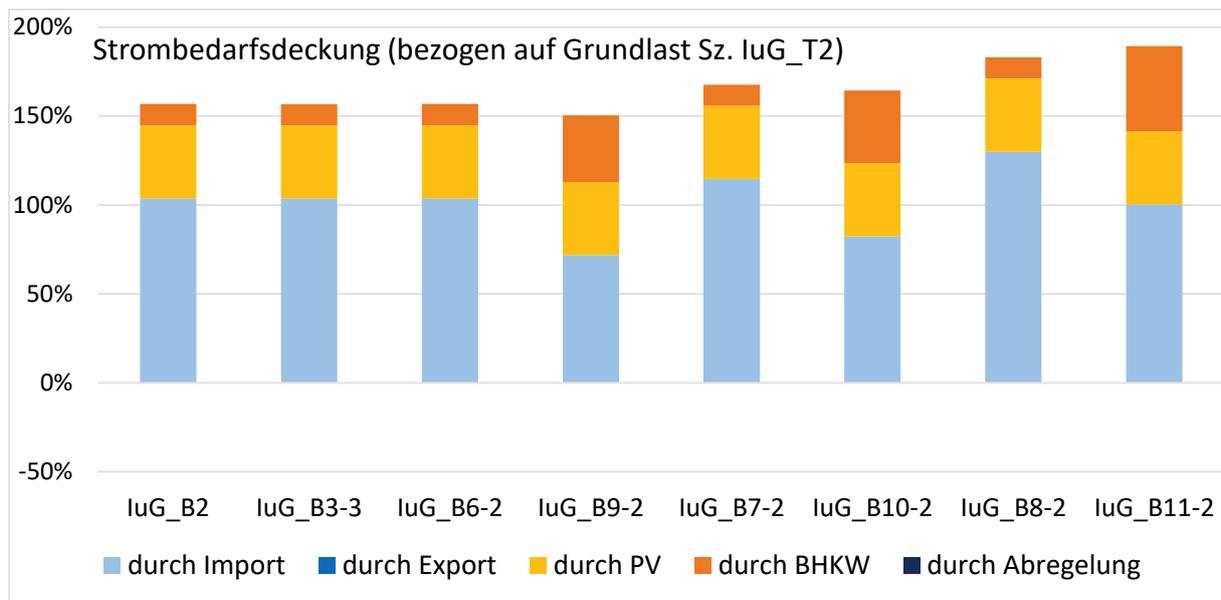


Abbildung 72: Strombedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der bezugsminimalen Gemeinde bezogen auf das Szenario luG\_T2

Für die Wärmedeckung in der bezugsminimalen Sicht werden bei Szenarien ohne Elektromobilitätsausbau zum überwiegenden Teil Wärmepumpen eingesetzt, die vom Bestands-BHKW und der Müllverbrennungsanlage ergänzt werden. Bei steigender Elektromobilität muss jedoch auf den Einsatz des Heizkraftwerks zurückgegriffen werden, da die elektrischen Netznebenbedingungen sonst nicht eingehalten werden können.

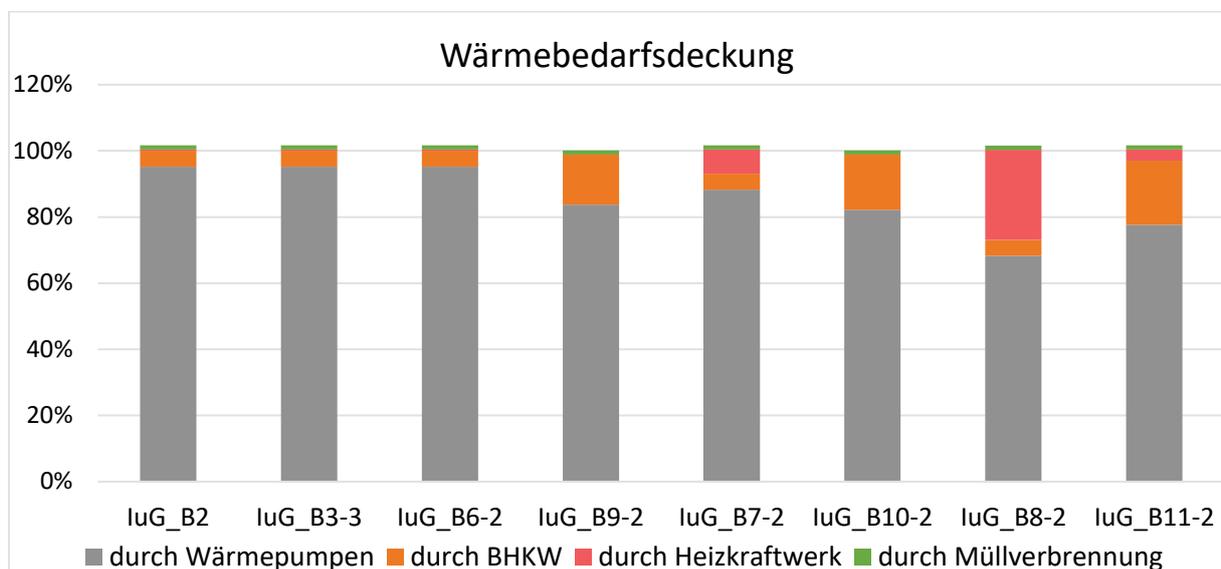


Abbildung 73: Wärmebedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der bezugsminimalen Gemeindegemeinschaft

## 7.8.2 Kostenvergleich

In Abbildung 74 sind die Kosten ausgewählter Szenarien dargestellt. Da die Kostenparameter und die Systemgrenzen der Bepreisung von Stakeholderansicht zu Stakeholderansicht verschieden sind, wurden die Kosten auf die jeweiligen Basisszenarien (T1, H1, G1, B1) bezogen und dürfen nicht zwischen den einzelnen Stakeholderansichten verglichen werden.

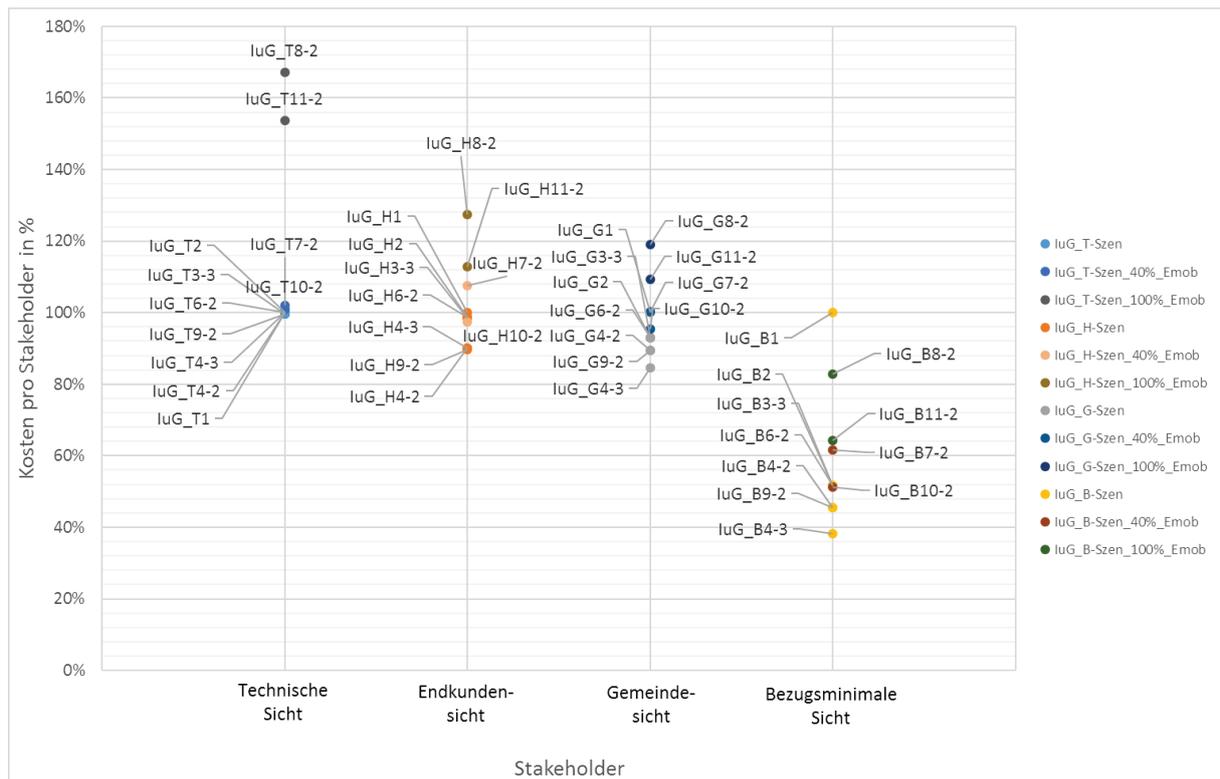


Abbildung 74: Kostenvergleich ausgewählter Szenarien (alle Variante „Symbiose-luG“) für unterschiedliche Stakeholderansichten; Kosten sind auf die jeweiligen Basisszenarien (T1, H1, G1, B1) bezogen

In der technischen Sichtweise liegen die Kosten der meisten Szenarien bei nahezu 100%. Bei erhöhter elektrischer Last durch E-Fahrzeuge steigen die Kosten wegen der benötigten elektrischen Speicher an.

In der Endkundensicht variieren die Systemkosten bereits etwas stärker, die günstigsten Szenarien sind immer mit einem Ausbaumix von Wärmepumpen, dezentralen Speicher und BHKWs verbunden. Szenario luG\_H4-3 als kostengünstigstes beinhaltet neben dem dezentralen BHKW Ausbau auch einen zusätzlichen Ausbau von BHKWs am Industriestandort. Zu beachten ist weiter, dass damit bis zu 10% der Systemkosten eingespart werden können.

Die Gemeindegemeinschaft zeigt ein ähnliches Gesamtergebnis, wobei die Kosten im Vergleich zum betreffenden Basisszenario nochmals weiter gesenkt werden können. Auch fällt der Kostenzuwachs durch Elektromobilität mit maximal 20% kleiner aus, also noch in der Endkundenansicht.

In der bezugsminimalen Gemeindegemeinschaft sind deutliche Systemkosteneinsparungen durch den systemübergreifenden Einsatz von Speicher- und Umwandlungstechnologien zu realisieren. Alle Szenarien liegen kostentechnisch unter dem Basisszenario, in dem hohe Importkosten veranschlagt sind. Letztlich können hier mehr als 60% an Kosten vermieden werden, insbesondere wie bereits erwähnt durch den erhöhten Einsatz von Wärmepumpen.

### 7.8.3 PV-Eigenverbrauch

Nachfolgend werden die Szenarien auf Basis von Kenngrößen analysiert, die Ausgaben über den Verbrauch der regionseigenen PV-Erzeugung und der damit verbundenen elektrischen Importunabhängigkeit geben sollen. Zur Berechnung werden der Eigenverbrauch und der Autarkiegrad wie folgt definiert:

(energetischer) Autarkiegrad: gibt an, welchen Anteil des Gesamtstromverbrauchs durch eigene Erzeugung gedeckt werden kann.

$$AG = \frac{E_{Erz} - E_{Export}}{E_{Verbrauch}} \cdot 100\%$$

(energetischer) Eigenverbrauchsanteil: gibt an, wieviel der PV-Erzeugung selbst in der Region verbraucht wird:

$$EV = \frac{E_{Erz} - E_{Export}}{E_{Erz}} \cdot 100\%$$

In Abbildung 75 ist der Eigenverbrauchsanteil und der Autarkiegrad der regionalen PV-Erzeugung für ausgewählte Szenarien (ohne Ausbau von Elektromobilität) dargestellt.

Die technischen Szenarien und die Basisszenarien der weiteren Stakeholderansichten liegen eng nebeneinander bei ca. 65% EV und 27% AG. Szenarien mit erhöhtem BHKW-Einsatz liegen im Autarkiegrad und Eigenverbrauch etwas schlechter, als Szenarien nur mit dezentralen Speicher. Zu sehen ist auch, dass Fälle der bezugsminimalen Gemeinde einen Eigenverbrauch von 100% haben und ebenfalls auch mit den besten Autarkiegrad aufweisen können. Mehr als 30% des Stromverbrauchs kann aber in Summe nicht mit der regionalen PV Erzeugung abgedeckt werden.

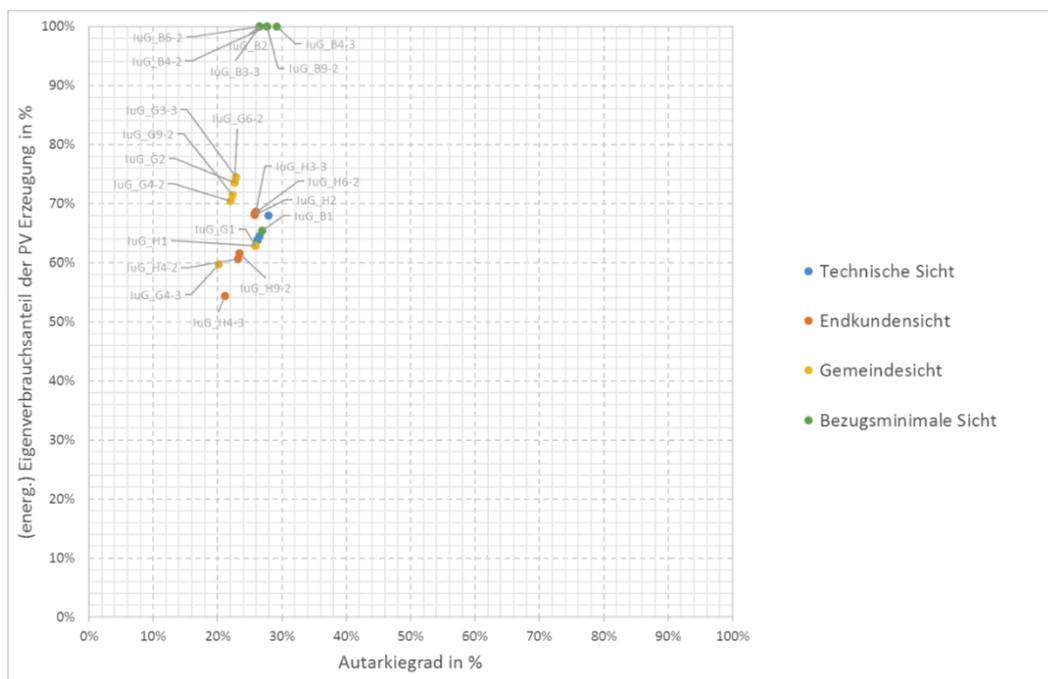


Abbildung 75: Eigenverbrauch der PV-Erzeugung und (elektrischer) Autarkiegrad ausgewählter Szenarien ohne Elektromobilität

Abbildung 76 zeigt Szenarien mit erhöhtem Elektromobilitätsaufkommen im Vergleich zu den oben angeführten Fällen. Durch den gestiegenen elektrischen Bedarf sinkt der AG um einige Prozentpunkte, während der Eigenverbrauch in den Szenarien Endkunde, Gemeinde und technische Sicht gesteigert werden kann.

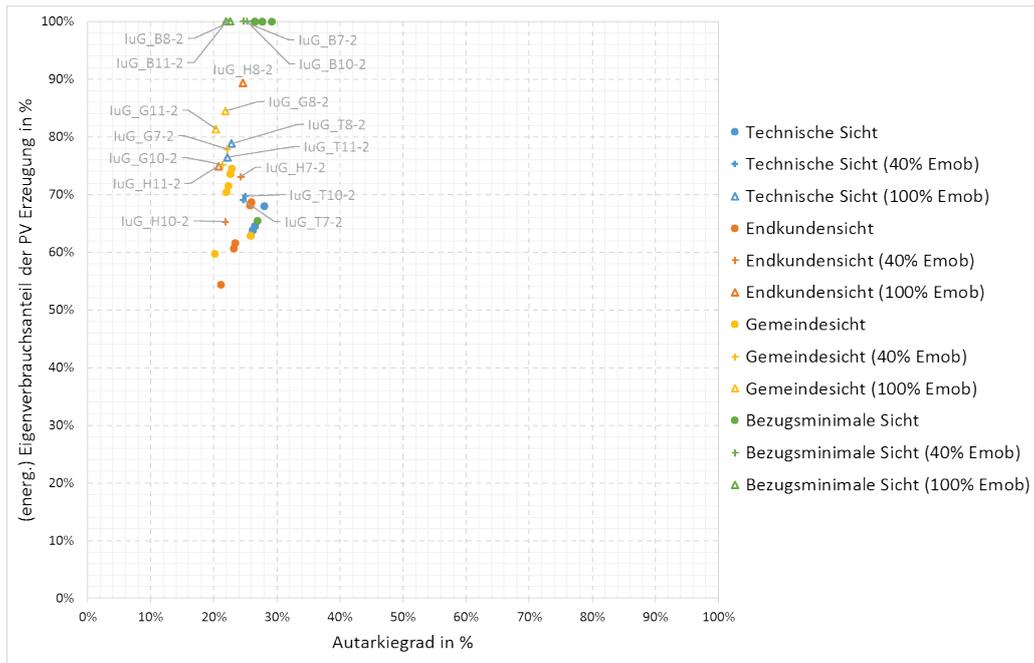


Abbildung 76: Eigenverbrauch der PV-Erzeugung und (elektrischer) Autarkiegrad ausgewählter Szenarien mit Elektromobilitätsausbau

#### 7.8.4 Importunabhängigkeit

Für die Gesamtsystembetrachtung des Strom- und Wärmebedarfs wurde eine gemeinsame Kenngröße definiert, um den energiesystemübergreifenden Nutzen des Einsatzes von Speicher- und Umwandlungstechnologien festzuhalten. Der Energieautonomiegrad wird wie folgt aus Faktoren für Strom- und Wärmeverbrauch bzw. Erzeugung sowie Import- und Export

$$EA = \left( 1 - \frac{E_{\text{Stromimporte}} - E_{\text{Stromexporte}} + E_{\text{Gasimport}_{\text{HKW}}} + E_{\text{Gasimport}_{\text{BHKW}}}}{E_{\text{Speicher/Netzverluste}} + E_{\text{el.Last}} + E_{\text{WP}} + E_{\text{P2H}} + E_{\text{therm.Last}}} \right) \cdot 100\%$$

berechnet.

Der Eigenverbrauchsanteil wird um die Erzeugung der Müllverbrennungsanlage zur Fernwärmebereitstellung ersetzt und mit EV+ abgekürzt.

Abbildung 77 zeigt den energetischen Eigenverbrauchsanteil der PV- und Fernwärmeerzeugung (Müllverbrennung) und die Energieautonomie für ausgewählte Szenarien ohne Elektromobilität. Im Gegensatz zu den vorangegangenen Darstellungen des vorigen Unterpunktes, sind hier die systemübergreifenden Effekte erkennbar.

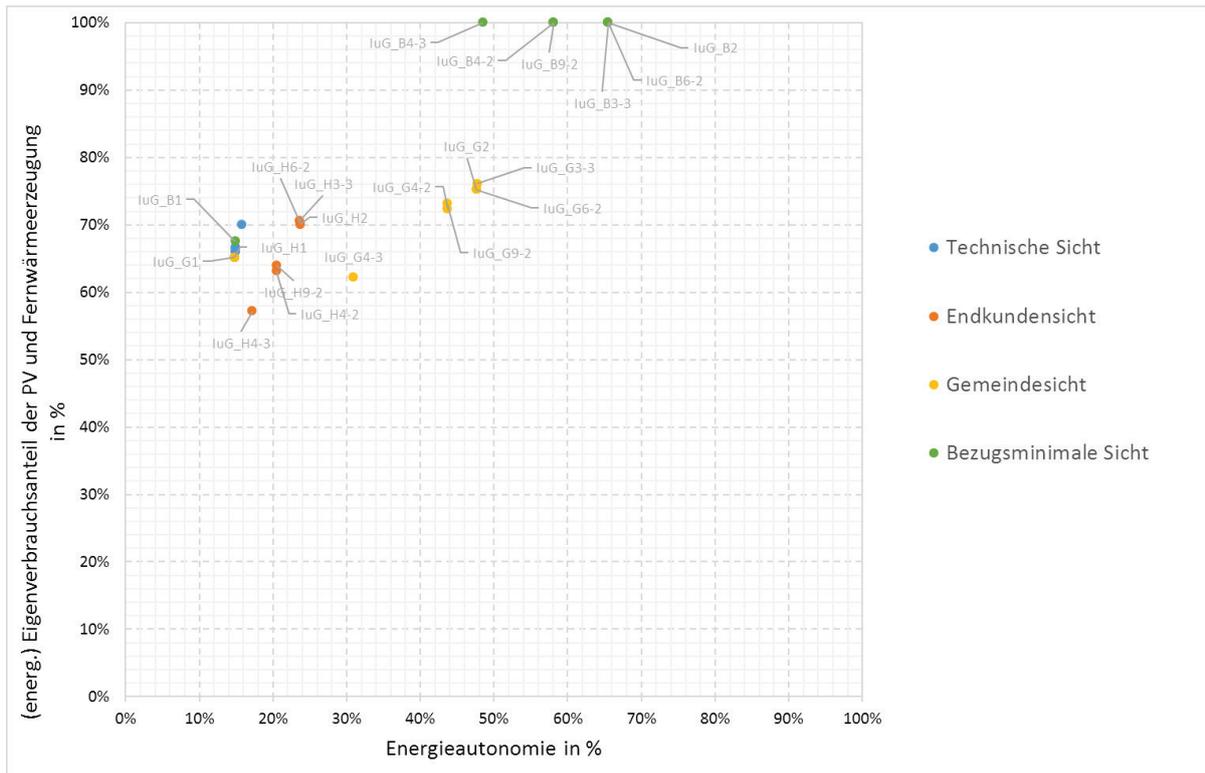


Abbildung 77: energetischer Eigenverbrauchsanteil der PV- und Fernwärmeerzeugung (Müllverbrennung) und Energieautonomie für ausgewählte Szenarien ohne Elektromobilität

Aufgrund der Tatsache, dass aus technischer Sicht keine Maßnahmen gesetzt werden müssen, können diese als Referenz für die weiteren Optimierungsszenarien angesehen werden. Der EV+ liegt bei rund 67% bei einer Energieautonomie von 15%. Die Energieautonomie wird bereits in der Endkundenansicht durch die lokale Verbesserung des Eigenverbrauchs gesteigert, wobei Szenarien ohne BHKW-Ausbau besser abschneiden. Aus Gemeindesicht kann die Optimierung eine Energieautonomie von 43-48% erreichen, bei einem gestiegenen EV+ von rund 75%. Bei der bezugsminimalen Sicht wird der Energieexport auf null gebracht, was einen EV+ von 100% bei einer Energieautonomie von maximal 66% zur Folge hat.

In Abbildung 78 werden noch weitere Szenarien mit Elektromobilitätsausbau berücksichtigt. Durch den gestiegenen Strombedarf sinkt der Energieautonomiegrad zu den Vergleichsfällen bei steigendem EV+. Bei 100% Elektromobilität in der Region kann eine Energieautonomie von bestenfalls 48% erzielt werden.

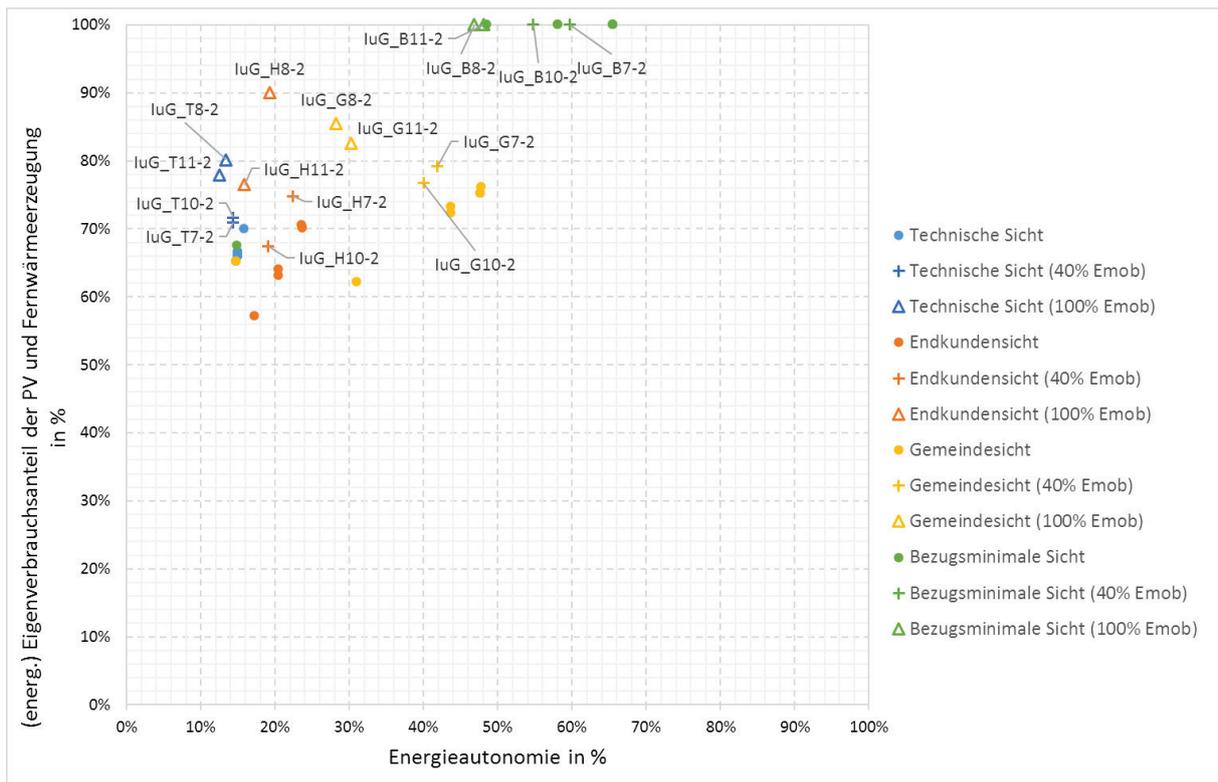


Abbildung 78: energetischer Eigenverbrauchsanteil der PV- und Fernwärmeerzeugung (Müllverbrennung) und Energieautonomie für ausgewählte Szenarien mit Elektromobilitätsausbau

## 7.9 Zusammenfassung der Optimierungsergebnisse

- **Power-to-SNG wird aus wirtschaftlichen Gründen nur gewählt, wenn Wasserstoff (zu höheren Preisen) für externe Anwendungen verkauft werden kann:** In der Endkundensicht wird die Installation von einem Elektrolyseur am Industriestandort vorzugsweise wegen dem Wasserstoffverkauf z.B. für Mobilitätsanwendungen herangezogen und als wirtschaftlich angesehen. Entscheidend sind hier der Wasserstoffpreis sowie die nachgefragte Absatzmenge.
- **Kostengünstigste Varianten sind mit einem Ausbaumix aus Wärmepumpen, dezentralen Speicher und BHKWs verbunden:** Die Szenarien 9\_2 (alle Maßnahmen und BHKW-Ausbau an 6 Knoten) und 4\_3 (BHKW-Ausbau an 6 Knoten sowie am Industriestandort) sind die kostengünstigen Optimierungsvarianten. In der Praxis ergab sich aber auf detaillierte Nachfrage bei Planern von BHKW-Anlagen eine nachteilige Belastung durch Servicekosten an den Aggregaten, die die Wirtschaftlichkeit höher als in der Literatur angenommen zusätzlich belastet. Nachteilig sind ebenso die höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie eine stärkere Importabhängigkeit.

### Werden alle Speicher- und Umwandlungsmaßnahmen erlaubt:

- **Setzt sich ein Mix aus dezentralen Speichern, PV und BHKW zur Stromversorgung durch:** Der PV-Eigenverbrauch steigt kontinuierlich von der Endkundensicht über die Gemeindesicht zur bezugsminimalen Gemeindesicht. Speicher und Wärmepumpeneinsatz verbessern hier die lokale Nutzung der PV-Erzeugung.

- **Bei der Wärmebereitstellung in der Endkundensicht setzt sich großteils die zentrale Wärmeversorgung durch:** Wärmepumpen werden bereits für die lokale Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt, der Großteil des Wärmebedarfs wird aber über das Heizkraftwerk bereitgestellt.
- **Bei der Gemeindesicht ergibt sich ein Mix aus Wärmepumpen (ca. 50%), BHKW (15%) und zentraler Wärmeversorgung (ca. 35%)**
- **Bei der bezugsminimalen Sicht setzt sich die Wärmepumpennutzung durch:** Durch die hohe Stromkennzahl der Wärmepumpen sind diese in Hinblick auf die Wärmebereitstellung kosteneffizienter als der Import von Gas für das Heizkraftwerk.

#### **Mit steigendem Einsatz von Elektromobilität**

- Müssen aus technischer Sicht bereits Maßnahmen wegen der Auslastung elektrischer Betriebsmittel gesetzt werden
- Steigt der Eigenverbrauch der PV-Erzeugung
- Steigt die Importabhängigkeit
- Hat dies auch Auswirkungen auf die Wärmebereitstellung

#### **CO<sub>2</sub> – Reduktionspotenzial**

- bei Endkundensicht von bis zu 9%
- bei Gemeindesicht bis zu 50%
- bei bezugsminimaler Sicht bis zu 77%
- Szenarien mit erhöhten Einsatz von dezentralen Speichern und Wärmepumpen haben die größten Einsparungspotenziale
- Einsatz von BHKWs ist mit deutlich höheren CO<sub>2</sub> - Emissionen verbunden

### **7.10 Synergieeffekte**

Nachfolgend werden Synergieeffekte durch den größeren Einsatz von dezentralen Speichern und Umwandlungstechnologien bestimmt. Ausgangspunkt der Überlegungen sind Szenarien, welche den Einsatz von dezentralen Speichern, Wärmepumpen und Abregelung von PV Erzeugung untersuchen. Darauf aufbauend werden weitere Szenarien mit zusätzlichen Technologien (DSM, Power-to-Gas, BHKW) vergleichend herangezogen, um so den Synergieeffekt der unterschiedlichen Maßnahmen bestimmen zu können.

In den technischen Szenarien ohne Steigerung des Elektromobilitätsaufkommens kommen keine dezentralen Speicher und Wärmepumpen zum Einsatz. DSM wird zur Reduktion der Netzverluste herangezogen. Ebenfalls ist kein zusätzlicher Ausbau von BHKWs von Nöten, um den Betrieb des Netzes bei 100%igem Ausbau von PV in der urbanen Region zu

ermöglichen. Bei erhöhtem Einsatz von Elektrofahrzeugen in der Region werden zusätzliche Maßnahmen notwendig. DSM substituiert hier einen Teil der benötigten dezentralen Speicher. Ein BHKW-Ausbau tritt aus technischer Sicht erst im Szenario mit 100% Elektromobilität im PKW-Bereich auf, wodurch es ebenfalls zu einem reduzierten Einsatz der dezentralen Speicher kommt.

Aus Endkundensicht gibt es eine andere Zielsetzung durch unterschiedliche Kostenfaktoren in der Zielfunktion. Hier kommen dezentralen Speicher und Wärmepumpen aus wirtschaftlichen Gründen zum Einsatz. DSM beim Industriekunden und bei den Endkunden ermöglicht eine Erhöhung des Eigenverbrauchs und übernimmt Speicher- und Umwandlungsanteile, sowohl von dezentralen Speichern (ca. 7%), als auch von Wärmepumpen (ca. 1%). Power-to-Gas hat keinen Verdrängungseffekt bei Wärmepumpen oder dezentralen Speichern, da diese Technologieform zur Ausgliederung von Wasserstoff für externe Zwecke verwendet wird, um einen zusätzlichen Gewinn für den Industriekunden zu generieren. In Summe steigt die eingespeicherte Energiemenge, wenn sowohl DSM als auch dezentrale Speicher zugelassen werden. Der zusätzliche Ausbau von BHKWs erhöht sowohl den Einsatz von dezentralen Speichern in geringem Ausmaß (+ 2%), wie auch die Kopplung zwischen den Energienetzen, da zwar der Einsatz von Wärmepumpen reduziert wird, aber dafür der eingespeiste Strom und KWK-Wärme steigen.

In der Gemeindesicht wird die Kopplung der Energienetze über Wärmepumpen präferiert. Dezentrale Speicher werden bei Einsatz von DSM vollständig substituiert. Mit dem Einsatz von zusätzlichen BHKWs werden an einem Standort mit BHKWs elektrische Speicher installiert. Gleichzeitig verdrängen die BHKWs Wärmepumpen an diesen Standorten (-5% installierte Wärmepumpenleistung). Mit Erhöhung des Elektromobilitätsanteils kommen zusätzliche dezentrale Speicher zur Reduktion eines erhöhten Leistungsbezuges aus dem öffentlichen Stromnetz zum Einsatz. Power-to-Gas wird von der Optimierung nicht gewählt.

Aus bezugsminimalen Gesichtspunkten werden große Mengen an dezentralen Speichern benötigt (E/P-Verhältnis 0,5), deren Energieinhalt rund 1/3 des erzeugten PV-Jahresertrags entspricht. Darüber hinaus wird der überwiegende Teil der Wärmeversorgung über Wärmepumpen bereitgestellt. Der Einsatz von DSM verringert den dezentralen elektrischen Speicherbedarf um 4%. Mit weiteren dezentralen BHKWs wird der Einsatz von Wärmepumpen energetisch um 12% reduziert und 19% weniger Wärmepumpenleistung benötigt. Der Bedarf an dezentralen Speicher und deren Mix aus Technologien steigt in diesem Fall (+32% installierte Leistung und 80% installierter Energieinhalt) auf ein E/P-Verhältnis von 0,7. Zusätzlicher Gasimport für das Heizkraftwerk wird nicht mehr benötigt.

## **7.11 Hochrechnung der Ergebnisse**

Die Hochrechnung der Ergebnisse basiert auf den Optimierungsergebnissen der Variante „Symbiose-luG“ unter Zuhilfenahme der in Kapitel 6.2 ermittelten Skalierungsfaktoren. Die Ergebnisse der Variante „Symbiose“ (ohne Industrie- und Gewerbekunden) haben aufgrund der fehlenden Industrielasten im Vergleich eine geringere Aussagekraft für eine Hochrechnung auf Städte in Österreich und wurden bereits im Vorgängerprojekt thematisiert.

### 7.11.1 Speicherbedarf

Zur Hochrechnung des Speicherinhalts werden die im vorangegangenen Kapitel ermittelten Skalierungsfaktoren herangezogen. Es werden für ausgewählte Szenarien unterschiedlicher Stakeholder die installierten Leistungen und Energieinhalte der dezentralen elektrischen und der thermischen Speicher sowie von Wärmepumpen herangezogen. Die hochskalierten Ergebnisse werden zusätzlich zur Veranschaulichung mit dem Speichervermögen österreichischer Pumpspeicherkraftwerke verglichen. Der Speicherinhalt und die Speicherleistung aller Pumpspeicherkraftwerke in Österreich wurde dabei in [25] mit 4,7 GW installierter elektrischer Leistung und 190 GWh Energieinhalt abgeschätzt.

Abbildung 79 und Abbildung 80 zeigen die Ergebnisse der Hochskalierung der Speicherleistungen und -inhalte für dezentrale Speicher und Wärmepumpen in Relation mit den österreichischen Pumpspeicherkraftwerken für österreichische Städte. Die benötigten Speicherinhalte, wenn 100% des PV-Potenzials in der urbanen Modellregion ausgeschöpft werden würde, sind aus technischer, Endkunden- und Gemeindesicht deutlich unter dem österreichischen Pumpspeicherpotenzial (installierte Leistung und Energieinhalt). Betrachtet man jedoch den bezugsminimalen Stakeholder, so ergeben sich beim dezentralen Speicherleistungsbedarf Werte, die leistungstechnisch das österreichische Pumpspeichervermögen um ein Vielfaches übersteigen (bis zu Faktor 13). Der Gesamtenergieinhalt dieser elektrischen Speicher ist hier deutlich kleiner und liegt unter dem Pumpspeicherpotenzial. In den thermischen Netzen würden aus bezugsminimaler Sicht große saisonale Wärmespeicher benötigt.

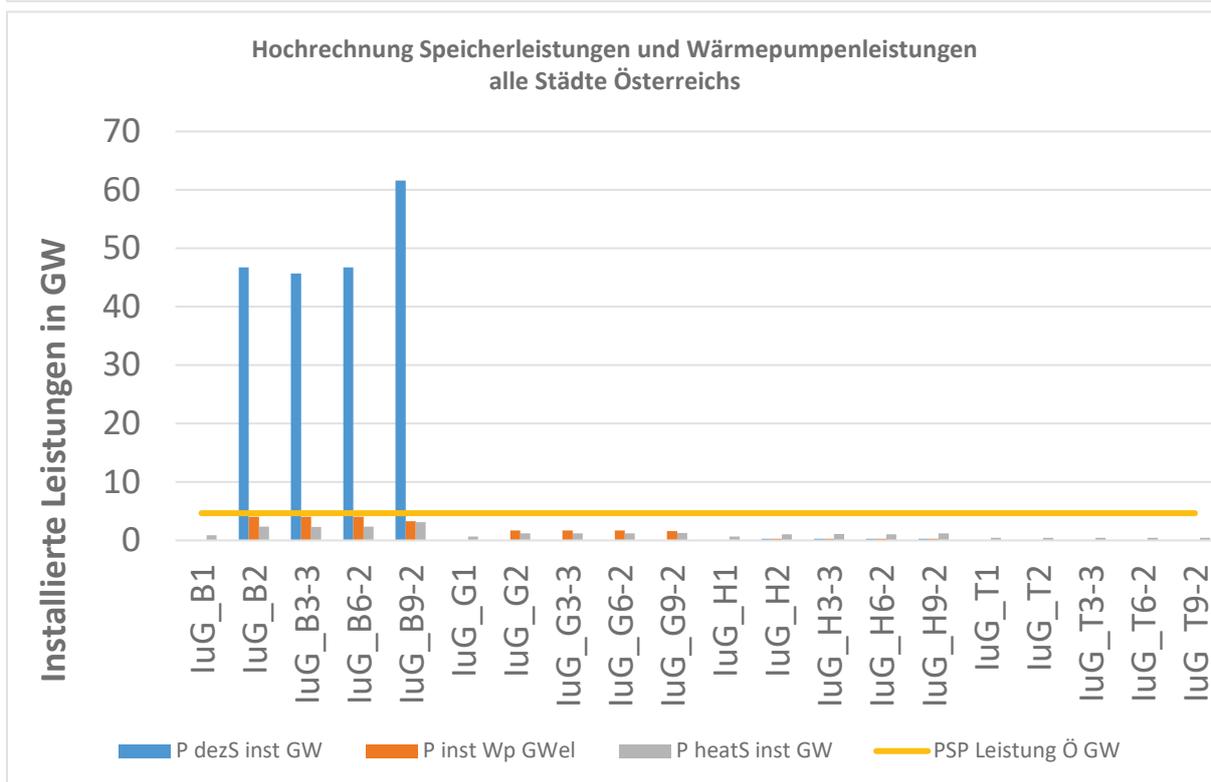
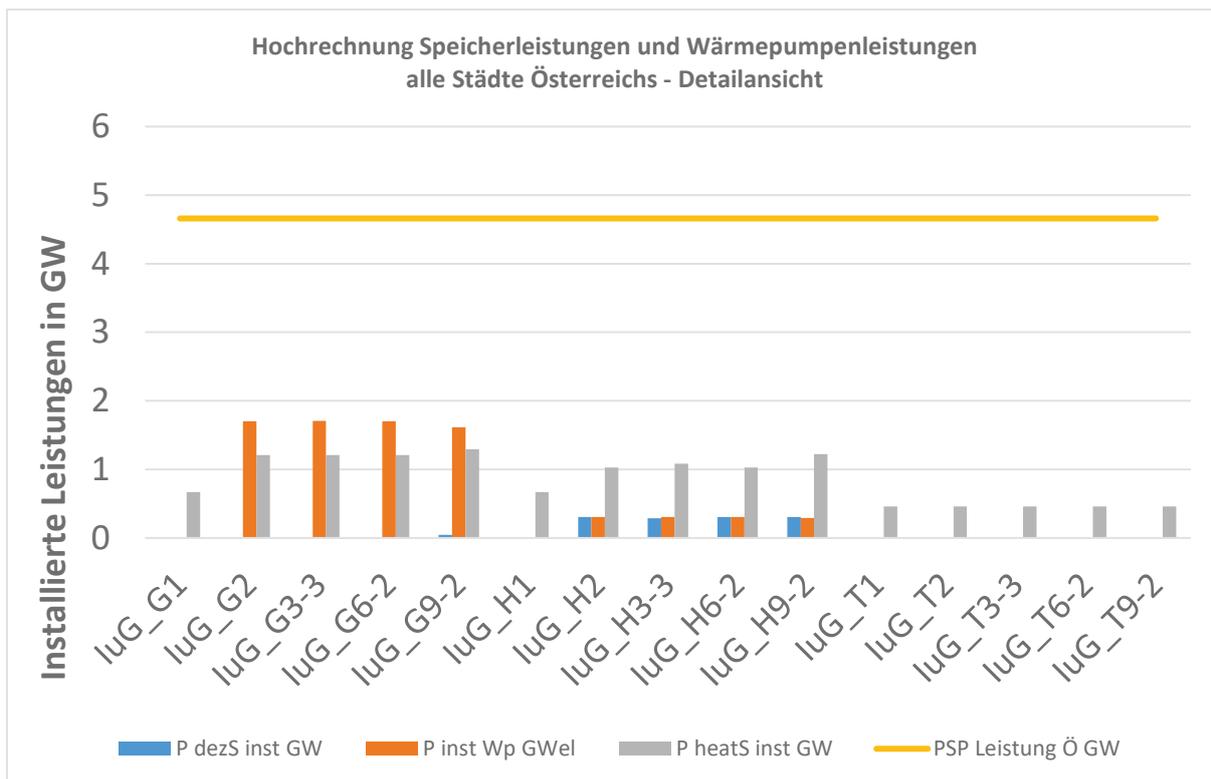


Abbildung 79: Hochrechnung der Speicherleistungen und Wärmepumpenleistungen aller Städte in Österreich für ausgewählte Szenarien sowie eine Detailansicht ohne B-Szenarien.

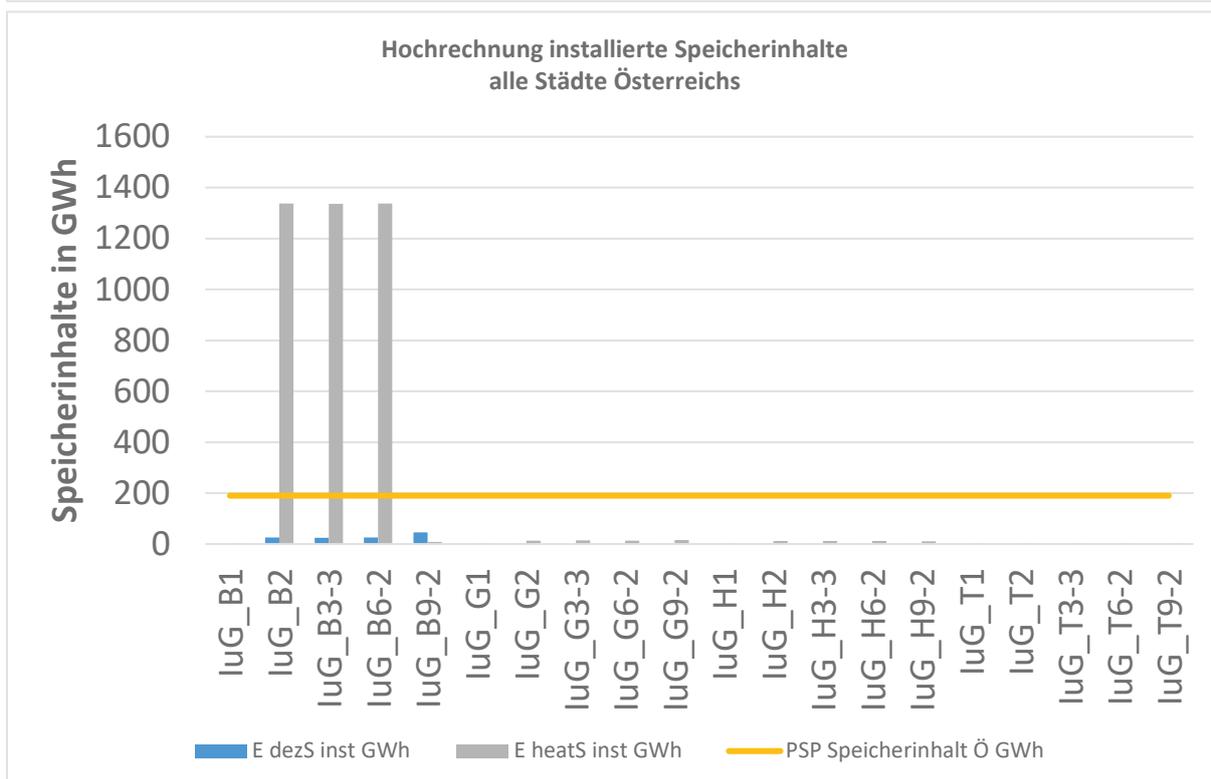
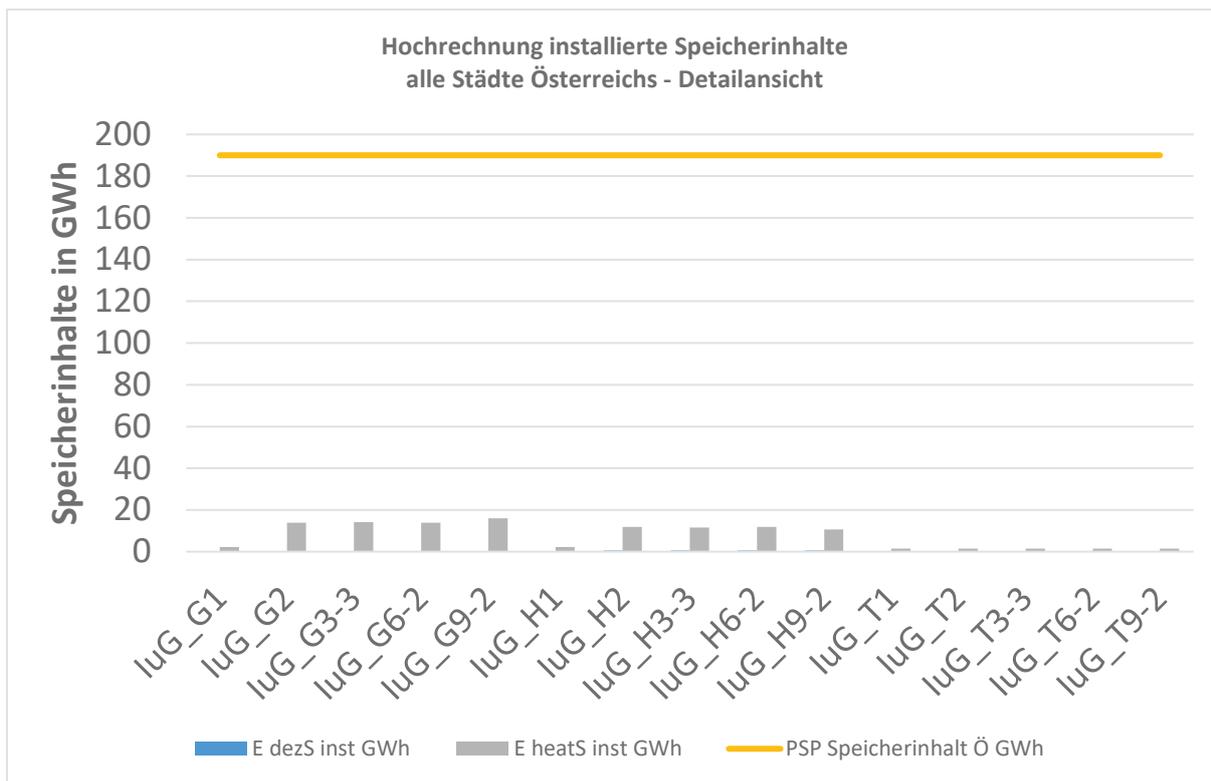


Abbildung 80: Hochrechnung der Speichereinhalte aller Städte in Österreich für ausgewählte Szenarien sowie eine Detailansicht ohne B-Szenarien.

### 7.11.2 CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die Emissionsfaktoren, deren die Rechnung zu Grunde liegen, basieren auf dem „Stromkennzeichnungsbericht 2017“ [32], der von der E-Control auf deren Homepage veröffentlicht wird.

Diese betragen für

- BHKW (332 gCO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>)
- Fernwärme-Müllverbrennung (51,4 gCO<sub>2</sub>/kWh thermisch)
- Heizkraftwerk (180 gCO<sub>2</sub>/kWh thermisch)
- Stromimport (61 gCO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>)

Zum Vergleich sind in der Tabelle 42 die Treibhausgas-Emissionen nach der Sektoreinteilung des Klimaschutzgesetzes laut dem „Klimaschutzbericht 2017“ des Umweltbundesamt [33] aufgeschlüsselt.

Tabelle 42: Treibhausgas-Emissionen nach Sektoreinteilung des Klimaschutzgesetzes nach [33], modifizierte Darstellung; EH .. Emissionshandel

THG-Emissionen in Mio. t CO <sub>2</sub> -Äquivalent			
Sektoren	2005	2010	2015
<b>Energie und Industrie</b>	42,1	39,4	35,7
Energie und Industrie (ohne EH)	6,3	6,7	6,2
Energie und Industrie (EH)	35,8	32,7	29,5
<b>Verkehr</b>	24,6	22,1	22
<b>Gebäude</b>	12,5	10,3	8
<b>Landwirtschaft</b>	8,2	8	8
<b>Abfallwirtschaft</b>	3,4	3,3	3
<b>Fluorierte Gase</b>	1,8	1,9	2
Gesamt ohne EH	56,8	52,3	49,3
<b>Gesamt</b>	<b>92,6</b>	<b>85,1</b>	<b>78,9</b>

Die Gesamtemissionen von Treibhausgasen (THG) betragen für das Jahr 2015 78,9 Mio.t CO<sub>2</sub>-Äquivalent. Auf den Bereich Energie und Industrie fallen 35,7 Mio.t, wobei hier zwischen Akteuren mit und ohne Emissionshandel unterschieden wird. Auf den Gebäudesektor fallen 8 Mio.t.

Für die Hochrechnung der Optimierungsergebnisse kann somit ein Vergleichswert von 35,7 Mio.t + 8 Mio.t CO<sub>2</sub>-Äquivalent herangezogen werden. Tabelle 43 bis Tabelle 50 zeigen die berechneten CO<sub>2</sub>-Emissionen für unterschiedliche Stakeholder.

Aufgrund der Tatsache, dass auch Szenarien mit Einsatz von Elektrofahrzeugen im Individualverkehr untersucht werden, müssen für Emissionsbetrachtungen sowohl der Energiesektor als auch der Verkehrssektor gemeinsam betrachtet werden.

Zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der urbanen Modellregion wurde aus [34] der kumulierte Energieaufwand pro Fahrzeugkilometer von unterschiedlichen PKW-Antriebsarten, sowie dazu passend aus [35], der österreichische Fahrzeugbestand herangezogen. Über den zusätzlichen Stromverbrauch der Szenarien mit Elektrofahrzeugen (40% und 100% E-Mobilität) wurden die gefahrenen Kilometer in der Region abgeschätzt. Mithilfe der Treibhausgasemissionen von PKWs pro Kilometer aus [34] konnten die CO<sub>2</sub>-Einsparungen letztlich berechnet werden. Das Einsparungspotenzial im PKW-Verkehr in der Region beträgt

7398 t CO<sub>2</sub> bei 40% Elektromobilität und 20853 t CO<sub>2</sub> bei 100% Elektromobilität. Umgekehrt ist somit der zusätzliche CO<sub>2</sub> Ausstoß in Szenarien ohne Elektromobilität mit 20853 t CO<sub>2</sub> veranschlagt worden.

Die Ergebnisse unterschiedlicher Szenarien aus technischer Sicht unterscheiden sich nur geringfügig im Vergleich zum Basisszenario T1. Berücksichtigt kann steigendes Elektromobilitätsaufkommen stiegen die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den zusätzlichen Strombedarf zwar um bis zu 7%, jedoch müssen hierzu noch Emissionseinsparungen im Bereich Verkehr berücksichtigt werden.

Auf alle Städte in Österreich hochgerechnet ergibt sich ein THG-Ausstoß von 12 Mio.t. für die Bereitstellung von Strom- und Wärme bzw. 12,2 und 12,8 Mio.t für die betrachteten Elektromobilitätsausbauszenarien. Wird der angenommene PV Ausbau nicht berücksichtigt, so werden Emissionen von 12,43 Mio.t verbucht.

Tabelle 43: CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgewählter Szenarien der technischen Sicht

CO <sub>2</sub> -Emissionen		Szenarien	CO <sub>2</sub> -Emissionen Modellregion	CO <sub>2</sub> -Emissionen bez. auf T1	CO <sub>2</sub> Emissionen Hochrechnung	
Emob. Szenarien	Maßnahmen		tCO <sub>2</sub> /Jahr	%	Mio.tCO <sub>2</sub> /Jahr	
					< 50.000	alle Städte
keine Emob	ohne PV Einspeisung		31.477	103%	2,62	12,43
	keine Maßnahmen	IuG_T1	30.430		2,54	12,01
	dez. Speicher und WP	IuG_T2	30.432	100%	2,54	12,01
	+ DSM	IuG_T3_3	30.418	100%	2,54	12,01
	+ P2H2	IuG_T6_2	30.429	100%	2,54	12,01
	+ BHKW-Ausbau	IuG_T9_2	30.418	100%	2,54	12,01
40% Emob	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	IuG_T7_2	30.947	102%	2,58	12,22
	alle Maßnahmen	IuG_T10_2	30.934	102%	2,58	12,21
100% Emob	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	IuG_T8_2	31.912	105%	2,66	12,60
	alle Maßnahmen	IuG_T11_2	32.570	107%	2,72	12,86

In Tabelle 44 sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen inklusive PKW-Individualverkehr angeführt. Durch den erhöhten Anteil von Elektromobilität sinken hier die Gesamtemissionen von CO<sub>2</sub> auf bis zu 64% im Vergleich zum Basisszenario.

Tabelle 44: CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgewählter Szenarien der technischen Sicht inklusive PKW-Verkehr

CO <sub>2</sub> -Emissionen inkl. PKW-Verkehr		Szenarien	CO <sub>2</sub> -Emissionen Modellregion inkl. PKW-Verkehr	CO <sub>2</sub> -Emissionen inkl. PKW-Verkehr bez. auf T1	CO <sub>2</sub> Emissionen inkl. PKW-Verkehr Hochrechnung	
Emob. Szenarien	Maßnahmen		tCO <sub>2</sub> /Jahr	%	Mio.tCO <sub>2</sub> /Jahr	
		< 50.000	alle Städte			
keine Emob	ohne PV Einspeisung		52.330	102%	4,4	20,7
	keine Maßnahmen	luG_T1	51.283	100%	4,3	20,2
	dez. Speicher und WP	luG_T2	51.285	100%	4,3	20,2
	+ DSM	luG_T3_3	51.271	100%	4,3	20,2
	+ P2H2	luG_T6_2	51.282	100%	4,3	20,2
	+ BHKW-Ausbau	luG_T9_2	51.271	100%	4,3	20,2
40% Emob	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	luG_T7_2	44.402	87%	3,7	17,5
	alle Maßnahmen	luG_T10_2	44.390	87%	3,7	17,5
100% Emob	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	luG_T8_2	31.912	62%	2,7	12,6
	alle Maßnahmen	luG_T11_2	32.570	64%	2,7	12,9

In der Endkundensicht kann im Vergleich zu den Basisszenario H1, welches keine Speicher und Umwandlungstechnologien einsetzt, bis zu 1,5 Mio.t CO<sub>2</sub> (Sz. H6\_2) eingespart werden. In Szenarien mit vermehrtem Einsatz von BHWKs ergibt sich nur mehr eine Reduktion von 0,7 Mio.t. Durch die Berücksichtigung des PKW-Verkehrs in der Region werden zusätzliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen in den Szenarien mit Elektromobilitätsausbau erzielt (siehe Tabelle 46). Bei 100% Elektromobilität im PKW-Verkehr können 39% im Vergleich zum Basisszenario H1 eingespart werden.

Tabelle 45: CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgewählter Szenarien der Endkundensicht

CO <sub>2</sub> -Emissionen		Szenarien	CO <sub>2</sub> Emissionen Modellregion	CO <sub>2</sub> Emissionen bez. auf H1	CO <sub>2</sub> Emissionen Hochrechnung	
Emob. Szenarien	Maßnahmen		tCO <sub>2</sub> /Jahr	%	Mio.tCO <sub>2</sub> /Jahr	
		< 50.000	alle Städte			
keine Emob	keine Maßnahmen	luG_H1	30.560		2,55	12,06
	dez. Speicher und WP	luG_H2	26.792	88%	2,23	10,58
	+ DSM	luG_H3_3	26.820	88%	2,24	10,59
	+ P2H2	luG_H6_2	26.804	88%	2,23	10,58
	+ BHKW-Ausbau	luG_H9_2	28.783	94%	2,40	11,36
	40% Emob	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	luG_H7_2	27.459	90%	2,29
alle Maßnahmen		luG_H10_2	29.658	97%	2,47	11,71
100% Emob	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	luG_H8_2	29.042	95%	2,42	11,47
	alle Maßnahmen	luG_H11_2	31.590	103%	2,63	12,47

Tabelle 46 CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgewählter Szenarien der Endkundensicht inklusive PKW-Verkehr

CO <sub>2</sub> -Emissionen inkl. PKW-Verkehr		Szenarien	CO <sub>2</sub> -Emissionen Modellregion inkl. PKW-Verkehr	CO <sub>2</sub> -Emissionen inkl. PKW-Verkehr bez. auf H1	CO <sub>2</sub> Emissionen inkl. PKW-Verkehr Hochrechnung	
Emob. Szenarien	Maßnahmen		tCO <sub>2</sub> /Jahr	%	Mio.tCO <sub>2</sub> /Jahr	
					< 50.000	alle Städte
keine Emob	keine Maßnahmen	luG_H1	51.414	100%	4,3	20,3
	dez. Speicher und WP	luG_H2	47.645	93%	4,0	18,8
	+ DSM	luG_H3_3	47.673	93%	4,0	18,8
	+ P2H2	luG_H6_2	47.657	93%	4,0	18,8
	+ BHKW-Ausbau	luG_H9_2	49.636	97%	4,1	19,6
40% Emob	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	luG_H7_2	40.914	80%	3,4	16,2
	alle Maßnahmen	luG_H10_2	43.113	84%	3,6	17,0
100% Emob	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	luG_H8_2	29.042	56%	2,4	11,5
	alle Maßnahmen	luG_H11_2	31.590	61%	2,6	12,5

Eine koordinierte Positionierung und ein koordinierter Einsatz von Maßnahmen geht aus Gemeindegessichtspunkten mit einer Reduktion der THG-Emissionen mit bis zu 5,8 Mio.t CO<sub>2</sub> einher. Der BHKW-Ausbau in Kombination mit dezentralen Speichern würde hier eine Verringerung von 4,8 Mio.t CO<sub>2</sub> laut Hochrechnung bewirken (siehe Tabelle 47).

Mit erhöhtem Einsatz von Elektromobilität würde aus Gemeindegessicht noch eine Reduktion von 2,24-2,39 Mio.t in der Energiebereitstellung ermöglichen. Unter Berücksichtigung des PKW-Individualverkehrs sind die Einsparungspotenziale jedoch weit größer. Bei 40% E-Fahrzeugen können die Emissionen um 35% und bei 100% bereits um 52% vermindert werden (siehe Tabelle 48).

Tabelle 47: CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgewählter Szenarien der Gemeindegessicht

CO <sub>2</sub> -Emissionen		Szenarien	CO <sub>2</sub> -Emissionen Modellregion	CO <sub>2</sub> -Emissionen bez. auf H1	CO <sub>2</sub> Emissionen Hochrechnung	
Emob. Szenarien	Maßnahmen		tCO <sub>2</sub> /Jahr	%	Mio.tCO <sub>2</sub> /Jahr	
					< 50.000	alle Städte
keine Emob	keine Maßnahmen	luG_G1	30.560		2,55	12,06
	dez. Speicher und WP	luG_G2	15.915	52%	1,33	6,28
	+ DSM	luG_G3_3	15.846	52%	1,32	6,26
	+ P2H2	luG_G6_2	15.915	52%	1,33	6,28
	+ BHKW-Ausbau	luG_G9_2	18.306	60%	1,53	7,23
40% Emob	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	luG_G7_2	18.339	60%	1,53	7,24
	alle Maßnahmen	luG_G10_2	19.814	65%	1,65	7,82
100% Emob	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	luG_G8_2	24.747	81%	2,06	9,77
	alle Maßnahmen	luG_G11_2	24.496	80%	2,04	9,67

Tabelle 48: CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgewählter Szenarien der Gemeindegrenze inkl. PKW-Verkehr

CO <sub>2</sub> -Emissionen inkl. PKW-Verkehr		Szenarien	CO <sub>2</sub> -Emissionen Modellregion inkl. PKW-Verkehr	CO <sub>2</sub> -Emissionen inkl. PKW-Verkehr bez. auf G1	CO <sub>2</sub> Emissionen inkl. PKW-Verkehr Hochrechnung	
Emob. Szenarien	Maßnahmen		tCO <sub>2</sub> /Jahr	%	Mio.tCO <sub>2</sub> /Jahr	
		< 50.000	alle Städte			
keine Emob	keine Maßnahmen	luG_G1	51.414	100%	4,3	20,3
	dez. Speicher und WP	luG_G2	36.769	72%	3,1	14,5
	+ DSM	luG_G3_3	36.699	71%	3,1	14,5
	+ P2H2	luG_G6_2	36.769	72%	3,1	14,5
	+ BHKW-Ausbau	luG_G9_2	39.159	76%	3,3	15,5
40% Emob	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	luG_G7_2	31.794	62%	2,7	12,6
	alle Maßnahmen	luG_G10_2	33.269	65%	2,8	13,1
100% Emob	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	luG_G8_2	24.747	48%	2,1	9,8
	alle Maßnahmen	luG_G11_2	24.496	48%	2,0	9,7

Aus bezugsminimalen Gesichtspunkten kann man die größte Emissionseinsparung realisieren. Durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen zur Wärmebereitstellung können insbesondere in diesem Sektor große Einsparungspotenziale erzielt werden. Im Vergleich zum Basisszenario B1 kommt eine Reduktion von 64-77% zustande, hochgerechnet ergäbe dies eine Einsparung von 7,63 - 9,29 Mio.t (siehe Tabelle 49).

Tabelle 49: CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgewählter Szenarien der bezugsminimalen Gemeinde

CO <sub>2</sub> -Emissionen		Szenarien	CO <sub>2</sub> -Emissionen Modellregion	CO <sub>2</sub> -Emissionen bez. auf H1	CO <sub>2</sub> Emissionen Hochrechnung	
Emob. Szenarien	Maßnahmen		tCO <sub>2</sub> /Jahr	%	Mio.tCO <sub>2</sub> /Jahr	
		< 50.000	alle Städte			
keine Emob	keine Maßnahmen	luG_B1	30.448		2,54	12,02
	dez. Speicher und WP	luG_B2	6.923	23%	0,58	2,73
	+ DSM	luG_B3_3	6.915	23%	0,58	2,73
	+ P2H2	luG_B6_2	6.923	23%	0,58	2,73
	+ BHKW-Ausbau	luG_B9_2	11.108	36%	0,93	4,39
40% Emob	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	luG_B7_2	9.246	30%	0,77	3,65
	alle Maßnahmen	luG_B10_2	12.312	40%	1,03	4,86
100% Emob	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	luG_B8_2	15.219	50%	1,27	6,01
	alle Maßnahmen	luG_B11_2	15.424	50%	1,29	6,09

In Tabelle 50 sind die Einsparungspotenziale unter Berücksichtigung des PKW-Verkehrs aufgeführt. Hier zeigt sich, dass Szenarien mit Elektromobilität am besten abschneiden. Bei 100% Elektrofahrzeugen im PKW-Verkehr sind in der urbanen Region 70% der Emissionen zu vermeiden, bei 40%igem Ausbau immerhin noch bis zu 56%.

Tabelle 50: CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgewählter Szenarien der bezugsminimalen Gemeinde inkl. PKW-Verkehr

CO <sub>2</sub> -Emissionen inkl. PKW-Verkehr		Szenarien	CO <sub>2</sub> -Emissionen Modellregion inkl. PKW-Verkehr	CO <sub>2</sub> -Emissionen inkl. PKW-Verkehr bez. auf B1	CO <sub>2</sub> Emissionen inkl. PKW-Verkehr Hochrechnung	
Emob. Szenarien	Maßnahmen		tCO <sub>2</sub> /Jahr	%	Mio.tCO <sub>2</sub> /Jahr	
		< 50.000	alle Städte			
keine Emob	keine Maßnahmen	luG_B1	51.301	100%	4,3	20,3
	dez. Speicher und WP	luG_B2	27.777	54%	2,3	11,0
	+ DSM	luG_B3_3	27.768	54%	2,3	11,0
	+ P2H2	luG_B6_2	27.777	54%	2,3	11,0
	+ BHKW-Ausbau	luG_B9_2	31.961	62%	2,7	12,6
40% Emob	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	luG_B7_2	22.701	44%	1,9	9,0
	alle Maßnahmen	luG_B10_2	25.767	50%	2,1	10,2
100% Emob	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	luG_B8_2	15.219	30%	1,3	6,0
	alle Maßnahmen	luG_B11_2	15.424	30%	1,3	6,1

Abbildung 81 und Abbildung 82 zeigen einen zusammenfassenden Überblick über die hochgerechneten CO<sub>2</sub>-Emissionen für unterschiedliche Stakeholder-Szenarien mit und ohne Berücksichtigung des PKW-Verkehrs.

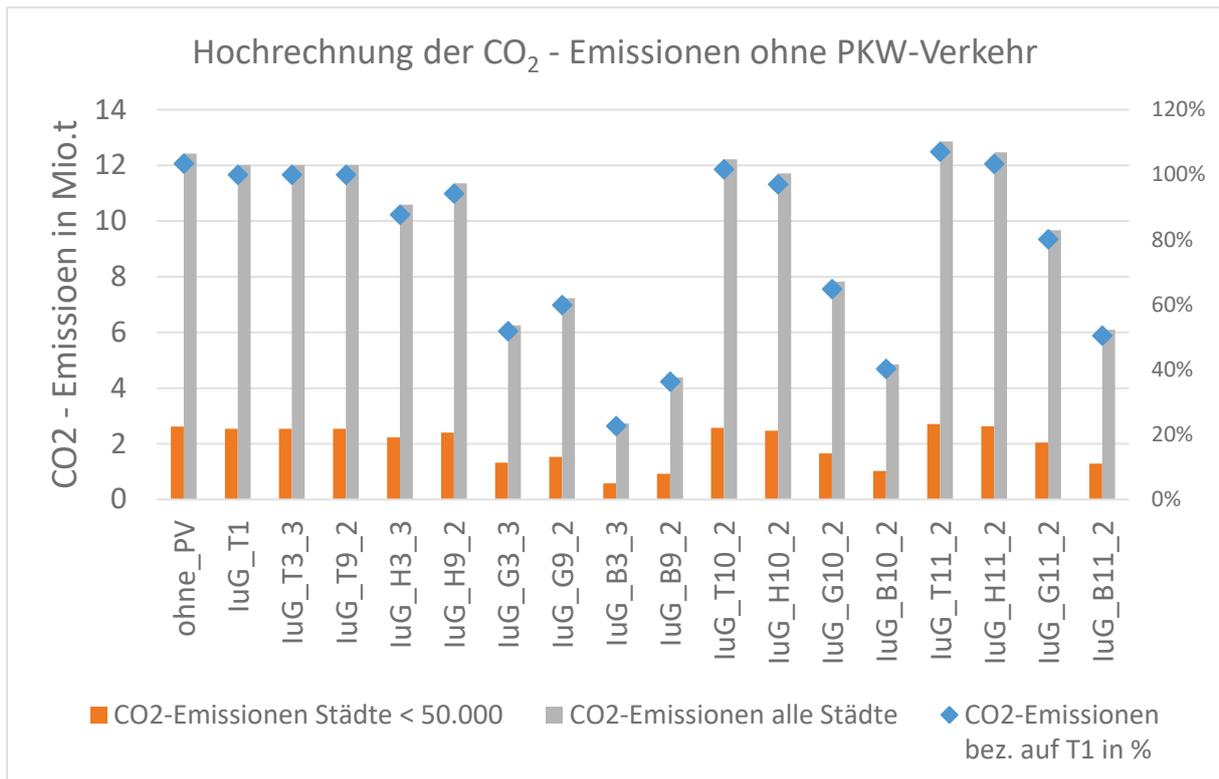


Abbildung 81: Übersicht über die CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Energiebereitstellung (Strom und Wärme) ausgewählter Szenarien ohne Berücksichtigung des PKW-Verkehrs

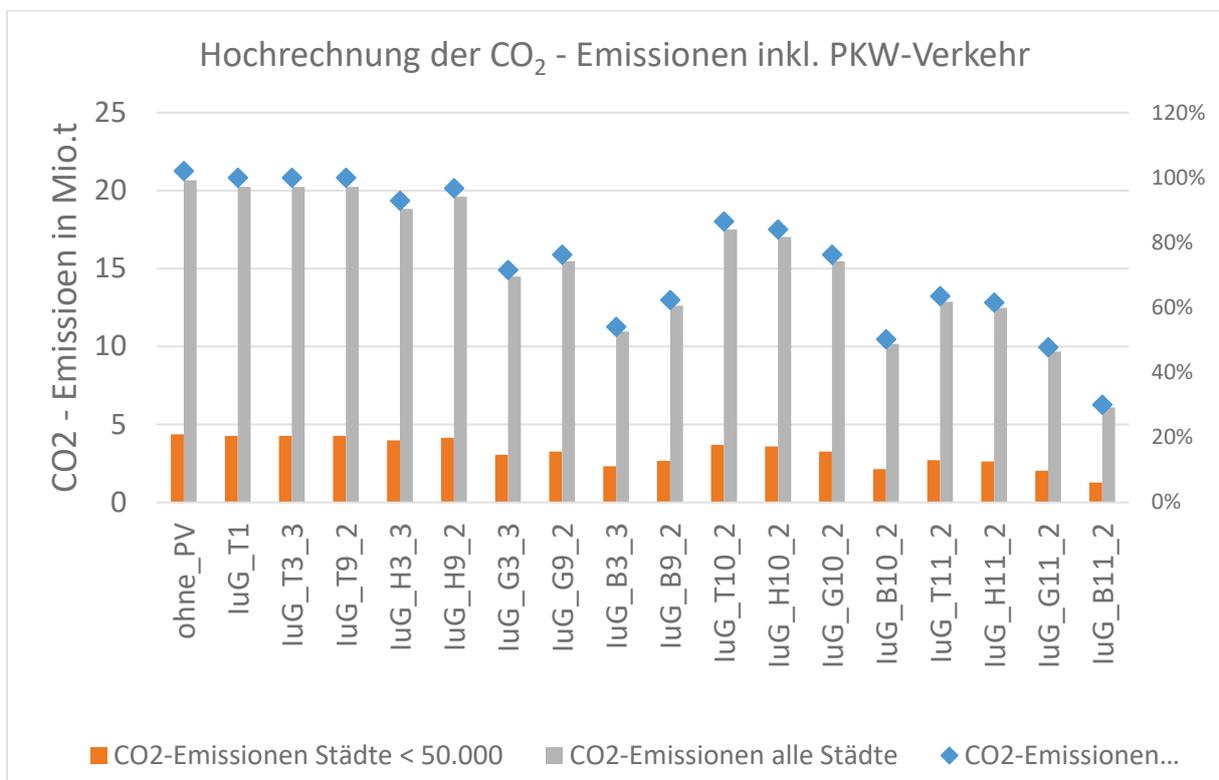


Abbildung 82: Übersicht über die CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Energiebereitstellung (Strom und Wärme) ausgewählter Szenarien mit Berücksichtigung des PKW-Verkehrs

### 7.11.3 Importunabhängigkeit

Für die Betrachtung der Importunabhängigkeit von Städten wird die Import/Export-Bilanz betrachtet. Diese ergibt sich aus der Subtraktion der Energieimporte (Stromimport, Gasimport für das Heizkraftwerk sowie Gasimporte für BHKWs) und den Energieexporten (Strom, Wasserstoff).

Zum Vergleich werden aktuelle Werte für den Wärme- und Strombedarf für Österreich angeführt. In Tabelle 51 wird der Energieeinsatz für Heizen und Warmwasserbedarf für unterschiedliche Betrachtungsperioden dargestellt. Die Werte basieren auf [36], welche mittels des Modells INVERT/EE-Lab auf den österreichischen Gebäudebestand berechnet wurden. Mit dem Modell lassen sich Szenarien zum Heiz- und Warmwasserbedarf von Wohn- und Dienstleistungsgebäuden ermitteln. Zusätzlich können die Auswirkungen von unterschiedlichen Förderinstrumenten in Jahresschritten analysiert werden.

Tabelle 51: Energieeinsatz für Heizen und Warmwasserbedarf für unterschiedliche Betrachtungsperioden. Eigene Darstellung nach [36]

Szenarien\Energieeinsatz	2012	2030	2050
<b>WEM<sup>4</sup></b>	86TWh	75TWh	61TWh
<b>WAM<sup>5</sup></b>	86TWh	65TWh	53TWh
<b>WAM-plus<sup>6</sup></b>	86TWh	64TWh	40TWh

In Tabelle 52 findet sich die Bilanz der elektrischen Energie in Österreich im öffentlichen Netz für die Jahre 2014-2016 wieder. Im Jahr 2016 betrug der Inlandstromverbrauch in Österreich 62,6 TWh.

Tabelle 52: Bilanz der elektrischen Energie in Österreich (öffentliches Netz) für die Jahre 2014-2016 [37]

[Angaben in GWh]	Abgabe an Endverbraucher	KW-Eigenbedarf	Netzverluste	Inlandstromverbrauch	Verbrauch für Pumpspeicher	physikal. Exporte	Verwendung
Jahr 2014	56.466	1.223	3.280	60.969	5.462	17.346	83.777
Jahr 2015	57.402	1.195	3.292	61.890	4.907	19.131	85.927
Jahr 2016	58.184	1.220	3.196	62.599	4.339	18.983	85.922

<sup>4</sup> Szenario „with existing measures (WEM)“: berücksichtigt bereits umgesetzte Maßnahmen im Bereich der Gebäudeeffizienz, - Sanierung und Heizungssysteme

<sup>5</sup> Szenario „with additional measures (WAM)“: enthält Maßnahmen, die noch nicht umgesetzt aber bereits beschlossen wurden, beziehungsweise deren Umsetzung als nahezu gesichert anzusehen ist.

<sup>6</sup> Szenario „with additional measures plus“ (WAM Plus)“: stringente und ambitioniertere Maßnahmen zur Steigerung von Sanierungstiefe und Sanierungsrate sowie des Anteils erneuerbarer Wärme.

In Tabelle 53 bis Tabelle 56 werden auf Basis der Hochskalierungsfaktoren die Import/Export-Bilanzen für ausgewählte Szenarien unterschiedlicher Stakeholder angeführt. Die Summe der Energieimporte übersteigen in allen Fällen die der Exporte.

Im luG\_T1 Szenario werden bei 100% PV-Ausbau auf alle Städte hochgerechnet 74,7 TWh/Jahr Energie (Strom und Gas summiert) netto aus den übergeordneten Netzen importiert. Durch erhöhten Elektromobilitätseinsatz steigt der Nettoenergieimport auf bis zu 86,3 TWh/Jahr bei 100% E-Fahrzeuge an. Dabei ist sowohl ein Anstieg im Stromsektor wie auch im Wärmesektor zu verzeichnen.

Tabelle 53: Import/Exportbilanz ausgewählter Szenarien der technischen Sicht

Importunabhängigkeit (Strom u. Wärme)		Szenarien	netto Energieimport		netto Energieimport bez. auf T1		netto Stromimport Hochrechnung		netto Gasimport Hochrechnung		
Emob. Szenarien	Maßnahmen		Strom	Gas	Strom	Gas	TWh/Jahr		TWh/Jahr		
			MWh/Jahr	MWh/Jahr	%	%	< 50.000	alle Städte	< 50.000	alle Städte	
keine Emob	ohne PV Einspeisung	luG_T1	58.812	156.957	182%	100%	4,9	23,2	13,1	62,0	
	keine Maßnahmen		32.287	156.957	100%	100%	2,7	12,7	13,1	62,0	
	dez. Speicher und WP		luG_T2	32.264	156.987	100%	100%	2,7	12,7	13,1	62,0
	+ DSM		luG_T3_3	32.274	156.947	100%	100%	2,7	12,7	13,1	62,0
	+ P2H2		luG_T6_2	32.296	156.945	100%	100%	2,7	12,8	13,1	62,0
	+ BHKW-Ausbau		luG_T9_2	32.274	156.947	100%	100%	2,7	12,7	13,1	62,0
40% Emob	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	luG_T7_2	41.932	157.000	130%	100%	3,5	16,6	13,1	62,0	
	alle Maßnahmen	luG_T10_2	41.904	157.002	130%	100%	3,5	16,5	13,1	62,0	
100% Emob	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	luG_T8_2	59.947	157.099	186%	100%	5,0	23,7	13,1	62,0	
	alle Maßnahmen	luG_T11_2	53.554	165.026	166%	105%	4,5	21,1	13,8	65,2	

In der Endkundenansicht sinken die Gasimporte bei Szenarien ohne BHKW-Ausbau um 14%, im Gegenzug steigen die Stromimporte um 17%-19%. In Summe sind jedoch sinkende Gesamtenergieimporte zu verzeichnen (siehe Tabelle 54).

Tabelle 54: Import/Exportbilanz ausgewählter Szenarien der Endkundensicht

Importunabhängigkeit (Strom u. Wärme)		Szenarien	netto Energieimport		netto Energieimport bez. auf H1		netto Stromimport Hochrechnung		netto Gasimport Hochrechnung	
Emob. Szenarien	Maßnahmen		Strom	Gas	Strom	Gas	TWh/Jahr		TWh/Jahr	
			MWh/Jahr	MWh/Jahr	%	%	< 50.000	alle Städte	< 50.000	alle Städte
keine Emob	keine Maßnahmen	luG_H1	31.181	158.391			2,6	12,3	13,2	62,5
	dez. Speicher und WP	luG_H2	36.646	135.966	118%	86%	3,1	14,5	11,3	53,7
	+ DSM	luG_H3_3	36.582	136.197	117%	86%	3,0	14,4	11,4	53,8
	+ P2H2	luG_H6_2	36.976	135.885	119%	86%	3,1	14,6	11,3	53,6
	+ BHKW-Ausbau	luG_H9_2	21.956	156.808	70%	99%	1,8	8,7	13,1	61,9
40% Emob	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	luG_H7_2	46.565	136.717	149%	86%	3,9	18,4	11,4	54,0
	alle Maßnahmen	luG_H10_2	29.572	160.147	95%	101%	2,5	11,7	13,4	63,2
100% Emob	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	luG_H8_2	64.162	141.017	206%	89%	5,3	25,3	11,8	55,7
	alle Maßnahmen	luG_H11_2	43.015	168.573	138%	106%	3,6	17,0	14,1	66,6

Die Ergebnisse der Hochrechnung in der Gemeindesicht sind in Tabelle 55 angeführt. Die Gasimporte in diesen Szenarien liegen deutlich unter dem Basisszenario luG\_G1 ohne Maßnahmen. Die Stromimporte steigen deutlich an (bei Szenarien ohne BHKW-Ausbau und ohne Elektromobilität um 72%). In Summe ist jedoch wieder ein Rückgang der Gesamtenergieimporte zu verzeichnen.

Tabelle 55: Import/Exportbilanz ausgewählter Szenarien der Gemeindesicht

Importunabhängigkeit (Strom u. Wärme)		Szenarien	netto Energieimport		netto Energieimport bez. auf G1		netto Stromimport Hochrechnung		netto Gasimport Hochrechnung	
Emob. Szenarien	Maßnahmen		Strom	Gas	Strom	Gas	TWh/Jahr		TWh/Jahr	
		MWh/Jahr	MWh/Jahr	%	%	< 50.000	alle Städte	< 50.000	alle Städte	
keine Emob	keine Maßnahmen	luG_G1	31.181	158.391			2,6	12,3	13,2	62,5
	dez. Speicher und WP	luG_G2	53.671	70.155	172%	44%	4,5	21,2	5,8	27,7
	+ DSM	luG_G3_3	53.738	69.830	172%	44%	4,5	21,2	5,8	27,6
	+ P2H2	luG_G6_2	53.671	70.155	172%	44%	4,5	21,2	5,8	27,7
	+ BHKW-Ausbau	luG_G9_2	38.763	93.335	124%	59%	3,2	15,3	7,8	36,8
40% Emob	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	luG_G7_2	60.450	81.688	194%	52%	5,0	23,9	6,8	32,2
	alle Maßnahmen	luG_G10_2	45.501	100.413	146%	63%	3,8	18,0	8,4	39,6
100% Emob	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	luG_G8_2	70.382	114.556	226%	72%	5,9	27,8	9,6	45,2
	alle Maßnahmen	luG_G11_2	54.671	125.252	175%	79%	4,6	21,6	10,4	49,4

In Tabelle 56 sind die Ergebnisse ausgewählter Szenarien der bezugsminimalen Sicht angegeben. Durch den erhöhten Einsatz von Wärmepumpen kann die Importabhängigkeit von Gas in allen Szenarien stark reduziert werden. Im besten Fall um rund 89% (B2, B3\_3, B6\_2). Im gleichen Zug steigen die Stromimporte um 48%-113% bei Fällen ohne Elektromobilität. In Summe wird Energie (für alle Städte in Österreich) zwischen 33,8 – 40,1 TWh/Jahr importiert. Bei steigender Elektromobilität steigen auch in diesen Szenarien die Importabhängigkeit, sowohl auf der Gas-, als auch auf Stromseite, da es bei den vorgegebenen Randbedingungen zu einem Verdrängungseffekt von Wärmepumpenlasten durch Elektrofahrzeuge kommt.

Tabelle 56. Import/Exportbilanz ausgewählter Szenarien der bezugsminimalen Sicht

Importunabhängigkeit (Strom u. Wärme)		Szenarien	netto Energieimport		netto Energieimport bez. auf B1		netto Stromimport Hochrechnung		netto Gasimport Hochrechnung	
Emob. Szenarien	Maßnahmen		Strom	Gas	Strom	Gas	TWh/Jahr		TWh/Jahr	
		MWh/Jahr	MWh/Jahr	%	%	< 50.000	alle Städte	< 50.000	alle Städte	
keine Emob	keine Maßnahmen	luG_B1	31.866	157.508			2,7	12,6	13,1	62,2
	dez. Speicher und WP	luG_B2	67.991	17.854	213%	11%	5,7	26,8	1,5	7,0
	+ DSM	luG_B3_3	67.956	17.820	213%	11%	5,7	26,8	1,5	7,0
	+ P2H2	luG_B6_2	67.991	17.854	213%	11%	5,7	26,8	1,5	7,0
	+ BHKW-Ausbau	luG_B9_2	47.008	54.543	148%	35%	3,9	18,6	4,5	21,5
	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	luG_B7_2	75.084	28.354	236%	18%	6,3	29,6	2,4	11,2

40% Emob	alle Maßnahmen	luG_B10_2	53.910	59.782	169%	38%	4,5	21,3	5,0	23,6
100% Emob	dez. Speicher, WP u. P-to-H2	luG_B8_2	85.173	58.118	267%	37%	7,1	33,6	4,8	22,9
	alle Maßnahmen	luG_B11_2	65.776	74.742	206%	47%	5,5	26,0	6,2	29,5

In Abbildung 83 sind zusammenfassend die netto Energieimporte, aufgeschlüsselt auf Energieform und Anzahl berücksichtigter Städte (ohne Berücksichtigung von Elektromobilitätsszenarien), dargestellt.

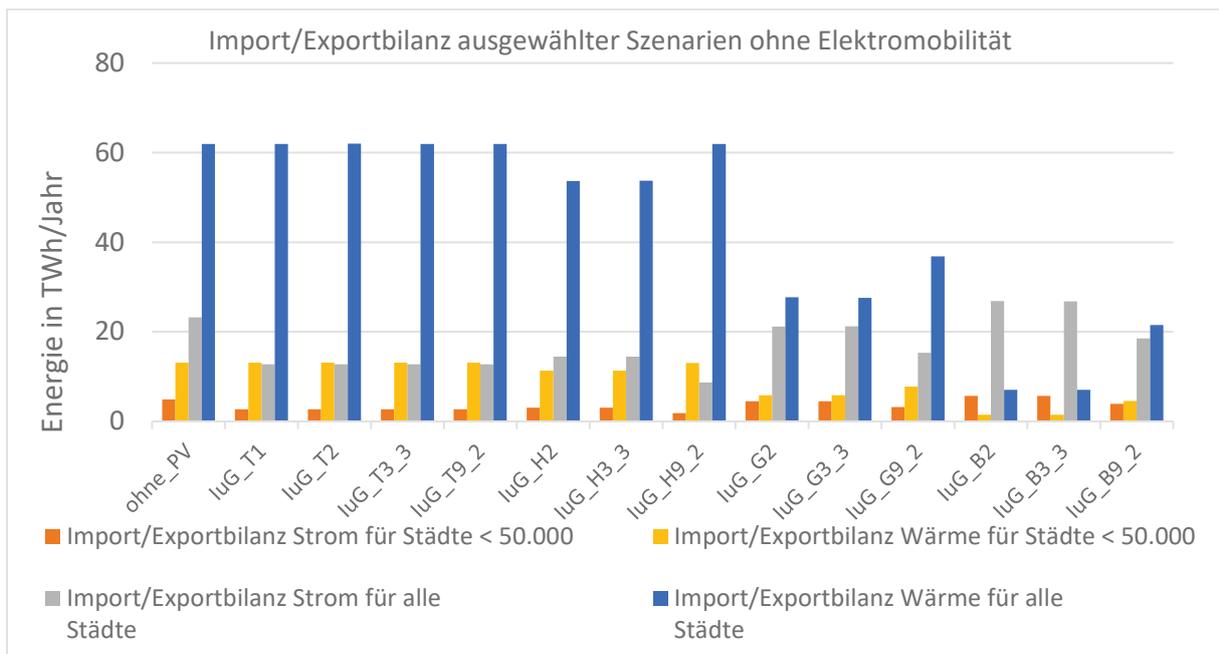


Abbildung 83: Import/Exportbilanz ausgewählter Szenarien ohne Elektromobilität

#### 7.11.4 Zusammenfassung der Hochrechnung

Die Hochrechnung der Optimierungsergebnisse für Städte in Österreich wurde basierend auf Einwohneranzahl und Energiedaten durchgeführt und ermöglicht eine Abschätzung des dezentralen Speicherbedarfs, der CO<sub>2</sub>-Emissionen und der Import/Exportbilanz. Szenarien, die dezentrale Speicher, Wärmepumpen und DSM einsetzen und keinen BHKW-Ausbau zulassen, ergeben die besten Ergebnisse hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Emissionen und der Import/Exportbilanz. Durch den Einsatz von Speicher- und Umwandlungstechnologien ist bei 100% PV-Ausbau in städtischen Gebieten eine deutliche Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen möglich, bei der Gemeindesicht von bis zu 48%. Aus bezugsminimalen Gesichtspunkten sind große elektrische Speicherleistungen und thermische Speicherinhalte notwendig, welche den bestehenden Pumpspeicherkraftwerkspark in Österreich übertreffen würden. Dafür sind CO<sub>2</sub>-Einsparungen von bis zu 9,3 Mio.t (77% von Szenario B1) möglich.

Die Verbesserung der Import/Exportbilanz erfolgt überwiegend durch eine Verringerung der Gasbezüge aus dem übergeordneten öffentlichen Gasnetz. Dabei steigen die Stromimporte deutlich an. Diese können nur durch den Einsatz dezentraler BHKWs verringert werden, welcher sich wiederum negativ auf die THG-Emissionen auswirkt.

Bei steigenden Elektromobilitätsaufkommen muss der Verkehrssektor in den CO<sub>2</sub>-Einsparungen berücksichtigt werden. Hier sind bereits ohne große Maßnahmen Einsparungen von 13% (40% Elektrofahrzeuge) und 38% (100% Elektrofahrzeuge) zu verzeichnen, jedoch werden bereits dezentrale elektrische Speicher aufgrund steigender Lasten und dadurch steigender Netzauslastung in der urbanen Modellregion benötigt.

## **7.12 Einpassung in das Programm „Stadt der Zukunft“ und Beitrag des Projekts zu den Gesamtzielen des Programms**

Die oben vorgestellten Projektergebnisse des Projekts „Symbiose-4-luG“ tragen zu den drei im Programm „Stadt der Zukunft – 2. Ausschreibung“ definierten operativen Zielsetzungen wie folgt bei:

### **Ziel 1: Entwicklung resilienter Städte und Stadtteile mit hoher Ressourcen und Energieeffizienz, verstärkter Nutzung erneuerbarer Energieträger sowie hoher Lebensqualität**

Durch die Umsetzung der zugrundgelegten Projektidee ist es möglich den Anteil an erneuerbaren Energien in bestehenden Netzen zu steigern. Wenn es möglich ist, die notwendigen Speicherpotenziale, die durch Kopplung von bestehenden Infrastrukturen nutzbar gemacht werden, auszuschöpfen ist auch eine weitere Erhöhung der Effizienz im Bereich der Treibhausgas-Emissionen möglich. Das Forschungsvorhaben zeigte, dass der Anteil der erneuerbaren Energien in der Stadt durch die Integration von optimierten, dezentralen Speichertechnologien (elektrochemisch, chemisch, thermisch) und der Kopplung von bestehenden, parallelen Infrastrukturen (Strom-, Gas- und Wärmenetze) deutlich erhöht werden kann. Durch die zugrunde gelegte Methodik, Optimierung des Energiesystems der Stadt, wurde auch untersucht wie mit dem dargelegten Ansatz die Energieeffizienz der Stadt erhöht und der Energieimport minimiert werden kann.

### **Ziel 2: Optimierung und Anpassung der städtischen Infrastruktur und zur Erweiterung des städtischen Dienstleistungsangebots**

Durch den Ansatz der Kopplung bestehender Infrastrukturen wird versucht die bestehenden Energieinfrastrukturen noch besser für die gesamte Energieversorgung der Stadt auszunutzen und den Ausbau neuer Infrastrukturen zu vermeiden.

### **Ziel 3: Aufbau und Absicherung der Technologieführerschaft bzw. Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit**

Die inländische Wettbewerbsfähigkeit im Energiesystem kann durch die dezentrale Pufferung und die parallele Nutzung von unterschiedlichen Leitungsnetzen erhöht und die Importabhängigkeit von Energieträgern reduziert werden. Die Idee, bestehende Systeme durch deren Kopplung mit innovativen Aufgaben zu betrauen und damit gesellschaftlich umstrittene sowie ökonomisch wie ökologisch nachteilige Projekte (z.B. Neubau von Stromleitungen) zu vermeiden, um so die Integrationsdichten von erneuerbaren Energien massiv erhöhen zu können, zeigt die enorme Hebelwirkung dieser Projektidee. In Österreichs

Städten sind die im Projekt betrachteten parallelen Infrastrukturen sehr gut ausgebaut und die Unternehmen (Netzbetreiber) verfügen über großes Knowhow im Betrieb der Systeme. Durch den Einsatz von optimierten Speichern und der Kopplung der bisher weitestgehend unabhängigen Systeme in unterschiedlichen Ausführungsformen (im Netz und auch auf der Verbraucherseite, besonders bei Gewerbe- und Industriekunden) stellen sich neue Herausforderungen in der Betriebsführung, die durch das interdisziplinär aufgestellte Konsortium gelöst werden können. So kann die internationale Wettbewerbsfähigkeit gestärkt werden. Ausgehend von Betrachtungen in ausgewählten Modellstädten können die Ergebnisse und erstellten Methoden auf andere Städte übertragen werden, wodurch die Multiplizierbarkeit des innovativen Ansatzes gegeben ist.

## 8 Schlussfolgerungen

### 8.1 Kernaussagen des Projektes

#### Nutzen unterschiedlicher Stakeholder in der Stadt:

Ziel war es den Nutzen und das CO<sub>2</sub> – Reduktionspotenzial von optimal dimensionierten und angeordneten Speicher- und Umwandlungstechnologien für unterschiedliche Stakeholder (Netzbetreiber, Modellregion, Haushaltskunde und Industriekunde/Gewerbe) in der städtischen Modellregion zu bestimmen.

**Eine kombinierte Betrachtung von Strom- und Wärmeinfrastruktur in einer Stadt ist sinnvoll.**

**Die Kopplung bestehender Energieinfrastrukturen auf Industrie- und Endverbraucherseite ermöglicht die deutliche Reduktion des Gesamtenergiebezugs aus übergeordneten Netzebenen.**

- Die Kopplung dezentraler paralleler Energiesysteme bei Industrie-, Gewerbe- und Haushaltskunde erhöht die Energieautonomie und den Eigenverbrauchsgrad einer Stadt stark.
- Die CO<sub>2</sub>-Emissionen können durch die Kopplung von Strom und Wärme auf Verbraucherseite deutlich reduziert werden.
- Auch hohe dezentrale Energieautonomie einer Stadt benötigt in der Regel den zeitabhängigen Energieaustausch mit anderen Erzeugungseinheiten über überlagerte Netzebenen.

#### Der Stakeholder Industrie-/ Gewerbekunde:

Ziel war es zu zeigen, welche Rolle der Stakeholder Gewerbe, Industrie durch die Integration der eigenen regenerativen Erzeugungstechnologien, Speicher und Umwandlungstechnologien, Berücksichtigung der Verschiebungsmöglichkeiten zwischen den Energieträgern Strom, Wärme und Gas für die Erhöhung der Nachhaltigkeit in der Stadt haben kann.

**Industrie- und Gewerbekunden spielen eine wichtige Rolle in gekoppelten Energienetzen zur Erhöhung der Nachhaltigkeit. Die Ergebnisse mit Betrachtung von Industrie- und Gewerbekunden bestätigen und verstärken die Aussagen des Vorgängerprojektes.**

- Durch den höheren Gesamtenergieverbrauch aufgrund der Berücksichtigung von Industrie- und Gewerbekunden ergibt sich ein höherer Eigenverbrauch der PV-Erzeugung in der Stadt und ein größeres DSM-Potenzial.
- Eine Wärmeerzeugung am Industriestandort für die Wärmeauskopplung substituiert andere Technologien zur Wärmebereitstellung.
- Power-to-Wasserstoff für die Auskopplung von Wasserstoff für externe Verwendungszwecke (z.B. Mobilität) bei höheren Preisen kann bei einem Industriekunden wirtschaftlich sein.

## Kopplung von Energienetzen

Ziel war, zu zeigen, wie sich die Integration und der koordinierte Betrieb von dezentralen Speichern und Koppeltechnologien auf den Betrieb der unterschiedlichen Netze und somit auf die Auslastung der einzelnen Betriebsmittel auswirken.

### **Dezentrale elektrische Speicher und Umwandlungstechnologien begünstigen eine gleichmäßigere Auslastung der bestehenden Netze mit hoher dezentraler Erzeugung.**

- Ein ausgeglichener Netzbetrieb kann durch dezentrale elektrische Speicher und Umwandlungstechnologien (Wärmepumpe, BHKW) in bestehenden Netzstrukturen gewährleistet werden.
- In der betrachteten urbanen Modellregion konnten elektrische Betriebsmittel (Stromleitungen und Transformatoren) durch den Betrieb von Speicher- und Umwandlungstechnologien bei Verbrauchern entlastet werden.

### **Hohe Elektromobilitätsdurchdringung führt auch bei gesteuerten Laden und verhältnismäßig geringem Energieanstieg zu einem deutlichen Leistungsanstieg im Niederspannungsnetz und erfordert netzfreundliche Maßnahmen.**

- Bei steigender Elektromobilitätsdurchdringung sind bereits aus technischer Sicht Maßnahmen im elektrischen Netz notwendig, um die überproportionale Leitungsauslastung zu bewältigen.
- Die Elektromobilitätsdurchdringung hat bei gekoppelten Netzen auch Auswirkungen auf die Wärmenetze und erhöht die Importabhängigkeit bei Strom und damit einhergehend auch bei der Wärmebereitstellung.

## Übertragung der Fragestellung auf weitere Städte

Ziel war es, das untersuchte Energiesystem auf weitere Städte in Österreich zu übertragen und damit aufzuzeigen, welche Rolle Städte der Zukunft hinsichtlich dezentraler Speicher und Umwandlungstechnologien für Österreich haben könnten.

Als Ergebnis wurden die Faktoren für die Übertragbarkeit der Optimierungsergebnisse ermittelt und Aussagen über Minderungspotenziale bei Importabhängigkeiten der fossilen Energieträger und CO<sub>2</sub>-Reduktionspotenziale für Städte in Österreich berechnet.

### **Eine rein dezentrale Bilanzierung eines urbanen Energiesystems auf Leistungsbasis ist sowohl wirtschaftlich als auch technisch nicht sinnvoll**

- Ein nur auf verteilte Speicher und Umwandlungstechnologien aufgebautes dezentrales Energiesystem, das dann annähernd leistungsautark wäre, benötigt viel größere Speichersysteme verglichen mit einem zentralen Ansatz.
- Verbundnetze und zentrale Erzeugungseinheiten sind u.a. für den saisonalen Ausgleich jedenfalls notwendig.

## 8.2 Ökonomisches Potential und Verwertung

Durch die Idee, dezentrale Speicher optimal in bestehende Netzstrukturen zu integrieren, bei gleichzeitiger Kopplung von bestehenden Infrastrukturen zur Erschließung neuer Speicherpotenziale, ist der vorrangige Nutzen, den Anteil an erneuerbaren Erzeugungstechnologien in Verteilnetzen zu erhöhen. Als wesentliches Ergebnis des Projektes wurden optimale Standorte, optimale Technologien und optimale Größen von Speichern am Beispiel einer Musterstadt ermittelt, um die gestellten Anforderungen (Beschränkungen aufgrund von Leitungskapazitäten, technologische Einschränkungen, etc.) zu erfüllen.

Die Kopplung von bestehenden Netzen für Strom, Gas und Wärme zur Erschließung neuer Speicherkapazitäten und die technologisch-topologische optimalen Speicher auf Basis von Städten sind die Alleinstellungsmerkmale innerhalb des Projektes.

Als KundInnen für die sich im Projektverlauf ergebenden Ergebnisse werden einerseits energieaktive Städte/Stadtteile und Energieversorgungsunternehmen gesehen. Durch die optimale Integration von dezentralen Speichern wird es möglich sein, den Wertschöpfungsanteil der regionalen Energieaufbringung zu erhöhen und zudem durch Nutzung von Synergien der nunmehr gekoppelten Infrastrukturen bestehende Netze effizienter auszunutzen. Andererseits werden die Ergebnisse auch für den produzierenden Industriebereich und den Anlagenbau von Interesse sein. Durch die zu entwickelnden Kopplungen zwischen den bestehenden, im dezentralen Bereich bisher unabhängigen, Energieinfrastrukturen ergeben sich neue Produkte und Geschäftsbereiche. Ebenso werden Industrie- und Gewerbebetriebe an den Ergebnissen interessiert sein, weil mit den Ergebnissen eine Möglichkeit aufgezeigt wurde, wie die Effizienz gesteigert werden kann.

Schließlich sind auch politischen Entscheidungsträger KundInnen für die Projektergebnisse. Durch die aufgezeigten Synergien, die erzielbaren Einsparungspotenziale bei CO<sub>2</sub>-Emissionen, Importabhängigkeiten von fossilen Rohstoffen, etc. und die positiven Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort Österreich soll das Interesse auf diese Thematik gelenkt werden. Durch eine sinnvolle Ausrichtung der Förderstrategien können wesentliche Hebel für ein nachhaltiges Österreich betätigt werden.

## 8.3 Zielgruppen

Der Klimawandel ist ein Problem globaler Dimension und als solches auch nur mit einem weitreichenden Kraftakt zu bewältigen. Um den Ausstoß an klimaschädlichen Emissionen in der Energieumwandlung nachhaltig zu drosseln, ist ein Paradigmenwechsel im Bereich der Umwandlungstechnologien notwendig. Regenerative Erzeugungstechnologien sind daher ein Schlüssel zum Erfolg. Um die damit verbundenen Nachteile zu beherrschen, sind die im Projekt „Symbiose-4-luG“ behandelten Lösungsansätze ein wesentlicher Enabler, damit Städte hierzu ihren Beitrag leisten können.

Aufgrund sehr gut ausgebauter Netzinfrastrukturen in Österreichischen Städten, sowie durch die Projektergebnisse zu erwartenden, hohen Synergieeffekte, gepaart mit hohen

Speicherpotenzialen für regenerativen Strom, werden für die spätere Umsetzung der Projektergebnisse gute Marktchancen eingeräumt. Alternative, neu zu errichtende zentrale Speichertechnologien und dadurch notwendige Übertragungsleitungen sind mit extrem hohen Kosten verbunden und stoßen auf entschlossenen Widerstand in der Öffentlichkeit. Aus diesem Grund bedarf es neuer, dezentraler Ansätze zur Speicherung erneuerbarer Energien, wie sie hier durchdacht werden.

Mit dem wesentlichen Projektziel, die Integrationsdichte für regenerative Energien in Verteilnetzen durch die Integration von dezentralen Speichern und der dezentralen Kopplung paralleler Infrastrukturen, werden neue Potenziale für die Industrie geschaffen: Für Komponentenlieferer (z.B. PV-Wechselrichter, etc.) aber auch Unternehmen der Haustechnikbranche (Elektriker, etc.) eröffnen sich riesige Absatzmärkte.

Im Bereich der Innovation sind die notwendigen Kopplungstechnologien weiter zu erforschen bzw. die notwendigen Steuerungs- und Regelungskonzepte zu implementieren. Hiervon können inländische Unternehmen und Forschungs- und Entwicklungseinrichtungen profitieren.

Der Projektvorschlag kann auch als Impuls für einen Scale-Up-Vorgang betrachtet werden, denn aus dem Nachweis, dass die Simulation auf eine Stadt in Österreich angewendet werden kann, darf geschlossen werden, dass das Konzept auf weitere Städte in Österreich und Europa angewendet und erweitert werden kann.

## **8.4 Verwertungsstrategie**

Dezentrale elektrische Speicherlösungen kommen bereits vermehrt zum Einsatz und werden in Ländern wie Deutschland gefördert. Auch der Einsatz von Wärmepumpen ist seit langem etabliert. Zu Power-to-Gas Anlagen gibt es bereits mehrere Pilotanlagen, sowohl für die Erstellung von Wasserstoff als auch Methan. Der systemübergreifende Vernetzungsgedanke wird in Österreich u.a. im Smart City Projekt „Hybrid Grids Demo“ zum Teil aufgegriffen, in dem auch Projektpartner TU Wien-ESEA beteiligt ist.

Das entwickelte Optimierungsmodell und das dahinterliegende Konzept würde sich als Planungstool für Netzbetreiber, um den Einsatz dezentraler Hybridspeicher zu untersuchen eignen. Für genauere wirtschaftliche Betrachtungen und Überlegungen wäre jedoch noch eine Weiterentwicklung notwendig.

Die weitere Verwertungsstrategie der Projektergebnisse beinhaltet:

- Teilnahme an nationalen und internationalen Konferenzen
- Einbau der Erkenntnisse in die Vorlesungen der TU Wien Studien: Bachelorstudium „Elektrotechnik und Informationstechnik“ sowie der Masterstudien „Energie- und Automatisierungstechnik“, „Maschinenbau“ und „Wirtschaftsingenieurwesen – Maschinenbau“
- Zukünftige Forschungsprojekte und Ausschreibungen (z.B. Innovationslehrgänge und weitere Qualifizierungsmaßnahmen)
- Teilnahme an Workshops z.B. für IEA DHC Annex TS3 "Hybrid energy networks"

- Know-How Transfer zu laufenden F&E Projekten (z.B. Smart City Projekt “Hybrid Grids Demo”)

Folgende Publikationen wurden in der Projektlaufzeit veröffentlicht:

- Ch. Maier, S. Nemeč-Begluk, M. Heimberger, W. Gawlik:  
"SYMBIOSE-4-IUG - Verschränkung der Energienetze bei Industrie- und Gewerbetunden";  
 Vortrag: 14. Symposium Energieinnovation EnInnov2016, Graz; 10.02.2016 - 12.02.2016; in: "EnInnov 2016 - Energie für unser Europa", Verlag der Technischen Universität Graz, (2016)
- Ch. Maier, M. Heimberger, A. Winter:  
"Symbiose-4-IUG - Systemübergreifende optimale dezentrale Verschränkung der Energienetze bei Industrie & Gewerbe";  
 Poster: Smart Grids Week 2016, Graz; 09.05.2016 - 13.05.2016; in: "Smart Grids Week 2016", (2016)
- M. Heimberger, Ch. Maier, A. Winter, Th. Kaufmann, S. Nemeč-Begluk:  
"Energieträgerübergreifende Planung und Analyse von Energiesystemen";  
 E&I Elektrotechnik und Informationstechnik, 133 (2016)
- P. Smolek, I. Leobner, B. Heinzl, G. Goullis, K. Ponweiser:  
"A Method for Real-Time Aggregation of a Product Footprint during Manufacturing";  
 Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, (2016)
- M. Heimberger, Ch. Maier, Th. Kaufmann, S. Nemeč-Begluk, A. Winter, W. Gawlik:  
"Energieträgerübergreifende Planung und Analyse von Energiesystemen";  
 E&I Elektrotechnik und Informationstechnik, 134 (2017)
- M. Heimberger, S. Nemeč-Begluk, Ch. Maier, A. Winter:  
"SYMBIOSE-4-IUG - Optimierung urbaner, hybrider Energiesysteme";  
 Poster: IEWT Internationale Energiewirtschaftstagung TU Wien, Wien; 15.02.2017 - 17.02.2017; in: "Klimaziele 2050: Chance für einen Paradigmenwechsel?", (2017)
- S. Nemeč-Begluk, Ch. Maier: „Symbiose-4-IUG - Verschränkung der Energienetze bei Industrie- und Gewerbetunden“, Workshop Beitrag, Smart Energy Systems Week, Graz/Austria, 15.05.2017

Folgende Abschlussarbeiten wurden im Zuge des Projekts durchgeführt:

#### **Diplomarbeiten:**

- Johannes Burgstaller „Modellierung und Simulation einer Power-to-Gas-Anlage und Analyse von Energie- und Treibhausgas-Einsparungspotentialen bei Integration eines Gewerbebetriebes“, TU Wien, 2018
- Christoph Edler: „Untersuchung der Einsatzmöglichkeiten von Hochleistungselektrolyseuren für Netzdienstleistungen“ (laufend)

#### **Bachelorarbeiten:**

- Carlos José Escribano: „Investigation of International Hybrid Network Projects and Case Study“, TU Wien, 2016

#### **Dissertationen:**

- Die methodischen Entwicklungen fließen die in Dissertation von Fr. Nemeč-Begluk ein

## 8.5 Transfer der Projektergebnisse

Die Ergebnisse des Last- und Erzeugungsprofilanalyse gaben dem Projektpartner Vorarlberger Energienetze GmbH Auskunft über die zu erwartende Lastsituation und Erzeugungssituation der Industrie- oder Gewerbekunden. Dies ermöglichte die resultierende Netzauslastung abzuschätzen und notwendige Maßnahmen für die Netzanpassung zu treffen. Der Projektpartner MPREIS Warenvertriebs GmbH konnte auf Basis der zusammengestellten Erzeugungs-/Lastprofile eine Verbrauchsoptimierung durchführen und Maßnahmen für eine effizientere Produktion und Energienutzung festlegen.

Die Analyse der innerbetrieblichen Energieeffizienzpotentiale gaben dem Industrie- oder Gewerbekunden Aufschluss wie ein optimierter Betrieb und optimierte Produktion unter Berücksichtigung von ermittelten Energieeffizienzpotentialen, Speicherpotentialen und Verschiebungspotentialen durchgeführt werden könnte.

Die ermittelten Netzausbaumaßnahmen für die Integration größerer Kundengruppen und Elektromobilität in das Energieverteilnetzgebiet des Projektpartners Vorarlberger Energienetze GmbH (P3) dienen als Anhaltspunkt für mögliche Netzanpassungen. Die ermittelten Koppelknoten gaben Aufschluss darüber, wo Umwandlungstechnologien im Verteilnetz zwischen den Energienetzen für den Stakeholder Netzbetreiber und dem Industrie- oder Gewerbekunden basierend auf den technischen Gegebenheiten am besten zu platzieren sind. Die Verteilung der regenerativen Erzeugungstechnologien pro Verteilnetzknotten gaben dem Stakeholder Netzbetreiber Aufschluss darüber welche zusätzliche Energiequellen und Einspeiseleistungen im Verteilnetz bei weiterem Ausbau der regenerativen Energieerzeuger zu erwarten sind.

Die Optimierungsergebnisse zeigten wie dezentrale Speicher- und Umwandlungstechnologien als mögliche Abhilfemaßnahmen zur Bewältigung von Netzgrenzwertüberschreitungen bei einer massiven Integration von erneuerbaren Erzeugungstechnologien fungieren können. Die CO<sub>2</sub> – und Energiebezugsreduktionspotenziale wurden dabei auch aufgezeigt.

Die Optimierungsergebnisse, die installierten Speicher/Umwandlungstechnologien und deren Betriebsführung gaben Aufschluss darüber, welche Energieeinsparungen der Industrie- und Gewerbekunde bei einer optimalen und effizienten Hybridversorgung, zuzüglich der ermittelten Flexibilitäts-Energieeffizienzpotentiale, haben könnten. Daraus wurde auch das das CO<sub>2</sub> – Reduktionspotenzial für diesen Stakeholder abgeleitet.

Die Übertragbarkeit der Optimierungsergebnisse auf weitere Städte in Österreich zeigte die Auswirkungen der Projektidee Symbiose-4-luG (Einbindung von dezentralen Speichertechnologien und Kopplung bestehender Netze/Energieträger, entweder an zentraler Stelle im Energienetz, oder dezentral direkt beim Kunden (Haushalte, Industrie und Gewerbe), zuzüglich der Betrachtung von optimiertem Betrieb größerer Kundengruppen mit Eigenerzeugung) auf die Integration von dezentralen erneuerbaren Erzeugungstechnologien in Österreich.

## 9 Ausblick und Empfehlungen

### ***Berücksichtigung von weiteren marktwirtschaftlichen Faktoren***

Neben den umfangreichen Einflussfaktoren und Parametern, die bereits in dem Optimierungsmodell „Sybmiose-4-luG“ berücksichtigt wurden, könnten weitere marktwirtschaftliche Faktoren in das Modell Einzug finden, wie beispielsweise dynamische Energiepreise für Strom- und Wärmebezug, sowie zusätzliche Erlöse durch Flexibilisierungsmaßnahmen für den Ausgleichs- und Regelenergiemarkt.

### ***Berücksichtigung dynamischer Systemgrenzen***

Im vorliegenden Projekt wurde die Modellregion Stadt als eigenständige Region mit statisch berücksichtigten Systemgrenzen optimiert. Der Energiefluss aus und zu den übergeordneten Netzebenen wurde nur über die technisch vorhandenen Systemgrenzen (z.B. elektrisches System die Nennleistung des Umspanners) beschränkt ohne die Berücksichtigung eines tatsächlich möglichen Leistungsflusses aus der übergeordneten Netzebene. Eine Möglichkeit wäre das entwickelte Optimierungsmodell weiter zu entwickeln und eine dynamische Systemgrenze zu inkludieren. Die dynamische Systemgrenze könnte im Rahmen einer Pre-Simulation oder Voroptimierung der Übertragungsebene bestimmt werden und dem Optimierungsmodell übertragen werden.

### ***Erstellung einer Open Source Variante des entwickelten Modells***

Das entwickelte Optimierungsmodell könnte zu einem Open Source Software Tool erweitert werden. Dadurch könnte die Projektidee des entwickelten Modells auf unterschiedliche Städte in Österreich angewendet werden und Aussagen der Ergebnisse und der Nutzen der einzelnen Stakeholder mit dem vorliegenden Projekt verglichen werden.

### ***Demoumsetzung***

Der nächste konsequente Schritt wäre die Weiterentwicklung des Modells für den Testbetrieb für eine städtische Region mit Strom, Wärme/Kälte und Gasnetz. Über eine Optimierung könnten die Energieflüsse netz- und energieträgerübergreifend mithilfe von Flexibilität im Feldbetrieb in Echtzeit getestet werden.

# 10 Verzeichnisse

## 10.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Mögliche Koppelungen der Energienetze bei Industrie- und Gewerbekunden (mit und ohne bidirektionale Verbindung zwischen Erdgas und Wasserstoff) .....	18
Abbildung 2: Topologie des Optimierungsmodells für städtische Energienetze .....	23
Abbildung 3: Für das Projekt Symbiose-4-luG verwendete Modellnetz.....	25
Abbildung 4: Abgangsprofile für die Abgänge 2 bis 6 für das Jahr 2015 .....	26
Abbildung 5: Exemplarische Winterwoche eines Supermarktstandortes für den Stromverbrauch.....	28
Abbildung 6: Exemplarische Winterwoche eines Supermarktstandortes für den Gasverbrauch .....	28
Abbildung 7: Einbindung von Gewerbeprofilen in das Knotengesamtprofil .....	31
Abbildung 8: Gesamte Ladeleistung bezogen auf ein Auto für beide Szenarien und eines einzelnen Autos.....	34
Abbildung 9: Kumulierte Ladeleistung für alle Elektroautos für beide Szenarien.....	35
Abbildung 10: Energiebedarf für die Wärmebereitstellung eines Haushaltes gemittelt über ein Kollektiv von 126 Haushalten .....	37
Abbildung 11: Auswahl der repräsentativen Sommerwoche für das elektrische Verbrauchsprofil, die schwarze Linie stellt das Profil der gewählten Woche dar .....	41
Abbildung 12: Territoriale Positionierung der Modellregionen , Stadt und Land .....	43
Abbildung 13: Netztopologie des elektrischen Versorgungssystems der städtischen Modellregion.....	44
Abbildung 14: Netzreduktion; links: die drei unabhängigen Knoten vor der Reduktion; rechts: alle Lasten zu einem Knoten zusammengefasst.....	44
Abbildung 15: Netztopologie des reduzierten elektrischen Netzes.....	45
Abbildung 16: Netzanpassungen welche im Rahmen von Symbiose-4-luG durchgeführt wurden .....	46
Abbildung 17: Thermisches Netz.....	46
Abbildung 18: Energiesystem des Industriepartners mit Load-Shift Potentials.....	49
Abbildung 19: Überblick Produktionslinie.....	49
Abbildung 20: Verschiebungspotentiale im Bestandssystem des Industriepartners .....	51
Abbildung 21: Verschiebungspotentiale MPREIS unter Einbeziehung einer Power-to-Gas Anlage.....	52
Abbildung 22: Schema Power-to-Gas Anlage.....	52
Abbildung 23: Bestehendes Energiemodell des Gewerbebetriebes.....	54
Abbildung 24: Bilanzierung und Zusammenfassung der Energieformen (SOWO) .....	56
Abbildung 25: Bilanzierung und Zusammenfassung der Energieformen (WIWO) .....	57
Abbildung 26: Bilanzierung der Treibhausgase mit CO2-Faktoren aus OIB (SOWO) .....	59
Abbildung 27: Bilanzierung der Treibhausgase mit CO2-Faktoren für 2050 (SOWO) .....	60
Abbildung 28: Topologie des elektrischen Energiesystems im Optimierungsmodell .....	67
Abbildung 29: Topologie der Wärmeversorgung im Optimierungsmodell.....	68

Abbildung 30: vollständige Optimierungstopologie der gesamten Energieversorgung der Modellregion.....	68
Abbildung 31: Boxplot der MS-Knotenspannungen bezogen auf ein ganzes Jahr Box: 25%, 50%, 75% Quantil;max. Whiskerslänge = Vierfache vom Interquantil Abstand .....	69
Abbildung 32: Absoluter Fehler je Leitung für die Übergangszeit.....	72
Abbildung 33: Absoluter Fehler je Leitung für Sommer.....	72
Abbildung 34: Absoluter Fehler je Leitung für Winter .....	73
Abbildung 35: Darstellung der getrennten Modellierung des Ein- und Ausspeichervorgangs [25].....	75
Abbildung 36:elektrische Last inkl. DSM-Komponente.....	77
Abbildung 37:DSM-Vorgang mit einer max. Verlagerungszeit von 5h.....	77
Abbildung 38: Erzeugungsverteilung im urbanen Netz für die Variante „Symbiose“ auf Knotenbasis .....	90
Abbildung 39: Erzeugungsverteilung im urbanen Netz für die Variante "Symbiose-4-luG" auf Knotenbasis .....	91
Abbildung 40: Städte in Österreich mit Bevölkerungsanzahl.....	92
Abbildung 41: Städte in Österreich unter 50.000 Einwohner.....	93
Abbildung 42: Positionierung dezentraler Speicher und Umwandlungstechnologien im Energiesystem für die Variante „Symbiose-4-luG“ für das Szenario H2.....	97
Abbildung 43: Positionierung dezentraler Speicher und Umwandlungstechnologien im Energiesystem für die Variante „Symbiose-4-luG“ für das Szenario G2 .....	99
Abbildung 44: Positionierung dezentraler Speicher und Umwandlungstechnologien im Energiesystem für die Variante „Symbiose-4-luG“ für das Szenario B2.....	100
Abbildung 45: Wärmebereitstellung in unterschiedlichen Jahreszeiten für Variante „Symbiose-4-luG“ Szenario B2.....	101
Abbildung 46: Positionierung dezentraler Speicher und Umwandlungstechnologien im Energiesystem für die Variante „Symbiose-4-luG“ für das Szenario T3_3 .....	103
Abbildung 47: Positionierung dezentraler Speicher und Umwandlungstechnologien im Energiesystem für die Variante „Symbiose-4-luG“ für das Szenario H3_3.....	104
Abbildung 48: Positionierung dezentraler Speicher und Umwandlungstechnologien im Energiesystem für die Variante „Symbiose-4-luG“ für das Szenario G3_3.....	106
Abbildung 49: Positionierung dezentraler Speicher und Umwandlungstechnologien im Energiesystem für die Variante „Symbiose-4-luG“ für das Szenario B3_3.....	107
Abbildung 50: Positionierung dezentraler Speicher und Umwandlungstechnologien im Energiesystem für die Variante „Symbiose-4-luG“ für das Szenario H6_2.....	109
Abbildung 51: Positionierung dezentraler Speicher und Umwandlungstechnologien im Energiesystem für die Variante „Symbiose-4-luG“ für das Szenario H9_2.....	111
Abbildung 52: Wärmebereitstellung im Szenario H9_2 für unterschiedliche Jahreszeiten ..	112
Abbildung 53: Positionierung dezentraler Speicher und Umwandlungstechnologien im Energiesystem für die Variante „Symbiose-4-luG“ für das Szenario G9_2.....	113
Abbildung 54: Wärmebereitstellung im Szenario G9_2 für unterschiedliche Jahreszeiten ..	114
Abbildung 55: Positionierung dezentraler Speicher und Umwandlungstechnologien im Energiesystem für die Variante „Symbiose-4-luG“ für das Szenario B9_2.....	116

Abbildung 56: Wärmebereitstellung im Szenario B9_2 für unterschiedliche Jahreszeiten...	117
Abbildung 57: Leitungsauslastungen in der repräsentativen Winterwoche für Szenario T7_2 für die Variante „Symbiose-4_luG“ (negative Werte entsprechen einer Rückspeisesituation)	119
Abbildung 58: Ein- und Ausspeiseleistungen (in blau bzw. rot) dezentraler Speicher für die repräsentative Winterwoche	119
Abbildung 59: Auslastung von Ortsnetztransformatoren an ausgewählten Knoten für das Szenario T8_2; positiv Werte: Energiefluss von Mittelspannung zu Niederspannungsseite	123
Abbildung 60: Entwicklung der durchschnittlichen CO <sub>2</sub> -Emissionen von 2012 bis 2017 basierend auf den Stromkennzeichnungsberichten 2012-2017 der E-Control.	127
Abbildung 61: CO <sub>2</sub> - Emissionen für unterschiedliche Optimierungsszenarien in tCO <sub>2</sub> /Jahr bzw. in Prozent bezogen auf das Szenario T1 (technische Sicht ohne Maßnahmen und Elektromobilitätsausbau, Variante „Symbiose-4-luG“)	128
Abbildung 62: Strombedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der technischen Sicht bezogen auf den jeweiligen Stromverbrauch	129
Abbildung 63: Strombedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der technischen Sicht bezogen auf das Szenario luG_T2	129
Abbildung 64: Wärmebedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der technischen Sicht	130
Abbildung 65: Strombedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der Endkundensicht bezogen auf den jeweiligen Stromverbrauch	130
Abbildung 66: Strombedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der Endkundensicht bezogen auf das Szenario luG_T2	131
Abbildung 67: Wärmebedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der Endkundensicht	131
Abbildung 68: Strombedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der Gemeindesicht bezogen auf den jeweiligen Stromverbrauch	132
Abbildung 69: Strombedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der Gemeinde bezogen auf das Szenario luG_T2	132
Abbildung 70: Wärmebedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der Gemeindesicht	133
Abbildung 71: Strombedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der bezugsminimalen Gemeindesicht bezogen auf den jeweiligen Stromverbrauch	133
Abbildung 72: Strombedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der bezugsminimalen Gemeinde bezogen auf das Szenario luG_T2	134
Abbildung 73: Wärmebedarfsdeckung ausgewählter Szenarien der bezugsminimalen Gemeindesicht	134
Abbildung 74: Kostenvergleich ausgewählter Szenarien (alle Variante „Symbiose-luG“) für unterschiedliche Stakeholderansichten; Kosten sind auf die jeweiligen Basisszenarien (T1, H1, G1, B1) bezogen	135
Abbildung 75: Eigenverbrauch der PV-Erzeugung und (elektrischer) Autarkiegrad ausgewählter Szenarien ohne Elektromobilität	136
Abbildung 76: Eigenverbrauch der PV-Erzeugung und (elektrischer) Autarkiegrad ausgewählter Szenarien mit Elektromobilitätsausbau	137

Abbildung 77: energetischer Eigenverbrauchsanteil der PV- und Fernwärmeerzeugung (Müllverbrennung) und Energieautonomie für ausgewählte Szenarien ohne Elektromobilität .....	138
Abbildung 78: energetischer Eigenverbrauchsanteil der PV- und Fernwärmeerzeugung (Müllverbrennung) und Energieautonomie für ausgewählte Szenarien mit Elektromobilitätsausbau .....	139
Abbildung 79: Hochrechnung der Speicherleistungen und Wärmepumpenleistungen aller Städte in Österreich für ausgewählte Szenarien sowie eine Detailansicht ohne B-Szenarien. ....	143
Abbildung 80: Hochrechnung der Speicherinhalte aller Städte in Österreich für ausgewählte Szenarien sowie eine Detailansicht ohne B-Szenarien. ....	144
Abbildung 81: Übersicht über die CO <sub>2</sub> -Emissionen für die Energiebereitstellung (Strom und Wärme) ausgewählter Szenarien ohne Berücksichtigung des PKW-Verkehrs .....	151
Abbildung 82: Übersicht über die CO <sub>2</sub> -Emissionen für die Energiebereitstellung (Strom und Wärme) ausgewählter Szenarien mit Berücksichtigung des PKW-Verkehrs .....	151
Abbildung 83: Import/Exportbilanz ausgewählter Szenarien ohne Elektromobilität .....	155

## 10.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Jahreszeiten laut VDEW-Lastprofilen .....	27
Tabelle 2: Stromverbräuche der 13 Supermarktstandorte in MWh .....	28
Tabelle 3: Gasverbräuche der 13 Supermarktstandorte in MWh .....	29
Tabelle 4: VDEW Jahreszeiteinteilung (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke; M-32/99, 1999) WD...Werktag, SA...Samstag, SO...Sonntag .....	39
Tabelle 5: Erzeugungs- und Lastdaten für die Variante "Symbiose-4-luG" .....	41
Tabelle 6: Erzeugungs- und Lastdaten für die Variante "Symbiose" .....	42
Tabelle 7: zeitliche Verschiebungspotentiale Produktionslinie .....	50
Tabelle 8: Eckdaten von Elektrolyseur und Methanisierung .....	54
Tabelle 9: CO <sub>2</sub> -Faktoren aus der OIB-Richtlinie [23] bzw. aus eigener Berechnung für 2030 und 2050 .....	59
Tabelle 10: Überblick der Stakeholder mit Nebenbedingungen und Kosten/Erlösen .....	63
Tabelle 11: Eigenschaften der modellierten Speichertechnologien .....	75
Tabelle 12: Kostenparameter BHKW .....	82
Tabelle 13: Eigenschaften der modellierten Umwandlungstechnologien für das thermische Netz .....	83
Tabelle 14: Relevante Kostenparameter der Optimierungsszenarien für die einzelnen Stakeholder .....	88
Tabelle 15: Erzeugungs- und Lastdaten für die Variante "Symbiose" .....	89
Tabelle 16: Erzeugungs- und Lastdaten für die Variante "Symbiose-4-luG" .....	90
Tabelle 17: Skalierungsfaktoren basierend auf der Einwohnerzahl von Österreich .....	93
Tabelle 18: Skalierungsfaktoren basierend auf dem elektrischen Energieverbrauch .....	94
Tabelle 19: Skalierungsfaktoren basierend auf Städten mit < 50.000 Einwohnern .....	94
Tabelle 20: Skalierungsfaktoren basierend auf Energieverbräuche und Einwohnerzahlen ...	94

Tabelle 21: Optimierungsergebnisse Szenario T2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ .....	96
Tabelle 22: Optimierungsergebnisse Szenario H2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ .....	97
Tabelle 23: Optimierungsergebnisse Szenario G2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ .....	98
Tabelle 24: Optimierungsergebnisse Szenario B2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ .....	99
Tabelle 25: Optimierungsergebnisse Szenario T3_1 für Variante „Symbiose“ u. T3_3 für „Symbiose-4-luG“ .....	102
Tabelle 26: Optimierungsergebnisse Szenario H3_1 für Variante „Symbiose“ u. H3_3 für „Symbiose-4-luG“ .....	104
Tabelle 27: Optimierungsergebnisse Szenario G3_1 für Variante „Symbiose“ u. G3_3 für „Symbiose-4-luG“ .....	105
Tabelle 28: Optimierungsergebnisse Szenario B3_1 für Variante „Symbiose“ u. B3_3 für „Symbiose-4-luG“ .....	107
Tabelle 29: Optimierungsergebnisse Szenario H6_2im Vergleich zu H2 für Variante „Symbiose-4-luG“ .....	108
Tabelle 30: Optimierungsergebnisse für die Szenarien H9_2 für Variante „Symbiose“ für „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den H2 Basisszenarien.....	110
Tabelle 31: Optimierungsergebnisse für die Szenarien G9_2 für Variante „Symbiose“ für „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den G2 Basisszenarien .....	112
Tabelle 32: Optimierungsergebnisse für die Szenarien B9_2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den B2 Basisszenarien .....	115
Tabelle 33: Optimierungsergebnisse für die Szenarien T7_2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den T2 Basisszenarien .....	118
Tabelle 34: Optimierungsergebnisse für die Szenarien H10_2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den Szenarien H9_2.....	120
Tabelle 35: Optimierungsergebnisse für die Szenarien G10_2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den Szenarien G9_2.....	121
Tabelle 36: Optimierungsergebnisse für die Szenarien B10_2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den Szenarien B9_2.....	121
Tabelle 37: Optimierungsergebnisse für die Szenarien T8_2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den T2 Basisszenarien .....	122
Tabelle 38: Optimierungsergebnisse für die Szenarien T11_2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den T2 Basisszenarien .....	123
Tabelle 39: Optimierungsergebnisse für die Szenarien H11_2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den Szenarien H9_2 (ohne E-Mobilitätsanteil).....	124
Tabelle 40: Optimierungsergebnisse für die Szenarien G11_2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den Szenarien G9_2.....	125
Tabelle 41: Optimierungsergebnisse für die Szenarien B11_2 für Variante „Symbiose“ und „Symbiose-4-luG“ im Vergleich mit den Szenarien B9_2.....	125

Tabelle 42: Treibhausgas-Emissionen nach Sektoreinteilung des Klimaschutzgesetzes nach [33], modifizierte Darstellung; EH .. Emissionshandel.....	145
Tabelle 43: CO <sub>2</sub> -Emissionen ausgewählter Szenarien der technischen Sicht.....	146
Tabelle 44: CO <sub>2</sub> -Emissionen ausgewählter Szenarien der technischen Sicht inklusive PKW-Verkehr .....	147
Tabelle 45: CO <sub>2</sub> -Emissionen ausgewählter Szenarien der Endkundensicht .....	147
Tabelle 46: CO <sub>2</sub> -Emissionen ausgewählter Szenarien der Endkundensicht inklusive PKW-Verkehr .....	<b>Fehler! Textmarke nicht definiert.</b>
Tabelle 47: CO <sub>2</sub> -Emissionen ausgewählter Szenarien der Gemeindesicht.....	148
Tabelle 48: CO <sub>2</sub> -Emissionen ausgewählter Szenarien der Gemeindesicht inkl. PKW-Verkehr .....	149
Tabelle 49: CO <sub>2</sub> -Emissionen ausgewählter Szenarien der bezugsminimalen Gemeinde....	149
Tabelle 50: CO <sub>2</sub> -Emissionen ausgewählter Szenarien der bezugsminimalen Gemeinde inkl. PKW-Verkehr .....	150
Tabelle 51: Energieeinsatz für Heizen und Warmwasserbedarf für unterschiedliche Betrachtungsperioden. Eigene Darstellung nach [36] .....	152
Tabelle 52: Bilanz der elektrischen Energie in Österreich (öffentliches Netz) für die Jahre 2014-2016 [37] .....	152
Tabelle 53: Import/Exportbilanz ausgewählter Szenarien der technischen Sicht.....	153
Tabelle 54: Import/Exportbilanz ausgewählter Szenarien der Endkundensicht .....	153
Tabelle 55: Import/Exportbilanz ausgewählter Szenarien der Gemeindesicht.....	154
Tabelle 56. Import/Exportbilanz ausgewählter Szenarien der bezugsminimalen Sicht .....	154
Tabelle 57: Szenariodefinitionen .....	172

### 10.3 Literaturverzeichnis

- [1] TU Wien - ESEA, "Symbiose - Endbericht," 2014.
- [2] IG-Windkraft, *Windkraft in Zahlen*. Available: [https://www.igwindkraft.at/?xmlval\\_ID\\_KEY%5B0%5D=1047](https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY%5B0%5D=1047).
- [3] Fronius International GmbH, *Die Fronius Energiezelle*. Available: [http://www.fronius.com/cps/rde/xchg/SID-50E8871E-AF3A5AAB/fronius\\_international/hs.xsl/83\\_18089\\_DEU\\_HTML.htm](http://www.fronius.com/cps/rde/xchg/SID-50E8871E-AF3A5AAB/fronius_international/hs.xsl/83_18089_DEU_HTML.htm) (2011, Sep. 12).
- [4] M. Specht, et al, "Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz," *Jahrestagung des Forschungsverbands Erneuerbare Energien in Kooperation mit der Agentur für Erneuerbare Energien, Umweltforum Berlin, 24.-25. November 2009*, p. 69, 2009.
- [5] M. Sterner, "Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems," Universität Kassel, 2009.
- [6] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke, "Zuordnung der VDEW-Lastprofile zum Kundengruppenschlüssel; M-24/2000," Frankfurt am Main, 2000.
- [7] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke, "Repräsentative VDEW-Lastprofile; M-32/99," Frankfurt am Main, 1999.
- [8] W. Gawlik, et al, "aDSM - Aktives Demand-Side-Management durch Einspeiseprognose," Wien, 2014.
- [9] Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, "Mobilität in Deutschland 2008, Ergebnisbericht," Bonn und Berlin, 2010.

- [10] C. Leitinger, et al, "Smart Electric Mobility – Speichereinsatz für regenerative elektrische Mobilität und Netzstabilität," Wien, 2011.
- [11] *Simplified calculation of the time related loss of heat (heating load) of buildings*, 1978.
- [12] H. Recknagel, et al, *Taschenbuch für Heizung u. Klimatechnik: Einschließlich Warmwasser u. Kältetechnik : zusätzlicher Inhalt*. München: Oldenbourg-Industrie-Verl, 2009.
- [13] U. Jordan, et al, "Werkzeug zur Generierung von Trinkwasser-Zapfprofilen auf statistischer Basis," Kassel, 2003.
- [14] M. Heimberger, "Energy storage - optimisation of the placement and operation (in a distribution grid)," Dissertation, ESEA, TU Wien, Vienna, 2016.
- [15] EVN, *AKW Zwentendorf*. Available: <http://www.zwentendorf.com/photovoltaik.asp> (2016, Aug. 18).
- [16] S. Stukelj, "Photovoltaikstrom-Eigenverbrauchsoptimierung mit aktivem Demand Side Management auf Siedlungsebene," TU Wien, 2014.
- [17] M. Lödl, et al, "Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland," Graz, 2010.
- [18] wien.at, *Wiener Solarpotenzial*. Available: <https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/stadtvermessung/geodaten/solar/wiener-solarpotenzial.html> (2012, Oct. 08).
- [19] Wien Energie GmbH, "Wien Energie Jahrbuch 2011/12," Wien, 2012.
- [20] Statistik Austria, "Statistik Austria-Bevölkerung im Jahresdurchschnitt," 2014.
- [21] Amany von Oehsen, "Entwicklung und Anwendung einer Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung für die Untersuchung von Energieversorgungszenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland," Universität Kassel, Kassel, 2012.
- [22] Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach, "Richtlinie G 31-Erdgas in Österreich-Gasbeschaffenheit," 2011.
- [23] Österreichisches Institut für Bautechnik, "OIB-Richtlinie 6 - Energieeinsparung und Wärmeschutz," Wien, 2015.
- [24] E-Control, "Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen; Hauptabschnitt D2," 2009.
- [25] C. Groiß, "Maximierung des regenerativen Erzeugungsanteils an der österreichischen Elektrizitätsversorgung," Dissertation an der TU Wien, TU Wien, 2013.
- [26] B. R. Oswald, "Verlust- und Verlustenergieabschätzung," Hannover, 2007.
- [27] Agora Energiewende, "Stromspeicher in der Energiewende," 2014.
- [28] G. Totschnig, "AutRES100 – Hochauflösende Modellierung des Stromsystems bei hohem erneuerbaren Anteil – Richtung 100% Erneuerbare in Österreich: Publizierbarer Endbericht - S.89," 2013.
- [29] M. Sterner, et al, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin: Springer Vieweg, 2014.
- [30] W. Gawlik, "Kraftwerke," Vorlesungsskriptum, ESEA, TU Wien, Wien, 2017.
- [31] E-Control, "Stromkennzeichnungsbericht 2017,"
- [32] Österreichischer Städtebund, "Österreichs Städte in Zahlen 2015," Wien, 2016.
- [33] Umweltbundesamt GmbH, "Klimaschutzbericht 2017," Wien, 2017.
- [34] D. Fritz, et al, *Ökobilanz alternativer Antriebe: Fokus Elektrofahrzeuge*. Wien: Umweltbundesamt GmbH, 2016.
- [35] Statistik Austria, "Kraftfahrzeuge - Bestand 2017," 2018.
- [36] A. Müller, et al, "Energieszenarien bis 2030: Wärmebedarf der Kleinverbraucher," ein Projekt im Rahmen der Erstellung von energiewirtschaftlichen Input-parametern und Szenarien zur

[37] E-Control, "Öffentliches Netz - jährliche Bilanz elektrischer Energie,"

## 11 Anhang

### 11.1 Beschreibung der Szenarien

Die Szenariobezeichnungen setzen sich jeweils aus „luG\_“ oder „Sym\_“ + „T/H/B/G“ + „Szenario X“ der ersten Spalte der Tabelle 57 zusammen.

Tabelle 57: Szenariodefinitionen

Szenario	Kurzbeschreibung	EMOB	Abregelung	dezS	P2G (P2H2,P2SNG)	WP	BHKW	DSM
1	Basisszenario technisch/Endkunde/Gemeinde/ bezugsminimal Gemeinde → keine Kosten - Basis ohne jegliche Maßnahmen	0%	✓	<input type="checkbox"/>				
2	dezS und WP als Maßnahmen aktiv	0%	✓	✓	<input type="checkbox"/>	✓	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3-3	dezS und WP und DSM als Maßnahmen aktiv	0%	✓	✓	<input type="checkbox"/>	✓	<input type="checkbox"/>	✓
4-2	dezS, WP und BHKW als Maßnahmen aktiv zzgl. Ausbau von BHKW an anderen Knoten	0%	✓	✓	<input type="checkbox"/>	✓	✓	<input type="checkbox"/>
4-3	dezS, WP und BHKW als Maßnahmen aktiv zzgl. Ausbau von BHKW an anderen Knoten und dem Industriestandort	0%	✓	✓	<input type="checkbox"/>	✓	✓	<input type="checkbox"/>
5-2	P2G als Maßnahme als reine H2-Produktion aktiv	0%	✓	<input type="checkbox"/>	✓	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5-3	P2G als Maßnahme als reine SNG_Produktion aktiv	0%	✓	<input type="checkbox"/>	✓	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5-4	P2G als Maßnahme als Speicher mit Rückverstromung aktiv	0%	✓	<input type="checkbox"/>	✓	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6-2	alle Maßnahmen zzgl.P2G als reine H2-Produktion und ohne Ausbau BHKW und DSM	0%	✓	✓	✓	✓	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6-3	alle Maßnahmen zzgl.P2G als reine SNG_Produktion und ohne Ausbau BHKW und DSM	0%	✓	✓	✓	✓	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6-4	alle Maßnahmen zzgl.P2G als Speicher mit Rückverstromung und ohne Ausbau BHKW und DSM	0%	✓	✓	✓	✓	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7-2	alle Maßnahmen zzgl.P2G als reine H2-Produktion und ohne Ausbau BHKW und DSM + Emob	40%	✓	✓	✓	✓	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

7-3	alle Maßnahmen zzgl.P2G als reine SNG_Produktion und ohne Ausbau BHKW und DSM + Emob	40%	✓	✓	✓	✓	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7-4	alle Maßnahmen zzgl.P2G als Speicher mit Rückverstromung und ohne Ausbau BHKW und DSM + Emob	40%	✓	✓	✓	✓	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8-2	alle Maßnahmen zzgl.P2G als reine H2-Produktion und ohne Ausbau BHKW und DSM + Emob	100%	✓	✓	✓	✓	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8-3	alle Maßnahmen zzgl.P2G als reine SNG_Produktion und ohne Ausbau BHKW und DSM + Emob	100%	✓	✓	✓	✓	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8-4	alle Maßnahmen zzgl.P2G als Speicher mit Rückverstromung und ohne Ausbau BHKW und DSM + Emob	100%	✓	✓	✓	✓	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9-2	alle Maßnahmen zzgl.P2G als reine H2-Produktion mit Ausbau BHKW und DSM all	0%	✓	✓	✓	✓	✓	✓
9-3	alle Maßnahmen zzgl.P2G als reine SNG_Produktion und ohne Ausbau BHKW und DSM all	0%	✓	✓	✓	✓	✓	✓
10-2	alle Maßnahmen zzgl.P2G als reine H2-Produktion mit Ausbau BHKW und DSM all + Emob	40%	✓	✓	✓	✓	✓	✓
10-3	alle Maßnahmen zzgl.P2G als reine SNG_Produktion und ohne Ausbau BHKW und DSM all+ Emob	40%	✓	✓	✓	✓	✓	✓
11-2	alle Maßnahmen zzgl.P2G als reine H2-Produktion mit Ausbau BHKW und DSM all + Emob	100%	✓	✓	✓	✓	✓	✓
11-3	alle Maßnahmen zzgl.P2G als reine SNG_Produktion und ohne Ausbau BHKW und DSM all+ Emob	100%	✓	✓	✓	✓	✓	✓



**Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie**  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien  
[bmvit.gv.at](http://bmvit.gv.at)