

# Bericht über die Detailplanungsergebnisse des angedachten Systems Hybrid Grids DEMO

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

## ARBEITSVERSION

Dieses Deliverable stellt ein projektinternes Dokument dar und dient als Arbeitsbasis für die weiteren, auf dessen Ergebnissen beruhenden Arbeitspakete.

Deliverable D4.1

Ersteller Benjamin Schaffer, Christoph Urschler, Alois Kraussler, Thomas Nacht, Markus Puchegger, Dietmar Nöhner, Martin Kröpfl, Thomas Nacht, Rudolf Weissenbacher

Projekt Hybrid Grids DEMO – Demonstration einer smarten Verknüpfung der urbanen Strom-, Erdgas- & Fernwärmenetze zu funktionalen Stromspeichern

Datum 29. Mai 2018



## Kurzfassung Deutsch

Jenes vorliegende Dokument stellt den zusammenfassenden Bericht über unterschiedliche Detailplanungsergebnisse der angedachten Systeme dar. Dabei werden Untersuchungen zusammenfasst welche, sich mit elektrisch und thermischen Detailplanungsergebnissen beschäftigen.

Demnach ist das ausgearbeitete Deliverable (Arbeitsversion) in folgende Bereiche gegliedert:

Einleitung & Grundlagen:

In der Einleitung wird die Zieldefinition des Arbeitspaketes 4 näher beschrieben. Beim Grundlagenkapitel werden Ergebnisse aus aktuellen Vergleichsprojekten mit Projektbezug dargestellt. Dazu waren umfassende Vorarbeiten hinsichtlich Analyse & Recherche von Projektlandschaften notwendig.

Einen weiteren Schwerpunkt stellten die Rahmenbedingungen für die Demoobjekte dar. Dabei wurde eine Kategorisierung ausgewählter Demoobjekte für Gewerbe, Wohnbau und Verwaltung durchgeführt. Um diese auch entsprechend „technisch“ ausstatten zu können mussten entsprechende Normen und Richtlinien sowie technische Grundspezifikationen erarbeitet bzw. analysiert werden. Dabei wurde die Wärmebereitstellung und Stromversorgung näher beleuchtet, damit gewährleistet ist, dass sämtliche Richtlinien zur Hybrid Grids Demo Anwendung gewährleistet sind.

Wesentlich war auch die umfassende und detaillierte Anfertigung von sogenannten „Datenerhebungslisten“. Mit jener Vorgehensweise konnten umfassende Dateninputs der Demo Objekte aufgenommen und gesammelt werden. Dabei können mögliche Potentiale erkannt und umgesetzt werden. Weiters ist dem Konsortium damit bekannt in welcher Form und Komplexität die Demo Objekte hinsichtlich thermisch und elektrischer Einbindungen für den Hybrid Grids Demo Ansatz vorliegen.

Der Einsatz von geeigneten Simulationsumgebungen ermöglichte das Zusammenspiel unterschiedlichster thermischer und elektrischer Systemgrößen. Dabei konnten unterschiedlichste Demoobjekte simuliert und bewertet werden. Anhand dieses Einsatzes konnte das Verhalten unterschiedlichster Energieerzeuger und Verbraucher bewertet werden. Eine weitere Ableitung daraus war dann die technische Detailplanung im Baukastensystem. Damit wird gewährleistet, dass unterschiedlichste Energietechnologien funktionell verknüpft werden.

Die durchgeführten Simulationen dienen zur Konzeption der technischen Detailplanung. Dabei wurden die wesentlichsten Schritte definiert um daraus ein Detailplanungskonzept abzuleiten.

Methodik:

Die Methodik in jenem Deliverable umfasst die Literaturrecherche sowie die Aufzeichnung und Auswertung von Messdaten bei unterschiedlichsten Energieerzeugungsanlagen.

Daraus resultierend konnte eine Erstellung synthetischer Lastgänge durchgeführt werden. Jene Lastgänge umfassen thermisch und elektrische Auswertungen.

Simulation und Sensitivitätenanalyse:

Im Kapitel thermisches und elektrisches Simulationsmodell erfolgt die Beschreibung der Funktionsweise zur Simulationsumgebung. Dadurch kann Rückschluss auf die Verschiebung von Lasten zu Gunsten des Hybriden Netzmodelles gewährleistet werden.

Technische Detailplanung auf Basis verschiedener Gebäudetypologien:

Als Einleitung zu diesem Kapitel wird die Ist Situation der Demoobjekte beschrieben. Dabei wird ein besonderer Bezug hinsichtlich der technischen Gebäudeausrüstung hergestellt, da diese maßgeblich für die Kombination hybrider Netze ist.

Einen weiteren Teilbereich stellen die thermischen Detaillösungsansätze in den Demoobjekten dar. Dabei wurde ein heizungshydraulisches Baukastensystem entwickelt und realisiert. Dadurch ist es möglich unterschiedlichste Demoobjekte mit der technischen Detailplanung einzubinden. Dies war ein wesentlicher Schwerpunkt dieses Arbeitspaketes. Adaptierend zu dem hydraulischen Baukastensystem ist auch die regelungstechnische Einbindung zu erwähnen. Da dadurch gewährleistet ist, dass die hydraulischen Stellglieder auf Bedarf (z. B. Lastverschiebung) angefordert werden können.

Analog zu den thermischen Detaillösungsansätzen wurden auch elektrische Lösungsansätze erarbeitet und für die Demoobjekte eingesetzt.

Ergebnisse/Schlussfolgerungen und Zusammenfassung:

In jenem Kapitel erfolgt die Darstellung der Ist-Situationen im Hinblick auf entsprechende Simulationsergebnisse und Detailplanungen.

Die Zusammenfassung beinhaltet abschließend einen Überblick sämtlicher durchgeführter Arbeiten.

## Abstract

The present document represents the summary report different results of detail planning of the proposed systems. In this process which brings together research, dealing with electrical and thermal detail planning results.

Therefore, the elaborate deliverable (working version) is divided into the following areas:

Introduction & basics:

The definition of the objectives of the work package 4 is described in the introduction. On the chapter of basis of, results from current comparison projects represented project related. This comprehensive preparatory work with regard to analysis & research project landscapes were necessary.

The framework conditions for the demo objects constituted another focal point. A categorization of selected demonstration objects for commercial, residential, and management was carried out here. Accordingly "technically" equip them to appropriate standards and guidelines, as well as basic technical specifications had to be developed or analyzed. The heat supply and electricity supply was closer lit, ensure that all policies to the hybrid grids demo application are guaranteed.

Also the comprehensive and detailed production of so-called "data survey lists" was essential. That procedure could comprehensive data inputs of the demo be recorded objects and collected. This possible potentials can be recognized and implemented. Furthermore is the Consortium thus known in which form and complexity the demo objects with regard to thermal and electrical connection for the hybrid grids demo approach exist.

The use of suitable simulation environments allowed the interaction of various sizes of thermal and electrical system. While a variety of demo objects could be simulated and evaluated. The behavior of various energy producers and consumers could be assessed on the basis of this use. A further derivation from it was then the detail engineering in the modular system. This will ensure that a wide range of energy technologies are functionally linked.

The performed simulations are used to the concept of technical detail planning. It defined the most important steps to derive a detailed planning approach.

Methodology:

The methodology in the deliverable includes the literature review and the recording and evaluation of measured data in a wide variety of power generation facilities.

As a result, a creation of synthetic load profiles could be performed. Load profiles that include thermal and electrical analysis.

### Simulation:

In the chapter of thermal and electrical simulation model is the description of how it works to the simulation environment. This inference on the displacement of loads for the benefit of the hybrid model of the network can be guaranteed.

Technical detailed planning on the basis of different building typologies:

As an introduction, which is to this chapter the demo objects is described. This made a special reference with regard to the technical equipment of buildings, because this does account for the combination of hybrid networks.

The thermal detail solutions in the demo objects represent a subset of the other. In a hydraulic heating system was developed and implemented. It is to include a wide range of possible demo objects with the technical detail planning. This was a major focus of this work package. The control integration to mention is adaptierend to the hydraulic system of modular. Since this is guaranteed, the hydraulic actuators on demand (such as load displacement) can be requested.

Analog to the thermal detail solutions, also electrical solutions were developed and used for the demo objects.

Results/conclusions and summary

In that chapter, the terms are displayed on simulation results and detailed planning. The summary at the end give an overview about all the steps in this deliverable.

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung.....</b>	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>Grundlagen .....</b>	<b>10</b>
2.1	Rahmenbedingungen Demoobjekte .....	10
2.1.1	Stromnetz und zentrale Leitstelle .....	10
2.1.2	Dezentrale Einheit Typ I: Demonstrationsobjekt Ökopark Hartberg - Maßnahmen Wärmenetz .....	13
2.1.3	Dezentrale Einheit Typ II: Demonstrationsobjekte mit Warmwasserboilern und PV-Anlage.....	16
2.1.4	Dezentrale Einheit Typ III: Demonstrationsobjekte mit Wärmepumpen und PV 18	
2.1.5	Dezentrale Einheit Typ IV: Mehrparteien-Gemeindewohnhaus mit Nachrüstung gemeinschaftlicher PV-Anlage .....	19
2.2	Ergebnisse aus aktuellen F&E Projekten .....	19
2.3	Normen und technische Regeln und Politische Rahmenbedingungen .....	26
2.3.1	Europa .....	26
2.3.2	National .....	27
2.4	Verwendete Simulationsumgebung.....	30
2.4.1	Beschreibung Polysun .....	30
2.4.2	Beschreibung Matlab .....	31
2.4.3	Beschreibung Venios Energy Solution .....	35
2.4.4	Beschreibung Venios Energy Management.....	36
2.4.5	Funktionalität VES / VEM .....	37
<b>3</b>	<b>Methodik.....</b>	<b>40</b>
3.1.1	Literaturrecherche.....	40
3.1.2	Erstellung synthetischer Lastgänge .....	41
3.1.3	Lastgangerstellung Venios .....	46
3.1.1	Synthetischer Lastgang für das Wärmenetz .....	47
<b>4</b>	<b>Simulation möglicher Maßnahmen.....</b>	<b>51</b>
4.1	Eingabeparameter/ Wirtschaftliche Randbedingungen .....	51
4.2	Thermisches Systemmodell.....	54
4.2.1	Thermo-hydraulisches Wärmenetzmodell.....	54
4.2.2	Struktur der Software.....	55

4.2.3	Berechnungsablauf.....	55
4.2.4	Validierungsergebnisse .....	57
4.3	Elektrisches Systemmodell .....	59
4.3.1	Systemkonzept .....	60
4.4	Überwachung und Messung .....	61
4.4.1	Ortsnetzstationen und Kabelverteile .....	61
4.4.2	Haushalte und Kleingewerbe.....	62
4.5	Optimierung .....	62
<b>5</b>	<b>Erweiterungen in den Demoobjekten .....</b>	<b>65</b>
5.1	Stromnetz und zentrale Leitstelle .....	65
5.1.1	Adaptierung der zentralen Leitstelle – Zentraler Optimierer.....	71
5.1.2	Zentrale Kommunikationseinheit – IKT zur Einbeziehung in den Energieschwamm inkl. Sensoren und Aktoren.....	73
5.1.3	Erweiterung der Rundsteueranlage .....	73
5.1.4	Messgeräte Trafostationen .....	74
5.1.5	Datensicherheit.....	76
5.2	Dezentrale Einheit Typ I: Demonstrationsobjekt Ökopark Hartberg - Maßnahmen Wärmenetz.....	77
5.3	Dezentrale Einheit Typ II: Demonstrationsobjekte mit Warmwasserboilern und PV-Anlage.....	86
5.3.1	Anpassungsarbeiten HKLSE (Anbindung an zentraler/technischer Optimierer): .....	88
5.3.2	Anpassung Hausautomatisierung .....	88
5.3.3	Thyristorsteller für Warmwassererzeugung .....	89
5.4	Dezentrale Einheit Typ III: Demonstrationsobjekte mit Wärmepumpen und PV 90	
5.4.1	Anpassungsarbeiten HKLSE (Anbindung an zentraler/technischer Optimierer): .....	90
5.4.2	Anpassung Hausautomatisierung .....	91
5.5	Dezentrale Einheit Typ IV: Mehrparteien-Gemeindewohnhaus mit Nachrüstung gemeinschaftlicher PV-Anlage .....	91
5.5.1	PV-Anlage.....	94
5.5.2	Anpassung Hausautomatisierung .....	95
<b>6</b>	<b>Ergebnisse und Schlussfolgerungen .....</b>	<b>96</b>

6.1	Darstellung und Ergebnisse Istsituation .....	96
6.1.1	Simulationsergebnisse .....	<b>Fehler! Textmarke nicht definiert.</b>
6.2	Wirtschaftliche Betrachtung der Einkaufsoptimierung durch die Stadtwerke Hartberg .....	97
6.3	Darstellung des Umwelteffekts .....	104
6.3.1	Verwendete Umweltparameter .....	104
6.3.2	Abschätzung der maximal installierbaren PV-Kapazitäten .....	107
6.3.3	Abschätzung der zusätzlichen PV-Kapazitäten durch die Einführung des zentralen Optimierers .....	122
6.3.4	Abschätzung des Umwelteffektes durch die zusätzlichen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten .....	126
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>127</b>
<b>8</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>128</b>
<b>9</b>	<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>130</b>
<b>10</b>	<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>134</b>



# 1 Einleitung

Das Deliverable 4.1 stellt einen " Bericht über die erarbeiteten Detailplanungsergebnisse für das angedachte System" dar und beinhaltet die wesentlichen Ergebnisse des Arbeitspaketes 4. Folgende Zielsetzungen sollen mit diesem Bericht erreicht werden:

- Berechnung und Simulation des angedachten Systems ist erfolgt.
- Detailplanung des angedachten Systems ist durchgeführt.
- Anwendbarkeit der Planungsergebnisse verifiziert.
- NutzerInnen sind über den Projektverlauf informiert und Feedback ist vorhanden.

Innerhalb der relevanten Tasks wurden folgende Arbeiten durchgeführt:

## Task 4.1: Berechnungen und Simulation inkl. Sensitivitätsanalyse

- Unter Verwendung einfacher Simulationstools erfolgt das Zusammenspiel aller Komponenten, Worst-Case- und Best-Case-Szenarien, Risikobereiche und auch eine Sensitivitätsanalyse für sich verändernde wirtschaftliche und technische Parameter.
- Die Simulation wird parallel zu allen Konzeptionsaktivitäten und Berechnungen durchgeführt (iterativer Prozess), damit Adaptionen bestmöglich durchgeführt werden können.
- Auf der Basis unterschiedlicher wirtschaftlicher und technischer Betriebszustände der Energiebereitstellungstechnologien werden optimale gebäudeübergreifende Lösungen für den Einsatz der verfügbaren Verbraucher, unter Berücksichtigung der etwaigen Speicherung (Pufferwirkung) von Wärme und Strom durchgespielt. Zielfunktion der Optimierung ist dabei die energieträgerübergreifende Betrachtung zur optimalen Nutzung der dezentral angebotenen erneuerbaren Energie.
- Die Ergebnisse der Optimierungen werden im Hinblick auf die Gestaltung des Netzbetriebes ausgewertet. Damit kann eine wichtige Grundlage zur Einrichtung des Hybrid Grid Verbundes geleistet werden, wobei der Vorteil der rechnergestützten Voroptimierung in den geringeren Kosten gegenüber einer sub-optimalen Realisierung der Hardware und der Steueralgorithmen zu sehen sind.
- Die Ergebnisse der Modelloptimierung werden auch im Hinblick auf technische und wirtschaftliche Risikofaktoren ausgewertet (kritische Betriebszustände, wirtschaftliche Grenzen) um sowohl die Planung als auch die Ausarbeitung von sinnvollen Geschäftsmodellen im AP 3 zu unterstützen.

## Task 4.2: Ergebnis-Assembling und Detailplanung des angedachten Systems

- Zusammenführung aller Ergebnisse und adaptierte Komponenten zu einem stimmigen System
- Detailplanung aller Testanwendungen, Technologie--Implementierungen, Softwarekomponenten und des Betriebes

## Task 4.3: 2. Partizipationsworkshop mit den NutzerInnen

- Präsentation der Detailplanung im Rahmen des NutzerInnen-Partizipationsworkshops
- Diskussion, Erfahrungsaustausch und Feedback-Einholung
- Verifikation der Ergebnisse auf Anwendbarkeit
- Präsentation der geplanten Implementierungsschritte des Testbetriebes
- Adaption der Detailplanung auf die abgegebenen NutzerInnen-Anforderungen

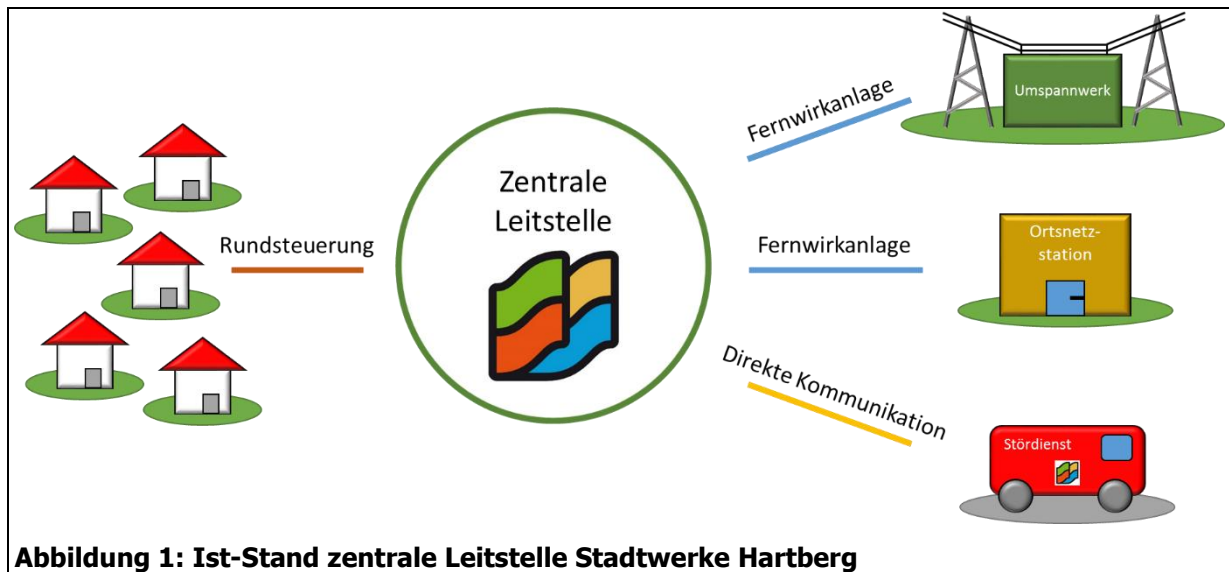
## 2 Grundlagen

### 2.1 Rahmenbedingungen Demoobjekte

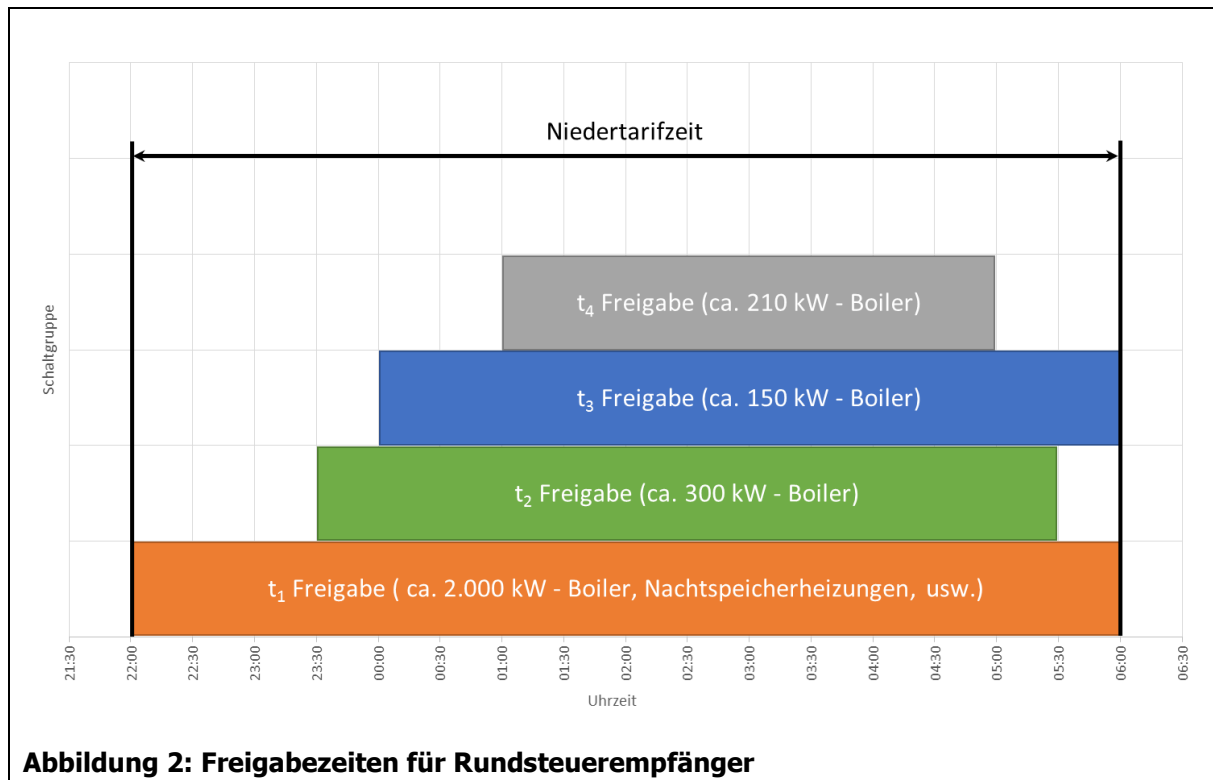
Im Lauf der Projektdurchführung stellte sich heraus, dass eine Adressierung von konkreten Objekten nicht zielführend ist, da das Flexibilitätspotential anhand von bestimmten Kriterien definierbar ist, jedoch nicht in jedem ursprünglich geplanten Projekt vorhanden ist. Deshalb werden in diesem Kapitel verschiedene Typen von dezentralen Objekten beschrieben, die in das System integriert werden können und sollen.

#### 2.1.1 Stromnetz und zentrale Leitstelle

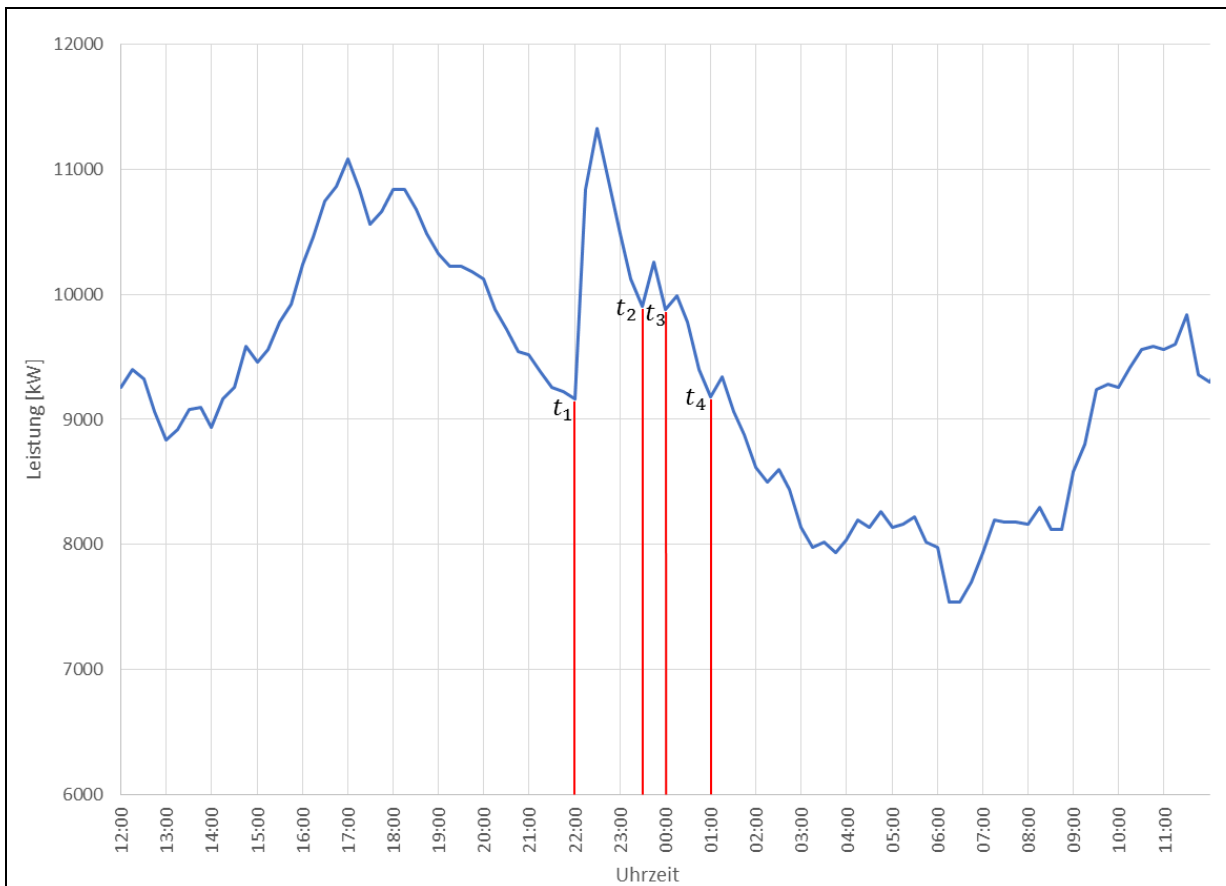
Das Stromnetzgebiet der Stadtwerke Hartberg erstreckt sich über das gesamte Stadtgebiet von Hartberg und über Teile der Gemeinden Hartberg-Umgebung, St. Johann in der Haide, Greinbach und Grafendorf. Das Verteilnetz der Stadtwerke Hartberg wird auf einem Spannungsniveau von 20 kV betrieben und verteilt sich auf 97 Trafostationen. 59 km der Mittelspannungsebene sind als Erdkabel ausgeführt und 20 km als Freileitung. Im Netzgebiet gibt es ca. 7.000 Zählpunkte für Verbrauchsanlagen. Die Spitzenlast des Netzes beträgt ca. 15 MW bei einer jährlichen Energieabgabe von ca. 83 GWh (Stand 2017). Im Stromnetz der Stadtwerke Hartberg befinden sich derzeit 312 Photovoltaikanlagen und ein Blockheizkraftwerk (BHKW) mit einer jährlichen Netzeinspeisung von ca. 5,5 GWh. Die zentrale Leitstelle der Stadtwerke Hartberg umfasst zurzeit eine Fernwirkanlage für das Mittelspannungsnetz und eine Rundsteueranlage. Die Fernwirkanlage erkennt unter anderem Fehler wie Erdschlüsse und Kurzschlüsse. Es können automatische oder manuelle Umschaltungen zwischen verschiedenen Netzsträngen durchgeführt werden. Eine Messdatenerfassung (Strom, Spannung, Leistung) erfolgt derzeit nur an wenigen neuralgischen Punkten im Netz. Diese Messdaten sind aber nur über eine abgeschottete Leitstandsoftware abrufbar und können nicht weiterverarbeitet werden. Die neuralgischen Punkte befinden sich in den Umspannwerken und in den drei wichtigsten Trafostationen. Die aktuellen Messwerte werden in der zentralen Leitstelle angezeigt. Werden gewisse eingestellte Parameter über- bzw. unterschritten, wird eine Warnung oder eine Störung angezeigt. In diesem Fall wird der Stördienst aktiv und behebt den Fehler. Die Kommunikation mit dem diensthabenden Techniker erfolgt hierbei über direkten Weg (persönlich oder per Telefon). An allen anderen Ortsnetzstationen gibt es derzeit nur analoge Messgeräte mit Schleppanzeiger oder digitale Messgeräte, die allerdings nicht vernetzt bzw. online ausgelesen werden können. Mit den derzeitigen Messgeräten kann somit lediglich im Nachhinein Aufschluss über die Maximalbelastung der einzelnen Trafostationen gewonnen werden. Eine laufende Überwachung des Netzes hinsichtlich der Auslastung/Überlastung oder genaue Zeitdefinition der Maximalbelastungen ist damit ebenso nicht möglich wie die Optimierung des Netzes hinsichtlich der Verwertung lokaler Überschüsse aus Erneuerbarer Energie.



In Abbildung 1 sind die Funktionen der zentralen Leitstelle der Stadtwerke Hartberg dargestellt. Einerseits gibt es eine rudimentäre Netzüberwachung bzw. Steuerung über die Fernwirkanlage (Umspannwerke und drei Trafostationen). Andererseits wird die Rundsteueranlage von der zentralen Leitstelle aus betrieben. Derzeit befinden sich ca. 830 Rundsteuerempfänger im Netz. Damit werden ca. 1.650 Verbraucher (Warmwasserboiler, Elektroheizungen, ...) aus-, ein- oder umgeschaltet. Die Kommunikation zu den Rundsteuerempfängern erfolgt mittels PLC (Powerline Communication). Bei Mehrparteienwohnhäusern gibt es oft nur einen Rundsteuerempfänger und die Zähler für die Boiler in den einzelnen Wohnungen werden über Schütz geschaltet. Die Hauptaufgaben der Rundsteueranlage sind die Tarifumschaltung, Ein-Ausschalten von Zusatztarifen und Lastabwurf bei Grenzwertverletzungen im Netz. Grundsätzlich erfolgt die Freigabe von Warmwasserboilern und anderen Verbrauchern der Rundsteueranlage von 22:00 – 06:00 Uhr in der Nacht zur sogenannten Niedertarifzeit, vgl. Abbildung 2. Damit es aber durch das gleichzeitige Einschalten nicht zu Lastspitzen kommt, sind die Boiler in verschiedene Gruppen (Freigabezeit 4h, 6h und 8h) unterteilt. Für jede Gruppe lässt sich die Einschaltzeit zwar grundsätzlich frei definieren, das muss allerdings zurzeit noch manuell an einem Computerarbeitsplatz durchgeführt werden. Zu erwähnen bleibt noch, dass für einige Steuerungsgruppen an der Rundsteueranlage Nachladezeiten bzw. generell auch Einschaltzeiten während des Tages definiert sind. Es gibt aktuell nur eine rudimentäre Laststeuerung. Dabei wird die elektrische Leistung bei der Übergabestelle zum vorgelagerten Netz gemessen. Bei Überschreitung der definierten Netzhöchstlastgrenze wird ein automatischer Lastabwurf über die Rundsteueranlage für eine begrenzte Zeit durchgeführt. Davon betroffen sind Verbraucher, die eine kurzzeitige Abschaltung gut verkraften (z.B. Wasserpumpen für Hochbehälter, Elektrodirektheizungen). Der Lastabwurf erfolgt 3-5 Mal im Jahr und hauptsächlich tagsüber in den Monaten November und Dezember.



Wie in Abbildung 2 ersichtlich, sind typische Ein- und Ausschaltzeiten 22:00 – 06:00 Uhr, 23:30 – 05:30 Uhr, 00:00 – 06:00 Uhr, 01:00 – 05:00 Uhr. Aus diesen Freigabeblöcken ergeben sich innerhalb der Niedertarifzeit gewisse Flexibilitäten, die allerdings derzeit aufgrund der nicht vorhandenen Automatisierung nicht zur technischen und ökonomischen Optimierung genutzt werden können. Jede Einschaltung einer Freigabegruppe (Nachtspeicherheizungen, Boiler, usw.) führt zu einem deutlichen Lastanstieg im Netz. In Abbildung 3 ist der Lastverlauf des Netzgebietes der Stadtwerke Hartberg über 24 Stunden von Samstag 12:00 Uhr Mittag bis Sonntag 12:00 Uhr Mittag an einem typischen Wintertag ersichtlich. Ebenfalls sind die Einschaltzeiten der jeweiligen Rundsteuergruppen (t<sub>1</sub> – t<sub>4</sub>) ersichtlich. Nach jedem Einschaltzeitpunkt gibt es einen unmittelbaren Anstieg der bezogenen Leistung im Netz, da dann alle betroffenen Warmwasserboiler elektrische Energie zum Erhitzen des Wassers benötigen.



**Abbildung 3: Einfluss der Rundsteuerung auf den Gesamtlastverlauf**

### 2.1.2 Dezentrale Einheit Typ I: Demonstrationsobjekt Ökopark Hartberg - Maßnahmen Wärmenetz

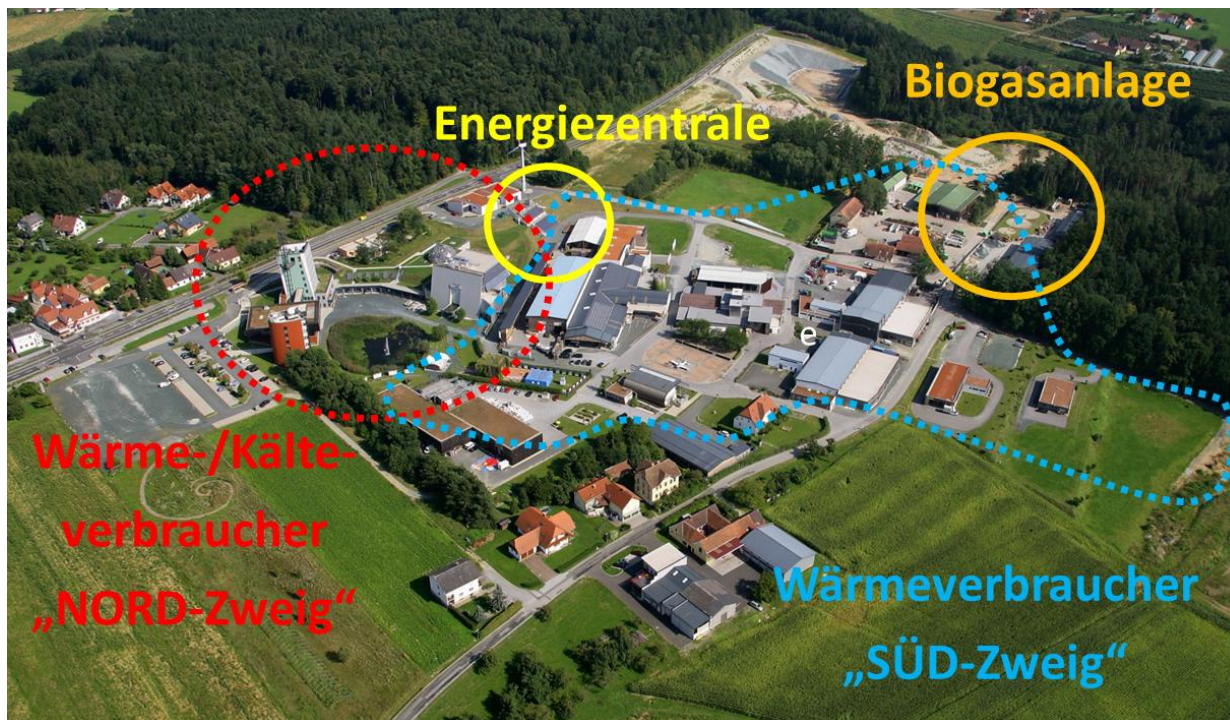
Am jetzigen Standort des Ökoparks Hartberg, betrieben die Stadtwerke Hartberg als Tochterunternehmen der Stadtgemeinde jahrzehntelang am Stadtrand das städtische Ziegelwerk. Ende der 90er Jahre waren aber die Lehmvorräte erschöpft und so musste das Ziegelwerk geschlossen werden.

Für die weitere Nutzung des ca. 15 ha großen Areals wurden umfassende Standortanalysen und Studien durchgeführt. Als Ergebnis wurde die Gründung eines "Impulszentrums" mit ökologischer Ausrichtung empfohlen. Gewerbe-, Forschungs- und Erlebnisbereich sollten unter dem Oberbegriff der Ökologie in einem Gelände vereint werden. In den darauffolgenden Jahren wurden Gewerbebetriebe mit ökologischer Ausrichtung angesiedelt, die sich gegenseitig ergänzen und von einander profitieren können.

Vor allem in den Bereichen Alternativenergie und Altstoff-Entsorgung und -recycling konnten rasch interessierte Unternehmen gefunden werden. Weitere Bereiche, die von den ansässigen Betrieben – derzeit sind es über 40 – abgedeckt werden, sind u. a. Naturkost, Naturkosmetik, umweltfreundliches Bauen, Dämmen und Heizen sowie energiesparende Beleuchtung.

Aber auch diverse Dienstleister wie Steuerberater, Unternehmensberater, Arbeitsvermittler, IT-Firmen sowie soziale Dienstleistungen (Hilfswerk, Pro Mente) und die HBZ finden sich unter den ansässigen Betrieben.

Der Ökopark Hartberg, vgl. Abbildung 4 verfügt über ein Fernwärme-/kältenetz, welches zentral von der Energiezentrale versorgt wird. Die Beheizung und Klimatisierung der einzelnen Objekte erfolgt über dieses Fernwärme-/kältenetz. Wie in der nachfolgenden Darstellung ersichtlich, wird das Fernwärme-/kältenetz in zwei Abschnitten (NORD- u. SÜD-Zweig) gegliedert.



**Abbildung 4 : Übersichtsplan Fernwärme-/kälte Netz inkl. Energiezentrale und Biogasanlage**

Die Energiezentrale (vgl. Abbildung 5) dient der Versorgung aller Objekte am Ökopark mit der notwendigen Wärme. Aufgrund stetiger Betriebsansiedelungen und der Ende der Lebensdauer der Hackgutanlage bedarf es einer Erweiterung der Energiezentrale.

Folgende Technologien kommen in der Energiezentrale derzeit zum Einsatz:

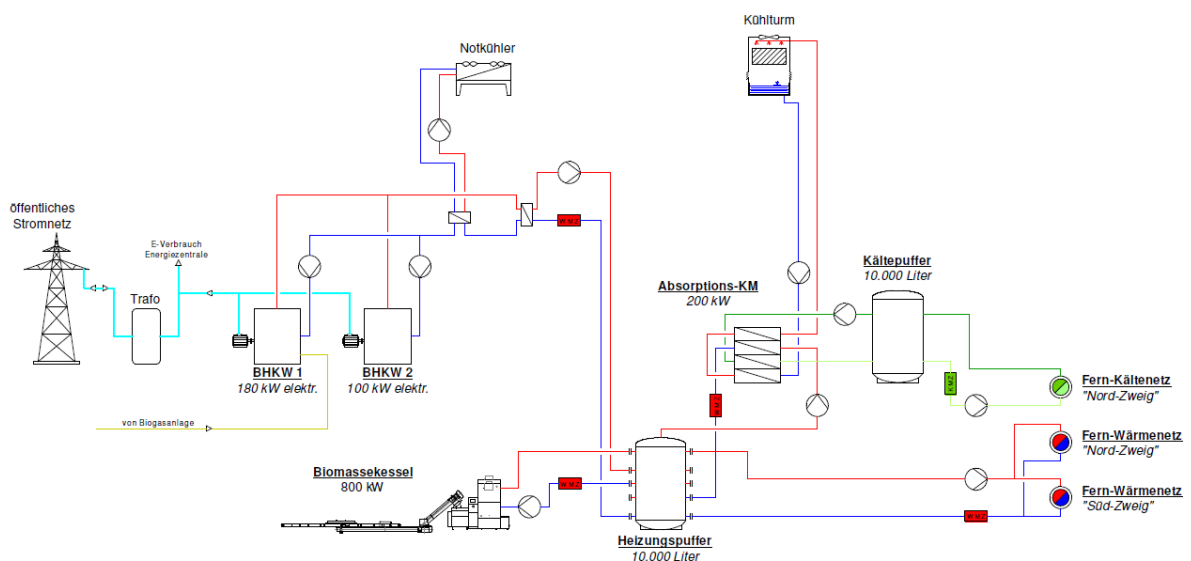
- Hackgutanlage: ca. 800 kW<sub>th</sub>
- Biogas BHKW: ca. 430 kW<sub>th</sub> ca. 280kW<sub>el</sub>
- Absorptionskälteanlage: ca. 200 kW
- PV-Anlage Energiezentrale rd. 85 kW<sub>el</sub>
- PV-Anlagen mit bereits abgelaufener Tarifförderung am Standort Ökopark: 84,45 kW<sub>el</sub>

Der 10.000 l fassende Heizungs-Pufferspeicher in der Energiezentrale wird von den beiden Biogas-BHKWs sowie der Hackgutanlage mit Wärme versorgt. Aus diesem Pufferspeicher wird einerseits die Absorptionskältemaschine, andererseits das Fernwärmenetz, bestehend aus dem „Nord-Zweig“ und dem „Süd-Zweig“, mit Wärme beliefert.

Im Winter übernimmt die Fernwärme die Abdeckung der Transmissionswärmeverluste (Heizlast) der angeschlossenen Gebäude, die Bereitstellung der notwendigen Prozesswärme für die Biogasanlage sowie die Versorgung der Lüftungsanlagen und der Warmwasserbereitung mit der notwendigen Wärme. Die Wärmeverbraucher im Sommer setzen sich aus der Absorptions-Kältemaschine (diese benötigt mindestens Vorlauftemperaturen von ca. 80–85°C), der Biogasanlage (notwendige Prozesswärme), der Lüftungsanlagen für den Entfeuchtungsbetrieb sowie der Warmwasserbereitung zusammen.

Die beiden Biogas-BHKWs werden derzeit stromgeführt betrieben und decken mit der Abwärme die Grundlast des Fernwärmenetzes ab, im Winter liegen die Vorlauf- und Rücklauftemperaturen bei ca. 80/60°C, im Sommer bei etwa 80/70°C. Die Tarifförderung wurde nochmals für drei Jahre verlängert, läuft aber mit Ende 2020 aus. Zur Spitzenlastabdeckung sowie zur Erhöhung des Temperaturniveaus wird derzeit die Hackgutanlage herangezogen. Messungen haben ergeben, dass die Hackgutanlage mit 800 kW überdimensioniert ist, 600 kW wären im Moment ausreichend.

Die Absorptionskältemaschine ist nur im Sommer in Betrieb. Das kalte Wasser wird in einem 10.000 l fassenden Kältepuffer gespeichert und versorgt das Fern-Kältenetz im „Nord-Zweig“ mit kaltem Wasser. Es dient zur Abdeckung der Kühllasten der Gebäude sowie zur Kühlung der Luft in den Lüftungsanlagen durch ein Kühlregister.



**Abbildung 5 : Energiezentrale - Schematische Darstellung der Erzeugungsanlagen**

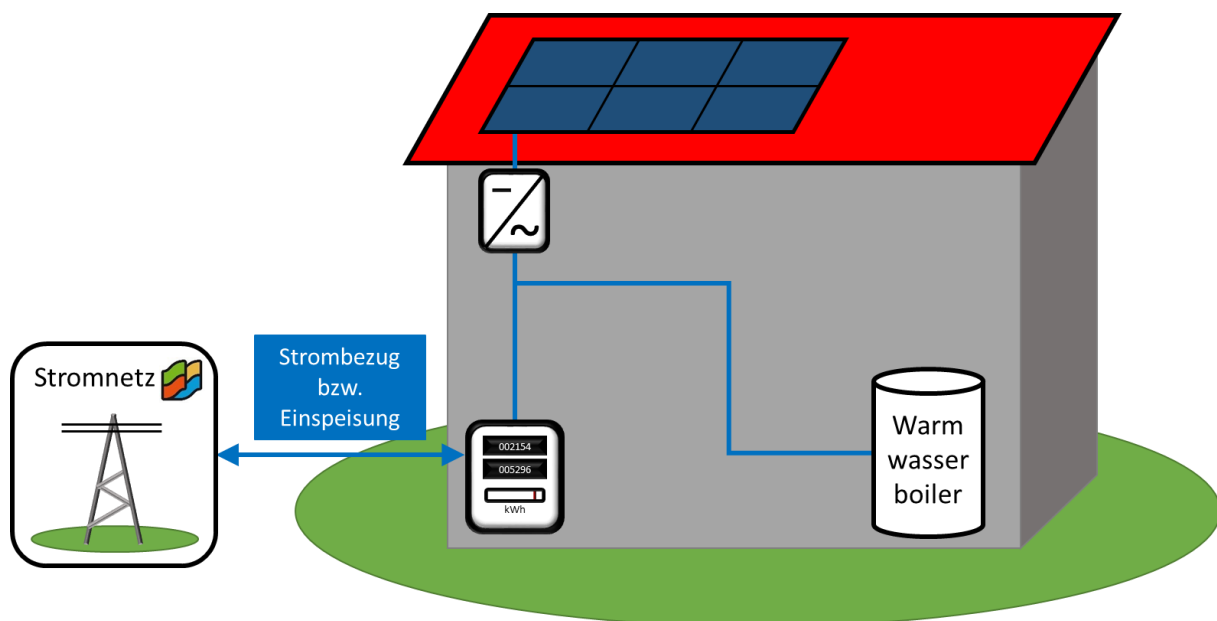
Am Gelände des Ökoparks Hartberg befindet sich ein produzierender Betrieb, welcher mit Hilfe von zwei Kompressions-Kälteanlagen die für den Betrieb notwendige Prozesskälte erzeugt. Diese Kältemaschinen sind 24 h täglich das ganze Jahr über in Betrieb. Die vorhandenen Kältemaschinen weisen dabei eine Gesamt-Verdampferleistung von 2.050 kW bzw. eine Gesamt- Kondensationsleistung von 2.720 kW auf. Die anfallende Abwärme der Kältemaschinen wird jährlich auf ca. 2,5 MW beziffert. Derzeit wird ein Teil von ca. 1 MW Abwärme bereits für die Heizung des Gebäudes sowie eines Ge-

wächshaus genutzt indem in den Rückkühlkreis der Kältemaschinen zwei Wärmetauscher eingebunden worden sind. Das Abwärmtemperaturniveau liegt bei etwa 50°C.

- Gesamt-Verdampferleistung Kältemaschinen: 2.050 kW
- Gesamt-Kondensatorleistung Kältemaschinen: 2.720 kW
- Temperaturniveau Abwärme: 50 °C
- Wärmetauscher Gebäudeheizung: 365 kW, VL/RL Gebäude: 50/30°C
- Wärmetauscher Gewächshaus: max. 2.355 kW, VL/RL Gewächshaus: 50/30°C
- Anfallende Abwärme: ca. 2,5 MW
- Derzeit genutzte Abwärme: ca. 1 MW

### 2.1.3 Dezentrale Einheit Typ II: Demonstrationsobjekte mit Warmwasserboilern und PV-Anlage

Diese dezentrale Einheit zeichnet sich dadurch aus, dass derzeit die Warmwasseraufbereitung mittels eines Elektrodenboilers erfolgt. Außerdem besitzen diese Demonstrationsobjekte bereits eine Photovoltaikanlage bzw. schaffen eine PV-Anlage im Zuge des Projektes an. Die Anschaffung der PV-Anlagen im Zuge des Projekts erfolgt außerhalb der KPC-Förderung. Nichtsdestotrotz dient das dem Forschungsprojekt zugrundeliegende Kundenmodell als Enabler für den weiteren PV-Ausbau im Projektgebiet, es besteht hier ein enger Konnex zwischen der KPC-Förderung und dem weiteren Ausbaupotential.



**Abbildung 6: Iststand Häuser mit PV und Warmwasserboiler**

In Abbildung 6 sind die Stromleitungen in einem Objekt mit PV-Anlage und Warmwasserboiler dargestellt. Je nach Erzeugung von Photovoltaikstrom und momentanem Verbrauch wird entweder Strom vom Netz der Stadtwerke Hartberg bezogen oder es wird Überschussstrom in das Netz eingespeist. Der Strombezug bzw. die Einspeisung werden über einen Stromzähler mit separater Skala für Lieferung und Bezug gemessen. Der Boiler versucht über das Thermostat immer auf der Solltemperatur von ca. 60°C



zu bleiben. Sobald Wasser verbraucht wird, heizt der Boiler wieder elektrisch auf – ohne Rücksicht darauf, ob der Strom vom Netz oder von der eigenen Photovoltaikanlage kommt. Es bleibt zu erwähnen, dass ein Teil dieser Anlagen derzeit über die Rundsteueranlage Systematik angesteuert wird. Der selbst erzeugte Strom wird in jedem Fall nicht optimal genutzt. Das Ziel bei diesen Demonstrationsobjekten ist es, einerseits die Eigenverbrauchsquote der PV-Anlage zu verbessern und andererseits die Handlungsempfehlungen des zentralen Optimierers umzusetzen. Im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Hartberg befinden sich derzeit 280 dieser dezentralen Einheiten, von denen 70 als Demonstrationsobjekte festgelegt wurden.

Die Flexibilisierung der Endkunden und Endkundinnen kann nur erfolgen, wenn diese aktiv in das Geschehen eingebunden werden und sich aus der Flexibilisierung einen Vorteil erwarten. Aus diesem Grund erfolgt die Optimierung des Einsatzes dieser Art der Flexibilität nach dem in Abbildung 7 dargestellten Regelschema. Um den Nutzen der Kunden und Kundinnen zu maximieren und zu einer gleichzeitigen systemischen Integration erneuerbarer Energieträger (PV) zu führen, wird in den Zeiten, in denen eine PV-Einspeisung und ein PV-Überschuss vorhanden ist, eine Eigenverbrauchsoptimierung durchgeführt. Aktuell ist der Betrieb des Systems darauf ausgelegt, diese Eigenverbrauchsoptimierung lokal durchzuführen, der dezentrale Optimierer erlaubt es aber, diese auch regional zu betreiben.

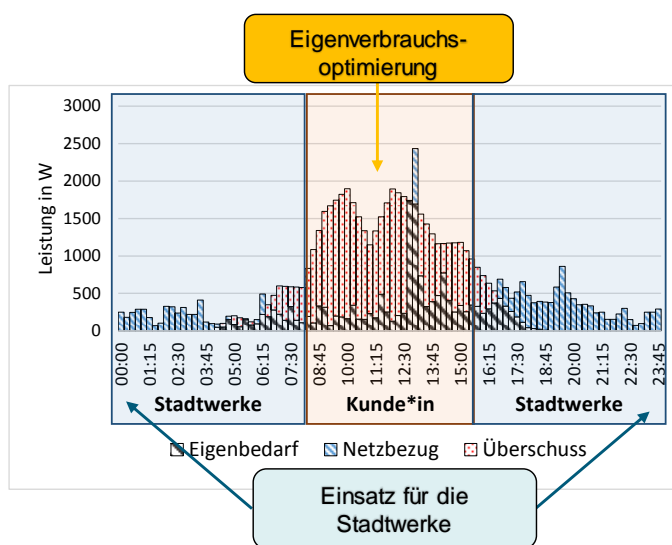


Abbildung 7: Regelschema für die Anwendung bei Endkunden und Endkundinnen

Ist eine Optimierung des lokalen oder regionalen Eigenverbrauchs aufgrund mangelnder Einspeisung nicht zielführend, kann die verbleibende Flexibilität in den entsprechenden Zeitfenstern für die Stadtwerke Hartberg eingesetzt werden. Dabei kann die Regelstrategie unterschiedlichste Ziele verfolgen die sich entweder aus einem systemischen Bedarf oder einem marktorientierten Bedarf ergeben.

Um die dezentralen Einheiten optimal einbinden zu können, müssen alle verfügbaren Energieformen und Systemparameter gleichzeitig zur Verfügung gestellt werden und abrufbereit sein, um eine Sollwertvorgabe und damit Optimierungsempfehlung des übergeordneten zentralen Optimierers zu ermöglichen.

## 2.1.4 Dezentrale Einheit Typ III: Demonstrationsobjekte mit Wärmepumpen und PV

Eine weitere Möglichkeit der für eine dezentrale Einheit stellen Privathaushalte mit bestehender oder neuer Photovoltaikanlage und Wärmepumpe dar, die an den zentralen Optimierer angebunden werden sollen. Wärmepumpen bieten eine gute Möglichkeit, elektrische Energie in Wärme oder Kälte umzuwandeln. Durch die zeitliche Flexibilität in Kombination mit einem thermischen Speicher (Warmwasser oder thermische Masse des Gebäudes) kann das Stromnetz entlastet, der Eigenverbrauch erhöht und der Energieeinkauf der Stadtwerke Hartberg verbessert werden.

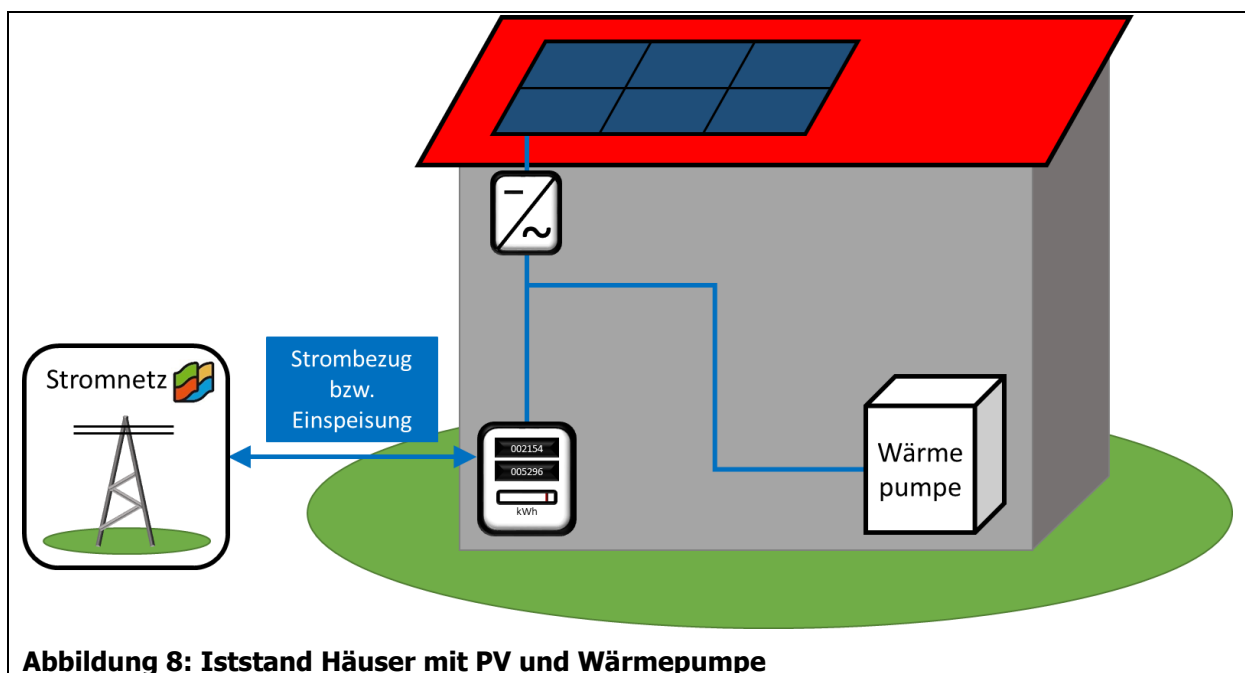


Abbildung 8: Iststand Häuser mit PV und Wärmepumpe

In Abbildung 8 sind die Stromleitungen in einem Wohnhaus mit Photovoltaikanlage und Wärmepumpe dargestellt. Der Stromverbrauch bzw. die Einspeisung wird über einen „Lieferungs-/Bezugszähler“ ermittelt. Die Wärmepumpe ist direkt an die Stromversorgung angeschlossen. Bei den meisten der Demonstrationsobjekte erfolgt die Regelung der Wärmepumpe mittels Außentemperatur-Regelung. Dabei ist der Außentemperaturfühler der Wärmepumpe zentraler Bestandteil der witterungsgeführten Regelung. Er befindet sich an der Außenseite der Fassade und misst kontinuierlich die Temperatur der Umgebung. Diese greift den Wert vom Außenfühler der Wärmepumpe auf und stellt die Vorlauftemperatur entsprechend ein. Dabei senkt sie die Temperatur des Heizungswassers ab, wenn das Messinstrument feststellt, dass es draußen wärmer wird. Sinkt die Außentemperatur, sorgt die Wärmepumpe für wärmeres Heizungswasser. Auf diese Weise transportiert sie mehr Energie in die Räume und gleicht die steigenden Verluste über die Gebäudehülle aus. Wie stark die Anlage auf geänderte Werte vom Außenfühler der Wärmepumpe reagiert, hängt von der Einstellung der Heizkurve

ab. Diese bestimmt die Vorlauftemperatur abhängig von der Außentemperatur und ist auf jedes Gebäude individuell anzupassen.<sup>1</sup>

Der zeitliche Verlauf der Stromaufnahme der Wärmepumpe hängt derzeit nur von der Außentemperaturregelung ab. Es wird keine Rücksicht darauf genommen, ob der Strom vom Netz oder von der eigenen Photovoltaikanlage kommt. Der selbst erzeugte Strom wird in diesem Fall nicht optimal genutzt.

Im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Hartberg befinden sich derzeit ca. 80 dieser dezentralen Einheiten, von denen 20 als Demonstrationsobjekte festgelegt wurden.

### **2.1.5 Dezentrale Einheit Typ IV: Mehrparteien-Gemeinde-wohnhaus mit Nachrüstung gemeinschaftlicher PV-Anlage**

Bei den Gebäuden handelt es sich um bestehende mehrgeschossige Wohnbauten mit mindestens 6 Wohnungen. Die Gebäude werden über einen öffentlichen Fernwärme-Anschluss beheizt, die Wärmeabgabe erfolgt über Radiatoren. Die Warmwasserversorgung ist dezentral und wird für jede Wohnung extra über einen Warmwasserboiler mit elektrischem Anschluss bewerkstelligt. Jede Wohnung wird über einen Basisstromtarif (Netzebene 7 nicht gemessen), für den Haushaltsbedarf, und einen Zusatztarif für die Warmwasserbereitung (Netzebene 7 nicht gemessen unterbrechbar), für die Warmwasseraufbereitung vom Energieversorger mit elektrischer Energie versorgt. Die bestehenden Anlagen sind mit konventioneller Zählertechnologie ausgestattet. Der Basisstromtarif wird über einen Vierleiterzähler und der Zusatztarif wird über Zwei- oder Vierleiterzähler abgebildet.

Im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Hartberg befinden sich derzeit 27 dieser dezentralen Einheiten, von denen 10 als Demonstrationsobjekte festgelegt wurden.

## **2.2 Ergebnisse aus aktuellen F&E Projekten**

### **2.2.1 Projekt DG DemoNetz Smart LV Grid [1]**

Dieses Projekt wurde von der FFG gefördert und fokussiert auf der Bewertung alternativer Methoden der Netzintegration dezentraler Stromerzeuger und Verbraucher, der Analyse rechtlicher Rahmenbedingungen und der ökonomischen Bewertung der in spezifischen Feldtestregionen untersuchten Konzepte.

Dieser Bericht liefert einen Überblick zu den im Projekt DG DemoNetz Smart LV Grid erarbeiteten technischen und ökonomischen Anforderungen eines aktiven Niederspannungsnetzbetriebs an Stromerzeuger und -verbraucher. Ergänzt wird dies um Fallbeispiele zur Kostenallokation einer aktiven Netzregelung, der Bestimmung nicht eingespeister Energie sowie einer qualitativen Analyse möglicher Auswirkungen der Einführung von Leistungstarifen für die Netznutzer. Basierend auf diesen Anforderungen und

---

<sup>1</sup> Vgl. <https://heizung.de/heizung/wissen/aussenfuehler-der-heizung-fuer-die-regelung/>

<sup>2</sup>

Erkenntnissen sowie der derzeit existierenden Rechtsbasis werden Empfehlungen erarbeitet, wie die Schritte zur Schaffung geeigneter rechtlichen Rahmenbedingungen zu einer zukünftigen Implementierung aktiver Niederspannungsnetze aussehen könnten.

Im letzten Teil liefert dieser Bericht die Beschreibung der nötigen Komponenten der einzelnen Regelungskonzepte, die im Zuge des Projekts DG Demonet Smart LV Grid detailliert untersucht werden. Ergänzt wird dies um die vorgesehenen Maßnahmen konventioneller Netzplanung zur Integration einer hohen PV-Anlagendichte in den Demonstrationsgebieten Eberstalzell, Littring Köstendorf und Prendt. Basierend auf den Kostenangaben bzw. Kostenschätzungen wird eine Wirtschaftlichkeitsbewertung vorgenommen und deren Ergebnisse interpretiert.

Die wichtigsten gesammelten Erkenntnisse der ökonomischen Bewertung können wie folgt zusammengefasst werden:

- Die in DG DemoNet Smart LV Grid betrachteten Lösungskonzepte (Stufe 1 - 3) weisen aus ökonomischer Sicht Potential auf, in Niederspannungsnetzen der zukünftigen Netzplanung weitere Werkzeuge zu kostengünstigen Lösungen (im Vergleich zu konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen) bereitstellen zu können.
- Vor allem der Umstand, dass in den alternativen Lösungskonzepten keine Kabel verlegt werden müssten, kann als großer Vorteil erachtet werden, da sich eine Einigung mit den Grundstückseigentümern zur Kabelverlegung oft schwierig gestaltet. Natürlich können auch die Kosten in dicht verbauten Gebieten durch aufwendige Grabungs- und Wiederherstellungsarbeiten deutlich variieren. Sind weitreichendere klassische Lösungsmöglichkeiten wie z.B. eine neue Ortsnetzstation notwendig, so können noch weitreichendere Kostenvorteile generiert werden. Hier muss jedoch die Nachhaltigkeit hinsichtlich der Erschließung zukünftiger Kapazitäten für erneuerbare Erzeuger in die Kalkulation einbezogen werden.

## **2.2.2 DG Demonetz – Validierung [2]**

Dieses Projekt wurde im Rahmen von „Neue Energien 2020“ vom KLIEN gefördert und fokussiert auf der Bewertung der in den Projekten DG DemoNetz-Konzept und BAVIS entwickelten Spannungsregelungskonzepte. Diese werden in diesem Projekt in den untersuchten Netzabschnitten in Vorarlberg und Salzburg in Form von Testplattformen real implementiert, um die Ergebnisse aus DG DemoNetz-Konzept und BAVIS in einem Feldtest zu validieren.

Im Detail erfolgt eine Analyse der Kostenvorteile alternativer Spannungsregelungskonzepte im Mittelspannungsnetzbereich (MS-Netz) im Vergleich zu Netzverstärkungsmaßnahmen. Die in den Feldtests real ermittelten Kostenfaktoren werden mit den in den Vorgängerprojekten errechneten Kosten verglichen.

Ein beispielhaftes Ergebnis zeigt Abbildung 2-9.

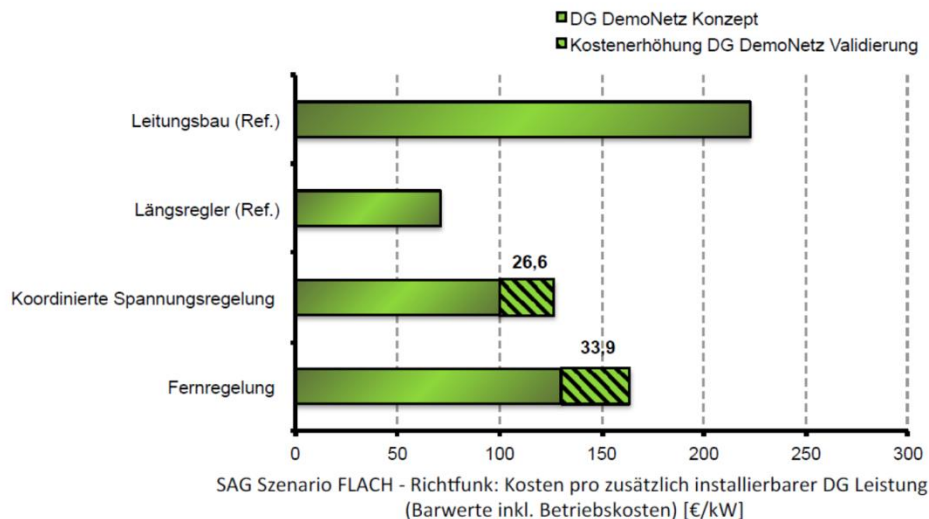


Abbildung 2-9 Beispiel für praktisch realisierte Kosten (€/kW) pro zusätzlich installierter Leistung im Verteilnetz im Vergleich

Abschließend wurde in diesem Projekt anhand von Szenarien zur möglichen Entwicklung Erneuerbarer in Österreich modellhaft bewertet, wie sich unterschiedlich hohe Netzanschlusskosten auswirken könnten.

### 2.2.3 The OrPHEuS -Optimizing Hybrid Energy Grids for Smart Cities [3]

Dieses internationale Projekt wird von der EU im Rahmen von FP7 gefördert, darum wird es im Folgenden auf Englisch beschrieben.

The OrPHEuS project aims at solutions for optimizing the interaction among multiple energy grids which are connected through coupling points and defined as hybrid energy grids. The project evaluates how ICT devices along with control algorithms can build strategies for energy optimization. Using the cases of existing energy systems setups in two cities, Ulm (Germany) and Skellefteå (Sweden), strategies for hybrid energy grids controlling and cooperation will be developed and evaluated.

Important features of OrPHEuS are:

1. Hybrid point-of-view: Different energy networks (electricity, natural gas & district heating) are considered as one hybrid energy network via coupling technologies (e.g. CHP, heat pumps, ...).
2. A cooperative concept: Cooperative hybrid control strategies and corresponding business models among different market participants are developed with the goal to develop a formal framework for the economic evaluation of different business models.

The strategies will consider the perspective of different key stakeholders as there are:

- Research organizations
- ICT providers

- Electricity and heat producers
- Suppliers (Service providers)
- Consumers

Abbildung 2-10 provides a schematic description of the modelling approach in OrPHEuS. It shows the structure of electricity, gas as well as district heating and cooling supply and the flow of money as well as electricity (MWh) in the model.

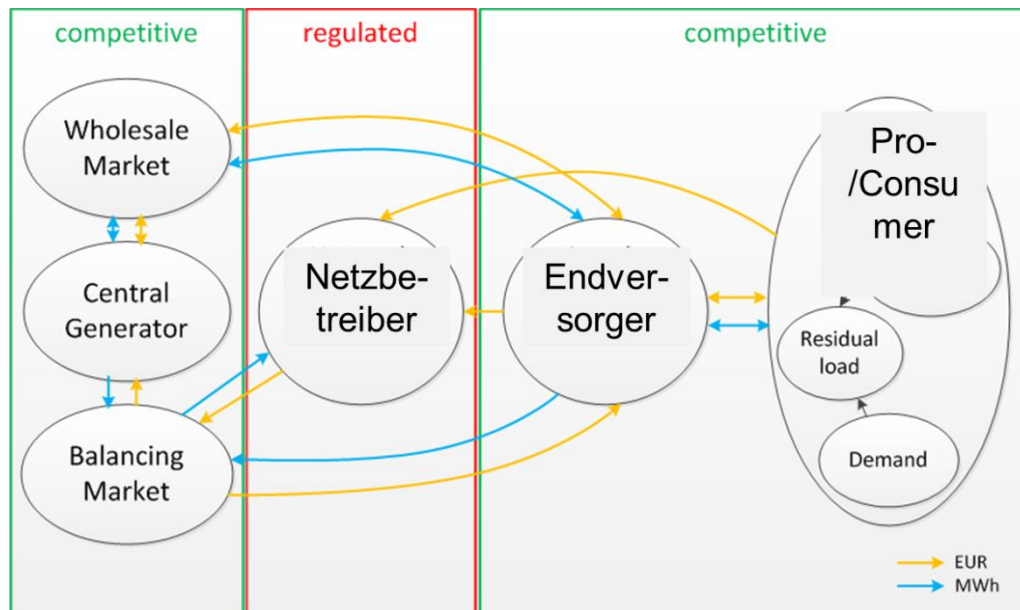


Abbildung 2-10 Structure of electricity, gas as well as district heating and cooling supply in the project OrPHEuS [3]

The overall target of this project is to identify optimal solutions for all stakeholders.

Nachfolgend weitere Kurzbeschreibung von Projekten, die mit Beteiligung der TU Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe - Arbeitsgruppe Elektrische Anlagen durchgeführt wurden.

## 2.2.4 ADRES-Concept

ADRES-Concept (gefördert in „Energie der Zukunft, 1.AS“, FFG Projektnummer 815674, Laufzeit 01/2008 – 12/2010):

Das Gesamtkonzept ADRES-Concept wurde eine zukünftige Energieversorgung mittels intelligenten, regenerativen und effizienten Energiesystemen entwickeln (Autonome Dezentrale Regenerative EnergieSysteme - ADRES). Durch die Kombination von regenerativen Energiequellen, intelligentem Netzmanagement und höchster Effizienz in der gesamten Energiekette, speziell in innovativen Endverbrauchsgeräten, wird eine regionale emissionsarme Vollversorgung aller Energiedienstleistungen ermöglicht werden.

In ADRES-Concept wurde eine detaillierte Befragung mit insgesamt 2600 ausgefüllten Fragebögen durchgeführt. Diese beantworten sowohl die Rahmenbedingungen des Haushalts, die vorhandene Geräteausstattung und das Nutzungsverhalten. Einige

Haushalte wurden über einen längeren Zeitraum detailliert gemessen, um den Verbrauch der Gerätekategorien detailliert zu erhalten. Schlussfolgerungen aus dem Projekt:

- Die autonome Vollversorgung unter Annahme des heutigen Verbrauchsverhaltens ist zwar technisch möglich, gegenüber vorhandenen Verbundnetzen auf Grund des wesentlich höheren Aufwands aber nicht wirtschaftlich.
- Der Umstieg auf ein Energieversorgungssystem mit hohem Anteil an erneuerbaren Energieträgern ist nur bei gleichzeitiger Effizienzsteigerung und Energieeinsparung umsetzbar.
- Wichtig ist die Synergie von Nachhaltigkeit und Effizienz. Jede nichtverbrauchte Kilowattstunde muss auch nicht erzeugt oder gespeichert werden und führt zur höchsten Effizienz
- 

### **2.2.5 aDSM**

aDSM – aktives Demand-Side-Management (gefördert in „Neue Energien 2020 – 5. AS“, FFG Projektnummer 834612, Laufzeit 03/2012 – 01/2014):

Das Forschungsprojekt „aDSM“ hat gezeigt, dass durch Demand-Side-Management (DSM) in Haushalten (Haushaltsgeräte und Elektrofahrzeuge) der Eigenverbrauch der Photovoltaikeinspeisung und der Autarkiegrad deutlich gesteigert werden können. Jedoch war es mit Hilfe von DSM nicht möglich die maximalen Auslastungsspitzen der Komponenten im Niederspannungsnetz signifikant zu verbessern. Die Speicherpotenziale zur Lastverschiebung reichten hierfür nicht aus, um Grenzverletzungen entgegenzuwirken. Darüber hinaus wurde aufgezeigt, dass Lastprognose in Kombination mit Erzeugungsprognose den wirtschaftlichen Nutzen von PV-Anlage weiter verbessern würde.

Das Projekt aDSM hat sich zusammenfassend folgende Hauptziele gesetzt:

- Bestimmung des verfügbaren DSM-Potenzials im Haushalt und der E-Fahrzeuge je nach Optimierungsziel
- Entwicklung und Adaptierung von Prognoseverfahren zur Verbesserung der räumlichen und zeitlichen Auflösung
- Bestimmung der gesamten Erzeugungsprognosefehler für lokale und globale Vorhersagen
- Erstellung des lokalen aDSM Modells
- Ganzheitliche Netzbelastungen und „Speicherbedarf“ im Niederspannungsnetz ermittelt
- Überprüfung Funktionstüchtigkeit des aDSM-Systems in einer Demoumsetzung
- Durchführung eines nationalen Workshops zur Verbreiterung des erhaltenen Wissens

Folgende Kernaussagen wurden aus den Projektergebnissen abgeleitet:

- DSM steigert den Eigenverbrauch der Photovoltaikanlage und den Autarkiegrad des Haushaltes deutlich
- Geräte zum Kühlen und Heizen sowie Elektrofahrzeuge besitzen das größte DSM-Potenzial
- Die Beleuchtung sowie alle nicht elektrothermischen Geräte im Haushalt (z.B. Waschmaschinen) weisen hingegen ein geringes DSM-Potenzial auf

- DSM hat keine signifikante Auswirkung auf die maximale Auslastung der Komponenten im Niederspannungsnetz
- Die Qualität der PV-Erzeugungsprognose konnte mit den entwickelten Methoden wesentlich verbessert werden

## 2.2.6 Symbiose

Symbiose – Systemübergreifende optimale dezentrale Hybridspeicher (gefördert in „Neue Energien 2020 – 5. AS“, FFG Projektnummer 834635, Laufzeit 04/2012 – 06/2014):

Im Projekt Symbiose wurden durch die dezentrale Kopplung bestehender, paralleler Infrastrukturen (Strom-, Gas-, Wärmenetze) neue Potenziale und Möglichkeiten für dezentrale Speicher und Umwandlungstechnologien erschlossen (Fokus Mittelspannungsebene) (siehe Abbildung 2-11). In repräsentativen Modellregionen wurden optimale Positionen, Technologien und Dimensionen der Hybridspeicher im Energiesystem ermittelt und deren Einfluss auf den Betrieb der Netze analysiert.

Auf Basis dieser Technologien sollten folgende Fragestellungen beantwortet werden:

- Wie groß ist der notwendige Speicherbedarf für unterschiedliche Szenarien (Erzeugungsmix, Verbrauch, ...)?
- Wo platziert man welche Speicher (z.B. im Haus, in der Siedlung, etc.), welche Aufgabe/Funktion (z.B. Tag-Nacht-Ausgleich, Wochenspeicher/ Schlechtwetterphase, Saisonspeicher, etc.) übernehmen sie und welche Technologie eignet sich? Es sollten dafür die Mittel- und Niederspannungsebene betrachtet werden. Die Kopplung an das übergeordnete Netz sollte bestehen bleiben.
- Wo macht die Kopplung der verschiedenen, parallelen Infrastrukturen (Strom, Gas, Wärme) Sinn und wie sieht diese aus?
- Welchen Auswirkungen ergeben sich auf den Betrieb der elektrischen Netze durch den Einsatz von Speichern und wie kann auf den Betrieb der Speicher Einfluss genommen werden?
- Wie weit kann der Nachhaltigkeitsanteil in elektrischen Energiesystemen durch den Einsatz von Speichern (sinnvoll) gesteigert werden?
- 

Zur Beantwortung dieser Fragestellungen wurde ein lineares Optimierungsmodell für energiesystemübergreifende Betrachtungen erstellt. Folgende Kernaussagen wurden aus den Projektergebnissen abgeleitet:

- Ein sinnvoller Speichereinsatz ermöglicht eine deutliche Erhöhung der Nachhaltigkeit durch Einbindung regenerativer Energieerzeugung in Verteilnetzen.
- Die Kopplung bestehender Energieinfrastrukturen auf Verbraucherseite ermöglicht die deutliche Reduktion des Gesamtenergiebezugs aus übergeordneten Netzebenen.
- Dezentrale elektrische Speicher begünstigen einen sicheren Betrieb der bestehenden Netze mit hoher dezentraler Erzeugung.
- Ein sinnvoller dezentraler Speichereinsatz ist sowohl für Netzbetreiber als auch für dezentrale Prosumer vorteilhaft.
- Ein rein dezentrales Energiesystem ist sowohl wirtschaftlich als auch technisch nicht sinnvoll



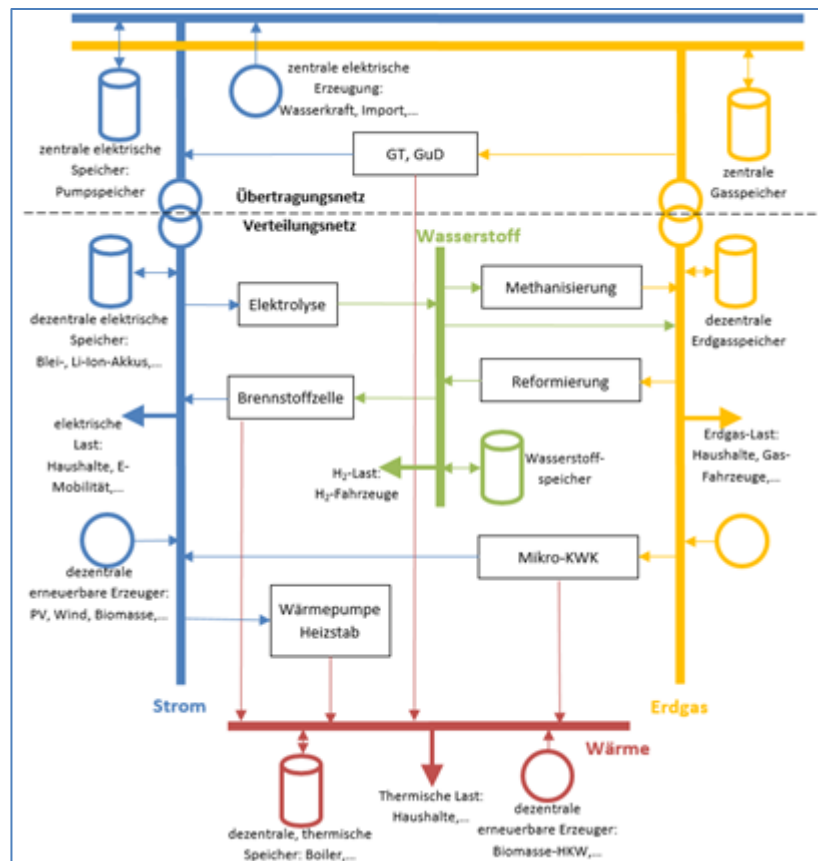


Abbildung 2-11 Symbiose-Schema

## 2.2.7 OPEN HEAT GRID

OPEN HEAT GRID - Offene Wärmenetze in urbanen Hybridsystemen (gefördert in „Stadt der Zukunft – 1. AS“, FFG Projektnummer: 845161, Laufzeit: laufend)

Aktuell sind Wärme-, Strom- und Gasnetze kaum miteinander verknüpft. Neue technologische Entwicklungen ermöglichen eine enge bidirektionale Verbindung dieser Netze. Diese Hybridnetze sind aus vielerlei Hinsicht ein effizienter Weg, den durch den stetigen Umbau des Energiemarktes entstehenden Herausforderungen zu begegnen und können einen wertvollen Beitrag zu Erhöhung der Primärenergieeffizienz sowie der Vermeidung von Netzausbau leisten. Diese Bestrebungen hin zu einem Hybridnetz stellen insbesondere urbane Energienetze vor neue Herausforderungen, da sich diese von ruralen Netzen u.a. dadurch unterscheiden, dass ihnen Energie von außen zugeführt wird (Energieschwamm) und dem Wärmeverteilnetz eine größere Bedeutung zukommt (Verfügbarkeit, Speicher).

Inhalte, Ziele und Methode

Zukünftige Hybridnetze brauchen ein neues Markt- und Regulierungsdesign, da durch das Zusammenspiel bislang getrennter Netze und Märkte eine Abstimmung der Tarife erforderlich wird. Einerseits betrifft dies die vom Marktdesign her ähnlichen, aber nicht aufeinander abgestimmten Tarife im Strom- und Gasnetz. Andererseits treffen die Märkte von Strom/Gas (unbündelt, reguliert) auf ein monopolistisches Wärmenetz, in dem die dezentrale Einspeisung im Allgemeinen und die Nutzung industrieller Abwärme im Speziellen stark beschränkt sind.

OPEN HEAT GRID verfolgt einen interdisziplinären Ansatz, in dem ökonomische, rechtliche, technische und technologische Aspekte berücksichtigt werden. Die methodische Basis bilden je nach Anforderung des Arbeitspakets Rechtsanalysen, Recherchen, mikroökonomische Modellierung, ExpertInneninterviews und ExpertInnenworkshops und Kosten-Nutzen-Analysen.

Angestrebten Ergebnisse und Erkenntnisse

Gemäß den Zielen - und da hier eine enge bidirektionale Verknüpfung bereits technologisch absehbar ist - wird eine Integration der Strom- und Gasnetztarife vorgenommen (Ergebnis 1). Ein weiterer Schwerpunkt des Projektes wird auf die Integration von industrieller Abwärme, aber auch von dezentralen Kleinanlagen (z.B. Mikro-KWK im zukünftigen Hybridnetz) gelegt - dies erfordert eine Öffnung des aktuell monopolistischen Wärmenetzes, wofür eine Empfehlung für ein Konzept inkl. des rechtlich-regulatorischen Rahmens abgegeben wird (Ergebnis 2).

Für diese Gestaltung eines offenen Wärmenetzes in einem urbanen Hybridsystem werden in OPEN HEAT GRID Konzepte erarbeitet (bspw. reguliertes Netz mit Wettbewerb bei der Einspeisung, monopulseitige Abnahmeverpflichtung, privatrechtlicher Vertrag, etc.).

Um eine Empfehlung abzuleiten und für diese Anforderungen an den rechtlich-regulatorischen Rahmen festzulegen, erfolgt abschließend eine Evaluierung der zusammengestellten Konzepte.

## **2.3 Normen und technische Regeln und Politische Rahmenbedingungen**

Ein entscheidender Einfluss für die Verbreitung der entwickelten Lösungsansätze der energieträgerübergreifenden Betriebsführung von Verteilnetzen besteht von externer Seite, sei es durch die Gesellschaft, den Markt oder des Gesetzgebers. Diese Einflussfaktoren müssen daher für das Vorhaben berücksichtigt werden, da die Inhalte dieser politischen Rahmenbedingungen einen entscheidenden Einfluss auf die Forcierung und Integration des gegenständlichen Projektes sowie deren Multiplizierbarkeit darstellen.

Im Folgenden werden zwischen europäischen und nationalen Rahmenbedingungen unterschieden und für das Projekt maßgebliche Einflussfaktoren dargestellt.

### **2.3.1 Europa**

Wesentliche Rahmenbedingungen der EU-Gesetzgebung in Bezug auf gegenständliches Projekt werden durch Richtlinien [2009/28/EG – Förderung der Energienutzung aus Erneuerbaren Quellen, 2012/27/EU, 2012/27/EU – Energieeffizienzrichtlinie, 2009/72/EG - Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie] geschaffen.

Seit 2012 befindet sich die Energieeffizienz-Richtlinie (2012/27/EU) in Kraft und ersetzt damit die Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG. Ziel dieser Richtlinie ist es, bei der Erreichung des EU-weiten Energieeffizienzzieles einen entscheidenden Beitrag zu leisten.

Auf Grund endlicher Ressourcen ist ein effizienter Umgang mit Energie in allen Bereichen maßgebend und nimmt eine zunehmend wichtiger werdende Rolle für eine

nachhaltige Energieversorgung ein. Weiters stellt die Steigerung der Energieeffizienz eine der wesentlichen Eckpunkte der Europäischen Energiestrategie dar.

Aus diesen Gründen wurde festgelegt den Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20 % zu reduzieren. Bei Betrachtung der bisherigen Umsetzungserfolge der zuvor gültigen Richtlinie, wurde aus Sicht der EU Kommission vermutet, dass das vorgegebene Ziel nicht erreicht wird. Folglich wurde von der EU eine neue Energieeffizienz-Richtlinie (2012/27/EU) erarbeitet, um so das Ziel, der Energieeffizienzsteigerung um 20 % bis 2020 doch noch erreichen zu können.

Dabei beinhaltet die Richtlinie die Festlegung von nationalen Energieeffizienzzielen, die Verpflichtung zur jährlichen Energieeinsparung sowie eine Steigerung der Energieeffizienz bei Umwandlung und Verteilung von Energie.

Ein weiteres wesentliches Element der Europäischen Energiepolitik ist die Förderung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger. In diesem Zusammenhang soll der weitere Ausbau von erneuerbaren Energien und somit der Anteil dargebotsabhängiger Wind- und Photovoltaikanlagen als Stromerzeuger gesteigert werden. Dieser Umstand wiederum bedeutet, dass erhöhte Kapazitäten an regelfähigen Kraftwerken zur Abdeckung von Lastspitzen benötigt werden.

Somit kann dem europäischen Energiepaket zur der Förderung erneuerbarer Energien und Steigerung der Energieeffizienz eine treibende Kraft für die Implementierung des gegenständlichen Projektes zugesprochen werden.

## **2.3.2 National**

### **2.3.2.1 Energieeffizienzgesetz**

Das Energieeffizienzgesetz BGBl. I Nr. 72/2014 stellt die nationale Umsetzung der EU-Richtlinie (2012/27/EU) in österreichisches Recht dar. Wesentliches Ziel dabei ist es Energieeffizienzmaßnahmen zu forcieren und somit die Energieeffizienzsteigerung bis 2020 voranzutreiben. Weiters soll dadurch auch die Versorgungssicherheit verbessert und der Anteil der Erneuerbaren Energien im Energiemix erhöht, sowie der Anteil an Treibhausgasemissionen verringert werden. Im Zuge dieses Gesetzes werden unter anderem folgende Maßnahmen angeführt:

- den Energieverbrauch zu senken und somit die Versorgungssicherheit zu verbessern, den Anteil erneuerbarer Energieträger
- den Ausstoß klimaschädlicher Emissionen kostenwirksam zu Reduzieren
- den Umstieg auf eine energieeffizientere Wirtschaft voranzutreiben, technologische Innovationen zu beschleunigen sowie die Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Industrie durch sinkenden Energieverbrauch zu verbessern

Zu den Maßnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz wird unter anderem auf die Steigerung geothermischer Energieformen sowie den Einsatz von hocheffizienten Wärmepumpen für den Wohn- und Industriesektor verwiesen.

### **2.3.2.2 Ökostromgesetz**

2012 erfolgte eine Anpassung des Ökostromgesetzes insbesondere aufgrund der Erneuerbaren Energien Richtlinie der EU. Darin werden unter anderem Ausbauziele für

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern bis 2020 (vorher bis 2015) definiert. Die Kapazitäten von Photovoltaik und Windkraft sollen demnach bis 2020 um weitere 5.200 GWh ausgebaut werden.

Dies wiederum führt dazu, dass der Anteil der fluktuierenden Kapazitäten von Windkraft und Photovoltaik im Jahr 2020 rund 40 % der Jahreshöchstlast Österreichs ausmachen. Das wiederum bedeutet, dass erhöhte Kapazitäten an Stromüberschüssen bzw. potentiale für Lastverschiebungen benötigt werden.

### **2.3.2.3 Energiestrategie Österreich**

Die Energiestrategie stellt die strategischen Schwerpunkte der künftigen Energie- und Klimapolitik dar. Durch Maßnahmenvorschläge wird ein Weg dargestellt, wie der österreichische Anteil an den europäischen Energie- und Klimazielen und ein nachhaltiges Energiesystem in Österreich erreicht werden kann.

Dabei werden folgende Eckpunkte hinsichtlich Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energie definiert:

- Energieträger: Wasserkraft, der Windkraft, der Biomasse, Photovoltaik, Umgebungswärme
- Verteilung: Bereitstellung entweder aus Fernwärme (Abwärme, KWK, Biomasse) oder durch Einzelheizungen (Solarthermie, Biomasse, Umgebungswärme)
- Mobilität: Erfüllung der EU-Richtlinie zehn Prozent Erneuerbare Energie durch Biotreibstoffe und E-Mobilität

Für gegenständliches Projekt kann eindeutig ein positiver Zusammenhang mit der Energiestrategie Österreich angeführt werden. Neben dem zusätzlichen Ausbau Erneuerbarer Energieträger und daraus resultierend Potentiale für Lastverschiebungen, die Integration von P2H Komponenten, Ausbau und Verdichtung von Wärme- und Kältenetzen sowie Steigerung der E-Mobilitätsraten, können deutliche Potentiale für die Forcierung des gegenständlichen Projektes angeführt werden.

Insbesondere im Bereich der E-Mobilität eröffnen sich Möglichkeiten für zusätzliche Lastverschiebungspotentiale durch Integration von E-Fahrzeugen in die TGA von Gebäuden.

### **2.3.2.4 Ausblick Novelle ELWOG**

Mittels einer Novelle des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (Elwog), soll der Eigenverbrauch von Photovoltaikanlagen im Wohnbereich erleichtern und bürokratische Hürden abgebaut werden.

Konkret wird angestrebt, dass Photovoltaikanlagen in Mehrfamilienhäusern künftig den Strom aus Photovoltaikanlagen auch gemeinsam nutzen dürfen.

Derzeit sind Besitzer von Photovoltaikanlagen auf Mehrfamilienwohnhäusern, gezwungen die erzeugte Energie direkt in das öffentliche Netz einzuspeisen ohne den Eigenverbrauch der Mieter bedienen zu dürfen. Mit der Novelle des Elwog soll zukünftig der Strom aus PV-Anlagen direkt von den Verbrauchern genutzt werden können und lediglich Überschussstrom in das öffentlichen Netz eingespeist werden.

Im Zusammenhang mit dem Projekt Hybrid Grids DEMO können im Falle einer Anpassung des Elwog zusätzlich ungenutzte Potentiale für intelligente Verbrauchersteuerungen im Haushaltsbereich genutzt werden.

### **2.3.2.5 Untersuchung TGA (Normen/Richtlinien)**

Im Hinblick auf die Integration der TGA-Komponenten in die betroffenen Demoobjekte unterliegen die Ausführungen der technischen Anlagen samt Peripherie zur Wärmeversorgung den anerkannten Regeln der Technik. Dieser Stand der Technik wird in den dafür gültigen technischen Regelwerken (ÖNORMEN) geregelt. Normen und Regelwerke sind im Hinblick auf die Planung und Ausführung der technischen Anlagen zu berücksichtigen:

- ÖNORM H 5155: Diese nationale ÖNORM dient als zentrales Dokument im Hinblick auf die Vereinheitlichung für die Dämmung von haustechnischen Anlagen.
- ÖNORM H 5195 -1 - Diese Norm legt Anforderungen an die Verhütung von Schäden durch Korrosion und Steinbildung in geschlossenen Warmwasser-Heizungsanlagen mit Betriebstemperaturen bis 100 °C fest.
- ÖNORM H 5151: Diese ÖNORM enthält Vorgaben für die Planung von zentralen Heizungsanlagen mit oder ohne Warmwasserbereitung und ist in Verbindung mit der ÖNORM EN 12828 anzuwenden.
- ÖNORM EN 12828: Diese Europäische Norm legt die Planungskriterien für Warmwasser-Heizungsanlagen in Gebäuden mit einer maximalen Betriebstemperatur bis 105 °C fest.
- ÖNORM B5019: Diese ÖNORM behandelt hygienerrelevante Aspekte von zentralen Warmwasser-Versorgungsanlagen mit dem Ziel Infektionen durch erwärmtes Trinkwasser zu verhindern.
- ÖNORM EN 15450: Diese Norm legt Kriterien für die Planung von Heizungsanlagen mit elektrisch betriebenen Wärmepumpen oder Wärmepumpen in Verbindung mit anderen Wärmeerzeugern fest. Weiters behandelt diese die Schnittstellen zwischen Verteilung, Übergabe und Regelung des Systems sowie geltende Aspekte der Wärmequelle.
- ÖNORM M 7755: Diese Norm legt nationale Anforderungen an die Planung und Errichtung von Wärmepumpen-Heizungsanlagen fest und ist in Österreich gemeinsam mit der ÖNORM EN 15450 anzuwenden.
- ÖNORM S 5021: Diese ÖNORM enthält schalltechnische Grundlagen für die Standplatz- und Flächenwidmung bei der örtlichen und überörtlichen Raumplanung und Raumordnung zur Vermeidung von Lärmbelästigungen. Relevant bei der Integration von Luft/Wasser Wärmepumpen in die TGA

### **2.3.2.6 Untersuchung Elektrotechnik (Normen/Richtlinien)**

Im Hinblick auf die Integration der Elektrotechnik-Komponenten in die betroffenen Demoobjekte unterliegen die Ausführungen der technischen Anlagen samt Peripherie zur Elektroversorgung den anerkannten Regeln der Technik. Dieser Stand der Technik wird in den dafür gültigen technischen Regelwerken (ÖVE/ÖNORMEN) geregelt. Normen und Regelwerke sind im Hinblick auf die Planung und Ausführung der technischen Anlagen zu berücksichtigen:

- ÖVE/ÖNORM E 8001-1 Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis 1000 V WS (AC) und 1500 V GS (DC)
- ÖVE/ÖNORM E 1100-2 (Normspannungen)

- ÖVE/ÖNORM EN 60038 (CENELEC-Normspannungen)
- ÖVE/ÖNORM EN 61936-1 (Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV)
- ÖVE/ÖNORM EN 62271 - Serie (Hochspannungs-Schaltgeräte und - Schaltanlagen)
- ÖVE/ÖNORM E 8200 - Serie, soweit über 1 kV (Starkstromkabel)
- ÖVE/ÖNORM E 8111 (Errichtung von Starkstromfreileitungen über AC 1 kV bis AC 45 kV)
- ÖVE/ÖNORM EN 50341 (Freileitungen über AC 1 kV bis einschließlich AC 45 kV)
- ÖVE/ÖNORM EN 50423 (Freileitungen über AC 45 kV)
- ÖVE/ÖNORM EN 50160 (Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen)
- ÖVE/ÖNORM EN 50110-1 (Betrieb von elektrischen Anlagen)
- EG-Niederspannungs- und EMV-Richtlinie (derzeit aktuelle Fassungen: 2006/95/EG und 2004/108/EG)
- Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz
- Energie-Infrastrukturgesetz
- Energie-Control-Gesetz
- Bundes-Energieeffizienzgesetz
- Energielenkungsgesetz
- TAEV-Ausführungsbestimmungen
- Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen

## 2.4 Verwendete Simulationsumgebung

Im Nachfolgenden werden projektrelevante Simulationsprogramme und deren Bedeutung und Funktion erläutert.

### 2.4.1 Beschreibung Polysun

Polysun bietet ein modulares Konzept zum Aufbau sowie zur dynamischen Simulation von Energieversorgungsanlagen mit großer Flexibilität zur Einbindung verschiedenster TGA-Elemente. Durch die modular aufgebaute Simulationsumgebung können verschiedenste Komponenten in die Anlagensimulation integriert werden (Power-to-Heat, Hybridkollektoren, Eisspeicher, BHKW's, Batteriespeicher, Solarthermie, Photovoltaik, Wärmepumpensysteme). Weiters können verschiedenste hydraulische Komponenten mittels einer graphischen Benutzeroberfläche platziert und beliebig kombiniert werden.

Einerseits zeichnet sich Polysun durch seinen physikbasierten und modularen Ansatz aus, welcher eine beliebige Anordnung der Systemkomponenten erlaubt, andererseits durch die Komponentenkataloge, welche eine große Anzahl kommerziell erhältlicher Komponenten enthält und somit einen praxistauglichen Umgang im Bereich der Anlagensimulation erlaubt.

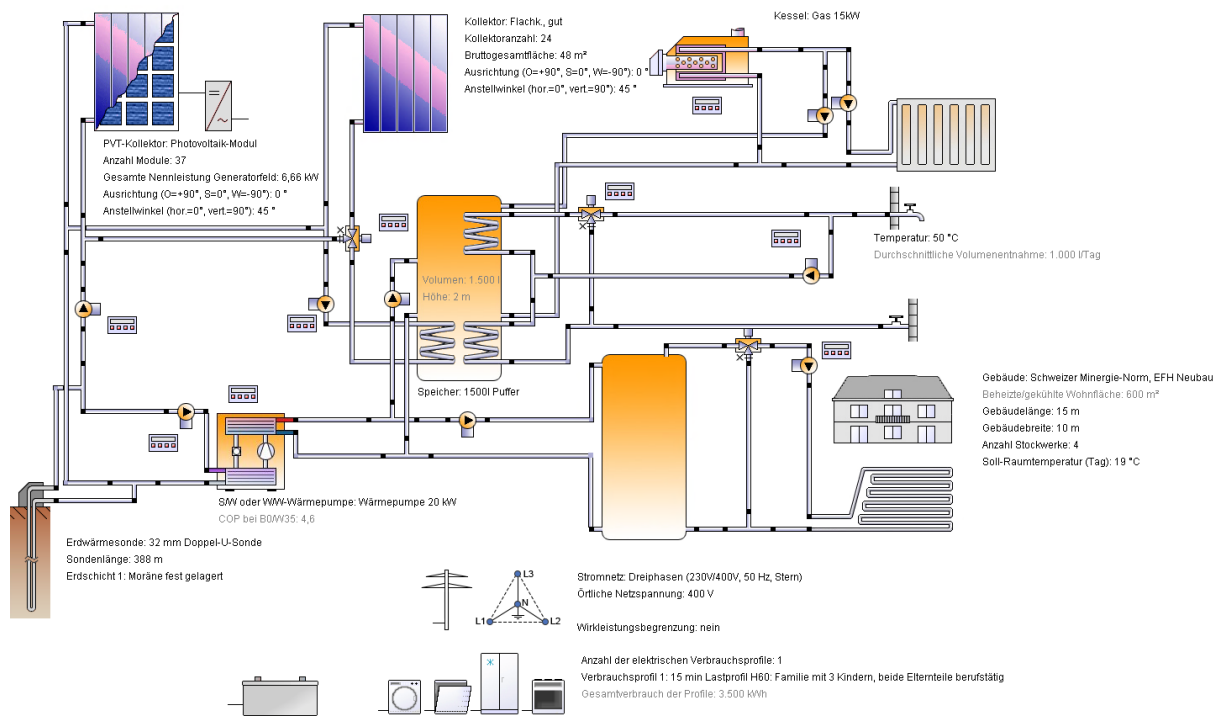


Abbildung 2-12 modulare Simulationsumgebung Polysun

Die Randbedingungen der eingebundenen Komponenten werden vom Benutzer definiert und parametrisiert (z.B. Wärmepumpe, Rohrleitungen, Gebäude, usw.) und hydraulisch verbunden. Die Standardbibliothek stellt eine Vielzahl von Komponentenmodelle für thermische und elektrische Energiesysteme zur Verfügung.

Weiters kann bei Standartsystemen einerseits auf vordefinierte Regelungen zurückgegriffen werden (Wärmeerzeuger, Puffer, Heizkreisregelung), andererseits besteht die Möglichkeit individuelle Regelungsstrategien zu programmieren wodurch ein zusätzlicher Freiheitsgrad für die Anlagen- und Gebäudesimulation gegeben ist.

Weiters beinhaltet Polysun eine integrierte Gebäudesimulation zur Bestimmung der dynamischen Gebäudelast, sowie die Möglichkeit zum Import von Daten aus anderen Gebäudesimulationen.

So kann für die thermische Betrachtung ein Gebäude aus einer Produktdatenbank standardisierter Gebäude ausgewählt und beliebig modifiziert werden.

Mit Polysun können sowohl simple Ertragsberechnungen als auch komplexe und detaillierte Parameterstudien, Sensitivitätsstudien und Mehrfachsimulationen durchgeführt werden.

## 2.4.2 Beschreibung Matlab

Matlab der Fa. The Math Works, Inc. dient der numerischen Berechnung mathematischer Probleme. Matlab besteht aus einer proprietären Programmiersprache die neben dem imperativen bzw. prozeduralen Programmierparadigma auch objektorientierte Ansätze unterstützt. Außerdem bietet Matlab eine komplette Entwicklungsumgebung mit Debug-Funktionalität und Performance-Analyse. Weiters steht ein Unit-Test-Framework zur Verfügung, dass sich am weit verbreiteten xUnit-Framework orientiert.

Matlab bietet somit die Flexibilität einer Programmiersprache, mit der sich unterschiedlichste numerische Probleme berechnen lassen, die nicht mit Standardsoftware behandelt werden können. Im vorliegenden Projekt wird es daher für die thermohydraulische Wärmenetzmodellierung, sowie für die Ermittlung der Lastverschiebungspotenziale eingesetzt.

### 2.4.2.1 Matlab-Tools zur Fernwärmenetz-Berechnung

Auf Basis der mathematischen Modelle, welche in Kapitel 4.2 dargelegt werden, erfolgt die Implementierung mit Matlab nach einem objektorientierten Ansatz, der die Entkopplung des Netzmodells von anderen Netzkomponenten erleichtern soll. Die Implementierung stellt somit eine Klassenbibliothek dar, dessen Funktionalität in einem beliebigen Matlab-Programm importiert werden kann.

In nachfolgender Abbildung 2-13 sind unterschiedliche Use Cases für das „District Heating Network Simulation Tool“ dargestellt. Die Use Cases beschreiben die grundlegende Funktionalität der Software. Eine Erläuterung der einzelnen Use Cases sind nachfolgend (Tabelle 2.1 bis Tabelle 2.4) zu finden.

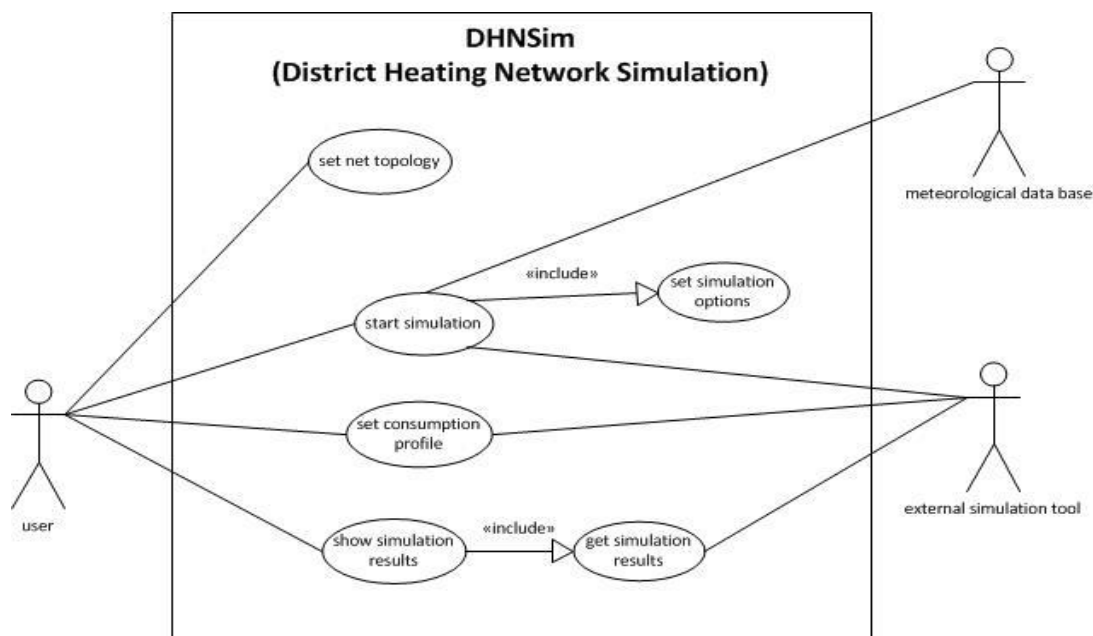


Abbildung 2-13 Use Case Analyse des District Heating Network Simulation Tool

Tabelle 2.1 Set net topology

Bezeichnung	Set net topology
Zusammenfassung	Die Topologie des Netzes mit den jeweiligen Rohrlängen und -dicken sowie die Einspeiseknoten werden spezifiziert.
Akteure	User
Vorbedingung	-



Ablaufbeschreibung	<p>Der User spezifiziert die Netztopologie anhand eine Knoten-Inzidenzmatrix in MS-Excel.</p> <p>Der User definiert den externe Massenfluss in einer Matrix in der MS Excel-Datei, die die ein- und austretenden Massenflüsse für jeden Knoten spezifiziert.</p> <p>Die, Rohrlängen [m], Rohrdurchmesser DN, Dämmstärken (Wärmedurchgangskoeffizient) [W/m<sup>2</sup>K], Diskreditierung werden in der MS-Excel-Datei eingetragen</p> <p>Die MS-Excel-Datei wird beim Start der Simulation automatische eingelesen.</p>
Fehlschlag	Bei fehlerhaften oder inkonsistenten Eingaben soll der User beim Start der Simulation informiert werden und die Ausführung der Simulation angehalten werden.

Tabelle 2.2 Set Consumption Profile

Bezeichnung	Set Consumption Profile
Zusammenfassung	Die Verbräuche der einzelnen Fernwärmeübergabestationen über die Simulationszeit werden
Akteure	User, External Simulation Tool
Vorbedingung	-
Ablaufbeschreibung	<p>Die Momentanverbräuche in kW der einzelnen Fernwärmeübergabestationen über die Dauer der Simulationszeit sind in einer CSV-datei definiert.</p> <p>Für jede Fernwärmeübergabestation gibt es eine eigene CSV-Datei</p> <p>Die UID der Fernwärmeübergabestation und der Dateiname der Leistungsaufnahme muss gleich lauten.</p>

Tabelle 2.3 Start Simulation

Bezeichnung	Start Simulation
Zusammenfassung	Die Netzsimulation, d.h. die hydraulische und thermische Netzberechnung werden gestartet.
Akteure	User, External Simulation Tool
Vorbedingung	<p>Die Topologie des Netzes muss korrekt eingegeben worden sein.</p> <p>Die Verbräuche der Fernwärmeübergabestationen müssen spezifiziert worden sein.</p>
Ablaufbeschreibung	Die Simulation berechnet aufgrund der externen Massenflüsse die internen Massenflüsse

	Die thermische Ausbreitung entlang der Rohrleitung erfolgt nur durch den Massentransport. Erweiterung: Optional soll auch die thermische Auskühlung durch das Rohr berücksichtigt werden.
Verwendungen (Include-Beziehungen)	Set simulation options: Simulationszeitdauer und -schrittweite müssen für die Simulation spezifiziert werden. Standardmäßig ist für die Schrittweite 15 Minuten eingestellt.

Tabelle 2.4 Show simulation results

Bezeichnung	Show simulation results
Zusammenfassung	Die Ergebnisse der Simulation sollen dem User angezeigt werden.
Akteure	User
Vorbedingung	Die Simulation wurde erfolgreich durchgeführt
Ablaufbeschreibung	Nach erfolgter Simulation sollen die Resultate dem User angezeigt werden.
Verwendungen (Include-Beziehungen)	Get simulation results: Die Daten der Simulation werden während der Simulation abgespeichert und können nachher abgerufen werden.

### 2.4.2.2 Matlab-Tools zur Berechnung von elektrischen Wärmegerzeugern

Um die Berechnung der verschiedenen Szenarien mit vertretbarem Aufwand durchführen zu können, wurde die Guideoberfläche in Matlab genutzt. Der Grundaufbau der entwickelten Bedienoberfläche ist Abbildung 2-14 zu entnehmen.

Die aus Polysun erstellten thermischen Lastgänge (Heizung und Warmwasser) für Häuser, Wohnungen und Gewerbe in Abhängigkeit sind hinterlegt. Für die Auswahl der entsprechenden thermischen Lastgänge sind letztendlich der gewünschte Gebäudetyp und die Gebäudeart auszuwählen.

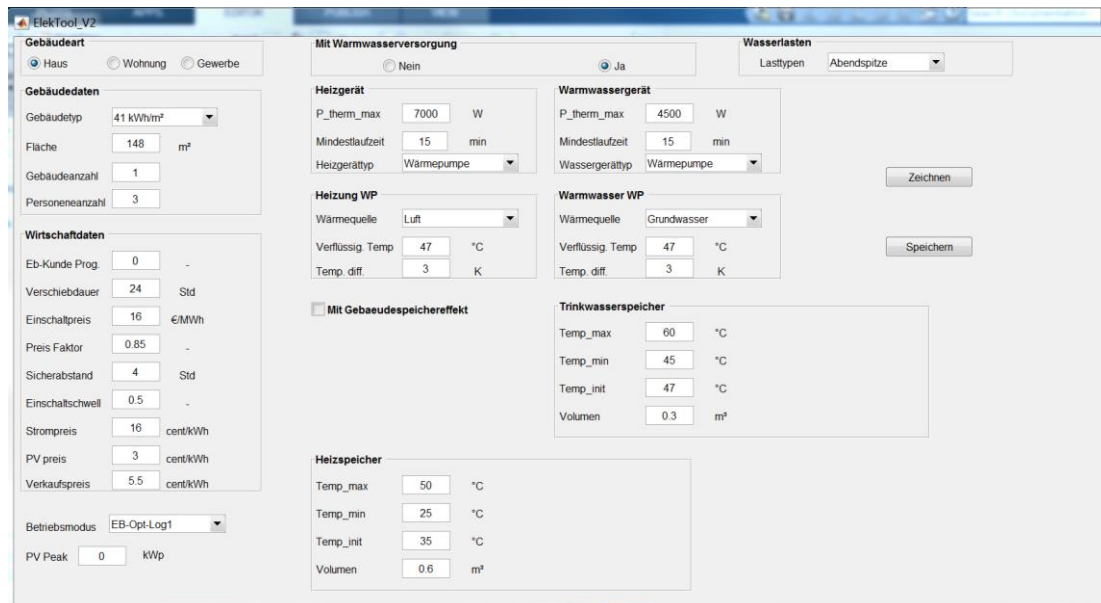


Abbildung 2-14: Bedienoberfläche des Berechnungstools

Die weiteren Randbedingungen der Berechnung sind vom Benutzer anzugeben (Prognosedauer PV-Leistung, Daten von Warmwasser- und Heizungsspeicher, usw.).

Im Tool ebenfalls integriert ist der elektrische Lastverlauf von den sonstigen Geräten (TV, Kühlschrank usw....) in der gewählten Gebäudeart (Haus, Wohnung oder Gewerbe), die im Zuge des Projekts nicht optimiert werden, da eine Optimierung des Betriebs aus unterschiedlichen Gründen nicht sinnvoll erscheint.

Mit der Option *Zeichnen* (vgl. Abbildung 2-14) wird die Berechnung durchgeführt und die Ergebnisse werden graphisch dargestellt. Es sind die zeitlichen elektrischen Verbräuche und die Wirtschaftlichkeit der sechs hinterlegten Strategien abgebildet (vgl. D3.1).

Mit der Option *Speichern* wird die Berechnung ausgeführt und die Ergebnisse werden als CSV Datei für weitere Anwendungsmöglichkeiten gespeichert.

## 2.4.3 Beschreibung Venios Energy Solution

### 2.4.3.1 VES (Venios Energie Solution)

Die Venios GmbH bietet zur Überwachung des Netzzustandes die Venios Energie Solution (VES). VES schafft Transparenz über die Netzzustände und unterstützt Verteilnetzbetreiber bei der kosteneffizienten und zukunftsfähigen Netzbewirtschaftung. Hierbei verbindet und nutzt VES Assetinformationen des Netzbetreibers, Livemessdaten, Sekundärdaten, eigene physikalische Modelle und Lastflussalgorithmen um Netze zeit- und orts aufgelöst zu simulieren. Dadurch werden Analysen, Prognosen und die Live-Überwachung des Netzzustandes ermöglicht – die Grundlage für eine aktive Netzbewirtschaftung. VES ergänzt die bestehenden Netzplanungs-, Leitstand- und Asset Management-systeme um zeit- und orts aufgelöste Netzzustandsdaten im Verteilnetz und um Analysetools. Die Venios Energy Solution macht Flexibilitäten im Verteilnetz transparent und nutzbar für die Geschäftsprozesse des Netzbetreibers.

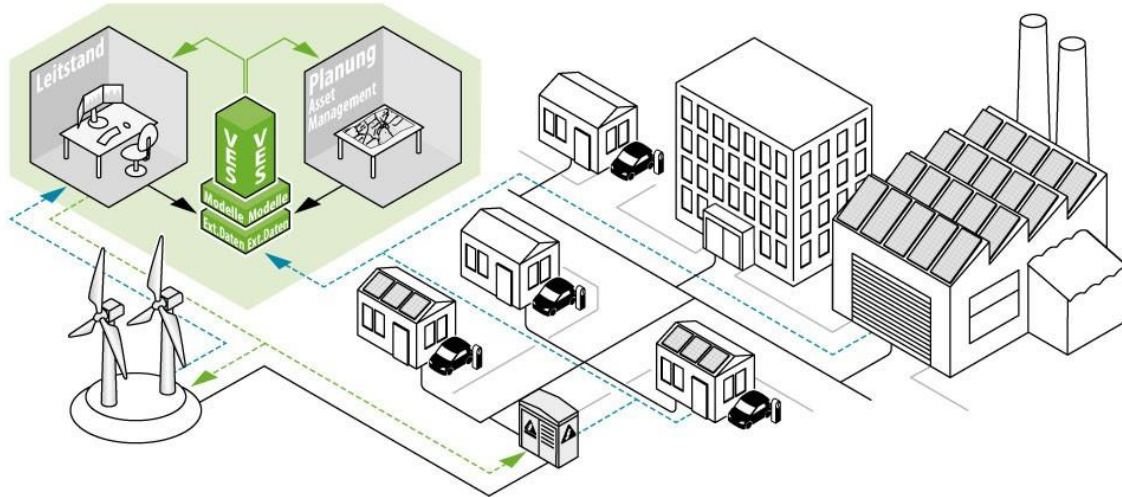
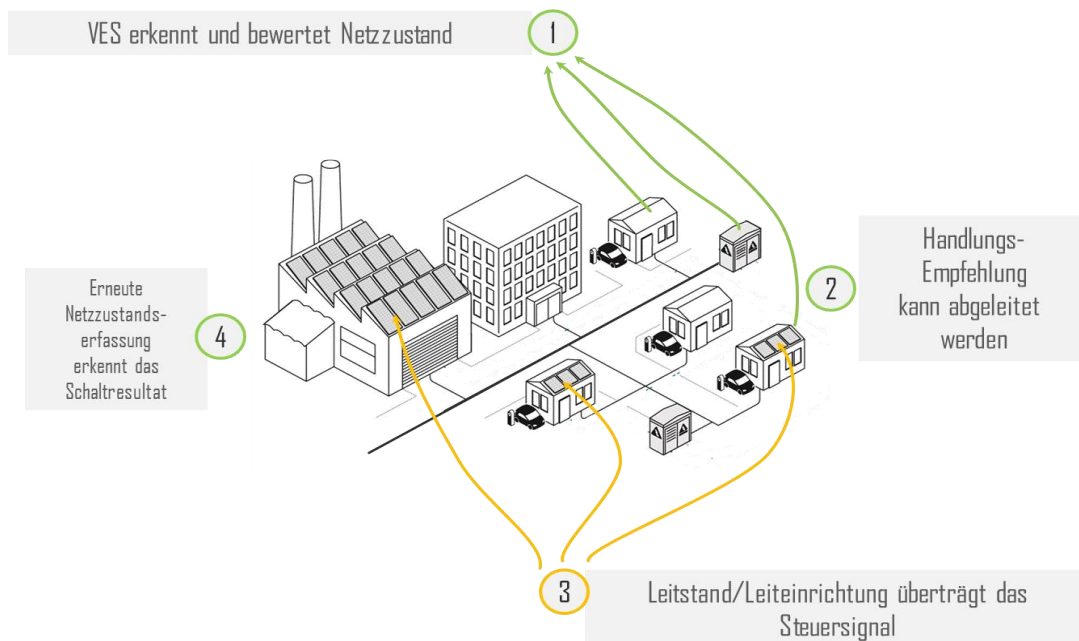


Abbildung 2-15 Abbildung VEN\_RW\_1 VES Organigramm

## 2.4.4 Beschreibung Venios Energy Management

### 2.4.4.1 VEM (Venios Energy Management)

Mit der Softwarelösung Venios Energy Management (VEM) wird der Energiebezug von Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden auf Grundlage von gemessenen oder modellierten Lastgängen optimiert. Die VEM Plattform umfasst physikalische Modelle und historische Daten zu Photovoltaik-Erzeugung, Stromspeichern, BHKWs, Wärmeverbrauch uvm. (Siehe Abbildung VEN\_RW\_2). Die Optimierung umfasst Handlungsoptionen vom Eigenverbrauch von Energie bis zur Betrachtung der Vermarktung der Energie an Strombörsen und Regenergiemarkt. Im weiteren Verlauf kann eine übergreifende Übernahme einer optimierten Ansteuerung der Anlagen entwickelt werden, welche sowohl den Netzbetrieb als die effiziente Anlagennutzung berücksichtigt.



## 2.4.5 Funktionalität VES / VEM

Ist das Netz analysiert und sind die Flexibilitäten im Netz sichtbar gemacht, können diese dann optimiert bzw. die Erzeuger und Verbraucher angesteuert werden, siehe Abbildung VEN\_RW\_3.

### Optimierte Steuerung von Anlagen

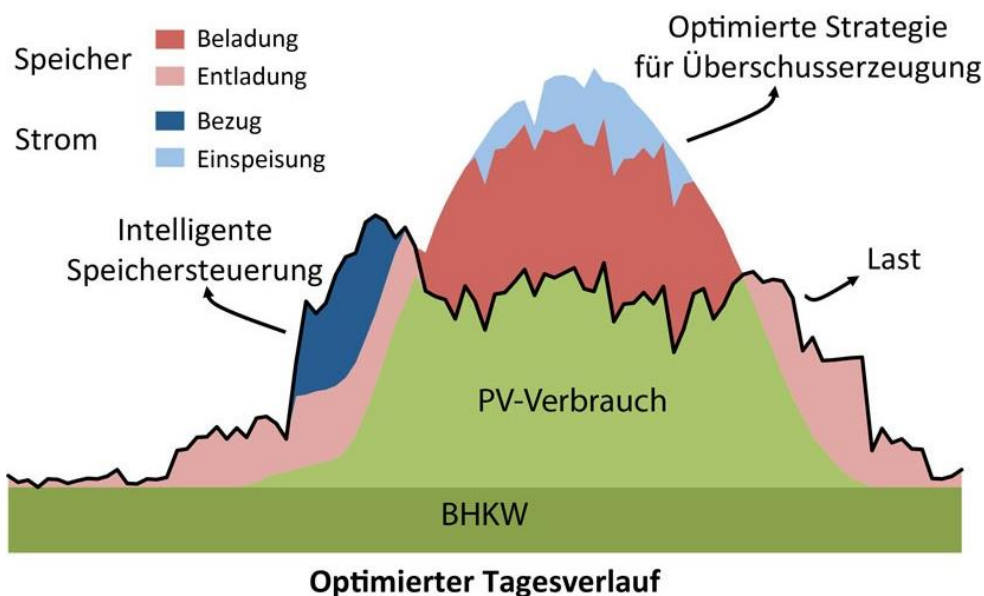


Abbildung 2-17 VEN\_RW\_3 Optimierte Steuerung von Anlagen

Mögliche Usecases sind:

- Bedarfsgerechtere Netzinvestitionsplanung und langfristige Optimierung des Asset-Bestandes
- Simulationen zur Netzplanung basierend auf aktueller Netzauslastung und verschiedener Zubauszenarien, z.B. Netzanschlussplanung, rONT-Einsatz, gezielter Netzausbau etc.
- Einfache graphische Verwaltung von Netz- Assets, Erzeugern und Verbrauchern
- Sammlung sowie graphische und tabellarische Auswertung von (Mess-)Daten, Netzzuständen, drohenden Überlastungen etc.
- Spannungs- und Blindleistungsmanagement im Verteilernetz
- Bereitstellung des aktuellen und prognostizierten Netzzustandes und zur Bewirtschaftung regelbarer Betriebsmittel (rONT, Strangregler, Einspeisemanagement etc.)
- Aktive Engpassbewirtschaftung, Reduktion von Netzverlusten, Differenzbilanzkreisbewirtschaftung
- Prognose von PV Einspeiseprofilen unter Berücksichtigung der Anlagendaten, historischer Daten, Wetterdaten, Sonnenstandsdaten, Geodaten
- Prognose von Lastprofilen unter Berücksichtigung des Verbrauchertyps (Haushalt, Gewerbetyp, Agrar, etc.), Verbrauchergröße, Tageszeit, Wochen- und Feiertagen, Ferienzeiten.

- Steuerung von dezentralen Energiemanagern zur Lastoptimierung

Die Ausgangsbasis der Betrachtung bilden die bekannten Energieeinspeiser, sowie die Liste vorhandener Verbraucher. In folgenden Schritten werden Simulationen zum Belastungszustand mit Lastprofilen durchgeführt, welche an die örtlichen Gegebenheiten (z.B. Gewerbegrößen, Personen pro Haushalt, etc.) angepasst werden siehe Abbildung VEN\_RW\_4.

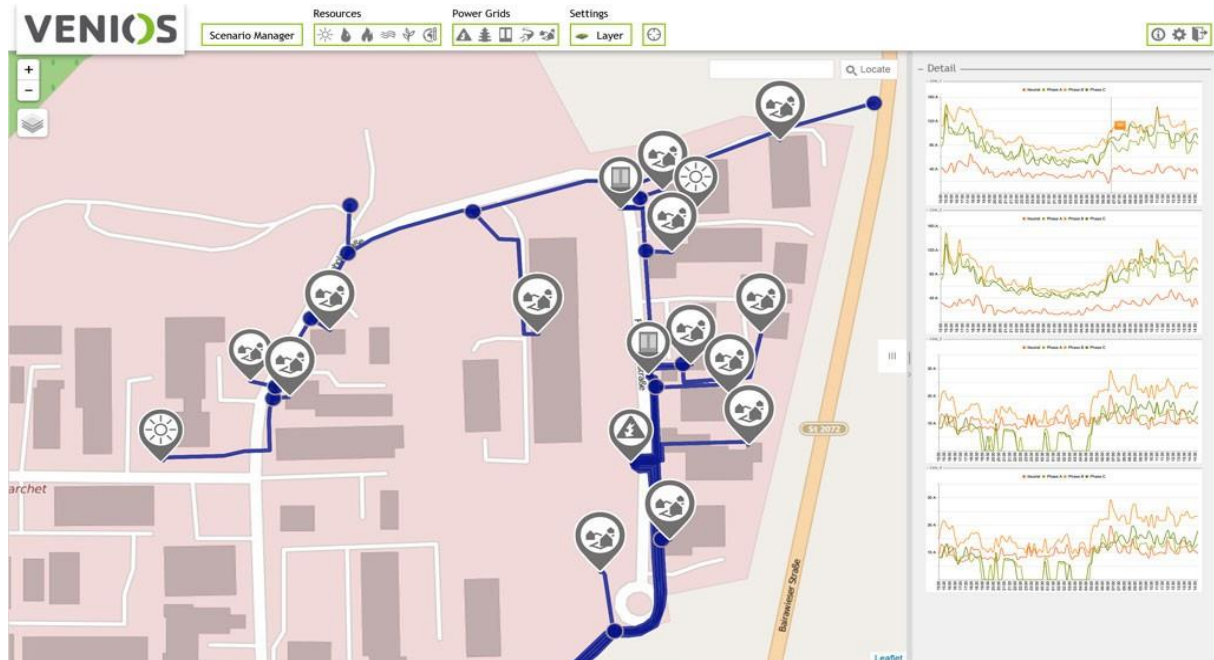


Abbildung 2-18 Abbildung VEN\_RW\_4 Modell eines Subnetzes

Bei der Betrachtung und der Gewichtung der jeweiligen Verbraucher zur Berechnung der Gesamtlast wurde jeweils ein passendes Verbrauchsszenario aus bestehenden Lastprofilen ausgewählt. Das Lastprofil von Haushalten kann beispielhaft in Abbildung VEN\_RW\_5 gesehen werden

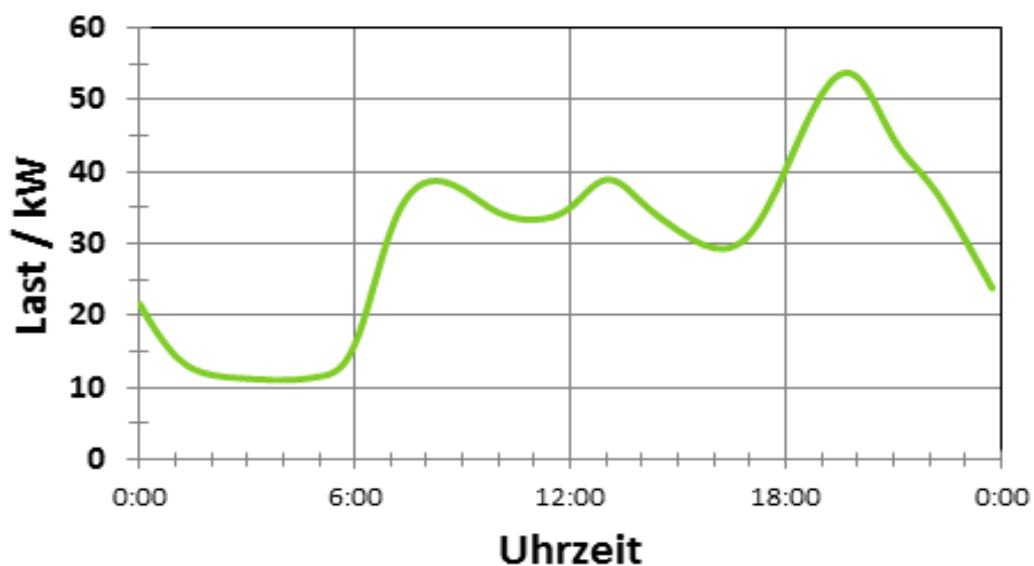


Abbildung 2-19 VEN\_RW\_5 Lastprofil von Haushalten

Lastprofile für Haushalte sind ab ca. 100 Haushalten verwendbar. Statistische Schwankungen beim Ein- und Ausschalten von Geräten führen zu Abweichungen von den Lastprofilen. Abweichungen im Mess- und Simulationsbereich können im Nachhinein simuliert werden und dadurch können wiederum bessere Modelle erstellt werden. Unterbestimmte Netze werden in Echtzeit durch Modelldaten ergänzt (nur wenig Messhardware notwendig). Die Netzüberwachung wird dadurch kosteneffizient und hochskalierbar. Bei Ausfall von Messinfrastruktur kann komplett auf Modelle zurückgegriffen werden. VES ist schlank und modular aufgebaut, passt sich in die vorhandene IT-Landschaft aus Asset Management, Netzplanung und Leitstand ein und bietet eine intuitive Nutzeroberfläche.

## 3 Methodik

### 3.1.1 Literaturrecherche

Literaturrecherche ist ein wesentlicher Teil von wissenschaftlicher Forschungsarbeit. Das Autorenteam sieht somit die generelle Beschreibung dieser Methodik nicht als zielführend an, da diese Vorgehensweise auch vielen anderen Quellen entnommen werden kann (z.B. [5] und [6]).

Trotzdem soll hier auf einige Besonderheiten hinsichtlich dieses Projekts eingegangen werden. Neben den klassischen Literaturquellen wie Fachbücher, Papers und anderen wissenschaftlichen Publikationen sind für das vorhandene Projekt vor allem Arten von Literaturquellen wesentlich.

#### Historische Aufzeichnungen

Historische Aufzeichnungen von Energieverbrauch und -erzeugung, Strompreisen und Wetterdaten ermöglichen die Untersuchung der technischen Lösungen und Geschäftsmodelle anhand von für das Projektgebiet relevante Realdaten. Damit ist die Darstellung der Ist-Situation ebenso wie die Definition von Szenarien (Basisszenarien, Ausbauszenarien, Szenarien für Geschäftsmodelle und technische Lösungen) möglich. Die historischen Werte für Energieerzeugung und -verbrauch sind im wesentlichen Teil des Bestands der Daten des Energieversorgers (Stadtwerke Hartberg). Weitere notwendige Daten werden hierzu werden im Projektverlauf erhoben (z.B. durch Messungen). Strompreise und Wetterdaten sind häufig im Internet zu finden. So stellt beispielsweise die Österreichische Strombörse EXAA historische Strompreise am Spotmarkt für die letzten Jahre im zeitlichen Verlauf ebenso wie weitere Handelsergebnisse und Marktdaten zur Verfügung [7] Für Wetterdaten das Projektgebiet betreffend können zudem diverse Wetterdienste bemüht werden. Aggregierte Klimadaten für den Jahresverlauf sind ebenso wie kurzfristige Prognosen auch für regionale Gebiete häufig frei zugänglich online zu finden (z.B. [8]). Langfristige zeitaufgelöste historische Daten sind in der Regel nur kostenpflichtig zu bekommen. Es wird derzeit evaluiert, welche Daten hier für das Projekt notwendig sind und welche Anbieter es dafür gibt.

#### Technische Spezifikationen

Die technischen Unterlagen und Spezifikationen von Anlagen im Bereich der Stadtwerke Hartberg (Erzeuger, Verbraucher, Netz, ...) stellen den zweiten für das Projekt wesentlich relevanten Literaturteil dar. Neben diesen bereits bestehenden Anlagen sind jedoch auch mögliche technische Lösungen bzw. deren Unterlagen ein wesentlicher Bestandteil der projektrelevanten Literatur.

#### Regulatorische und rechtliche Rahmenbedingungen

Die im Projekt entwickelten Lösungen sind an regulatorische und rechtliche Rahmenbedingungen angepasst zu entwickeln. Somit stellen diese Rahmenbedingungen eine weitere wichtige Quelle für das vorhandene Projekt dar. Es wird dabei nicht nur auf die bestehende Situation Bezug genommen sondern auch auf mögliche Szenarien für geänderte Rahmenbedingungen eingegangen.



### 3.1.2 Erstellung synthetischer Lastgänge

Synthetische Lastgänge für Wärmeerzeuger wurden mittels eines Matlab-Programms erstellt, das ausgehend von thermischen Lastgängen und Wetterdaten den elektrischen Lastgang von elektrisch relevanten Wärmeerzeugern modellieren kann.

Dabei können die Zusammenhänge aus der folgenden Tabelle verwendet werden.

Tabelle 3.1: Modellierung Lastgänge

Applikation	Output thermisch
Elektrodirektheizung, Durchlauferhitzer, Infrarotheizung, Warmwasserboiler	$P_{th} = P_{el} \cdot 1$ $E_{th} = E_{el} \cdot 1$
Wärmepumpe	$P_{th} = P_{el} \cdot COP$ $E_{th} = E_{el} \cdot AZ_{WP}$
Kompressionskältemaschinen	$P_{th} = P_{el} \cdot EER$ $E_{th} = E_{el} \cdot AZ_{KM}$

Für jedes Zeitintervall ergibt sich dabei eine durchschnittliche elektrische Leistungsaufnahme für die einzelnen Wärmeerzeuger. Für Elektrodirektheizungen, Durchlauferhitzer, Infrarotheizungen ergibt sich dabei eine elektrische Leistungsaufnahme analog zum Wärmelastgang. Für Wärmepumpen wird folgende Systematik angewandt, um den COP laufend festlegen zu können:

Die Wärmemenge, die durch den Prozess nutzbar gemacht wird, beträgt im Gegensatz zur elektrischen Widerstandsheizung ein Vielfaches der elektrisch eingesetzten Energie. Der Faktor, der dieses Verhältnis beschreibt, ist die Leistungszahl und wird bei elektrisch betriebenen Kompressionswärmepumpen nach folgender Gleichung definiert [9].

$$\varepsilon_w = \frac{\text{Nutzwärmeabgabe}}{\text{aufgenommene elektrische Antriebsleistung}} = \frac{\dot{Q}_0 + a \cdot P}{P} = \frac{\dot{Q}_c}{P} \quad (3.1)$$

$\varepsilon_w$  Leistungszahl der Kompressionswärmepumpe [-]

$\dot{Q}_0$  Verdampferleistung [kW]

$a$  Anlagenfaktor (=0,9) [-]

$P$  Elektrische Antriebsleistung [kW]

$\dot{Q}_c$  Wärmeabgabe am Verflüssiger [kW]

Die Nutzwärmeabgabe, die dabei entsteht, entspricht, wie aus der Gleichung ersichtlich ist, der Summe der Wärme, die aus der Umgebung entzogen wird und der

mit dem Anlagenfaktor multiplizierten elektrischen Antriebsleistung. Formt man die Gleichung um, so ergibt die elektrische Anlagenleistung multipliziert mit der Leistungszahl die nutzbare Wärmeleistung bzw. die benötigte Wärmeleistung dividiert durch die Leistungszahl die benötigte elektrische Leistung (Schramek, 2009).

Somit ist, falls kein thermischer Zwischenspeicher vorhanden ist, bei Kenntnis des thermischen Lastgangs und der Leistungszahl die Ermittlung des elektrischen Lastgangs der Wärme-pumpe möglich (Schramek, 2009).

Die Leistungszahl hängt von der Art der Wärmepumpe und den Betriebsbedingungen ab. Eine große Rolle spielen hierbei die Temperatur-niveaus der Verdampf-ung und Verflüssigung. Nachfolgende Abbildung zeigt die Leistungszahl bei unterschiedlichen Verdampfungs- und Verflüssigungstemperaturen (Schramek, 2009).

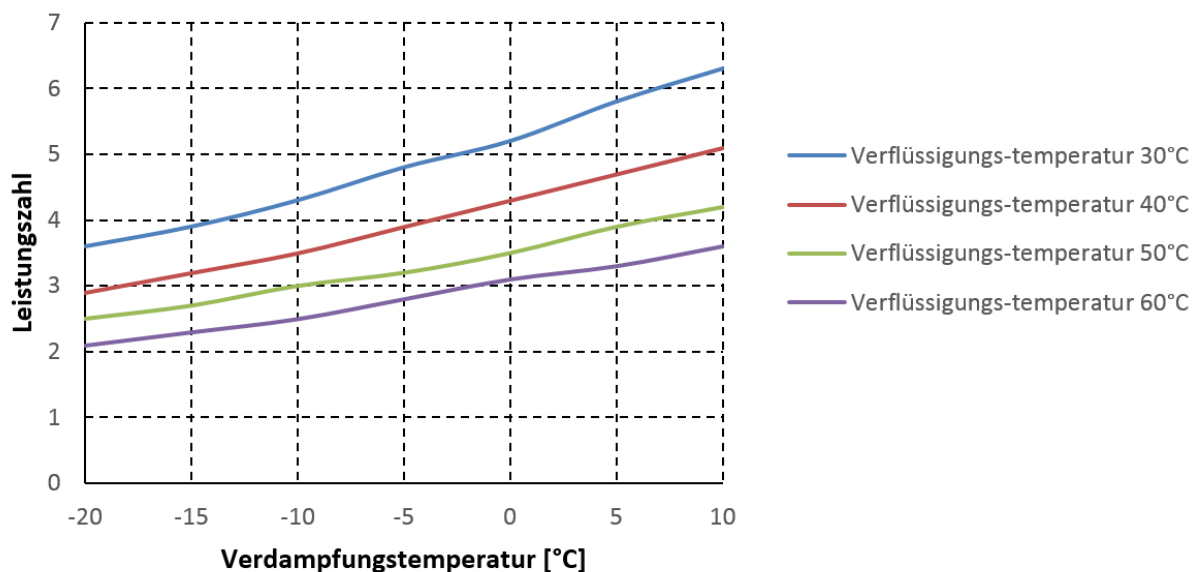


Abbildung 3-1 Leistungszahlen bei unterschiedlichen Temperaturverhältnissen (Schramek, 2009)

Die Leistungszahlen in der Abbildung gelten für das Kältemittel R407C. Auch bei anderen gängigen Kältemitteln streuen diese Werte nur innerhalb von +/- 10 %, weswegen die Werte aus dem Diagramm für alle Wärmepumpen als hinreichend genau angesehen werden (Schramek, 2009).

Aus den Werten aus Abbildung 3-1 können in etwa die Werte von nachfolgender Tabelle für die verschiedenen Betriebsbedingungen abgelesen werden. Diese Daten sind bis auf eine Verflüssigungstemperatur von 50 °C von Schramek (2009), für Anwendungen über 50 °C sind diese linear bis 60°C extrapoliert worden. Zwischenwerte werden bei der Berechnung ebenfalls interpoliert.

Tabelle 3.2 Leistungszahlen bei unterschiedlichen Temperaturverhältnissen (Daten aus Schramek, 2009)

Verdampfungs-temperatur [°C]	Verflüssigungs-temperatur 30°C	Verflüssigungs-temperatur 40°C	Verflüssigungs-temperatur 50°C	Verflüssigungstempe-ratur 60°C
------------------------------	--------------------------------	--------------------------------	--------------------------------	--------------------------------

-20	3,6	2,9	2,5	2,1
-15	3,9	3,2	2,7	2,3
-10	4,3	3,5	3,0	2,5
-5	4,8	3,9	3,2	2,8
0	5,2	4,3	3,5	3,1
5	5,8	4,7	3,9	3,3
10	6,3	5,1	4,2	3,6

Es ist zu sehen, dass die Leistungszahl mit steigender Verdampfungstemperatur ebenfalls steigt, wogegen sie bei steigender Verflüssigungstemperatur abnimmt. Es ist zu beachten, dass die Verdampfer-Temperatur je nach Wärmequelle (Luft, Wasser, Sole) stets niedriger ist als die Austrittstemperatur der Wärmequelle. Bei Wasser bzw. Sole beträgt dieser Unterschied meist 1-5 K, bei Luft 5-10 K. Nimmt man an, dass sich diese Temperaturdifferenz zwischen Eintritt und Austritt halbiert, so kann man feststellen, dass die Eintrittstemperatur in den Verdampfer um 2-10 K (Luft 10-20 K) höher ist, als die Verdampfungstemperatur. Somit hätte bei einer Luftwärmepumpe die Außenluft bei einem Temperaturunterschied zwischen Eintritt und Verdampfung von 10 K und einer Verdampfungstemperatur von  $-10^{\circ}\text{C}$  beispielsweise  $0^{\circ}\text{C}$ . Umgekehrt lässt sich bei bekannter Außenlufttemperatur und gegebener Temperaturdifferenz zwischen Eintrittstemperatur und Temperatur der Verdampfung auf die jeweilige Verdampfungstemperatur schließen. Zudem ist die Verflüssigungstemperatur meist etwa 3 K höher als die Austrittstemperatur des Nutzwärmeträgers (meist Wasser). Die Temperatur des Heizmediums hätte bei einer Verflüssigungstemperatur von  $40^{\circ}\text{C}$  somit  $37^{\circ}\text{C}$ . Somit kann man bei Kenntnis der Vorlauftemperatur des Heizmediums und bekannter Temperaturdifferenz (3 K) auf die Verflüssigungstemperatur schließen [9]. In Abbildung 3-2 ist zur Veranschaulichung ein Beispiel für mögliche Temperaturniveaus in der Wärmepumpe mittels Log-p-H Diagramm dargestellt (Daten aus Schramek, 2009). Um die Darstellung zu vereinfachen, wurde hier das Kältemittel R134A gewählt, da dies im Gegensatz zu R407C bei konstanter Temperatur verdampft und kondensiert [9].

Als Wärmequelle wurde hier Luft mit einer Temperatur von  $0^{\circ}\text{C}$  gewählt. Zudem wurde eine Temperaturdifferenz von 5 K zwischen Verdampfungstemperatur und Austrittstemperatur der Wärmequelle dargestellt. Unter der Annahme, dass sich diese Differenz zwischen Eintritt und Austritt halbiert, beträgt die Temperaturdifferenz zwischen der Luft beim Eintritt (=Umgebungstemperatur) und Verdampfungstemperatur 10 K und die Verdampfungstemperatur beträgt somit  $-10^{\circ}\text{C}$ . Die Temperaturdifferenz zwischen Verflüssigungstemperatur und Austritt des Heizmediums beträgt 3 K. Deswegen hat das Heizmedium bei der Verflüssigungstemperatur von  $40^{\circ}\text{C}$  eine Austrittstemperatur aus der Wärmepumpe von  $37^{\circ}\text{C}$ . Bei anderen Temperaturdifferenzen und -niveaus bzw. anderen Wärmequellen sind die Temperaturdifferenzen dementsprechend anzupassen. Zudem bestimmt vor allem die Bauart des jeweiligen Wärmetauschers die Temperaturdifferenz. Je größer die Wärmetauscherfläche, desto kleiner wird die notwendige Temperaturdifferenz um eine bestimmte Wärmemenge zu übertragen [9].

Sowohl Verdampfer als auch Kondensator wurden hier im Gegenstromprinzip dargestellt.

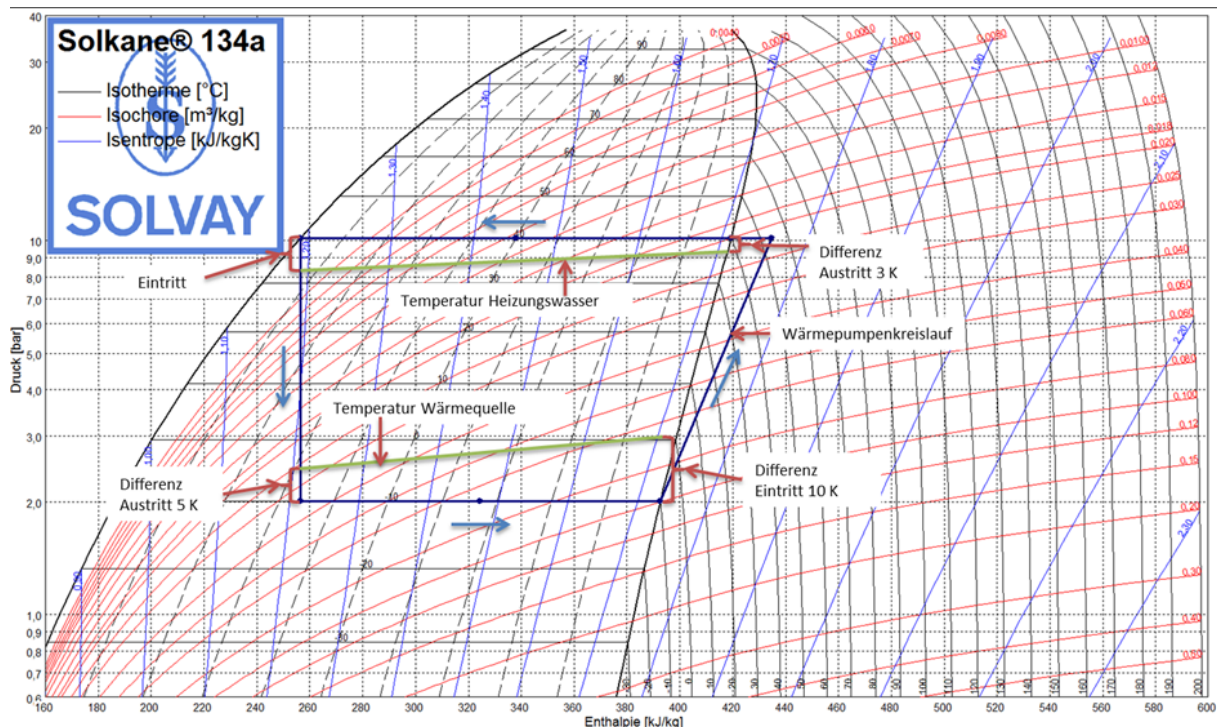


Abbildung 3-2 Temperturniveaus Wärmepumpe (Daten aus Schramek, 2009)

Diese unterschiedlichen Leistungszahlen sind einerseits bei der Planung von Wärmepumpenheizungen zu berücksichtigen. Meist werden solche Heizsysteme als Flächenheizungen mit möglichst niedriger Vorlauftemperatur ausgelegt. Andererseits ist dies aber auch ausschlaggebend für den elektrischen Lastgang der Anlage. So erfordert die Bereitstellung einer Kilowattstunde Wärme bei einer niedrigen Temperatur der Wärmequelle mehr elektrische Energie als bei höherer Temperatur der Wärmequelle. Die Temperatur der Wärmequelle kann dabei unterschiedlichen Schwankungen ausgesetzt sein. Abbildung 3-3 zeigt Anhaltswerte für die Temperatur der Wärmequellen abhängig von der Außentemperatur [9].

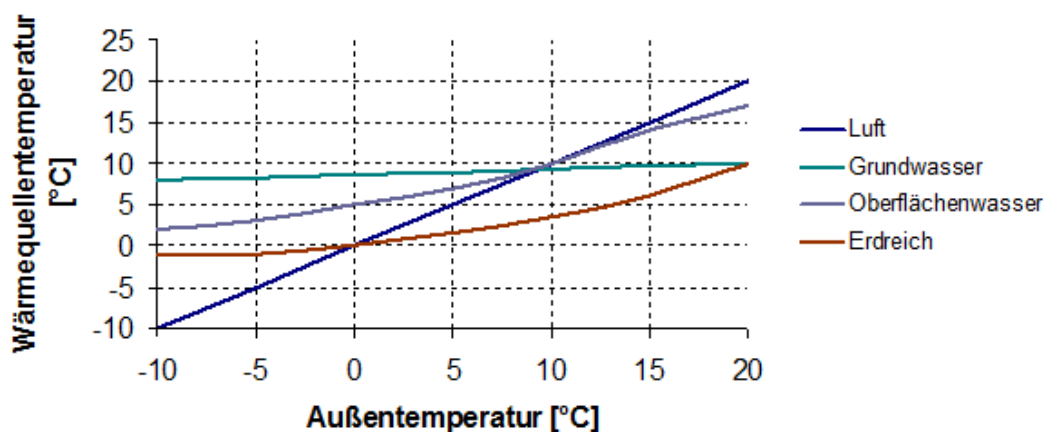


Abbildung 3-3 Anhaltswerte für die Temperatur von Wärmequellen [9]

Während bei Luftwärmepumpen die Außenlufttemperatur als Temperatur der Wärmequelle angesetzt werden kann, so muss man bei Wasserwärmepumpen unterschiedliche Fälle unterscheiden. Nutzt man die Wärme im Grundwasser, so kann man davon ausgehen, dass die Temperatur im Jahrgang meist nahezu konstant zwischen 8 und 10°C liegt. Nutzt man hingegen Oberflächenwasser, ergibt sich je nach Lufttemperatur auch eine unterschiedliche Wassertemperatur. Auch die Temperatur des Erdreichs ist nicht konstant, sondern Schwankungen unterlegen. Es muss erwähnt werden, dass es sich hier vor allem bei der Temperatur des Oberflächenwassers und des Erdreichs nur um Anhaltswerte handelt. Genauere Werte hängen von vielen Faktoren ab, die ohne Messung oder Simulation wohl nicht berücksichtigt werden können. Für die Ermittlung von Lastgängen werden deswegen die Werte aus Abbildung 3-3 verwendet [9].

Tabelle 3 zeigt die Werte aus Abbildung 3-3 in Tabellenform. Zwischenwerte werden interpoliert [9]

Tabelle 3.3 Anhaltswerte für die Temperatur von Wärmequellen (Daten aus [9])

Außentemperatur [°C]	Luft [°C]	Grundwasser [°C]	Oberflächenwasser [°C]	Erdreich [°C]
-10	-10	8	2	-1
-5	-5	8,33	3	-1
0	0	8,66	5	0
5	5	9	7	1,5
10	10	9,33	10	3,5
15	15	9,66	14	6
20	20	10	17	10

Somit kann der Lastgang einer Kompressionswärmepumpe mit unterschiedlichen Wärmequellen bei bekanntem thermischem Lastgang mit der umgeformten Gleichung und den Werten für die Leistungszahl unter Berücksichtigung der Wärmequellentemperaturen ermittelt werden. Es ist noch zu erwähnen, dass für Kompressionswärmepumpen eine effiziente Regelung vorausgesetzt wird und somit deren Wirkungsgrad in Teillast nahezu auf dem Niveau bei Nennleistung bleibt [10]. Bei Luftwärmepumpen kommt noch ein weiterer Aspekt hinzu. Die tiefsten Temperaturen des Jahres kommen nur an sehr wenigen Stunden vor. Werden alle Komponenten darauf ausgelegt, so ist die Anlage für den Rest des Jahres in doppelter Weise zu groß ausgelegt. Einerseits sinkt die Leistungszahl durch die niedrige Verdampfertemperatur, andererseits muss mehr Wärme bereitgestellt und somit der Kältemitteldurchfluss erhöht werden oder die Temperatur im Verflüssiger muss steigen. Dies führt zu schlechteren Leistungszahlen bei erheblich größeren Komponenten und damit höheren Anlagenkosten. Deswegen ist es sinnvoll, die Wärmepumpe nicht auf die tiefste Temperatur auszulegen, sondern eine bivalente Heizung zu installieren. Luftwärmepumpen sind oft auch mit elektrischen

Heizpatronen ausgestattet, die kältere Außenluft mit dem Prinzip einer Widerstandsheizung bis zu einer bestimmten Temperatur vorwärmen. Diesen Punkt nennt man Bivalenzpunkt, welcher mit  $-3^{\circ}\text{C}$  im Modell angesetzt wurde.

### 3.1.3 Lastgangerstellung Venios

Für die Erstellung der Lastgänge in VES/VEM sind die Spannungs- und vor allem Stromverläufe der Messobjekte bzw. Netzmodelle notwendig:

- Netzmodell, das sowohl den Schaltzustand als auch die Position und den Typ der Lasten und der Einspeisungen enthält;
- Impedanzen der Betriebsmittel (Leitungen, Kabel, Transformatoren);
- Messungen, insbesondere U-, (I-), P-, Q-Messungen.

Durch flächendeckende Messungen und zusätzlichen Modelldaten kann das betrachtete Netz simuliert werden. Einzelne Referenzanlagen können so Werte für weitere, gleichartige Objekte liefern. Die gespeicherten Messwerte können auf verschiedene Bereiche skaliert werden. Durch historische Messwerte können dann fehlende Werte simuliert und auch auf andere Modelle zurückgegriffen werden. Die Energieerzeugung der Photovoltaikanlagen wird aufgrund von Wetterdaten und Anlagedaten simuliert. Da nicht alle relevanten Objekte im Testgebiet mit Messhardware ausgestattet werden können, werden fehlende Messdaten durch Modelle ergänzt. Je mehr und je länger Messdaten vorhanden sind (Messungen über Jahre) desto genauer und umfangreicher kann aus den Modellen gewählt werden. Venios besitzt eine Vielzahl an gemessenen PV-Erzeugungsdaten sowie ein internes konkurrenzfähiges PV-Modell zur Prognose von Solarenergieerzeugung. Mit der Hilfe sozioökonomischer Daten können weiterhin die Lastgänge von Haushalten simuliert werden. Diese unterscheiden sich stark von den üblicherweise verwendeten Standardlastprofilen, welche einer Mittelung über viele Haushalte und Zeitreihen entsprechen. Durch die verschiedenen Erfahrungswerte und Szenarien, können mögliche zukünftige und noch nicht erstellte Szenarien möglichst genau errechnet werden. Lastgänge für verschiedene Gebäudetypen (verschiedene Wohnhäuser, Industrie, Gewerbe, öffentliche Gebäude) unter verschiedenen Bedingungen (Wochenende/Feiertag, Jahreszeit) können durch die vorhandenen Daten erstellt werden. Um die Modelle möglichst genau abzubilden, sind folgende Datenangaben nötig:

- PV-Anlagen
  - Installierte Leistung,
  - Abhängigkeit der Leistung vom Referenz-Messwert,
  - Skalierungsfaktor / Kennlinie,
  - Abhängigkeit Prognosewert Strahlungsenergie / Bewölkung
- BHKW
  - Installierte Leistung
  - Fahrplan
  - Prognose Stromerzeugung nach wärmegeführtem Betrieb
- Unterbrechbare Lasten wie Nachtstromspeicherheizung / Wärmepumpen / Warmwasseraufbereitung.

Durch verschiedene erstellbaren Szenarien können die unterschiedlichen Auswirkungen der Faktoren sichtbar gemacht werden. Der Output ist dabei der jeweilige Lastfluss entsprechend des Schaltzustands über einen definierten Zeitraum mit den Maximal-, Minimal- bzw. Mittelwerten. Eine vorausschauende Simulation kann zur automatischen und zyklischen Bestimmung von Lastflüssen und Schaltzuständen für die nächsten 24 oder 48 Stunden umgesetzt werden.

Dabei sind wichtige Einflussparameter der Schaltzustand, Belastungszustand, ggfs. erzeugungs- oder lastbeeinflussende Maßnahmen. Der Output ist hierbei die Anzeige, ob und wo ein Engpass oder eine Grenzwert-Verletzung zu erwarten ist. Die Ergebnisse der Netzberechnungen können in Netzbildern graphisch dargestellt werden. Die numerischen Ergebnisse können direkt an Knoten und Kanten des Netzes angezeigt werden. Zudem werden Pfeile zur Darstellung der Flussrichtung an den Leitungen eingeblendet werden.

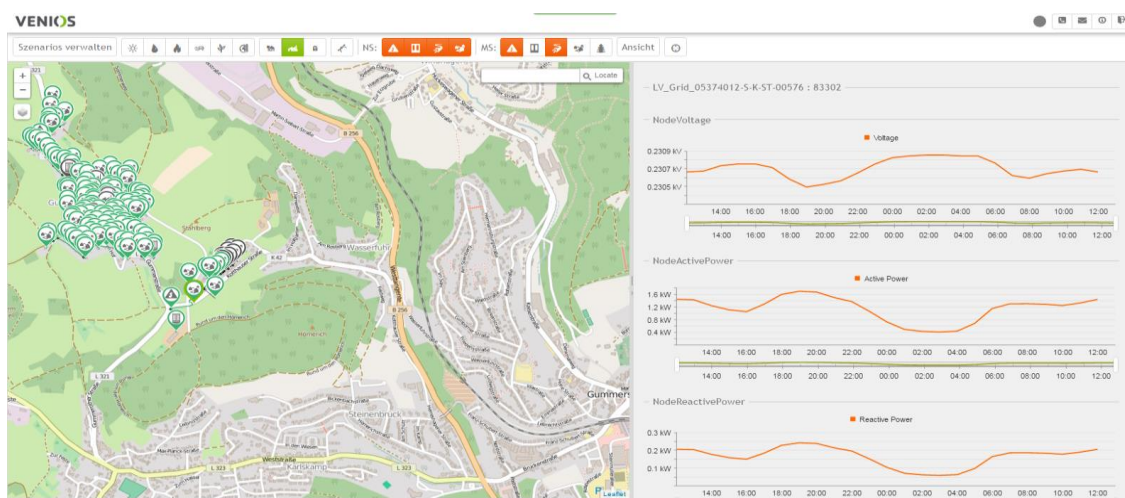


Abbildung 3-4 Lastgänge und simuliertes Testgebiet

### 3.1.1 Synthetischer Lastgang für das Wärmenetz

Für das Nahwärmenetz am Ökopark liegen lediglich Messdaten für den Zeitraum von 23.2.2016 bis 21.3.2017 vor. Sämtliche Simulationen im Stromnetz basieren allerdings auf Daten aus dem Jahr 2015. Um die Flexibilität des Wärmenetzes zu beurteilen und in die Simulation einzubeziehen wird ein synthetisches Wärmelastprofil für diesen Zeitraum benötigt. Dies wird mit Hilfe eines Blackbox-Modells erstellt.

Die Eingangsdaten des Modells sind dabei die Außentemperatur sowie relative Luftfeuchte. Die Ausgangsgröße ist der aktuelle Wärmebedarf des Wärmenetzes. Die zeitliche Auflösung der Eingangs- und Ausgangsgrößen wird mit einer Stunde festgelegt.

Als Blackbox-Modell kommt ein künstliches neuronales Netzwerk (KNN) zum Einsatz, das als vierschichtiges Perzeptron aufgebaut ist. Um die Dynamik des Netzes besser abbilden zu können, werden auch zeitverschobene Temperatur- und Luftfeuchtwerte für die Berechnung herangezogen. Die Struktur entspricht dadurch einen Finite Impulse Response Filter (FIR).

Das KNN wird mit 2/3 zufällig gewählter Messdaten trainiert und mit 1/3 validiert. Das Training erfolgt über 5000 Epochen mit einer Batch-Größe von 500.

Daraus ergeben sich folgende Validierungsergebnisse:

- Mittlerer absoluter Fehler: 0,047
- Mittlerer relativer Fehler: 19,48 %
- Bestimmtheitsmaß  $R^2$ : 0,89

Abbildung 3-5 zeigt die Messung der Wärmeleistung im Vergleich zum Modell. Dabei sind die fehlenden Messdaten als Lücken im Graphen zu erkennen.

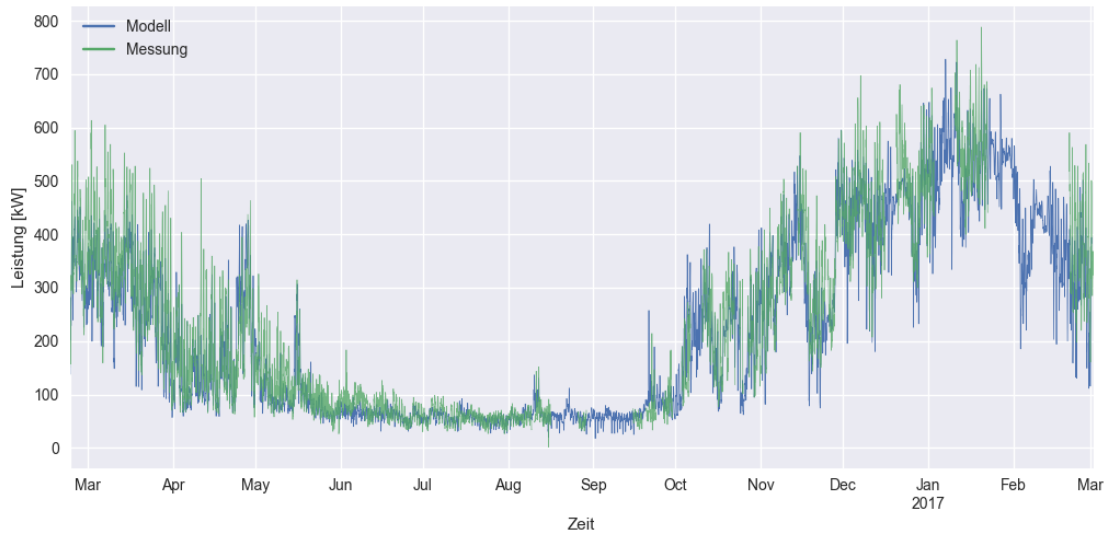


Abbildung 3-5: Jahresvergleich des Blackbox-Modells mit den Messdaten

Abbildung 3-6 zeigt einen zufällig gewählten Ausschnitt aus dem Vergleich der Messung mit den Modelergebnissen im Monat November. Man erkennt die qualitative Übereinstimmung der Messung mit dem Modell.

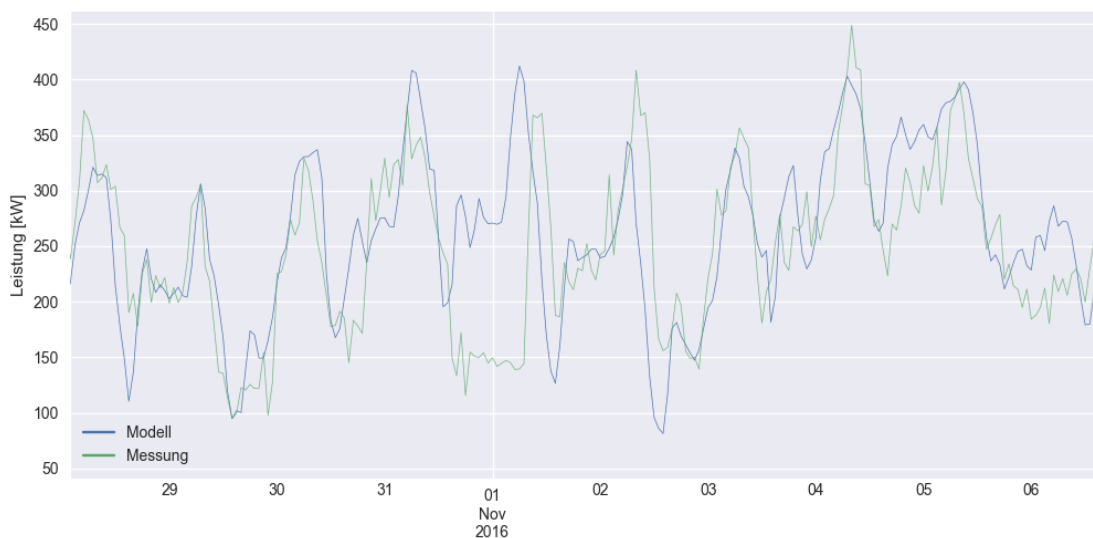


Abbildung 3-6: Ausschnitt aus dem Jahresvergleich



Ein Vergleich der Jahresdauerkennlinie der Messdaten und des Modells in Abbildung 3-7 zeigt, dass vor allem im Spitzenlastbereich das Modell eher geringere Leistungswerte berechnet. Trotzdem zeigt es zufriedenstellende Ergebnisse um einen qualitativ korrekten Lastgang zu erzeugen.

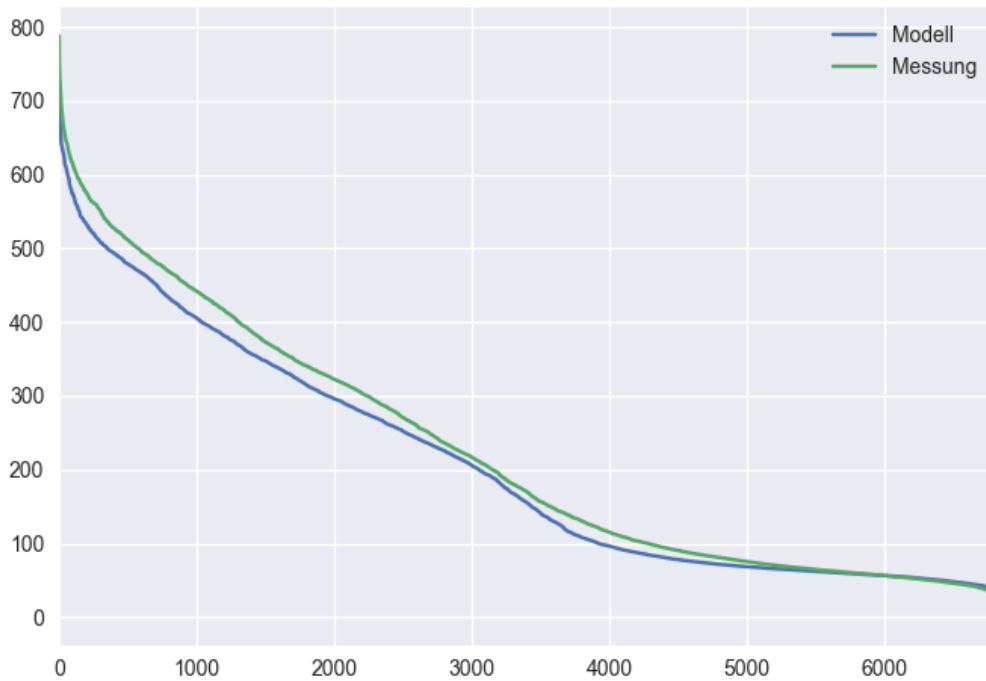


Abbildung 3-7: Vergleich der Jahresdauerkennlinien

Mit dem erstellten und validierten KNN lässt sich somit auf Basis der Wetterdaten ein Wärmelastgang für das Jahr 2015 erstellen. Dieser ist in Abbildung 3-8 dargestellt.

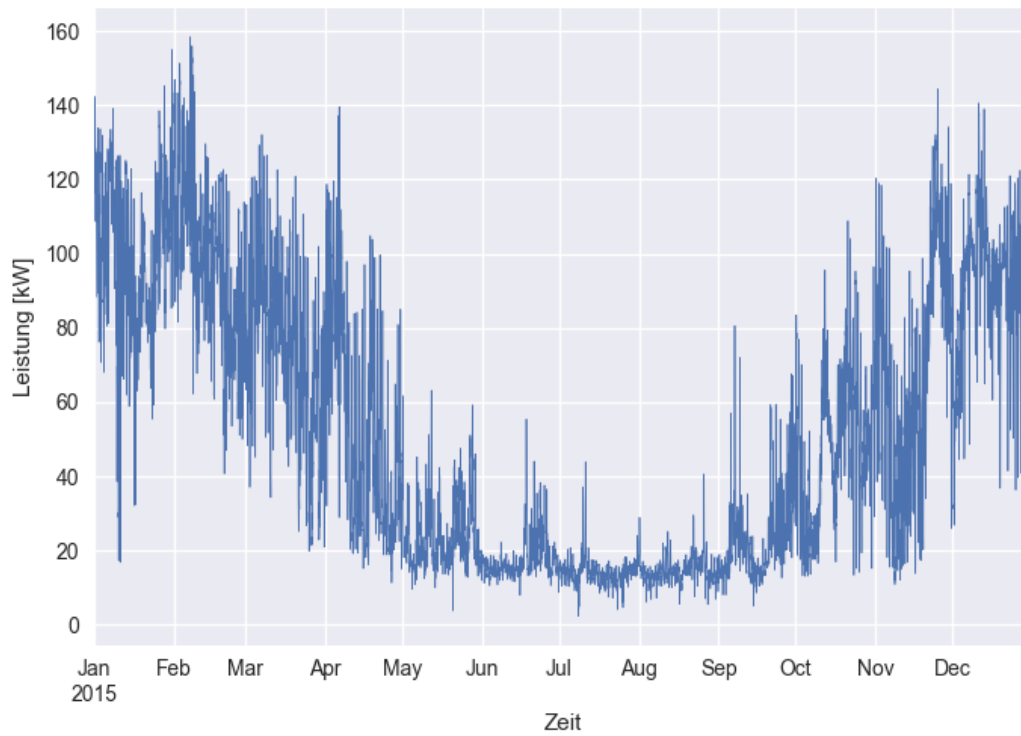


Abbildung 3-8: Synthetischer Wärmelastgang des Wärmenetzes für das Jahr 2015

## 4 Simulation möglicher Maßnahmen

### 4.1 Eingabeparameter/ Wirtschaftliche Randbedingungen

In der Abschätzung der Auswirkungen auf die Netze der Stadtwerke Hartberg (Strom und Wärme) ist es notwendig die durch das Businessmodell ausgelösten Effekte zu ermitteln und an die entsprechenden Modelle weiterzugeben. Eine ausführliche Beschreibung des wirtschaftlichen Modells für die Ermittlung der notwendigen Lastverschiebungen befindet sich in Deliverable 3.1, aus diesem Grund wird hier nur eine kurze Beschreibung der relevanten Aspekte für die nachfolgenden Modelle ergänzt.

Die Motivation Lastverschiebungen durchzuführen lässt sich auf die wirtschaftlichen Vorteile, die dadurch ermöglicht werden, zurückführen. Um einen wirtschaftlichen Vorteil zu generieren, müssen Lasten so verschoben werden, dass der Bezug der Energie durch die Stadtwerke günstiger wird. Dafür werden zwei verschiedene Strategien verfolgt:

#### Erhöhung des Base-Anteils:

Der aktuelle Rahmenvertrag zwischen der Energie Steiermark (Beschaffer der Energie an der Strombörse) und den Stadtwerken Hartberg (Lieferant der Energie an die Endkunden/Innen) sieht vor, dass sich der Strombezugspreis der Stadtwerke entsprechend dem Base- und Peakanteil der Gesamtlast ausrichtet. Dem Base-Anteil werden alle Lasten mit Volllaststundenzahlen über 3000 h zugerechnet. Eine detaillierte Beschreibung ist in Deliverable 3.1 zu finden.

Ein wirtschaftlicher Vorteil wird hier dadurch generiert, den Base-Anteil möglichst hoch zu halten. Dafür sollen Peak-Lasten in den Base-Bereich verschoben werden, siehe Abbildung 4-1.

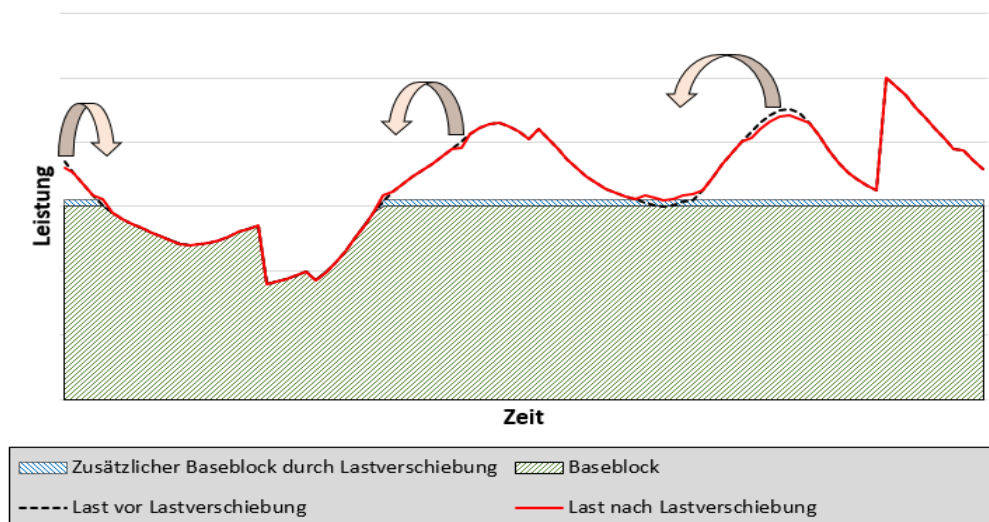


Abbildung 4-1 Grundsätzliches Schema für den Einsatz der Lastverschiebungspotentiale

Dadurch soll der Stromeinkauf der Stadtwerke Hartberg günstiger werden, was zu einem höheren Deckungsbeitrag beim Stromverkauf an die Endkunden/Innen führt.

Eine detaillierte Beschreibung des Modells zur Ermittlung der Auswirkungen der Lastverschiebungen auf den Base- und Peakanteil des Gesamtstrombezugs auf die Stadtwerke Hartberg ist ebenfalls Deliverable 3.1 zu entnehmen.

Eine Vorabanalyse der Wirtschaftlichkeit dieses Modells hat gezeigt, dass es nicht sinnvoll ist, diesen Ansatz weiter zu verfolgen (siehe Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

#### Nutzung der Preisunterschiede an der Strombörse:

Der derzeitige Rahmenvertrag zwischen den Stadtwerken und der Energie Steiermark sieht einen fixen Preis für den bezogenen Strom vor. Dies spiegelt jedoch nicht die Situation an der Strombörse wieder, wo sich die Preise teils stark ändern, siehe Abbildung 4-2. Durch einen forcierten Strombezug zu Zeitpunkten mit niedrigen Preisen ist es möglich, die Kosten für Energie zu reduzieren. Daher zielt dieses zweite Modell zur Nutzung der Flexibilitäten darauf ab, den Bezug der Energie so zu verlagern, dass er möglichst an Zeitpunkten stattfindet, an denen die Strompreise gering sind. Diese Methodik setzt voraus, dass sich der Rahmenvertrag zwischen der Energie Steiermark und den Stadtwerken Hartberg ändert. Unter dem aktuellen Rahmenvertrag werden die Lastverschiebungsmaßnahmen lediglich dazu führen, dass die Energie Steiermark Strom günstiger beziehen kann. Es muss daher, für die Realisierung dieses Modells, eine Vereinbarung geben, durch welche die zusätzlichen Einnahmen an die Stadtwerke Hartberg weitergegeben oder umgewälzt werden.

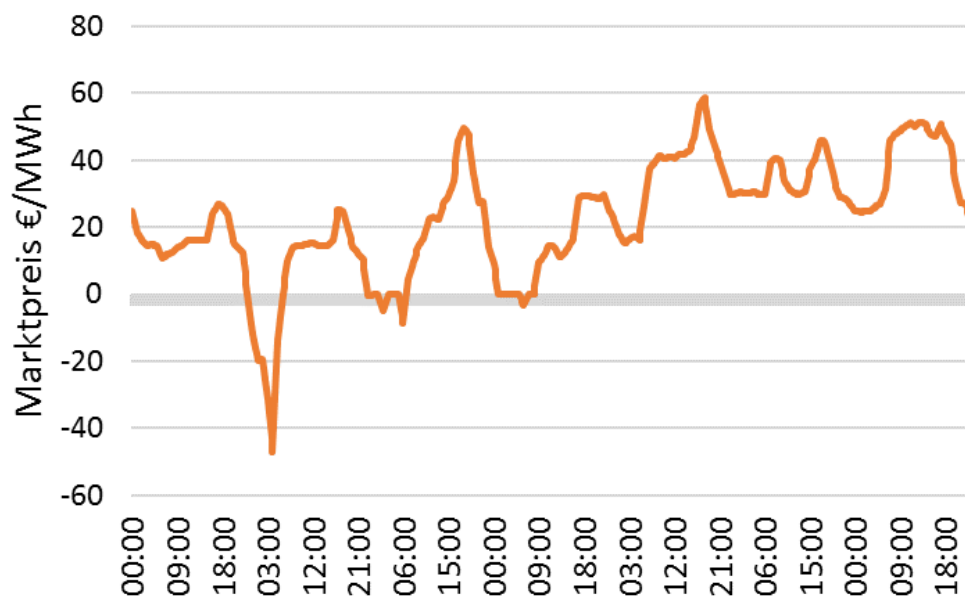


Abbildung 4-2: Beispielhafter Verlauf der Preise am Day-Ahead Markt

Für die Umsetzung dieses Modells werden unterschiedliche Regelungsstrategien für die Flexibilitäten herangezogen, die im Detail in Deliverable 3.1 beschrieben sind. Ziel dieser unterschiedlichen Strategien soll es sein, den größten wirtschaftlichen Vorteil für sowohl die Stadtwerke als auch die betroffenen Kunden/Innen zu ermöglichen. Dafür unterscheiden die Strategien zwischen den beiden folgenden Fällen:

- Flexibilitätsnutzung für die Eigenbedarfsoptimierung:  
Für den/die Endkunden/in ergibt sich ein wirtschaftlicher Vorteil durch die erhöhte Nutzung des selbst erzeugten Stromes. Die Eigenbedarfsoptimierung macht selbstverständlich nur Sinn, wenn der Kunde über eine PV-Anlage verfügt.
- Flexibilitätsnutzung für die Stadtwerke durch die Nutzung der Marktpreisunterschiede:  
Zu den Zeitpunkten an denen eine Optimierung für den/die Kunden/innen nicht sinnvoll ist, da kein PV-Überschuss vorhanden ist, wird der Einsatz der Flexibilitäten gemäß den Preisen am Strommarkt gesteuert um den Stromeinkauf am Markt bzw. die eigene Stromerzeugung zu optimieren.

Das Lastverschiebungsmodell stellt eben diese Information bereit, indem es angibt, zu welchen Zeitpunkten Lasten erhöht und verringert wurden. Außerdem wird es über die sequentielle Berücksichtigung mehrerer Potentiale mit unterschiedlichen Verschiebedauern ermöglicht, exakte Informationen darüber zu erhalten, was getan werden kann, welche Potentiale genau genutzt wurden.

Damit stehen den nachgeordneten Systemmodellen (thermisch und elektrisch) alle notwendigen Informationen für die Bestimmung der Systemzustände zur Verfügung.

### **Eingabeparameter für VES/VEM**

Für die Simulation des betrachteten Netzes können folgende Parameter und Objekte festgelegt werden:

- Photovoltaikanlagen
- Wasserkraftwerke
- Heizkraftwerke
- Windkraftwerke
- Biomassekraftwerke
- Geothermieanlagen
- häusliche Verbraucher
- industrielle Verbraucher
- Ladestationen
- Ortsnetzstationen
- Kabelverteilerkästen
- Netzleitungen
- Umspannanlagen für das Mittelspannungsnetz

Mit Hilfe weiterer, externer Datenquellen (Wetterdaten, ggf. sozio-ökonomische Daten etc.) werden Modelle sämtlicher Erzeuger und Verbraucher im Netz konfiguriert und in der Folge regelmäßig aktualisiert. Die Netzzustandsschätzung und die Netzsimulation unter Berücksichtigung von Unsicherheiten stehen danach zur Verfügung.

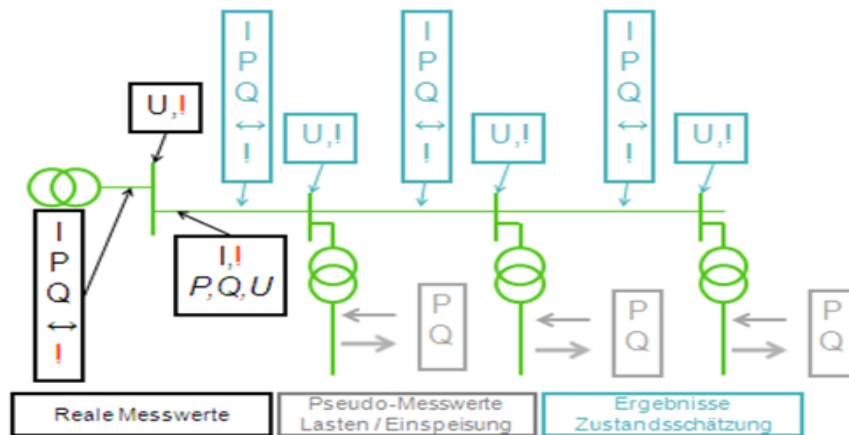


Abbildung 4-3 Messwerte und Ergebnisse der Zustandsschätzung

Als Eingabewerte dienen für die Simulation die Modellierung von Lasten und Einspeisungen die Bildung von Pseudomesswerten für nicht gemessene Einspeisungen und Lasten bzw. deren Verknüpfungen zu weiteren Parametern wie Wetterdatensatz oder Beeinflussbarkeit der Lasten, und auch real vorhandene Messwerte von Einspeisungen und Lasten.

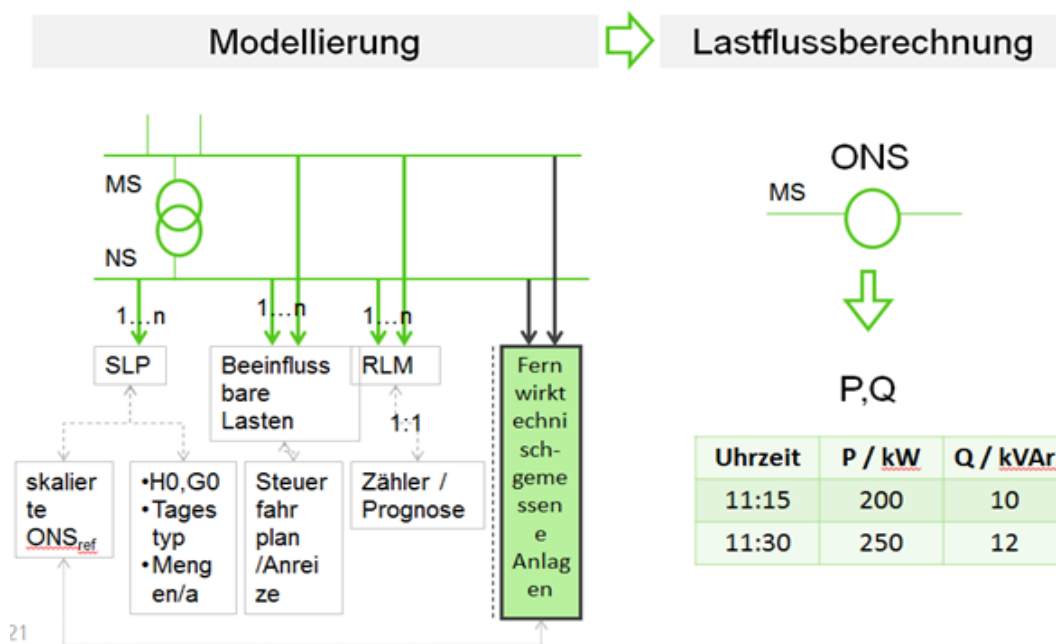


Abbildung 4-4 Prinzip-Modellierung von Mittelspannungslasten

## 4.2 Thermisches Systemmodell

### 4.2.1 Thermo-hydraulisches Wärmenetzmodell

Die Analyse der Anforderungen zeigt, dass sich für die thermische Modellierung des erdverlegten Nahwärmenetzes eine Finite-Volumenmethode in Kombination mit einem sogenannten Plug-Flow-Ansatz eignet. Die Verluste über das Erdreich sollen zugunsten eines verminderten Berechnungs- und Modellierungsaufwandes mit einem quasi-statischen Widerstandsmodell berechnet werden.

## 4.2.2 Struktur der Software

Die Komponenten gliedern sich in das District Heating Network, welches das Netz mit den hydraulischen und thermischen Eigenschaften repräsentiert. Die Heat Plants, welche die Versorgung des Netzes darstellen, sowie die Wärmeübergabestation, die die Verbraucher im System repräsentieren.

Verbunden werden die Komponenten über Software-Interfaces. Das Supply Interface ermöglicht die Ankopplung von Erzeugern an bestimmte Netzknoten. Über das Interface werden der benötigte Massenstrom und die aktuelle Rücklauftemperatur des Netzes übergeben. Daraus kann die Komponente die Einspeisetemperatur berechnen.

Ein weiteres Interface wird als ExternalEdge bezeichnet. Dies erlaubt die Verbindung des Netzes mit Komponenten wie z.B. einer Wärmeübergabestation (Heat Transfer Station). Übergeben wird die Vorlauftemperatur am Anschlussknoten. Aus der aktuell benötigten Leistung errechnet die Heat Transfer Station den benötigten Massestrom.



Abbildung 4-5 Softwarekomponenten und Interfaces

Die Entkopplung ermöglicht eine unabhängige Entwicklung der einzelnen Modellelemente.

Die Koordinierung des gesamten Simulationsablaufes übernimmt die District Heating Net Komponente. Einstellungen zur Simulationsdauer und Zeitschrittweite werden hier vorgenommen.

Die Schnittstellen zu anderen Simulationstools werden über CSV-Dateien implementiert. Diese können vom User oder einem anderen Simulationstool konfiguriert werden. Dadurch bieten sie eine flexible Schnittstelle, die es erlaubt das Tool mit anderen Simulationstools, wie dem wirtschaftlichen Systemmodell zu koppeln.

Folgende Informationen werden in den CSV-Dateien benötigt:

- Netztopologie in Form einer Knoten-Kanten-Inzidenz-Matrix
- Rohrliste (Bezeichnung, Länge, Durchmesser, Dämmung, Verlegetiefe, Einbauten)
- Abgenommene Leistung an den Fernwärmeübergabestationen für die gesamte Simulationszeit

Die Validierung des Wärmenetzmodells erfolgt mit den Messdaten der Fernwärmeübergabestationen im Ökopark Hartberg. Die Aufzeichnung der Vor- und Rücklauftemperaturen sowie des Massenstroms in einem ausgewählten Bereich des Wärme- und Kältenetzes wird aktuell durchgeführt.

## 4.2.3 Berechnungsablauf

Für die thermohydraulische Wärme- bzw. Kältenetzberechnung wurde ein Matlab Tool entwickelt, das die internen Netzzustände simulieren kann. Dazu zählen die Massen-

flüsse innerhalb des Netzes bzw. die Temporausbreitung innerhalb der einzelnen Rohrleitungen. Dabei werden die thermischen Wärmeverluste über die Rohrwände berücksichtigt. Dadurch können die Speicherfähigkeit des Netzes und damit verbundene Flexibilitäten abgebildet werden. Weiters sollen bei untersuchten Szenarien, welche die Flexibilität des Wärmenetzes nutzen, eventuell auftretende ungünstige Zustände im Wärmenetz erkannt werden.

Das Tool beschränkt sich bei der Berechnung auf eine strahl- / baumförmige Netzstruktur, wie sie im Wärmenetz des Ökopark Hartberg vorzufinden ist.

Die Implementierung erfolgt in Matlab. Der Berechnungsablauf ist in Abbildung 4-6 dargestellt und wird nachfolgend näher beschrieben.

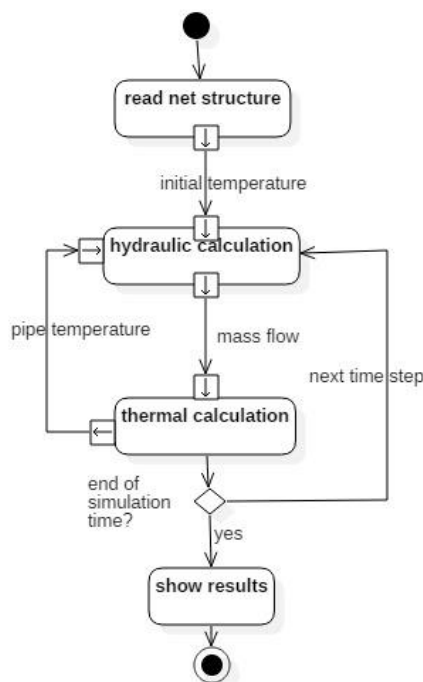


Abbildung 4-6 Berechnungsablauf

### Read net structure

Die topologische Struktur des zu berechnenden Wärmenetzes wird in Form einer Knoten-Kanten-Inzidenzmatrix definiert. Zusätzliche Informationen zu den verbauten Rohrleitungen, wie Durchmesser, Länge, Dämmwerte, Verlegetiefe und Diskretisierung der Rohrlänge wird in einer Excel-Datei definiert. Die Knoten-Kanten-Inzidenzmatrix spezifiziert außerdem die externen Massenflüsse, die durch Wärmeerzeuger bzw. Fernwärmeübergabestationen in das Netz ein- bzw. ausgebracht werden. Die Lastprofile der Fernwärmeübergabestationen sind in einer eigenen CSV-Datei definiert

### Hydraulic calculation

Für die hydraulische Berechnung müssen die aktuellen Wärmeleistungen an den Fernwärmeübergabestationen bekannt sein. Diese sind in den Lastprofilen hinterlegt. Da hier nur Strahlnetze berücksichtigt werden, ergibt sich ein lineares Gleichungssystem,



mit dessen Hilfe sich die netzinternen Massenströme berechnen lassen. Eine Druckberechnung im Netz ist daher nicht notwendig.

#### Thermal calculation

Auf Basis der netzinternen Massenflüsse, die in der hydraulischen Berechnung ermittelt wurden, kann die Temperaturlausbreitung innerhalb der Rohrleitungen berechnet werden. Hierfür wird eine Finite-Volumenmethode mit einem sogenannten „Plug-Flow-Ansatz“ angewandt.

Zur Berechnung der thermischen Verluste in den erdverlegten Rohrleitungen wird ein quasi-statisches, thermisches Widerstandsmodell angesetzt. Die dynamischen thermischen Vorgänge in der Rohrleitung und dem Erdreich werden dabei vernachlässigt.

Die Ergebnisse der Temperaturberechnung werden im nächsten Simulationszeitschritt für die hydraulische Berechnung herangezogen.

#### Show results

Die aus der Simulation errechneten Ergebnisse werden für eine entsprechende Darstellung aufbereitet bzw. in einer CSV-Datei gespeichert, um diese in anderen Simulationsumgebungen weiterzuverarbeiten.

### **4.2.4 Validierungsergebnisse**

Zur Validierung des Wärmenetzmodells werden Messdaten eines realen Wärmenetzes herangezogen. Die Topologie dieses Netzes ist in Abbildung 3 dargestellt. Die Wärmeerzeugung bzw. Einspeisung erfolgt in der sogenannten Energiezentrale am Knoten A. Die Fernwärmeübergabestationen befinden sich an den Knoten G, I, J, K und L.

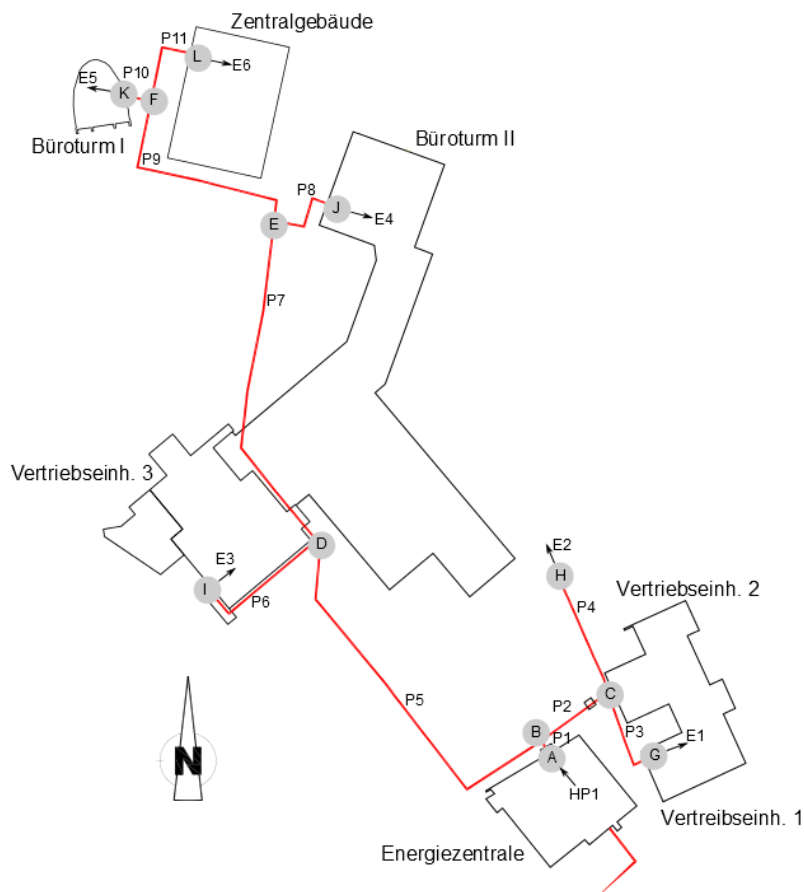


Abbildung 4-7 Topologie des Wärmenetzes zur Modellvalidierung

Zur Validierung wurden die real gemessenen Leistungsabnahmeprofile der Wärmeübergabestationen sowie die eingespeiste Vorlauftemperatur auf das Simulationsmodell aufgeprägt und mit den im Netz gemessenen Temperaturen verglichen. Für die Simulation wurde ebenfalls ein regionaler Wetterdatensatz aus der Messperiode verwendet.

Abbildung 4-8 zeigt exemplarisch ein Ergebnis der Simulation für den Knoten L. Dargestellt ist die eingespeiste Vorlauftemperatur am Knoten A über die Zeit, sowie die simulierten und gemessenen Temperaturverläufe am Knoten L.

Man erkennt, dass die Simulation mit den Messwerten übereinstimmt. Die auftretenden Abweichungen liegen innerhalb der Messauflösung von  $1^\circ\text{K}$ . Die Simulationsergebnisse der anderen Knoten zeigen ähnliche Resultate.

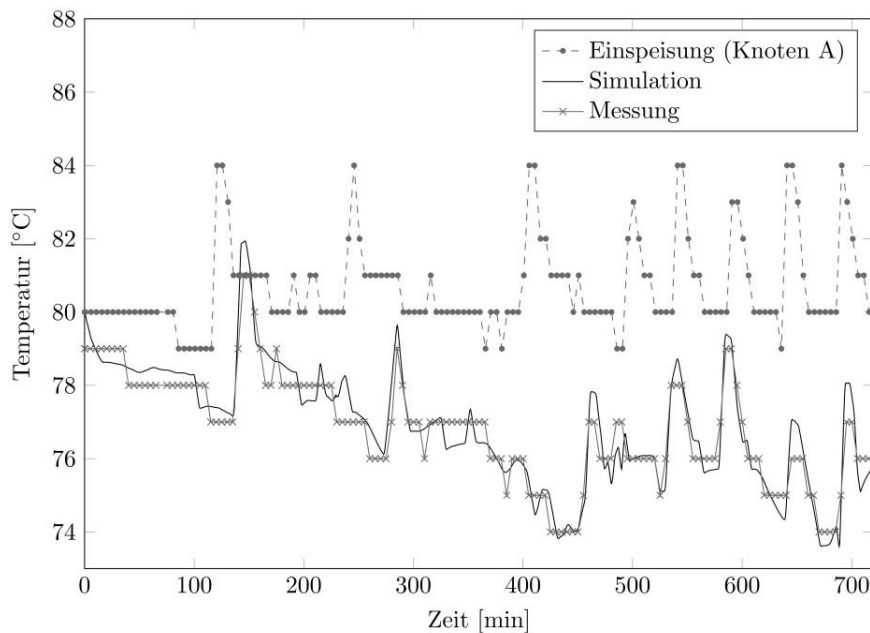


Abbildung 4-8 Simulation und reale Messung des Wärmenetzes am Knoten L

### 4.3 Elektrisches Systemmodell

Für den VNB (Verteilnetzbetreiber) stellt sich die Aufgabe, die Netzzustände im VN (Verteilnetz) verlässlich zu prognostizieren und die sich daraus für die Netznutzung ergebenden Konsequenzen zu ermitteln. Gleichzeitig muss das Verteilnetz spannungsebenenübergreifend dazu ertüchtigt werden, sich bei Planabweichungen zunächst automatisiert selbst in den zulässigen Betriebsbereich zu steuern (z.B. durch optimierte Spannungsregelung) und dem VNB ausreichend Informationen zu liefern, damit dieser bei Netzengpässen zeitlich und räumlich begrenzte Flexibilität bei den Marktteilnehmern nachfragen bzw. abrufen sowie Erzeugungseinheiten und Lasten entsprechend ansteuern kann.

#### VES (Venios Energie Solution)

Die Venios GmbH bietet für diesen Zweck die Venios Energie Solution (VES). VES schafft Transparenz über die Netzzustände und unterstützt Verteilnetzbetreiber bei der kosteneffizienten und zukunftsfähigen Netzbewirtschaftung. Hierbei verbindet und nutzt VES Assetinformationen des Netzbetreibers, Livemessdaten, Sekundärdaten, eigene physikalische Modelle und Lastflussalgorithmen um Netze zeit- und orts aufgelöst zu simulieren. Dadurch werden Analysen, Prognosen und die Live-Überwachung des Netzzustandes ermöglicht – die Grundlage für eine aktive Netzbewirtschaftung. VES ergänzt die bestehenden Netzplanungs-, Leitstand- und Asset Management-systeme um zeit- und orts aufgelöste Netzzustandsdaten im Verteilnetz und um Analysetools. Die Venios Energy Solution macht Flexibilitäten im Verteilnetz transparent und nutzbar für die Geschäftsprozesse des Netzbetreibers.

#### VEM (Venios Energy Management)

Mit der Softwarelösung Venios Energy Management (VEM) wird der Energiebezug von Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden auf Grundlage von gemessenen oder modellierten Lastgängen optimiert. Die VEM Plattform umfasst physikalische Modelle und historische Daten zu Photovoltaik-Erzeugung, Stromspeichern, BHKWs, Wärmeverbrauch uvm. Die Optimierung umfasst Handlungsoptionen vom Eigenverbrauch von Energie bis zur Betrachtung der Vermarktung der Energie an Strombörsen und Regelenergiemarkt. Im weiteren Verlauf kann eine übergreifende Übernahme einer optimierten Ansteuerung der Anlagen entwickelt werden, welche sowohl den Netzbetrieb als die effiziente Anlagennutzung berücksichtigt.

Zentraler Optimierer

Über den zentralen Optimierer wird unter Berücksichtigung der Netzstabilität die Steuerung der lokalen Energiemanagement-Systeme vorgenommen. Dazu werden alle nötigen Parameter wie Wetterprognosen, Simulationsberechnungen für Haushalte oder Strommarktprognosen miteinbezogen. Die benötigten Flexibilitäten werden nach und nach aktiviert, bis das Sollziel erreicht ist.

## **4.3.1 Systemkonzept**

### **4.3.1.1 Architektur VES**

WebRole:

- Liefert Bedienoberfläche aus /Visualisierung des Netzes
- Kann Aufgaben zur WorkerRole senden
- Kontinuierliche Verbindung zum WebClient

WorkerRole:

- Verarbeitet kontinuierlich Daten (Messungen etc.)
- Netz-Simulation
- Netzzustandsschätzung
- Verarbeitet vorgegebene und erhaltene Parameter
- Berechnet nötige Schaltzustände für die lokalen Energiemanagement-Systeme und gibt Befehle an den Konzentrator weiter.
- Berichtsgenerierung etc.

Storage:

- Datenablage, primär in Form eines Key-Value-Storage
- Konzentrator:
- Sammelt „lokal“ Daten ein, i.A. leitstandsnah
- sendet konzentrierte Datenströme zur VES-Instanz
- Übernimmt die Kommunikation zu den lokalen Energiemanagement-Systeme

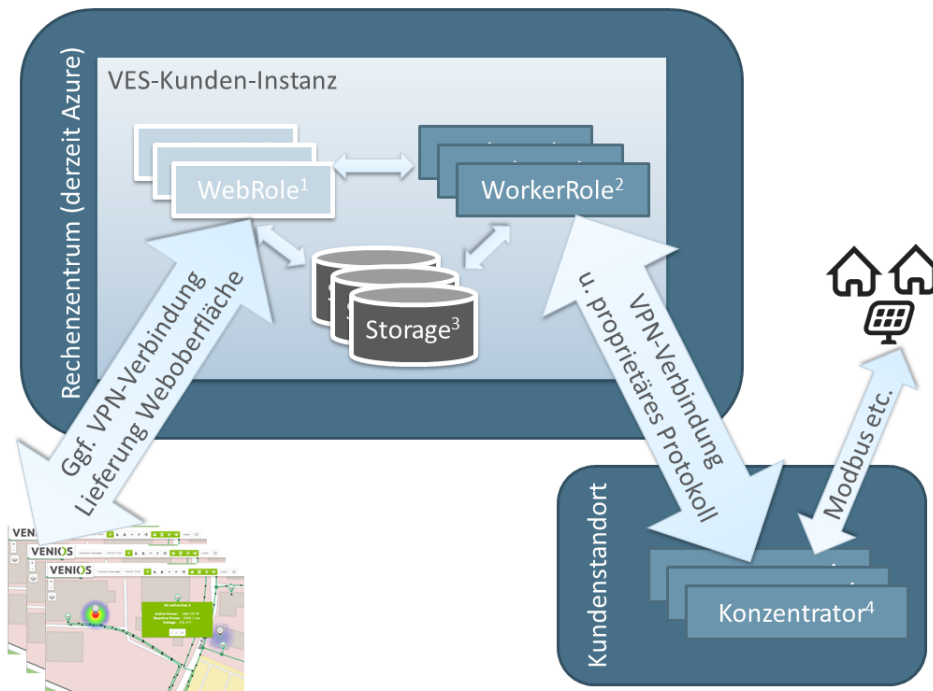


Abbildung 4-9 Architektur VES - schematisch

## 4.4 Überwachung und Messung

### 4.4.1 Ortsnetzstationen und Kabelverteile

- Nutzung robuster gehärteter industrieller Standardlösungen
- Kommunikation über Ethernet (Kupfer/Glasfaser) oder GSM-Module

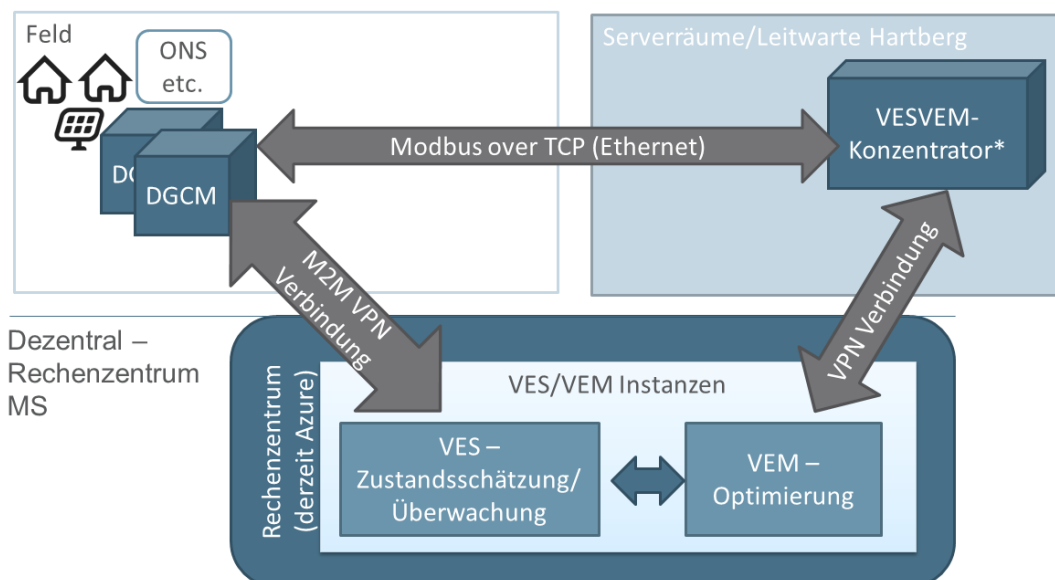


Abbildung 4-10 Einbindung dedizierter Messhardware

Im Projekt sind bereits Messgeräte vorhanden. Einige davon überwachen bereits kritische Stellen. Auf diese Daten kann nur im Nachhinein zugegriffen werden. VES kann

aus historischen Daten seine Modelle optimieren und für zukünftige Prognosen „lernen“. Im Laufe des Projektes sollen noch weitere Messgeräte, die „online“ ihre Daten übermitteln können installiert werden, um einen größeren Teil des Stromnetzes überwachen zu können. Weiters könnten die Abgänge der Transformatoren mit den Smartmeter Gateway gemessen werden. Die Wahl der Geräte und der Standorte bzw. technische Spezifikationen stehen zur Zeit jedoch noch nicht fest.

#### **4.4.2 Haushalte und Kleingewerbe**

Im Zuge der Umsetzung für die Messungen in den Haushalten hat er sich als sinnvoll herausgestellt, die Messungen in den Haushalten und Kleingewerben durch die Smartmeter im generellen vorzunehmen. In allen Haushalten werden in Zukunft Smartmeter installiert, wodurch eine flächendeckende Messung vorgenommen werden kann. Optional kann für ausgewählte Anlagen und nach Kundenwunsch auch eine direkte Leistungsmessung über die jeweiligen installierten Energiemanagement-Systeme vorgenommen werden. Diese direkte Messung hat auch den Vorteil, dass Daten in „Echtzeit“ vorhanden sind und somit auch das System in Echtzeit verbessern können.

#### **4.5 Optimierung**

Die Optimierung des Stromnetzes erfolgt in der Basis über die Software von Venios. Zugrunde liegt die Stabilität des Stromnetzes, die durch die optimierte Verteilung der Kapazitäten ergänzt wird.

Diese erfolgt in folgenden Schritten: Über den Lastverlauf des Stromnetzes, in Kombination mit den prognostizierten Energiekosten und den Wetterdaten wird berechnet, ob es günstig oder ungünstig ist, Verbraucher zu aktivieren. Diese Entscheidung folgt den Kriterien des in Deliverable 3.1 beschriebenen Ansatzes zur Nutzung der Flexibilität zur Optimierung des Stromeinkaufs. Ein weiteres Kriterium für den Einsatz der Wärmeerzeuger (elektrische Verbraucher) wird durch das Vorhandensein eines erneuerbaren Überschusses begründet. Liegt ein lokaler erneuerbarer Überschuss vor, dann sollen entsprechende Wärmeerzeuger aktiviert werden und dadurch den Stromverbrauch erhöhen- Gegebenenfalls soll dadurch die Einspeisung in das Netz vermieden werden.

Für eine bessere Übersicht und die Verringerung des Optimierungsaufwandes werden die Kund\*Innen der Stadtwerke Hartberg in Gruppen untergliedert, die sich anhand der folgenden Charakteristika unterscheiden:

Durch den erheblichen Zeitaufwand der Simulationen ist es notwendig, die im Untersuchungsgebiet berücksichtigten Gebäude und Wohneinheiten in Gruppen zusammenzufassen. Dabei zeichnen sich die verschiedenen Gruppen (in weiterer Folge Variante genannt) durch unterschiedliche Charakteristika aus:

- Typ des Wohngebäudes:  
Es wird zwischen Einfamilien- und Mehrfamilienwohneinheit sowie Doppelhaus unterschieden. Bei den unterschiedlichen Varianten werden die jeweilig entsprechenden elektrischen Lastgänge hinterlegt, die für diese Gebäudekategorie als Standard herangezogen werden kann. Auch wird für jede der Gruppen eine

durchschnittliche Bewohnerzahl festgelegt. Diese liegt bei 2 für Wohnungen, 3 für Einfamilienwohnhäuser und 6 für das Doppelhaus.

- Wärmebedarf des Gebäudes:  
Hierbei wird zwischen 3 Kategorien an Gebäuden unterschieden:
  - 19 kW/m<sup>2</sup>a
  - 41 kW/m<sup>2</sup>a
  - 101 kW/m<sup>2</sup>a

Durch diese Unterscheidung sollen verschiedene Gebäudestandards Berücksichtigung finden. In weiterer Folge dient diese Größe auch dazu, etwaige Sanierungsmaßnahmen in den Szenarien abzubilden.

- Art der Raumwärmeerzeugung und deren installierte thermische Leistung:  
Die Analyse der Kunden der Stadtwerke Hartberg hat gezeigt, dass im Wesentlichen zur Abdeckung des Großteils der Kunden nur drei Wärmeerzeugungsvarianten in Frage kommen:
  - Wärmepumpe
  - Nachtspeicherofen
  - Keine elektrische Wärmeerzeugung

Da die genauen Spezifikationen der einzelnen Geräte nicht bekannt sind, werden für die Leistungen der Geräte standardisierte Werte, die an den jeweiligen Wärmebedarf angepasst sind, verwendet.

- Art der Warmwassererzeugung und deren installierte thermische Leistung:  
In Analogie zur Raumwärme wird hier zwischen zwei Arten der Warmwasseraufbereitung unterschieden:
  - Warmwasserboiler
  - Wärmepumpe

Zusätzlich ist an dieser Stelle zu erwähnen, dass im Falle einer gleichzeitigen Raumwärme- und Warmwassererzeugung durch eine Wärmepumpe davon ausgegangen wird, dass die gesamte Erzeugung aus einer Wärmepumpe stammt, die ihre Leistungskapazitäten auf die beiden Aufgaben aufteilt.

- Installierte PV-Leistung
- Fassungsvermögen des Warmwasserspeichers

Fassungsvermögen des Pufferspeichers:

In einem Teil der betrachteten Gebäude wird davon ausgegangen, dass für die Raumwärmebereitstellung ein Pufferspeicher zur Verfügung steht. Dies ist nicht bei allen Varianten der Fall, da in vielen Fällen entweder die thermische Speichermasse des Gebäudes selber, oder die in den Nachtspeicheröfen verbauten Speicherelemente als Speichermedium dienen. Die verschiedenen in den Berechnungen berücksichtigten Varianten sind in Tabelle 4-1 dargestellt. Mittels dieser unterschiedlichen Varianten soll ein Großteil des Kunden-stocks der Stadtwerke Hartberg abgedeckt werden.

**Tabelle 4-1: Varianten zur Abdeckung des Kundenstocks der Stadtwerke Hartberg in den Simulationen**

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

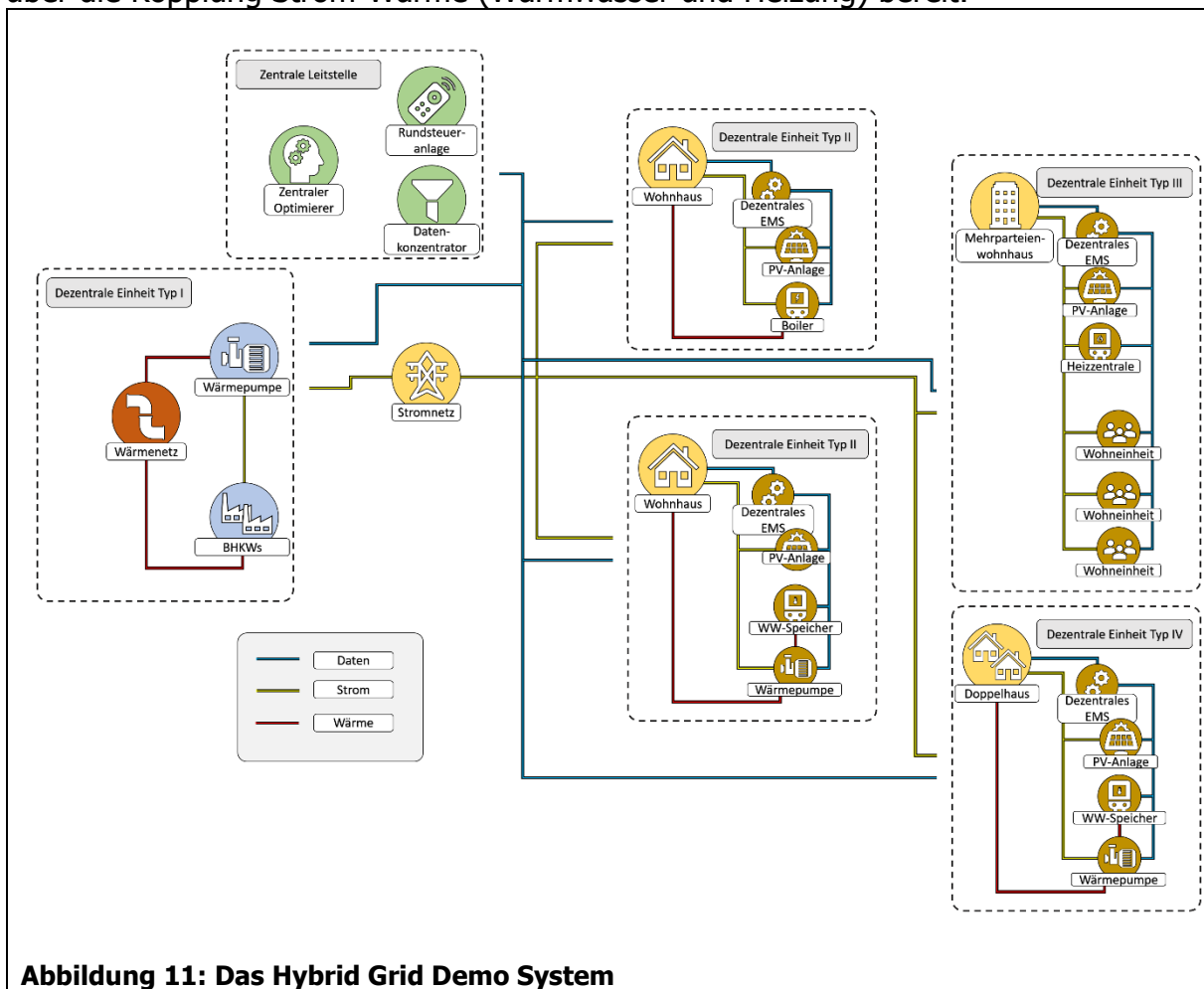
Die hier dargestellten Varianten beinhalten Nachtspeicheröfen als Möglichkeit der Wärmeerzeugung, jedoch werden diese bei der nachgeführten Betrachtung der Wirtschaftlichkeit vernachlässigt. Der Grund dafür liegt in der komplexen und aufwändigen Steuerung dieser Heizgeräte, deren externe Nutzung einen erheblichen Mehraufwand bedeuten würde. Finden sich im Rahmen des Projektes Kunden, die einem Umbau der Steuerung dieser Heizgeräte zustimmen würden, werden die entsprechenden Ergebnisse nachgereicht.

Für die jeweiligen NutzerInnen – Gruppen liegen die jeweiligen nötigen Werte (Temperaturwerte, Status des angesteuerten Elemente) zum Verteilen der Kapazitäten vor. Es wird für die zur Verfügung stehenden Haushalte der aktuelle Ist Zustand erhoben, das dadurch vorhandene Potential erhoben und dann die jeweiligen Entscheidungen zur Aktivierung oder Deaktivierung der jeweiligen Komponenten veranlasst. Die Berechnungen und Entscheidungen werden in VES (Venios Energie Solution) getroffen und an den Konzentrador (auf Datenserver der Stadtwerke Hartberg) übermittelt. Dieser ist für die Kommunikation mit den jeweiligen lokalen Energiemanager zuständig: Einerseits für die Statuserhebung der Energiemanager und andererseits zur Übermittlung der Befehle zur Aktivierung der Flexibilitäten. Durch den Konzentrador werden der jeweilige Status der Energiemanager in VES aktualisiert und neue Berechnungen durchgeführt.



## 5 Erweiterungen in den Demoobjekten

Das System von Hybrid Grids Demo besteht aus dem zentralen Optimierer, dem Herz und Hirn des Energie-Schwamms, sowie den lokal verorteten Demonstratoren, die einerseits zur Bereitstellung von Flexibilitäten, andererseits für die Kopplung der Sektoren Strom-Wärme verantwortlich sind. Abbildung 11 zeigt die Systemkomponenten hinter dem Projektansatz. Das zentrale Element ist der zentrale Optimierer in der zentralen Leitstelle, der über Datenleitungen mit den einzelnen dezentralen Einheiten verbunden ist (blaute Leitungen). Der hybride Netzansatz wird über die Wärmepumpe in Verbindung mit dem Wärmenetz (rote Leitungen) und Stromnetz (gelbe Leitungen) realisiert. Die Aktivierung und Nutzung von Flexibilitäten bei Endkunden und Endkundinnen findet über die Einbindung lokaler, dezentraler Energie-Management-Systeme (EMS) in den zentralen Optimierer statt. Dazu werden alle teilnehmenden Haushalte mit einem solchen EMS ausgestattet. Die dezentralen Einheiten stellen Flexibilitäten über die Kopplung Strom-Wärme (Warmwasser und Heizung) bereit.



### 5.1 Stromnetz und zentrale Leitstelle

Die Erweiterungen in der zentralen Leitstelle umfassen einen zentralen Optimierer, der die im Netz verfügbaren Messdaten sammelt und gemeinsam mit weiteren externen Daten in Empfehlungen für die einzelnen, im Netz verteilten Flexibilitäten umsetzt.

Eine Kernfunktionalität des zentralen Optimierers besteht aus der Verbindung von internen und externen Datenquellen von Erzeugern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln, um mit möglichst optimaler Nutzung von Bestandsmesspunkten und gegebenenfalls zusätzlich (auch temporär) einzubringender Messhardware, die Netzzustände eines betrachteten Niederspannungs-/Mittelspannungs-Netzgebietes mit hinreichender Güte bestimmen zu können. Analyse-, Planungs- und Steuerungsfunktionen zur Netzoptimierung bzw. für die verbesserte Integration fluktuierend auftretender erneuerbarer Erzeugung und andere Anwendungsfälle können dann auf der neu geschaffenen Datengrundlage aufgesetzt werden.

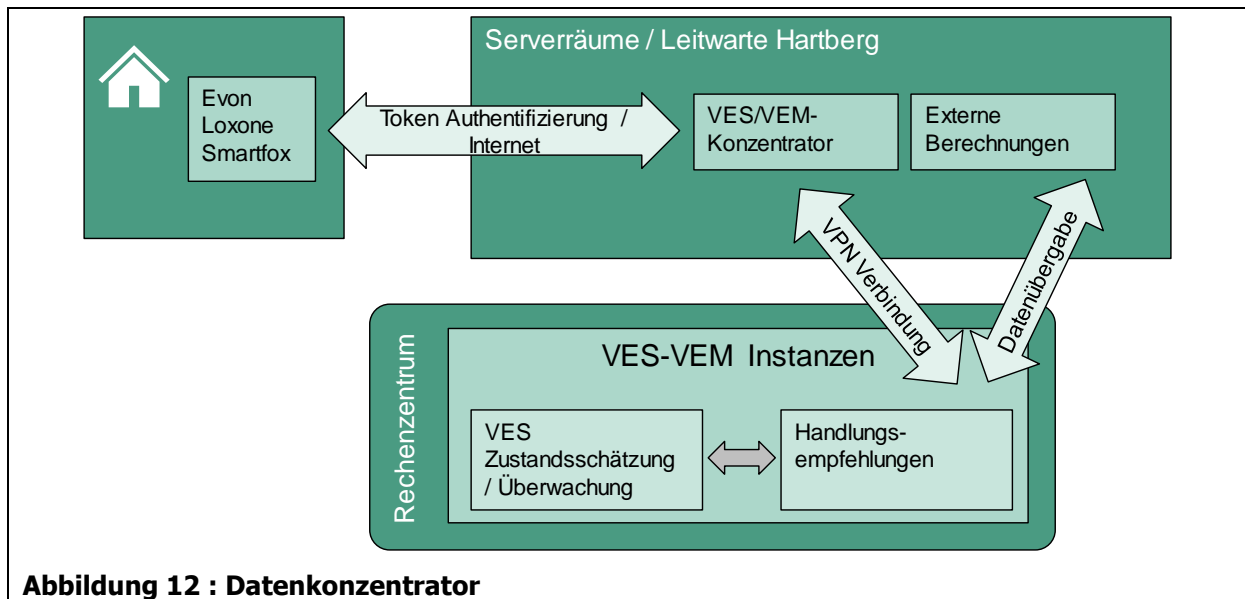
Die Aufgaben des zentralen Optimierers sind dabei vielfältig: Er muss dazu in der Lage sein, die verfügbaren Flexibilitäten über die dezentralen EMS anzusteuern, um eine Optimierung /Sicherstellung des Netzbetriebs zu erreichen, die Eigenverbrauchsquote erneuerbarer Energie in den dezentralen Einheiten und im Netzgebiet zu erhöhen sowie die Gegebenheiten an den Energiemärkten zu berücksichtigen. Allen voran darf es durch den Einsatz des zentralen Optimierers zu keinem Komfortverlust bei den Endkundinnen und Endkunden kommen – eine Herausforderung die es bei der Nutzung von Flexibilitäten häufig gibt. Dies erfolgt über die Errechnung von Empfehlungen, welche durch wirtschaftliche Anreizsignale und Wettervorhersagen für die PV-Stromproduktion an die dezentralen Einheiten übermittelt werden. Das dezentrale EMS bekommt so Handlungsempfehlungen, die bei Bedarf (z.B. drohender Verletzung von Komfortgrenzen) aber auch abgelehnt werden können.

Damit lassen sich die wesentlichen Aufgaben des zentralen Optimierers wie folgt zusammenfassen: (1) Erhebung der Daten, (2) Erstellung und Übermittlung von Handlungsempfehlungen an die dezentralen Einheiten bzw. dezentralen EMS, sowie (3) Einbindung von Rundsteueranlage und Wärmenetz in den zentralen Optimierer.

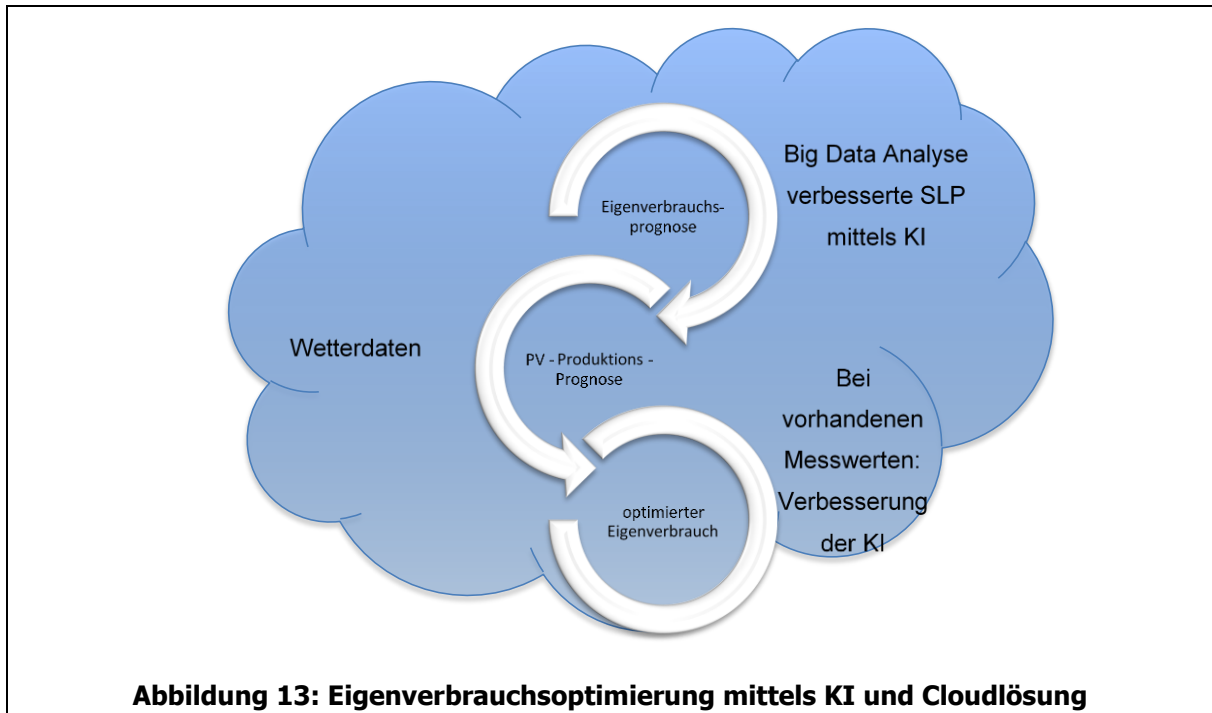
### **Erhebung der Daten:**

Um alle relevanten Daten zu sammeln, wurde ein Datenkonzentrator in den Serverräumen der Stadtwerke Hartberg installiert. Dieser baut die Verbindung zu den dezentralen EMS und zur Venios Energy Solution (VES), der Kernsoftware des Zentralen Optimierers auf. Die Übertragung der gesammelten Daten geschieht über eine sichere VPN Verbindung. Dadurch stellt der VES Datenkonzentrator den zentralen IKT Part des Zentralen Optimierers dar. (vgl. Abbildung 12).

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



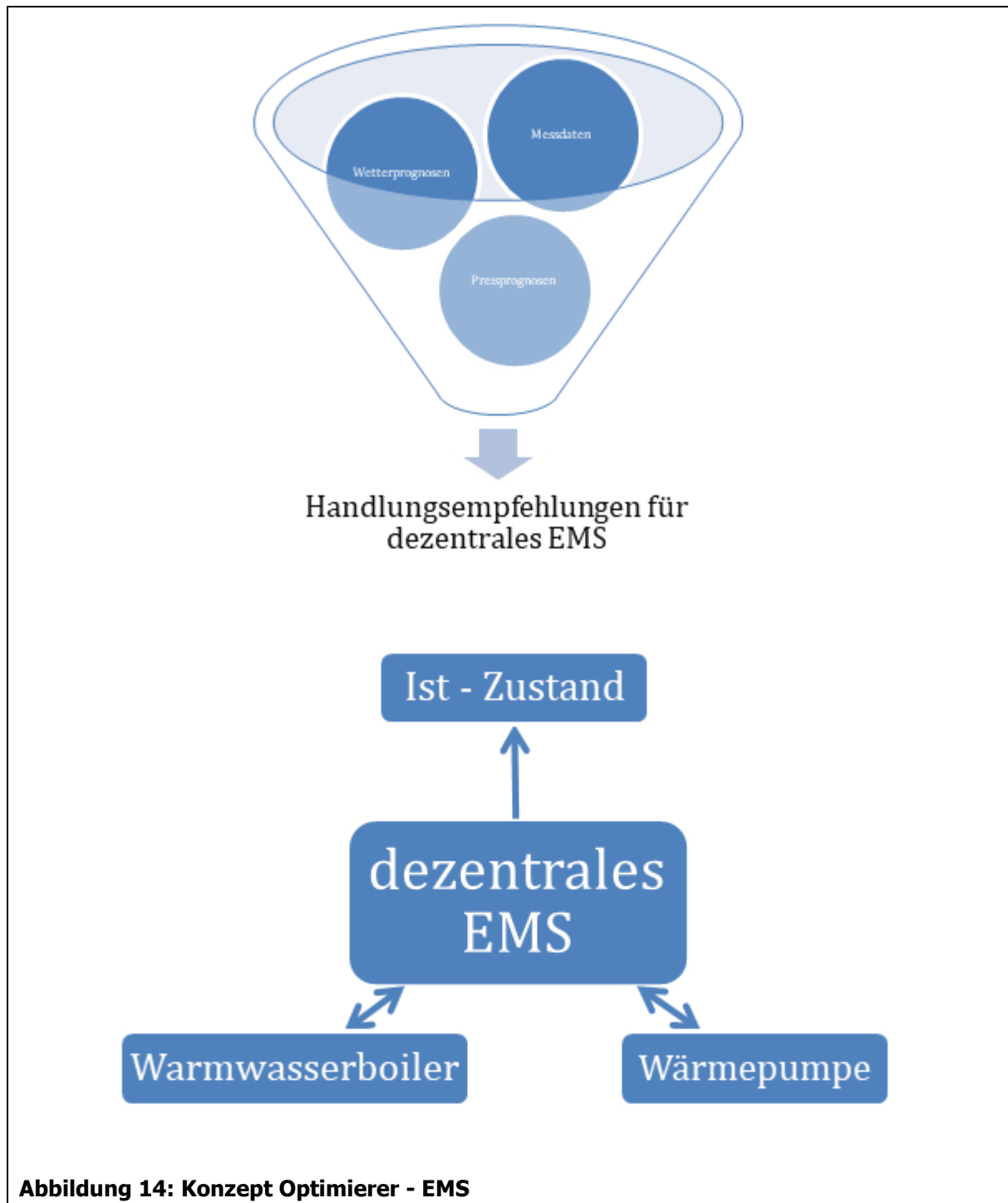
Da es sich im Projekt um eine zentrale Optimierung von dezentralen Einheiten handelt, wird versucht, die Kosten für die Kundinnen und Kunden gering zu halten. Eine Ausstattung aller Kundinnen und Kunden mit Messhardware bspw. zur Erfassung der aktuellen Last würde den Low-Cost Ansatz konterkarieren und hohe Kosten verursachen. Deshalb wird ein zentraler Eigenverbrauchsoptimierungsansatz gewählt, vgl. Abbildung 13. Hierbei wird durch eine künstliche Intelligenz der Eigenverbrauch der NutzerInnen auf Basis des bisherigen Lastverhaltens simuliert. Durch eine Wettervorhersage unter Berücksichtigung der Anlagenstammdaten kann auch die PV Stromerzeugung prognostiziert werden. Dadurch kann für die NutzerInnen eine zentral verwaltete Eigenverbrauchsoptimierung sowie für das Gesamtsystem eine Systemoptimierung basierend auf zentral in das System gebrachte Daten vorgenommen werden.



Eine weitere dezentrale Messinfrastruktur über die Stromzähler und die verteilten Messeinheiten in den Trafostationen hinaus ist nicht zwingend notwendig, kann aber je nach Kundenwunsch zur verbesserten Eigenverbrauchsoptimierung integriert werden. Aus diesem Grund werden diese Messeinheiten dennoch berücksichtigt. Je genauer und zeitlich höher aufgelöst jedoch die Messdaten der einzelnen dezentralen EMS-Einheiten sind und an den Optimierer übermittelt werden, desto bessere Ergebnisse können dabei für die Optimierung erzielt werden.

Anhand von vorhandenen historischen Verbrauchsdaten (Big Data Analyse) wird mittels Machine Learning ein verbessertes Standard Last Profil (SLP) der NutzerInnen im Testgebiet erstellt. Dadurch kann im ersten Schritt eine Eigenverbrauchsprognose getroffen werden. Durch einen lokalen Wetterdatensatz wird die zu erwartende PV-Produktion für den jeweiligen Standort bestimmt. Aus der Verschneidung der beiden prognostizierten Profile können günstige Zeitpunkte zur Aktivierung von Lasten berechnet werden und dadurch der Eigenverbrauchsanteil der PV-Produktion erhöht und damit das Stromnetz zu Spitzeneinspeisezeiten entlastet werden. Sind Daten vom tatsächlichen Verbrauch oder der Erzeugung vorhanden, können diese mit den berechneten Werten verglichen und die Prognose so stetig verbessert werden. Dies kann auch über einen späteren Vergleich mit den Smart-Meter Werten erfolgen.

### **Erstellung und Übermittlung von Handlungsempfehlungen:**

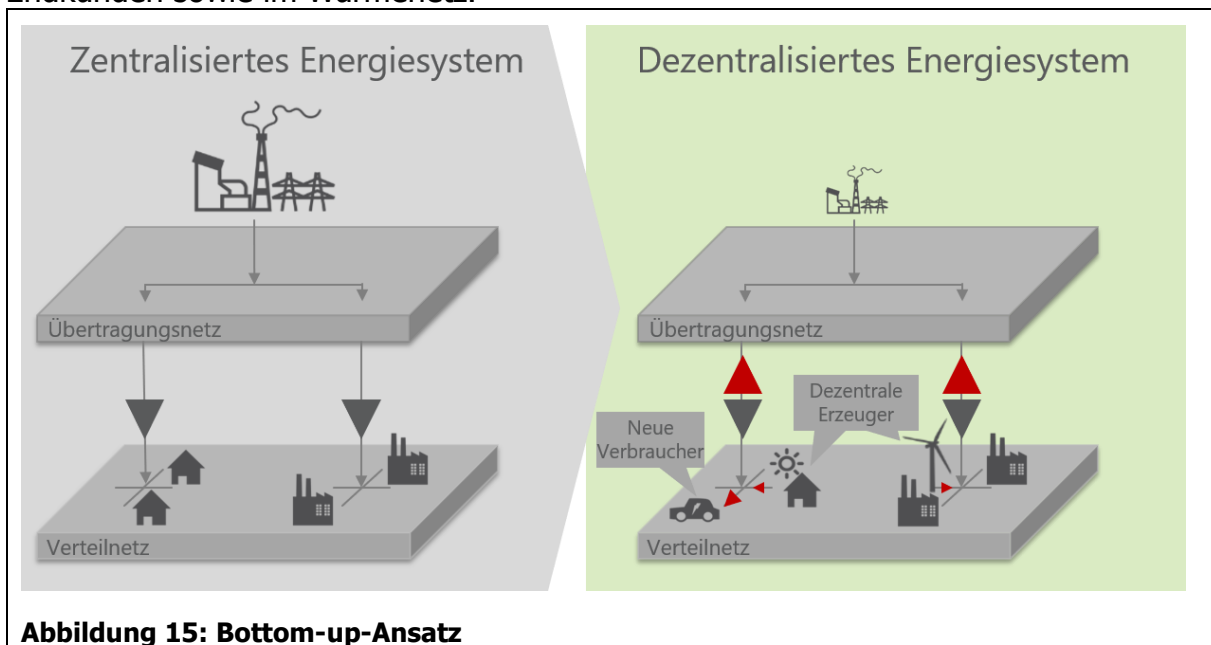


**Abbildung 14: Konzept Optimierer - EMS**

Um hier Flexibilitäten anzusprechen, ist der zentrale Optimierer dazu in der Lage, Steuerungsempfehlungen an die einzelnen berücksichtigten dezentralen Einheiten des Systems zu senden. Dazu wird zu den dezentralen EMS eine Datenverbindung über den herkömmlichen Internetanschluss im Haushalt aufgebaut. Empfehlungen werden auf Basis der vorhandenen Daten, aber auch unter Einbindung externer Datensätze (Wetterdaten, Preisprognosen, etc.) erstellt und weitergegeben vgl. Abbildung 14. Dabei handelt es sich um Empfehlungen, wie die einzelnen dezentralen Einheiten vor Ort agieren sollen, die tatsächliche Entscheidung über eine Steuerung einzelner Aggregate erfolgt durch die dezentralen Energiemanagementsysteme (EMS).

Das jeweilige dezentrale EMS erhält Rückmeldung über verschiedene Istzustände (Warmwasserboiler bzw. Wärmepumpe) und gibt diese an den zentralen Optimierer weiter. Hier stellt das dezentrale EMS die Verwaltung der vorhandenen Komponenten, deren Ressourcen und Zustände dar. Durch die offenen Schnittstellen und Protokolle (REST API, Websocket - Connection...) und die Selbstverwaltung der dezentralen EMS können auch einfach neue Typen von dezentralen EMS in den zentralen Optimierer integriert werden. Diese Vorgehensweise hat den Vorteil, dass durch den zentralen Optimierer nicht jede einzelne Komponente (Wärmefühler, Wärmepumpe, Warmwasserboiler, Rundsteuerempfänger) eingebunden werden muss.

Zusammengefasst erstellt der zentrale Optimierer auf Basis der Informationen, die ihm Vorliegen, eine Einsatzstrategie für alle mit ihm verbundenen dezentralen Einheiten im Untersuchungsgebiet und gibt diese an die dezentralen EMS in den Einheiten weiter. Diese können dann entscheiden, ob sie die Empfehlung des Optimierers annehmen oder nicht. Somit erfolgt eine passive Regelung nach dem Bottom-up-Ansatz (vgl. Abbildung 15). Der zentrale Optimierer nutzt dabei Flexibilitäten bei Endkundinnen und Endkunden sowie im Wärmenetz.



### Zentraler Optimierer in Kombination mit der Rundsteueranlage und Wärmenetz

Die vorhandene Struktur der aktiven zentralen Netzregelung (Primär-, Sekundär-, Tertiärregelung) wird dabei nicht verändert. Es erfolgt jedoch eine Ergänzung um eine passive dezentrale Optimierung mit dem Ziel des Systemabgleichs im Hinblick auf z.B. Frequenz, Spannung, PV-Produktion, Lastoptimierung, Strom- und Wärmepreis – auch mit dem Ziel, den Bedarf an zentraler Netzregelung zu minimieren. Als Schnittstelle zum zentralen Optimierer wird auch die Rundsteueranlage „Smart-Grid-fähig“ gemacht. Dies ermöglicht ein automatisiertes einlesen von Empfehlungen des zentralen Optimierers, da die veraltete Rundsteueranlage nur „händisch“ programmiert werden kann und somit nicht flexibel reagieren kann. Weiters müssen Adaptierungen bzw.

Schnittstellen für die Integration der Wärmeerzeugung des Wärmenetzes durchgeführt werden, um die Systeme miteinander zu verbinden bzw. kompatibel zu machen.

Basierend auf den vorhin genannten Punkten ergeben sich die notwendigen detaillierten Maßnahmen für den zentralen Optimierer. Sämtliche Demonstrationsobjekte (dezentrale Einheiten) müssen mit dem zentralen Optimierer verbunden werden. Die detaillierte Umsetzung wird in den folgenden Kapiteln beschrieben und setzt sich aus folgenden Teilbereichen zusammen:

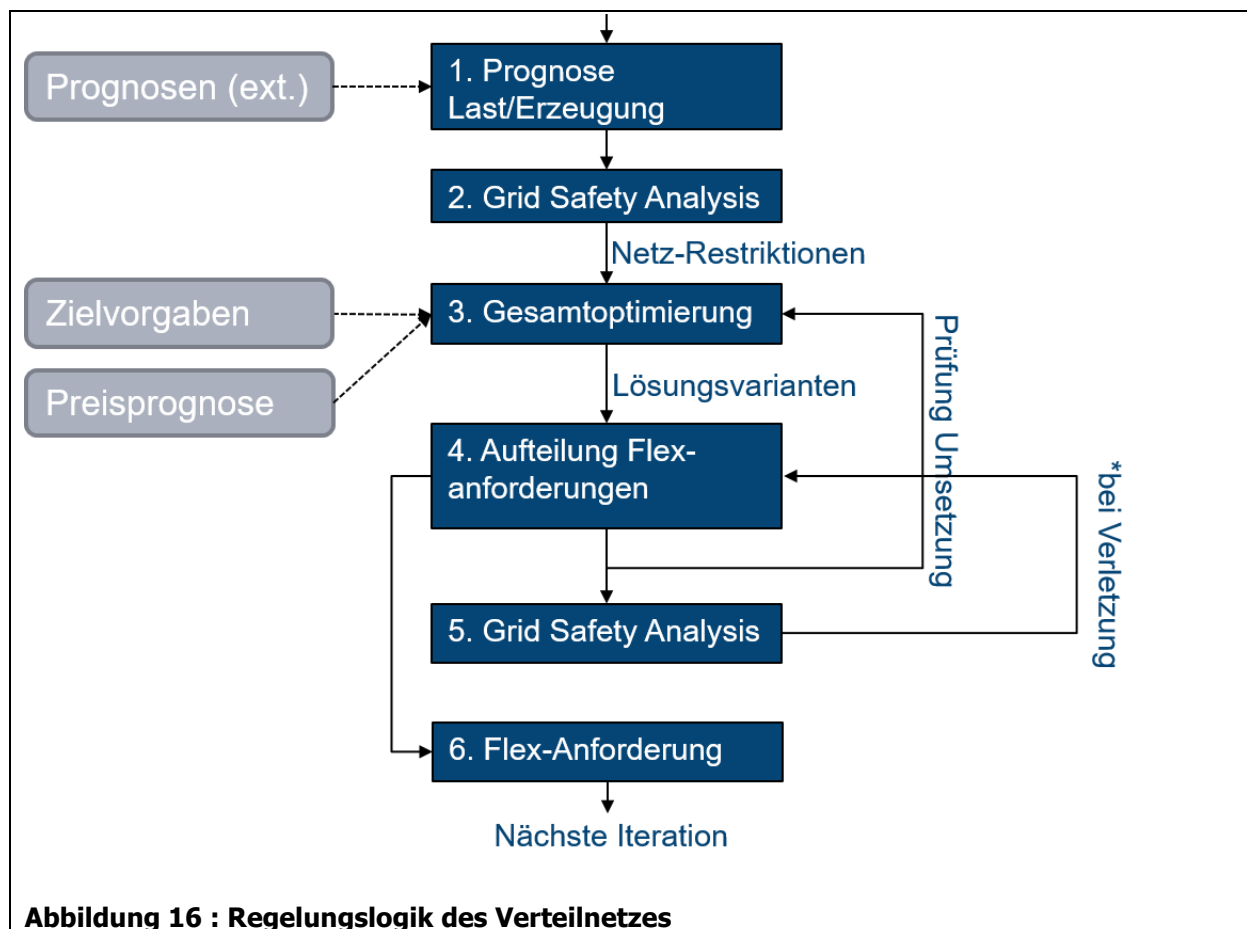
1. Adaptierung Energieleitzentrale – zentraler Optimierer (Software)
2. Adaptierung bzw. Ausbau der strukturierten Verkabelung (Fernwirkleitung)
3. Zentrale Kommunikationseinheit – IKT zur Einbeziehung in den Energieschwamm inkl. Sensoren und Aktoren
4. Wärme-/Strom-/Kältelastmanagement inkl. Zähleranbindungen/Aufbau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

### **5.1.1 Adaptierung der zentralen Leitstelle – Zentraler Optimierer**

Dabei kommt es zu einer Hochrüstung bzw. zu einem Ausbau der zentralen Leitstelle für die Realisierung des „Energieschwammes“. Um die gesamten Energiesysteme und Energieformen miteinander verschränken zu können, muss es zu einem Upgrade der zentralen Leitstelle im Hinblick auf Hard- und Software kommen (investive Maßnahmen erforderlich). Um die Anbindung der bestehenden Rundsteueranlage vorzunehmen, muss der Sender im Testgebiet ausgetauscht und durch einen „Smart-Grid fähigen“ Sender ersetzt werden. Dieser muss die gängigen Protokolle (IEC 60870-5-104 / 61850) zur Ansteuerung unterstützen, um mit dem zentralen Optimierer kommunizieren zu können. Auf diesem Wege werden auch Softwareupdates zur Nutzung der bereits verbauten Flexibilitäten (Warmwasserboiler) eingespielt und diese dann durch eine hinterlegte Intelligenz systemdienlich aktiviert. Für die Kommunikation mit den dezentralen EMS muss der Datenkonzentrator, der im Laufe des Projektes entwickelt wurde, in den Serverräumen der Stadtwerke Hartberg installiert und ausgeführt werden. Aus den gesammelten Datensätzen werden der aktuelle Netzzustand und die zur Verfügung stehenden Flexibilitäten an den zentralen Optimierer weitergegeben. Dieser kann dann die benötigten Flexibilitäten in Verbindung mit dem Netzzustand, der Preisprognose und den Wetterdaten abgleichen und Empfehlungen an die EMS weiterleiten.

Parallel dazu, muss die Eigenverbrauchsoptimierung für die Haushalte durchgeführt werden. Dazu muss der zentrale Optimierer noch mit einer künstlichen Intelligenz (KI) ausgestattet werden, die dazu in der Lage ist, Eigenverbrauchsoptimierungen durchzuführen. Dazu wird von Venios der intelligente Eigenverbrauchsoptimierer als Softwarepaket installiert.

Um alle erfassten Daten in den Demonstrationsobjekten entsprechend aufzunehmen und weitergeben zu können, bedarf es eines Ausbaus entsprechender Fernwirkleitungen im Hinblick auf die Verbindung der Demonstrationsobjekte mit der Energieleitzentrale (Erfassung, Verteilung, Bewertung und Rücksendung von Daten als Entscheidungsempfehlung). Um eine wirtschaftliche Umsetzung zu gewährleisten, wird für die Verbindung mit den dezentralen EMS auf bestehende Verkabelungen zurückgegriffen, bzw. werden die bestehenden Internetanschlüsse der NutzerInnen genutzt.



In Abbildung 16 wird schematisch dargestellt, wie die Regelung im zentralen Optimierer erfolgt.

1. Nach dem einlesen von externen Prognosedaten wie Wetter und Strompreis, wird eine Prognose für den Strombedarf und die PV Erzeugung errechnet.
2. Für diesen Zustand wird eine Grid Safety Analyse durchgeführt, welche die Netz-Restriktionen überprüft und somit die Grundlage zur Optimierung gibt. Bei der Grid Safety Analyse wird anhand der Echtzeitmessungen, der historischen Messwerte und der prognostizierten Auslastung des Netzes der Auslastungszu-



stand des betrachteten Stromnetzes errechnet und auf Grenzwertüberschreitungen geprüft. Die Grenzwerte ergeben sich aus den Leitungsdaten und der Leistungskapazität der Transformatoren.

3. Die Gesamtoptimierung erfolgt nach Einlesen von Zielvorgaben und Analyse der Preisprognosen.
4. Die errechneten Lösungsvarianten führen zu einer Aufteilung der Flexibilitätsanforderungen, welche vor der Weiterleitung nochmals geprüft werden.
5. Nach Festlegung des Optimierungsszenarios wird mit dem gewünschten Szenario nochmals eine Grid Safety Analyse durchgeführt.
6. Sind alle Überprüfungen ohne Grenzwertverletzungen durchgeführt, können die Steuerbefehle an die dezentralen EMS zur Flexibilitätsanforderungen weitergeleitet werden und die nächste Iteration wird angestoßen.

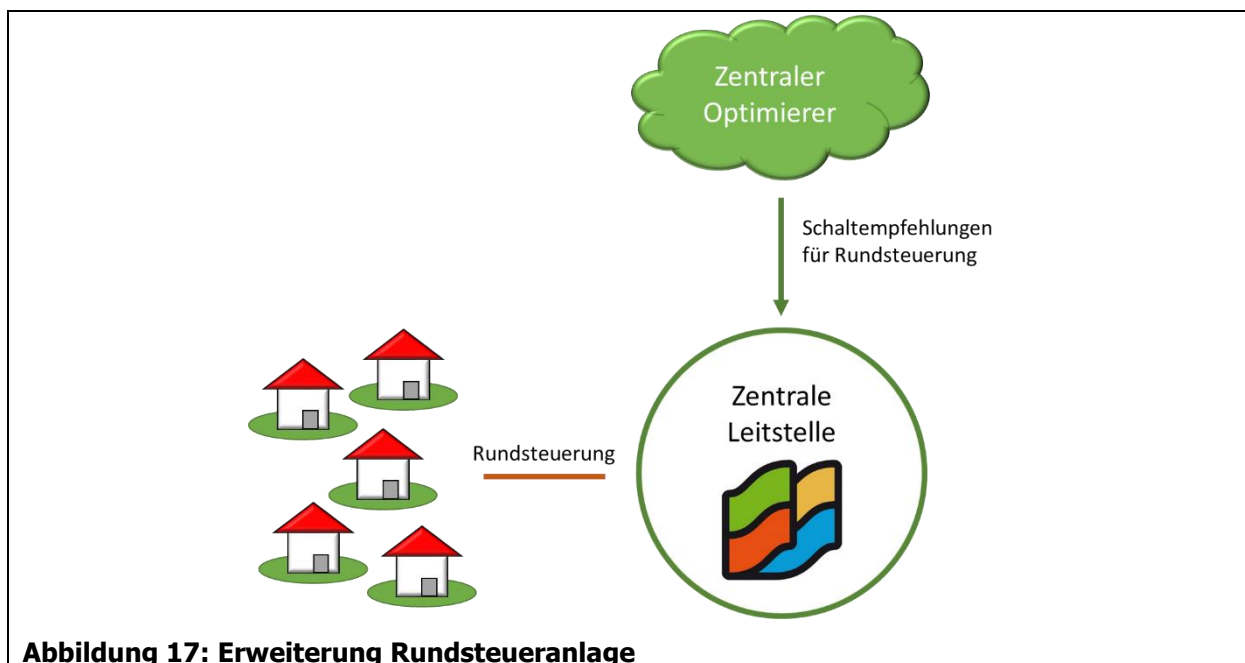
### **5.1.2 Zentrale Kommunikationseinheit – IKT zur Einbeziehung in den Energieschwamm inkl. Sensoren und Aktoren**

Für jedes Demonstrationsobjekt, das an der Optimierung teilnimmt, ist es notwendig, dass das zentrale EMS, welches die jeweiligen Energieströme (Strom, Wärme/Kälte) und Daten gegebenenfalls bündelt, entsprechend über IKT in den zentralen Optimierer eingebunden wird. Nur so ist gewährleistet, dass der zentrale Optimierer alle Funktionen und Lastzustände (Aufnahme über Sensoren/Aktoren) der Demonstrationsobjekte erfasst, verarbeitet und die Handlungsempfehlungen an die dezentralen Einheiten, bzw. EMS zurückgeben kann. Dies geschieht über den Datenkonzentrator, der den Aufbau der Kommunikation, die Befehlsweitergabe, das Einsammeln der Daten aus den Messstellen und anderen externen Datenquellen, übernimmt. Der Aufbau der Verbindung zu den dezentralen EMS erfolgt mittels einer sicheren Authentifizierung und dem Aufbau einer Websocket Connection. Über diese Verbindung können alle zur Verfügung stehenden Kommandos dem dezentralen EMS zugesandt werden. Durch den modularen Aufbau des Datenkonzentrators können über eine Initiierungsdatei einfach weitere dezentrale EMS hinzugefügt werden. Zudem muss ein Wetterdatensatz für das Projekt angeschafft werden.

### **5.1.3 Erweiterung der Rundsteueranlage**

Wie bereits beschrieben, muss die bestehende Rundsteueranlage erweitert werden, um an den zentralen Optimierer angebunden werden zu können, da derzeit Schaltzeitpunkte nur händisch eingetragen werden können. Um eine Anbindung an den zentra-

len Optimierer zu ermöglichen, ist die Anschaffung eines neuen Rundsteuerkommandogeräts notwendig. Dieses besitzt eine genormte Hostschnittstelle (IEC 60870-5-104), durch die der zentrale Optimierer verschiedene Lastgruppen flexibel ansprechen und steuern kann. Diese Schnittstelle macht das Verteilnetz im Demonstrationsgebiet erst „Smart Grid Ready“ und kann in Zukunft für weitere „smarte“ Funktionalitäten genutzt werden. Das bestehende, abgeschottete System wäre somit in der Lage, Befehle flexibel verarbeiten zu können. Außerdem besäße dieses Rundsteuerkommandogerät ein dynamisches Lastmanagement als Überlastschutz und Lastspitzenbegrenzung. Wenn eine eingestellte Leistungsgrenze überschritten wird, kommt es zu einer automatischen Abschaltung definierter Verbraucher (z.B. Wasserpumpen für Hochbehälter, Elektrodirektheizungen). Diese sind so gewählt, dass das belastete Netz entlastet wird und wieder in einem stabilen Zustand zurückkehrt.



**Abbildung 17: Erweiterung Rundsteueranlage**

Die schematische Darstellung in Abbildung 17 zeigt, dass die Rundsteueranlage im Vergleich zu der Variante in Abbildung 1 mit den Erweiterungen nun auch Schaltempfehlungen vom zentralen Optimierer berücksichtigen kann.

#### **5.1.4 Messgeräte Trafostationen**

Für die Netzregelung im Demonstrationsbetrieb ist es notwendig, ständig den aktuellen Zustand des Stromnetzes der Stadtwerke Hartberg zu kennen. Darum soll ein Großteil der Trafostationen (70 von 97) mit multifunktionalen Leistungsmessgeräten (vgl. Abbildung 18) ausgestattet werden, welche über die zentrale Leitstelle mit dem zentralen Optimierer kommunizieren. Die 70 Stationen wurden ausgewählt, da für diese eine

Onlineanbindung mit verhältnismäßig geringem Aufwand möglich ist. Bei allen anderen Stationen (vor allem jenen in der Peripherie) wird eine gesammelte Messung durchgeführt. Dadurch kann zwar keine „Echtzeitauswertung“ durchgeführt werden, aber die Messdaten können zumindest händisch in das System eingespielt werden. Falls durch die „offline“ Messungen kritische Netzzustände aufgezeigt werden, kann unter Berücksichtigung des Kosten-Nutzen-Faktors eine Entscheidung über zusätzliche „online“ Messgeräte getroffen werden. Die Messgeräte von Camille Bauer, vgl. Abbildung 18, sind für die Messung, Überwachung und Analyse in Starkstromnetzen konzipiert. Die Funktionen des Gerätes umfassen unter anderem die Direktmessung bis 690 V, Netzzustandsüberwachung, Energieverbrauchsanalyse, Oberschwingungsanalyse nach IEC 61000-4-7, Überwachung der Netzunsymmetrie und Grenzwertüberwachung mit Alarmerung. Die Daten werden in der Messdatenbank gesammelt und über den Datenkonzentrator mit einer Auflösung von wenigen Minuten abgefragt (1-5 Min). Die Geräte werden nach Einschulung durch die Herstellerfirma (GMC-Instruments Austria GesmbH) überwiegend durch die Techniker des Energieversorgungsunternehmens der Stadtwerke Hartberg eingebaut und in Betrieb genommen.



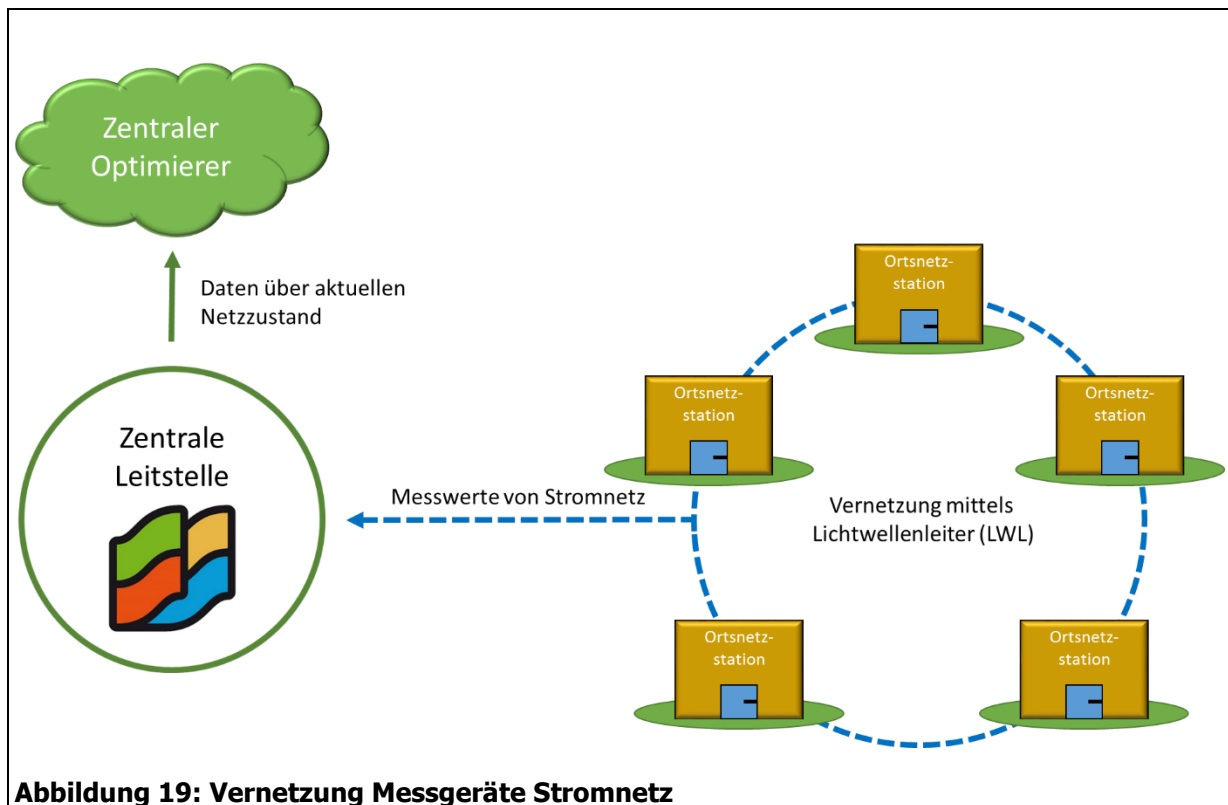
Die Kommunikation der Messgeräte mit dem zentralen Optimierer erfolgt über ein Netz aus Lichtwellenleitern (LWL), welches für das Projekt installiert werden soll. Ein Teil der Trafostationen ist bereits mit Lichtwellenleiter angebunden. Bei den verbleibenden 59 Trafostationen, hauptsächlich im Stadtgebiet von Hartberg, müssen Lichtwellenleiter nachgerüstet werden.

In Abbildung 19 ist schematisch dargestellt, wie mithilfe dieser Messpunkte das gesamte Netz in Echtzeit über die Netzleitstelle der Stadtwerke Hartberg im zentralen

---

<sup>3</sup> [https://www.gossenmetrawatt.com/resources/me/sineax-am3000/sineax-am3000\\_pb.jpg](https://www.gossenmetrawatt.com/resources/me/sineax-am3000/sineax-am3000_pb.jpg)

Optimierer abgebildet und überwacht wird. Die Messwerte dienen dabei als Stützstellen für die Berechnung des gesamten Netzzustandes.



**Abbildung 19: Vernetzung Messgeräte Stromnetz**

### 5.1.5 Datensicherheit

Um eine sichere Kommunikation der dezentralen Elemente mit dem zentralen Optimierer gewährleisten zu können, wird die Kommunikation über eine sichere VPN Verbindung hergestellt. Dazu ist es nötig, einen VPN Client für die Kundinnen und Kunden zur Verfügung zu stellen. Dieser Dienst muss über die sicheren Server der Stadtwerke Hartberg laufen. Weiters kann es je nach Ausstattung auf Kundenseite nötig sein, bei den NutzerInnen auch Hard- und Softwareerweiterungen zu installieren. Hierfür wird ein handelsübliches VPN Gateway auf der Kundenseite platziert. Weiters wird VPN als Standard zur Absicherung der Datenübertragung zwischen Messdatenaggregations-Server und zentralem Optimierer umgesetzt. Auf Server Seite muss nur ein Softwaremodul installiert werden, welches im Projekt bereits umgesetzt wurde.

Genutzte Technik:

- Zertifikat-basiert (Client- und Server-Zertifikat)
  - Server-Zertifikat: RSA 2048 Bit, SHA-1 als Hash-Algorithmus
  - Client-Zertifikat: RSA 2048 Bit, SHA-1 als Hash-Algorithmus
- Secure Socket Tunneling Protocol (SSTP) mit Extensible Authentication Protocol (EAP)

Der Zugriff auf das Storage-Subsystem (Frontend/Backend zu Storage) wird mittels TLS1.0 oder höher umgesetzt. Die Daten selbst werden in der Azure Cloud von Microsoft gespeichert. Durch die gute Skalierbarkeit und der hoch performanten Erreichbarkeit stellt die Azure Cloud die zukünftige Lösung für die Datenverwaltung des zentralen Optimierers im relative kleinen Rechenzentrum dar. Weiters werden die Daten im europäischen Azure Rechenzentrum gehostet, welche wiederum den europäischen Datenschutzbestimmungen unterliegen.

Für die Datensicherheit für die dezentralen EMS sind die jeweiligen Produzenten verantwortlich. Es wird sichergestellt, dass die sicheren Übertragungskanäle der dezentralen EMS genutzt werden.

## **5.2 Dezentrale Einheit Typ I: Demonstrationsobjekt Ökopark Hartberg - Maßnahmen Wärmenetz**

Das bestehende Wärmenetz der Stadtwerke Hartberg am Ökopark Hartberg, welches die dort ansässigen Unternehmen mit Wärme und Kälte versorgt, wird für die Erhöhung des Potentials zur Einbindung erneuerbarer Stromerzeugung ertüchtigt.

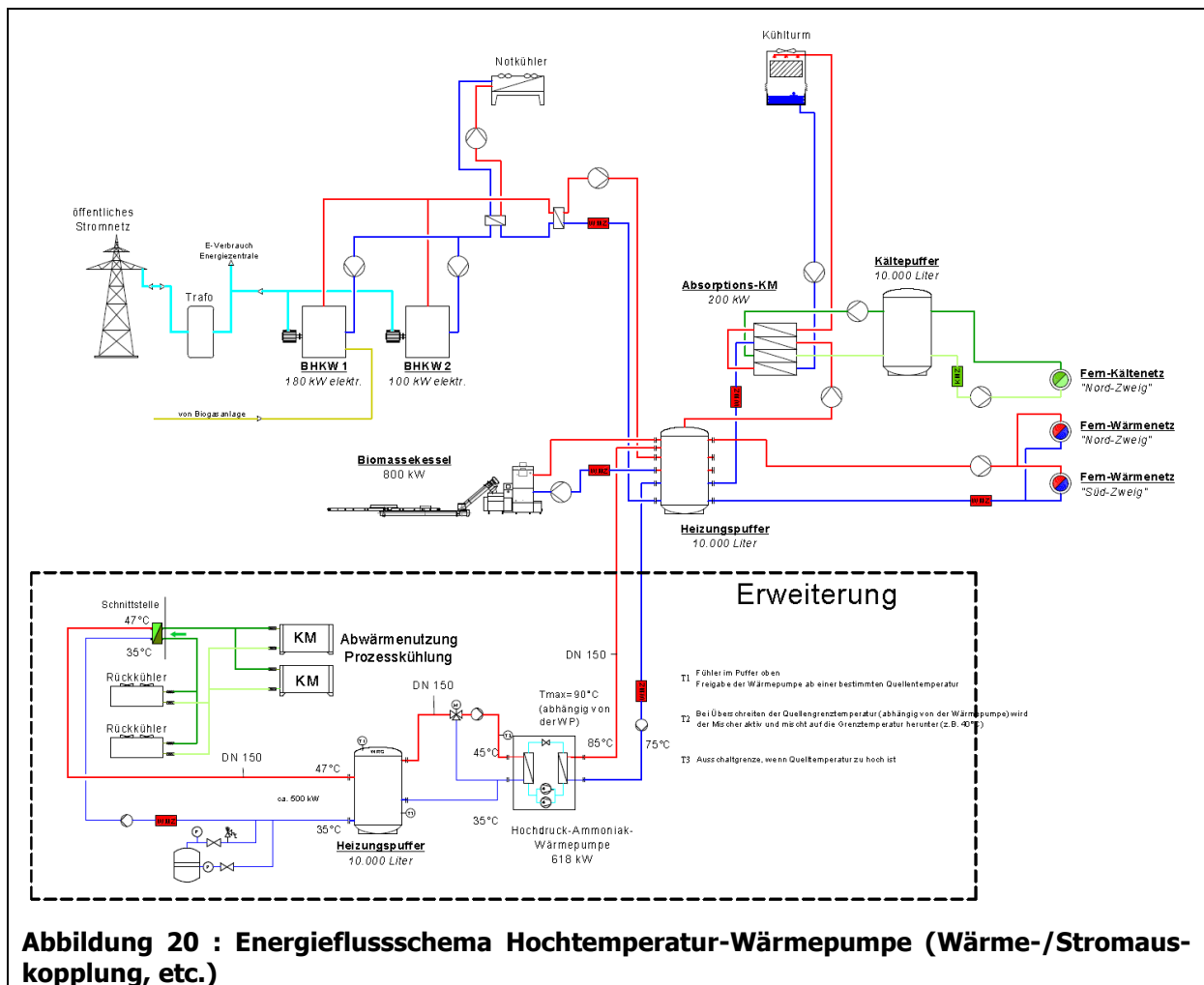
Um den Weiterbetrieb der BHKWs zu gewährleisten, sollen mit dem vorliegenden Projekt entsprechende Rahmenbedingungen geschaffen werden, die die Anlagen auch nach Ablauf der Tarifförderung im Rahmen eines integralen hybriden Ansatzes wirtschaftlich tragbar halten. Ziel ist es, die BHKW-Abwärmenutzung zu maximieren und den Betrieb der Absorptions-Kältemaschine zu optimieren. Der Biomassekessel soll durch eine moderne Hochtemperaturwärmepumpe zur Spitzenlastabdeckung ersetzt werden, welche gleichzeitig Teile des anfallenden Stroms aus den BHKWs als Antriebsenergie verwenden kann.

Dies soll über die Integration von einer Hochtemperaturwärmepumpe (HT-WP) anstatt des derzeit vorhandenen Spitzenlastkessels erfolgen und die Wärmeerzeugung durch die BHKWs ergänzen. Im Zuge der Errichtung der HT-WP werden sämtliche bestehende Fernwärme-/kälte Übergabestationen sowie deren Mess- und Regelungstechnik (MSR) mit dem zentralen Optimierer vernetzt, um einen effizienten Anlagenbetrieb zwischen dem zentralen Optimierer, den Erzeugungsanlagen und den Verbrauchsanlagen zu gewährleisten.

Durch die Einbindung dieser Kompressionswärmepumpe können Wärmeströme von 35-50°C (Umweltwärme) genützt und auf ein im Netz nutzbares Temperaturniveau wirtschaftlich gehoben werden, wodurch ein Kopplungspunkt zwischen dem Strom- und Wärmenetz geschaffen werden kann. Als Umweltwärme wird die erwähnte Prozessabwärme von einem ansässigen produzierenden Betrieb mit einem Temperaturniveau von ~ 50°C genutzt. Die Prozessabwärme-Auskopplung erfolgt im Rückkühlkreis direkt bei der Kältemaschine (Kundenanlage) mittels eines Wärmetauschers (WT) zzgl. der hydraulischen und regeltechnischen Komponenten. Um den laufenden Produktionsbetrieb nicht zu gefährden, wird nicht nutzbare Abwärme der Kältemaschinen über die Rückkühlanlagen vernichtet. Über einem im Rückkühlkreis eingebundenen Wärmetauscher wird die Prozessabwärme mittels Fernwärmeleitungen zu einer Heizzentrale mit Wärmepumpe und Pufferspeicher geführt - vgl. Abbildung 20.. Die Prozessab-

wärme-Trassenführung ist mit dem Grundstückseigentümer noch im Detail abzustimmen/festzulegen. In der Heizzentrale wird die Abwärme durch die HT-WP auf ein nutzbares Temperaturniveau gehoben und über Fernwärmeleitungen zu einem in der Energiezentrale befindlichen Pufferspeicher geführt.

Die HT-WP sowie die technischen Komponenten für die Wärmeauskopplung, werden dabei in eigens dafür vorgesehenen Bauwerk untergebracht, welche den vorgeschriebenen statischen, sicherheitstechnischen, akustischen und brandschutztechnischen Auflagen entsprechen.

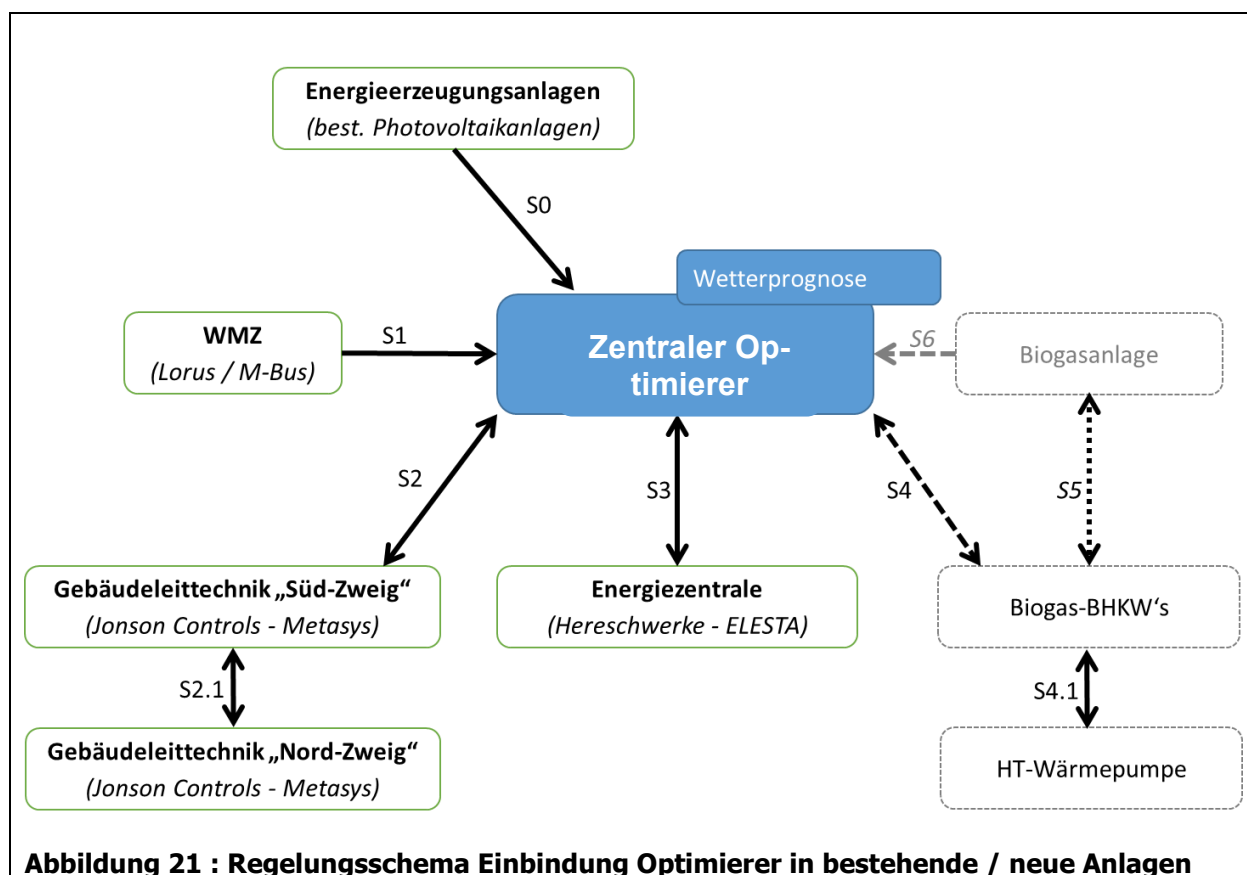


**Abbildung 20 : Energieflussschema Hochtemperatur-Wärmepumpe (Wärme-/Stromauskopplung, etc.)**

Die elektrische Versorgung der HT-WP erfolgt primär durch die bereits bestehenden Photovoltaikanlagen, welche auf den bestehenden Gebäuden am Ökopark errichtet sind. Nach Ablauf der Tarifförderung für die BHKWs soll zudem deren Strom für den Betrieb der Wärmepumpen genutzt werden. Eine Versorgung der Hochtemperatur-Wärmepumpe über das öffentliche Stromnetz erfolgt somit nur im äußersten Notfall bzw. kompensierend zum Photovoltaik- und BHKW-Strom.

Durch die HT-WP erhöhen sich die Freiheitsgrade im Wärmenetz, es kann als Stromerzeuger (bei BHKW-Betrieb) als auch als Stromsenke (bei Wärmepumpenbetrieb)

bzw. in Zwischenzuständen betrieben werden. Die Anbindung der Wärmezentrale an den zentralen Optimierer lt. Abbildung 21 ermöglicht die jeweils für das Gesamtsystem günstige Einsatzstrategie. Um die dezentralen Versorgungsobjekte des Fernwärmenetzes im Ökopark optimal einbinden zu können, müssen alle verfügbaren Energieformen und Systemparameter gleichzeitig zur Verfügung gestellt werden und abrufbereit sein, um eine Sollwertvorgabe und damit Handlungsempfehlung der übergeordneten zentralen Regelung zu ermöglichen. Aus diesem Grund werden die Fernwärmeübergabestationen über die Gebäudeleittechnik des Süd- und Nord-Zweigs (Typ Metasys von Johnson Controls) in den zentralen Optimierer eingebunden. Weitere Schnittstellen sind mit den Erzeugungsanlagen vor Ort, der Energiezentrale (Regeltechnik in der Energiezentrale vom Typ ELESTA/Hereschwerke), den verbauten Wärmemengenzählern (WMZ) vom Typ Lorus M-Bus und den BHKWs bzw. der Wärmepumpe herzustellen.



Das bestehende Fernwärmenetz am Ökopark benötigt sowohl im Sommer als auch im Winter Heizungsvorlauftemperaturen von mind. 80°C. Ein ansässiger produzierender Betrieb verfügt über ungenutztes Abwärmepotential aus Kompressionskältemaschinen. Diese Abwärme soll dabei an den Wärmenetzbetreiber Ökopark verkauft werden. Um ein Teil des verfügbaren ungenutzten Abwärmepotentials (Mitteltemperatur-Abwärme) des örtlichen Betriebes für das Wärmenetz am Ökopark nutzen zu können, wird der Einsatz einer HT-WP erforderlich um die Abwärmeströme von 35-50°C auf ein nutzbares Potential von über 80°C zu heben. Durch die Verwendung einer HT-WP soll zum einem der bestehende Biomassekessel zur Spitzenlastabdeckung ersetzt und zum anderem der anfallende Strom aus den BHKWs als Antriebsenergie verwendet werden.

Die Prozessabwärme-Auskopplung erfolgt im Rückkühlkreis bei den Kompressionskältemaschinen (Kundenanlage) mit Hilfe eines Edelstahl-Platten-wärmetauschers (WT) zzgl. der erforderlichen hydraulischen und regeltechnischen Komponenten. Der Einsatz des WT erfordert dabei zusätzlichen Pumpenstrom und verändert die Temperaturspreizung geringfügig wodurch auch der COP der HT-WP um wenige Prozent sinkt. Die zu übertragende Leistung des WT richtet sich dabei nach der maximalen Kälteleistung der Wärmepumpe. Nach dem Wärmetauscher wird die Abwärme mit einer Temperatur von ca. 45°C über eine etwa 20 m lange Innenleitung bis zur Außenwand des Betriebes geleitet. Die Schnittstelle bildet der Wärmetauscher im Rückkühlkreis. Vom Gebäude des Betriebes wird die Abwärme ca. 130 m weit in eine neu zu errichtende Haustechnikzentrale in einem ca. 10.000 Liter fassenden Pufferspeicher und weiter zur HT-WP geleitet. Die Temperaturspreizung sekundärseitige zwischen Vor- und Rücklaufleitung beträgt in etwa 10-15 K. Die in Serie verschalteten Pufferspeicher mit Isolierung speichert die Abwärme aus der Kältemaschine. Dieser ist erforderlich, um ein ständiges Aus- und Einschalten der Wärmepumpe zu vermeiden, da Wärmepumpen in der Regel sehr empfindlich auf falsche Wassermengen. Der Pufferspeicher gewährleistet somit, dass die Wärmepumpe immer den erforderlichen Volumenstrom und die erforderliche Temperatur zur Verfügung hat und fungiert als hydraulische Weiche.

Durch die Zufuhr der Abwärme verdampft das in der HT-WP befindliche Kältemittel bei niedrigem Druck und niedriger Temperatur. Das nun in gasförmige befindliche Kältemittel wird im Verdichter unter Zufuhr von Arbeit (elektrischer Strom aus den BHKWs bzw. PV-Anlagen) komprimiert. Dabei steigt neben dem Druck auch die Temperatur. Im Verflüssiger bzw. Kondensator gibt das Kältemittel danach bei hohem Druck die Wärme mit einer Temperatur von ca. 80-90°C über eine ca. 130 m lange Erdleitung bis in den vorhandenen 10.000 l Heizungspuffer in der Energiezentrale abgegeben. Als Kältemittel wird R717 verwendet. Zur Überwachung und Betriebsoptimierung werden des Weiteren sowohl primär- als auch sekundärseitig der Wärmepumpe Wärmemengenzähler eingebaut.

**Zur Abwärmennutzung werden folgende Komponenten erforderlich:**

- Edelstahl-Plattenwärmetauscher mit einer Übertragungsleistung > 500 kW zur Systemtrennung
- Ausdehnungsanlage
  - zur: - Konstanthaltung des Drucks an jeder Stelle des Anlagensystems und Sicherstellung eines Mindestdruckes zur Vermeidung von Unterdruck.
  - Kompensation von Volumenschwankungen des Heizwassers infolge von Temperaturschwankungen.
  - Vorhalten von systembedingten Wasserverlusten
- Luftabscheider mit Entlüfter um eingeschlossene Luft und kleinste Luftblasen Weise aus dem Anlagenwasser zu entfernen



- Sicherheitseinrichtungen gemäß ÖNORM EN378-1 und ÖNORM H5151
  - Sicherheitsventil 3 bar (0,3 MPa)
  - Manometer
  - Thermometer
  - Druckwächter
- Füll- und Entleerungshahn
- Absperrungen und Einbauten entsprechend der Rohrdimension
- Rohrleitung inkl. Wärmedämmung in der Dimension DN 150 bis zum Gebäudeaustritt des Betriebes. Alle Rohrleitungen müssen zum Schutz gegen die Übertragung von Fließgeräuschen in den Schellen und Abhängungen mit Schalldämmeinlage, Profilmummiband mit abrollfähigem Walzenprofil (mit gelben oder grünen Qualitätsstreifen), ausgestattet sein. Zur Rohraufhängung werden nur Gewindestäbe in Verbindung mit Montageschienen verwendet (keine Metallbänder). Die Rohraufhängungen müssen höhenverstellbar sein, damit Arbeits- und Montageteranzen ausgeglichen werden können, und ein genaues Arbeiten möglich ist.
- Ein Wärmemengenzähler am Ein- und Ausgang der Wärmepumpe (mindestens Genauigkeitsklasse 31) und ein separater Stromzähler (mindestens Genauigkeitsklasse A2) für Kompressor und Hilfsantriebe (Ventilatoren, Solepumpen, elektrische Zusatzheizeinrichtungen) werden installiert.
- Vorisolierte in frostsichere Tiefe geschweißte Erdleitung in der Dimension DN 150 vom Betriebsgebäude bis zur Heizzentrale HT-WP
- Wärme gedämmter Pufferspeicher mit ca. 10.000 Liter Volumen. Die Ausführung nach EN 12897 und DIN 4753, für Heizungsanlagen nach EN 12828. Der Pufferspeicher ist für Anlagen mit Heizwasser-Vorlauftemperatur bis 110 Grad C und heizseitigem Betriebsdruck bis 3 bar geeignet und weist 7 Vor- und Rücklaufanschlüsse und 5 Klemmsysteme für Tauchtemperatursensoren/Temperaturregler/Thermometer am Speichermantel auf. Es können bis zu 4 Thermometer zur Erfassung der Temperaturschichtung eingebaut werden.
- Hochtemperaturwärmepumpe SABROE HeatPAC HPX bis 652 kW Heizleistung inkl. Regelung. Für die Planung und Ausführung von Warmwasser-Heizungsanlagen ist die ÖNORM EN 12828 in Verbindung mit der ÖNORM H 5151-1 An-

wendung zu bringen. Des Weiteren sind für die Installation, Abnahme und hydraulischen Abgleich von Warmwasser-Heizungsanlagen die ÖNORM EN 14336 anzuwenden. Das Wärmeträgermedium (Heizungswasser) ist gemäß ÖNORM H 5195 zu befüllen. Der hydraulische Abgleich der gesamten Heizungsanlage ist nach ÖNORM EN 14336 durchzuführen. Die Wärmepumpe wird derart auf geeignete Fundamente und elastische Körperschalldämmende Unterlagen aufgestellt, dass keine wahrnehmbaren Vibrationen übertragen werden können.

- Aufstellungsraum (neu errichtende Heizzentrale (Maschinenraum))

Für Wärmepumpen wird die zulässige Kältemittelfüllmenge unter Bezugnahme des ÖNORM EN 378-1 geregelt. Gemäß ÖNORM EN 378-1 handelt es sich um die Kategorie direktes System mit dem Kältemittel der Sicherheitsgruppe B2 (der Verdampfer befindet sich im Personen-Aufenthaltsbereich), der Aufstellungsbereich entspricht der Kategorie C — Aufstellungsbereich, zu dem nur befugte Personen Zutritt haben und die Aufstellung der Anlage entspricht Typ B) — Verdichter und Flüssigkeitssammler in einem Maschinenraum ohne Personen-Aufenthalt oder im Freien. Die sich ergebende Anforderung entspricht Feld 15 im Tabellenabschnitt für Kältemittel B2: Bei einer Belegschaftsdichte von weniger als 1 Person je 10 m<sup>2</sup> gibt es keine Einschränkung für die Füllmenge. In allen anderen Fällen beträgt die maximale Füllmenge 25 kg.

- Lüftung Maschinenraum

Jener Raum, der die Kälteanlage enthält, wird mit einem Lüftungskanal nach den Festlegungen des Herstellers versehen. Der Kanal darf dabei nicht länger sein und nicht mehr als die vom Hersteller festgelegte maximale Anzahl Bogen aufweisen. Der Raum entspricht dabei mindestens dem 10fachen des Gerätevolumens entsprechen und wird mit ausreichend Frischluft versorgt, um die verbrauchte Luftvollständig zu ersetzen. Die Lüftung führt nach außen nach den Festlegungen in der EN 378-1.

- Anlagenhydraulik

Die Anlagenhydraulik besteht aus drei Pumpengruppen (Pumpengruppe vom Wärmetauscher bis zum neuen Pufferspeicher, Pumpengruppe zwischen Wärmetauscher und Wärmepumpe, Pumpengruppe zwischen Wärmepumpe und vorhandenem Haupt-Heizungspuffer), und div. Einbauten in der Wärmepumpe:

- Heizwassermangelsicherung. Diese Funktion überwacht ständig den Heizwasserdruck, um einen möglichen Heizwassermangel zu verhindern.

- Solemangelsicherung. Die Solemangelsicherung überwacht ständig den Flüssigkeitsdruck im Umweltkreis, um einen möglichen Flüssigkeitsmangel zu verhindern.

- Pumpenblockier- und Ventilblockierschutz. Diese Funktion verhindert ein Festsetzen der Pumpen für Heizwasser und Sole und aller Umschaltventile. Die Pumpen und die Ventile, die 23 Stunden lang nicht in Betrieb waren, werden nacheinander für die Dauer von 10 - 20 Sekunden eingeschaltet.
- Hochdruckpressostat im Kältekreis. Der Hochdruckpressostat schaltet die Wärmepumpe ab, wenn der Druck im Kältekreis zu hoch ist. Wenn der Druck im Kältekreis der Wärmepumpe den Maximaldruck überschreitet, dann schaltet der Hochdruckpressostat die Wärmepumpe vorübergehend ab. Nach einer Wartezeit erfolgt ein weiterer Startversuch der Wärmepumpe. Nach drei fehlgeschlagenen Startversuchen in Folge wird eine Fehlermeldung ausgegeben.
- Heißgasthermostat im Kältekreis. Das Heißgasthermostat schaltet die Wärmepumpe ab, wenn die Temperatur im Kältekreis zu hoch ist. Wenn die Temperatur im Kältekreis der Wärmepumpe die Maximaltemperatur überschreitet, dann schaltet der Heißgasthermostat die Wärmepumpe vorübergehend ab. Nach einer Wartezeit erfolgt ein weiterer Startversuch der Wärmepumpe. Nach drei fehlgeschlagenen Startversuchen in Folge wird eine Fehlermeldung ausgegeben.

- Starkstromanlage

Die Elektrische-Versorgung der Hochdruck-Ammoniak-Wärmepumpe erfolgt aus dem Öffentlichen-Netz sowie mit den bereits bestehenden Photovoltaikanlagen und den beiden Bio-Gas-BHKWs (nach Ende des geförderten Einspeisetarifs). Wichtig hierbei ist, dass diese Form der Energieerzeugung so genutzt wird, dass etwaige Überschüsse aus z. B. PV – Systemen zur Antriebsleistung der Wärmepumpe genutzt werden. Dabei wird das bestehende Fernwärmenetz als Speicher genutzt, um die Hochdruck-Ammoniak-Wärmepumpe entsprechend der Erzeugung der Anlagen zu aktivieren. Für die elektrische Versorgung der Wärmepumpe ist eine neue Zuleitung (EYY 4x240mm<sup>2</sup>) vom Einspeisefeld PV-Anlage/Bio-Gas-BHKW bis zur Hochdruck-Ammoniak-Wärmepumpe in Rücksprache mit dem Betreiber der best. Ökostromanlagen und den zuständigen EVU zu installieren. Die Versorgungsleitung sowie eine entsprechende Datenleitung, welche für die Anbindung des Optimierers essentiell sind, werden parallel mit der Fernwärmetrasse geführt.

## **Technische Daten Wärmepumpe**

Die Wärmepumpe dient dazu, das Temperaturniveau der Abwärme auf das notwendige Temperaturniveau zu heben. Sie wird in einen eigenen, noch zu errichtenden Technikraum eingebaut. Die Wärmepumpe ist so konzipiert, dass das Kältemittel in der Wärmepumpe in einem geschlossenen Kreislauf zirkuliert. Es wird das Kältemittel R717 verwendet. Es ist eine einstufige Hochdruck-Ammoniak-Wärmepumpe, basierend auf Kolbenverdichtern vorgesehen. Die notwendige Regelung ist im Gerät enthalten, muss jedoch über eine Schnittstelle vom zentralen Optimierer angesprochen werden können.

Fabrikat:	SABROE HeatPAC HPX Wärmepumpe
Type:	HeatPAC 708-W
Verflüssiger:	Wassereinlass: 75°C, Wasserauslass: 85°C
Verdampfer:	Wassereinlass: 53°C, Wasserauslass: 43°C
Heizungsleistung:	618 kW
El. Leistungsaufnahme:	119 kW
COP Wärme:	5,2
R717 Füllung:	35 kg
Trockengewicht:	ca. 5.000 kg
Aggregat-Abmessungen:	ca. 4.100x1.000x2.100 mm (LxBxH)
Schallpegel:	ca. 86 dB(A)

(Nennleistungen bei 1.800 U/min, Schalldruckpegel im Freifeld über einer reflektierenden Ebene und im Abstand von einem Meter zum Aggregat)

Bei den HeatPAC™-HPX-Wärmepumpen von SABROE handelt es sich kompakte Aggregate, welche nach einem einstufigen Kompressionsprozess arbeiten. Sie wiegen weniger und benötigen halb so viel Platz wie herkömmliche Wärmepumpen, um Warmwasser mit einer Temperatur von 90 °C bereitzustellen. Diese energieeffizienten Aggregate sind mit einem HPX-Hybrid Verdichter ausgestattet, der Differenzdrücke bis zu 40 bar sowie Enddrücke bis zu 60 bar erzielt. Kombiniert wird dies mit einer platzsparenden Verdampfer Technologie der ChillPAC™-Ammoniak-Kaltwassersätze.

#### Vorteile:

- Werksmontiertes und vorkonfiguriertes Aggregat mit zuverlässigem Kolbenverdichter
- Kompakte, einstufige Anlagenkonfiguration, die weniger Platz in Anspruch nimmt und weniger wiegt als vergleichbare kundenspezifische Spezialanfertigungen und/oder zweistufige Wärmepumpen
- Hoher Leistungskoeffizient (COP) als einstufiges Hochtemperatur-Aggregat

- Standardmäßig mit drehzahlgeregeltem Antrieb (VSD) und der Systemsteuerung UnisabTM III
- Auf realen Betriebsbedingungen basierende Service- und Wartungsintervalle
- Die HeatPAC-HPX-Wärmepumpen sind vollständig konform mit den entsprechenden internationalen Konstruktionsnormen sowie mit den Bestimmungen, die von den bekanntesten Abnahmegesellschaften festgelegt wurden.

Die Wärmepumpe kann stufenlos in Teillast betrieben werden und so einen Abbau des Überschusses an elektrischer Energie durch PV – Systeme bzw. das BHKW ermöglichen. Wichtig dabei ist auch die MSRT – Einbindung derartiger Systeme. Dabei gibt es herstellerspezifisch entsprechende Schnittstellen am WP – Gerät selbst welche über den zentralen Optimierer angesteuert werden können.

### **Anforderungen Maschinenraum (Aufstellung der HT-WP)**

Für Maschinenräume bzw. besondere Maschinenräume, in denen Kälteanlagen untergebracht sind, gelten die folgenden Grundsätze:

- a) Maschinenräume dürfen für die Unterbringung von kältetechnischen Komponenten der Kälteanlage benutzt werden, sie müssen jedoch nicht ausschließlich dazu dienen
- b) Kältemittelgas, das aus Maschinenräumen entweicht, darf nicht in benachbarte Räume, Treppenaufgänge, Höfe, Gänge oder Entwässerungssysteme des Gebäudes gelangen und muss gefahrlosabgeführt werden
- c) im Falle einer Gefahr muss der Maschinenraum unverzüglich verlassen werden können
- d) die Luftzufuhr zu Verbrennungsmaschinen, Heizkesseln oder Druckluftherzeugern muss von einer Stelle kommen, an der kein Kältemittelgas vorhanden ist. Falls derartige Einrichtungen in einem besonderen Maschinenraum aufgestellt werden, muss die Luft von außerhalb des Raumes zugeführt werden
- e) brennbare Materialien, ausgenommen Kältemittel und Öl für Wartungsarbeiten, dürfen in Maschinenräumen nicht gelagert werden
- f) zum Abschalten der Kälteanlage ist außerhalb des Maschinenraums und in der Nähe seiner Tür eine Fernabschaltung vorzusehen

- g) es ist eine mechanische Lüftung vorzusehen. Eine mechanische Lüftung ist mit einer unabhängigen Notsteuerung außerhalb des Maschinenraums und in der Nähe seiner Tür auszurüsten
- h) nach außen führende Öffnungen dürfen sich nicht unter Flucht- und Rettungstreppen befinden
- i) alle Rohrleitungen und Kanäle, die durch Wände, Decken und Böden von Maschinenräumen führen, müssen dicht sein
- j) geeignete Feuerlöschschrüstungen müssen vorhanden sein;
- k) Alarmeinrichtungen und Detektoren müssen vorhanden sein.

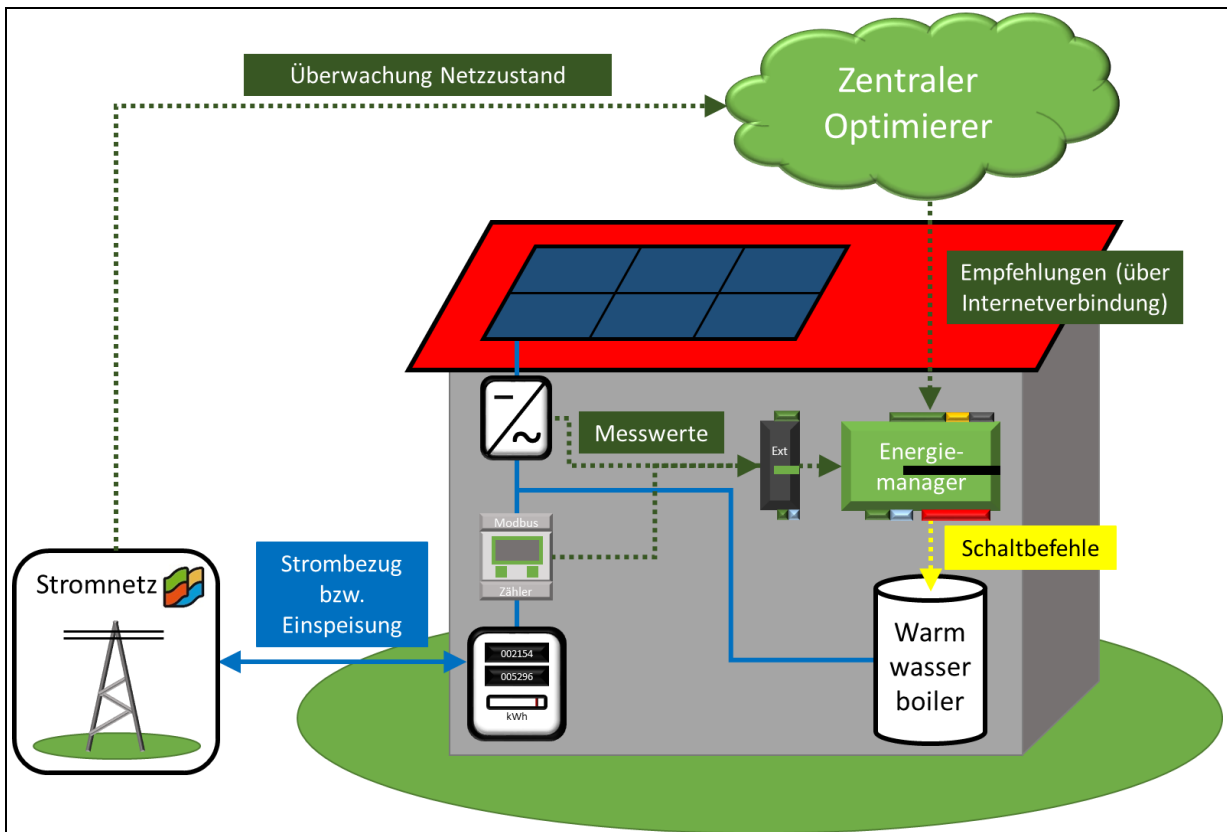
### **Messeinrichtung:**

Die Verrechnungsmessung mit dem zuständigen EVU erfolgt über die bestehende Wandlermessung.

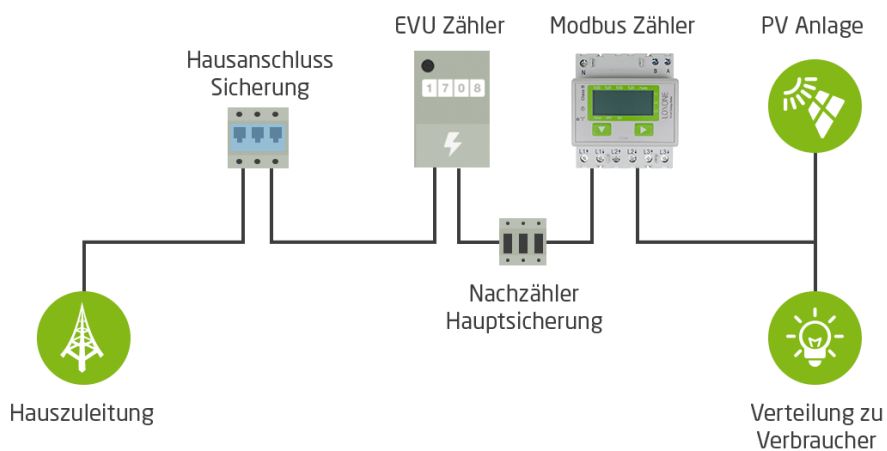
Sollte aufgrund der Anschlussleistung bzw. auf Wunsch seitens der Bauherrschaft eine zusätzliche Wandlermessung erforderlich bzw. gewünscht sein, so sind die einschlägigen EVU-Vorschriften zu beachten. Die Versicherungen des Installationsverteilers sind als D02-Reitersicherungen auszuführen. Den Versicherungen ist ein Trenner Größe 00 mit den entsprechenden NH-Sicherungen als Eingangstrenner vorzuschalten, sofern dies durch die EVU-Vorschriften gefordert wird.

## **5.3 Dezentrale Einheit Typ II: Demonstrationsobjekte mit Warmwasserboilern und PV-Anlage**

Die notwendigen Erweiterungen für die Umsetzung dieses Prinzips in dieser Kategorie sind in Abbildung 22 dargestellt. Der optionale Modbuszähler, vgl. Abbildung 23, wird in den Stromkreis integriert und misst den Energiefluss und gibt die Messwerte mittels Modbus über die entsprechende Extension an den Miniserver (Energiemanager) weiter. Ist dieser nicht vorhanden, so wird der Momentanverbrauch anhand historischer Daten für den Haushalt simuliert. Der Wechselrichter gibt jedenfalls die aktuelle Energieproduktion an den Energiemanager weiter.



**Abbildung 22: Haus mit Energiemanager**



**Abbildung 23: Einbausituation Modbuszähler<sup>4</sup>**

Über den Thyristorsteller und ein Schütz kann das dezentrale EMS den Heizstab im Warmwasserboiler aktivieren und somit das Heizen des Wassers starten. Mit Hilfe der Informationen über Stromerzeugung und –verbrauch und der Möglichkeit den Warmwasserboiler zu steuern, kann das dezentrale EMS bereits den Eigenverbrauch des

<sup>4</sup> <http://yoda.loxone.com.s3-eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/sites/2/2016/08/01144222/netzabbild-wechselrichter.png>

Hauses verbessern. Zusätzlich kann das dezentrale EMS über die bestehende Internetverbindung auf Handlungsempfehlungen vom zentralen Optimierer reagieren. Somit kann der Eigenverbrauch des Hauses optimiert werden und die Flexibilität kann auch netz- und systemdienlich eingesetzt werden.

Um den jeweiligen Zustand der Energiesysteme regeln zu können, werden diese Objekte per Websocket- Connection an den zentralen Optimierer angebunden.. Vorhandene dezentrale Daten werden gesammelt und zur weiteren Analyse an den zentralen Optimierer weitergegeben bzw. mit dort vorhandenen zentralen Daten kombiniert, Empfehlungen aus dem zentralen Optimierer im Anschluss wieder an die Objekte kommuniziert.

### **5.3.1 Anpassungsarbeiten HKLSE (Anbindung an zentraler/technischer Optimierer):**

In jener Position wurden im Finanzplan entsprechende bauliche Arbeiten für die hardwareseitige Integration in das Energieschwammsystem angeführt. Dies betrifft vor allem die Demonstrationsobjekte, wo entsprechende bauliche bzw. infrastrukturelle Adaptierungsarbeiten vorgenommen werden müssen.

Im Testgebiet ist bereits Hardware nutzerInnenseitigen Eigenverbrauchsoptimierung von PV-Anlagen vorhanden (Smartfox). Diese Hardware wird im Testgebiet bereits als einfache, lokale Steuerung für Photovoltaikanlagen bzw. auch für einfache Verbraucher genutzt. Ein wesentlicher Aspekt ist es, bei der Integration dieser Anlagen in den zentralen Optimierer, die Datensicherheit für die NutzerInnen zu gewährleisten. Um die bereits installierte Hardware für das Projekt nutzen zu können, sind somit folgende Adaptionsschritte notwendig:

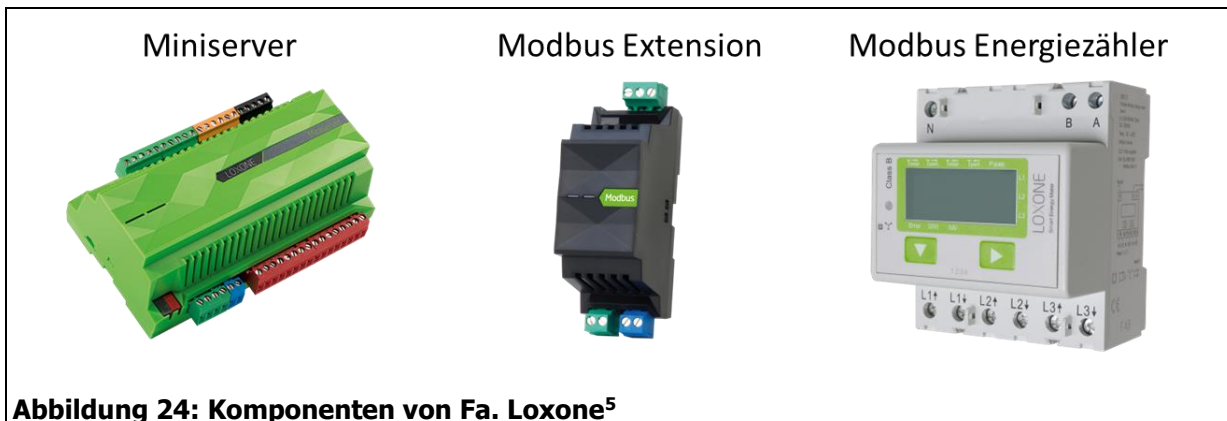
- Einrichten eines VPN Gateways zur sicheren Authentifikation im Netzwerk (Konfiguration bei Kundenseite)
- Administrationsaufwand der Kundendaten. Einbindung in das System
- Installation eines VPN Gateways beim Kunden
- Einstellungen direkt am Smartfox (IP Zuweisung, DHCP)
- KundInnen - Einführung

### **5.3.2 Anpassung Hausautomatisierung**

Es muss jeweils ein dezentrales EMS (Loxone Miniserver) installiert werden, das einerseits den Eigenverbrauch der Photovoltaikanlage optimiert (gestützt durch den zentralen Optimierer) und andererseits die zeitliche Steuerung des Warmwasserboilers durch die Stadtwerke Hartberg (Handlungsempfehlung des dezentralen Optimierers) zulässt. Zusätzlich zum Loxone Miniserver ist auch optional ein Modbuszähler mit Extension möglich. Die Kosten für die Loxone-Komponenten je Gebäude belaufen sich auf **ca. 877 €**. Der Modbus Energiezähler liefert Daten wie Energie (total und partiell), Wirkleistung, Spannung und Strom und dient zur Überwachung und Auswertung vom Energieverbrauch und der Stromproduktion in Haushalten. Alternativ können auch die



Simulationsdaten aus dem zentralen Optimierer basierend auf den Smart Meter Daten herangezogen werden.



**Abbildung 24: Komponenten von Fa. Loxone<sup>5</sup>**

Die Hausautomatisierung von Loxone wird die zukünftige Technologiewahl des dezentralen EMS im Testgebiet darstellen. Um diese Hardware nutzen zu können, müssen Einstellungen an dieser vorgenommen werden. Dies werden im Zuge der Installationsarbeiten durchgeführt. Weiters müssen dies Informationen in den zentralen Optimierer eingespielt und protokolliert werden.

- Installation des Loxone Server bei KundInnen
- Freischalten des Webzugriffes bei Loxone
- Dokumentation und Einspielen in das System
- Umprogrammierung und Inbetriebnahme
- Zusatzgeräte, die benötigt werden (Heizstab, Erweiterungen)

### **5.3.3 Thyristorsteller für Warmwassererzeugung**

Für den Warmwasserboiler ist ein Heizstab mit Thyristorsteller, Schütz, Verkabelungs- und Kleinmaterial notwendig. Abhängig vom bestehenden Wechselrichter ist unter Umständen ein weiterer Modbuszähler notwendig.

---

<sup>5</sup> <https://shop.loxone.com/>

## 5.4 Dezentrale Einheit Typ III: Demonstrationsobjekte mit Wärmepumpen und PV

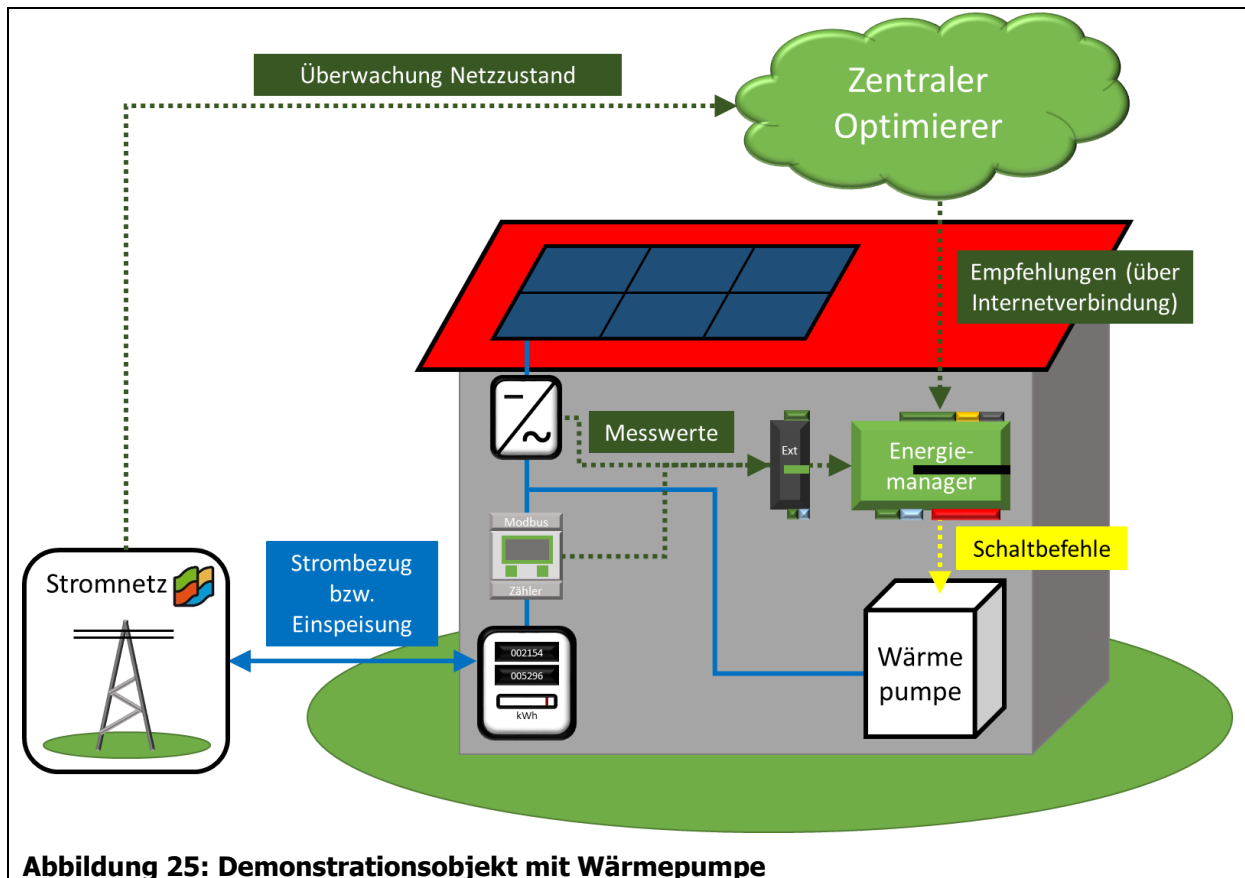


Abbildung 25: Demonstrationsobjekt mit Wärmepumpe

### 5.4.1 Anpassungsarbeiten HKLSE (Anbindung an zentraler/technischer Optimierer):

In jener Position wurden im Finanzplan entsprechende bauliche Arbeiten für die hardware-seitige Integration in das Energieschwammsystem angeführt. Dies betrifft vor allem die Demoprojekte, wo entsprechende bauliche bzw. infrastrukturelle Adaptierungsarbeiten vorgenommen werden müssen.

Im Testgebiet ist bereits Hardware nutzerInnenseitigen Eigenverbrauchsoptimierung von PV-Anlagen vorhanden (Smartfox). Diese Hardware wird im Testgebiet bereits als einfache, lokale Steuerung für Photovoltaikanlagen bzw. auch für einfache Verbraucher genutzt. Ein wesentlicher Aspekt ist es, bei der Integration dieser Anlagen in den zentralen Optimierer, die Datensicherheit für die NutzerInnen zu gewährleisten. Um die bereits installierte Hardware für das Projekt nutzen zu können, sind somit folgende Adaptionsschritte notwendig:

- Einrichten eines VPN Gateways zur sicheren Authentifikation im Netzwerk (Konfiguration bei Kundenseite)

- Administrationsaufwand der Kundendaten. Einbindung in das System
- Installation eines VPN Gateways beim Kunden
- Einstellungen direkt am Smartfox (IP Zuweisung, DHCP)
- Kunden – Einführung

#### **5.4.2 Anpassung Hausautomatisierung**

Die Ansteuerung von Wärmepumpen ist prinzipiell ein ähnlicher Aufwand gegeben wie für die Ansteuerung von Warmwasserboilern, vergleiche Kapitel 5.3.3. Es ist ebenfalls ein Miniserver von Loxone samt Zubehör notwendig. Der Modbus Energiezähler dient wiederum optional zur Überwachung und Auswertung vom Energieverbrauch und der Stromproduktion in den Haushalten. Ebenfalls ist Verkabelungs- und Kleinmaterial notwendig.

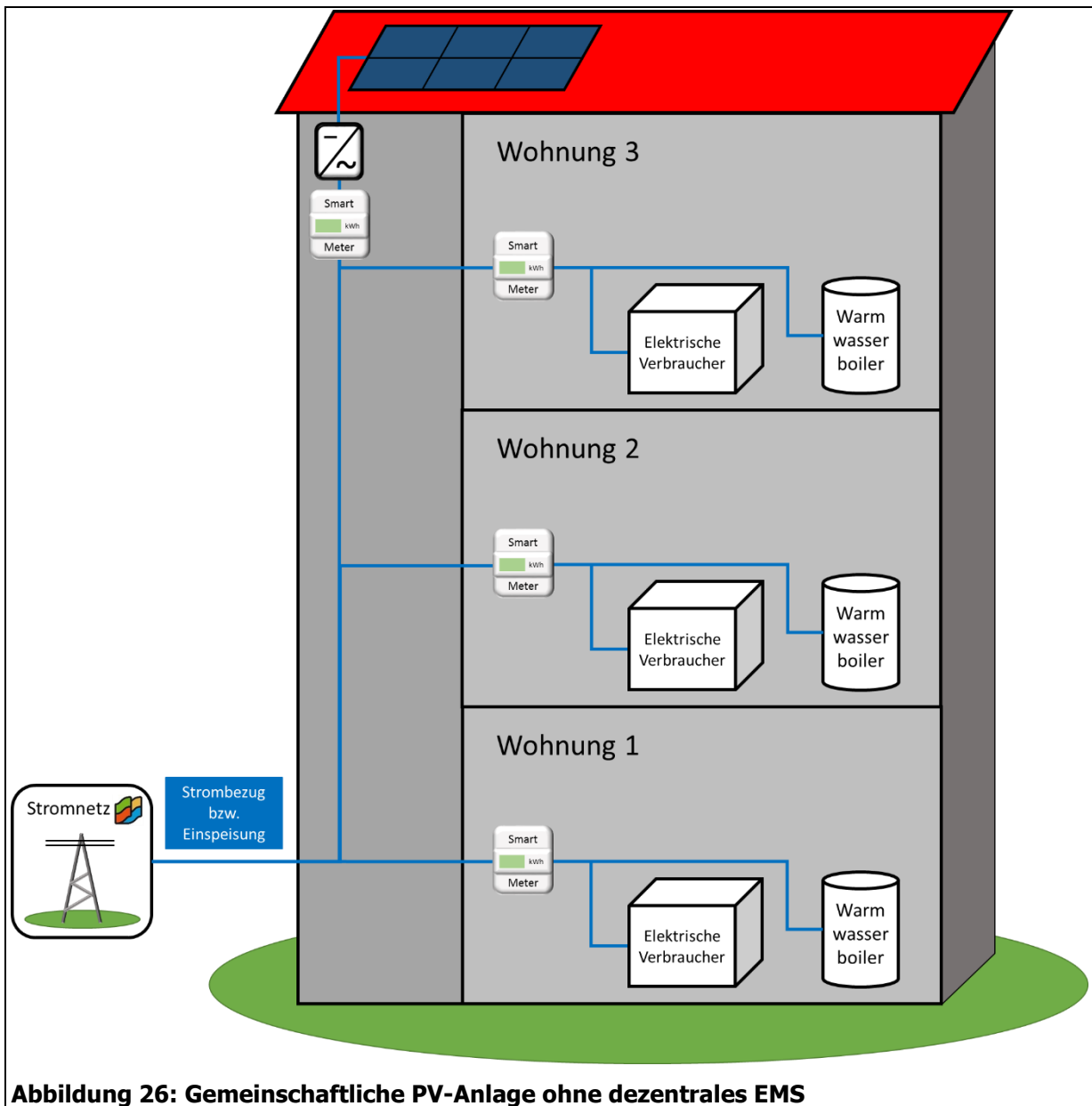
Die Hausautomatisierung von Loxone wird die zukünftige Technologiewahl des Energiemanagers im Testgebiet darstellen. Um diese Hardware nutzen zu können, müssen Einstellungen an dieser vorgenommen werden. Dies werden im Zuge der Installationsarbeiten durchgeführt. Weiters müssen dies Informationen in den zentralen Optimierer eingespielt und protokolliert werden.

- Installation des Loxone Server bei KundInnen
- Freischalten des Webzugriffes bei Loxone
- Dokumentation und Einspielen in das System
- Umprogrammierung und Inbetriebnahme
- Zusatzgeräte, die benötigt werden (Heizstab, Erweiterungen)

#### **5.5 Dezentrale Einheit Typ IV: Mehrparteien-Gemeindewohnhaus mit Nachrüstung gemeinschaftlicher PV-Anlage**

Im Zuge des Projektes soll auf bis zu zehn Gebäuden jeweils eine gemeinschaftliche PV-Anlage für die MieterInnen errichtet werden. Durch die gemeinschaftliche Errichtung und den Betrieb einer solchen Anlage können vormals reine Stromabnehmer gemeinsam Strom erzeugen und sich damit im gewissen Ausmaß selbst versorgen. Die Erzeugungsanlage (Gemeinschafts-Photovoltaikanlage laut §16a ElWOG) wird an die gemeinsame Hauptleitung des Gebäudes angeschlossen.

Abbildung 26 zeigt schematisch die Leitungen in einem Mehrparteienhaus mit gemeinschaftlicher Photovoltaikanlage.



**Abbildung 26: Gemeinschaftliche PV-Anlage ohne dezentrales EMS**

Im Projekt ist es notwendig, dass die einzelnen Wohnungen sowie die Erzeugungsanlage mit einem Lastprofilzähler bzw. Smart Meter ausgestattet werden. Zudem wird jede Wohnung nur mehr mit einem Zähler ausgestattet und eine Tarifzusammenlegung durchgeführt. Es ist notwendig, die Tarifstruktur des elektrischen Anschlusses von Basisstarif mit Zusatztarif auf einen gemeinsamen Tarif zusammenzuführen. Die gesetzlichen festgeschriebenen Möglichkeiten des liberalisierten Strommarktes müssen dabei gewährt bleiben. Neben einem marktfähigen Strompreis, muss auch die freie Stromlieferantenwahl möglich sein.

Errichter, Betreiber und Wohnungsparteien treffen eine vertragliche Vereinbarung über die Aufteilung des erzeugten Stromes aus der gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage. Die Aufteilung kann dynamisch oder statisch erfolgen. Bevorzugt wird eine dynamische

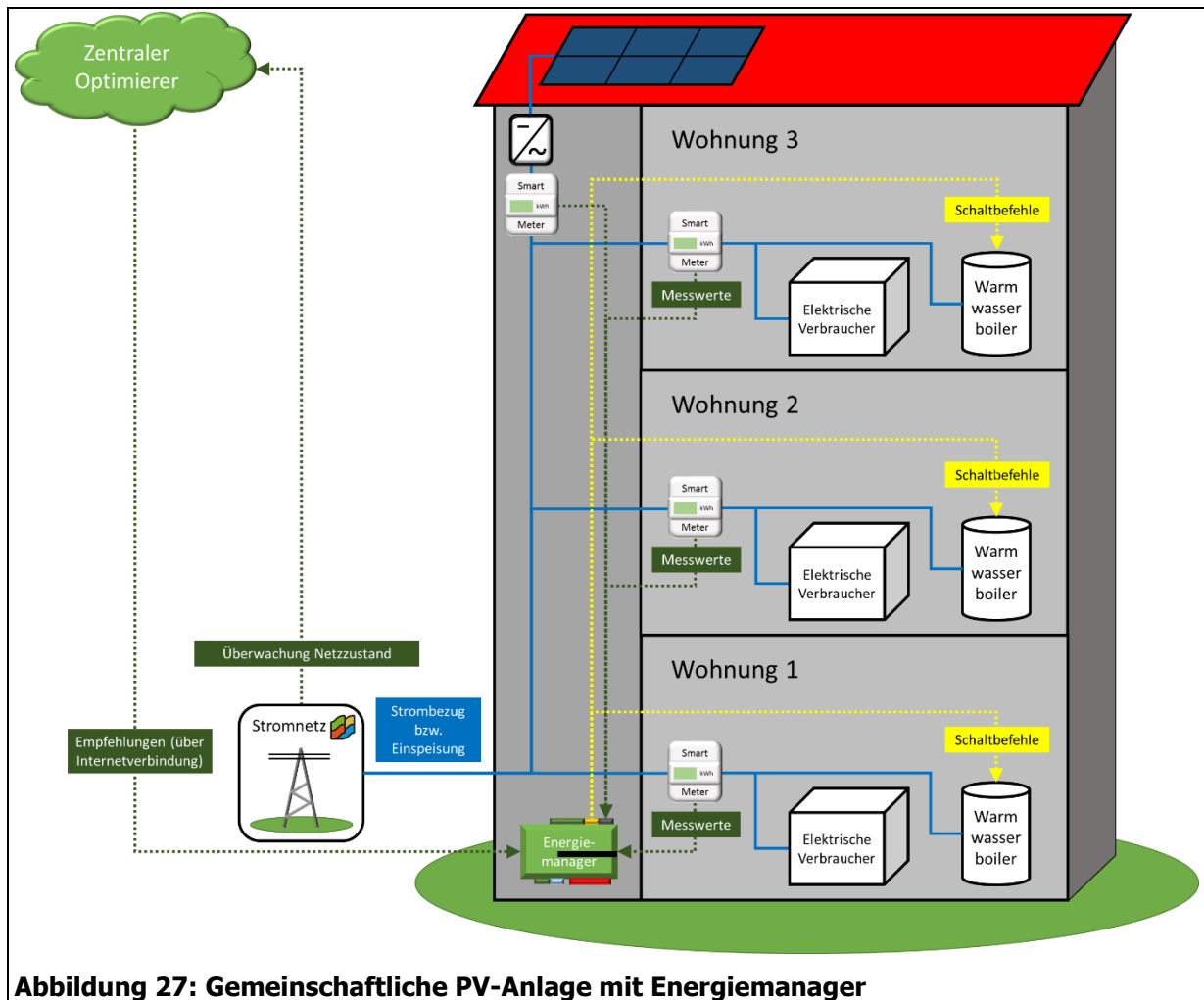
Aufteilung, welche eine erhöhte Nutzung der Erzeugung für den Mieter darstellt, und dem Verbrauchsverhalten angepasst ist. Zusätzlich schließen die Mieter mit einem Stromlieferanten ein Vertrag über mögliche Überschusslieferung ab.

Damit der Eigenverbrauch zusätzlich erhöht wird, wird pro Wohnhaus ein dezentrales EMS (Loxone) eingesetzt, das darüber hinaus in Verbindung mit dem zentralen Optimierer steht. Der Loxone Miniserver verteilt/optimiert dabei den vorhandenen PV-Strom, in Abstimmung mit dem zentralen Optimierer, auf die Warmwasserbereiter der teilnehmenden Wohnungen. Dies führt einerseits zu einer Steigerung der Eigennutzungsquote und andererseits kann durch den Eingriff des zentralen Optimierers ein positiver Effekt für das Stromnetz bzw. auf den Stromeinkauf der Stadtwerke Hartberg erzeugt werden. Im Gegensatz zu den Einfamilienhäusern mit Eigenverbrauchsoptimierung ist hier auf die Abstimmung der Optimierung in den einzelnen Wohneinheiten Rücksicht zu nehmen. So macht es beispielsweise keinen Sinn, zum Zeitpunkt des höchsten PV-Überschusses, alle Flexibilitäten gleichzeitig in Betrieb zu nehmen, da die Bezugsleistung sonst die Erzeugungsleistung wieder bei weitem übersteigen kann. Vielmehr ist auf einen kontinuierlichen Verbrauch über alle Wohneinheiten zu achten, um dem Strom aus der PV-Anlage möglichst im Gebäude zu halten und keine Bezugs- und Einspeisespitzen in das Stromnetz zu generieren.

Zusätzlich zum Loxone Miniserver ist auch ein Modbuszähler mit Extension optional möglich, weil der intelligente Stromzähler/Lastprofilzähler je Wohnung und jener der Erzeugungsanlage keine entsprechende Datenqualität für die Auskopplung des Momentanverbrauches ermöglichen.

In Abbildung 27 sind die Energie- und Informationsleitungen in einem Demonstrationsobjekt für die dezentrale Einheit III dargestellt. Das dezentrale EMS bekommt alle nötigen Messwerte (Erzeugung von PV, Verbrauch der einzelnen Wohnungen) über die vorzugsweise aus der Kundenschnittstelle des intelligenten Stromzählers/Lastprofilzählers oder des zusätzlich errichteten Modbuszähler.

Mit Hilfe dieser Informationen und den zusätzlichen Handlungsempfehlungen vom zentralen Optimierer kann das dezentrale EMS im Mehrparteienwohnhaus die einzelnen Warmwasserboiler in den Wohnungen steuern.



**Abbildung 27: Gemeinschaftliche PV-Anlage mit Energiemanager**

Durch den Einsatz der dezentralen EMS wird die Eigenverbrauchsquote aus der Photovoltaikanlage zusätzlich optimiert und deutlich gesteigert. Nachfolgend werden die Erweiterungen in den dezentralen Objekten des Typs III dargestellt.

### 5.5.1 PV-Anlage

Die Photovoltaik-Anlagen werden auf dem Flachdach/Schrägdach des jeweiligen Objektes errichtet... Die Anlagen werden grundsätzlich als Überschussanlagen ausgeführt. Die Leistungen der PV-Anlagen werden auf die jeweilige Verbrauchsstruktur und die vorhandene Dachfläche optimiert. Im Schnitt wird eine Engpassleistung von 20 kW<sub>p</sub> je Anlage den Kalkulationen im KPC-Antrag zugrunde gelegt. Der erzeugte Strom dient zur Versorgung der am Projekt teilnehmenden Mieter, insbesondere zur Versorgung der Elektro-Boiler für die Warmwasserbereitung und etwaige anderer elektrisch relevanter Wärmeerzeuger im Gebäude. Jene Energie, die nicht genutzt werden kann, wird als Überschussenergie in das Stromnetz eingespeist und im Sinne des liberalisierten Strommarktes verwertet. Die Optimierung erfolgt über das Energiemanagementsystem. Da es sich bei Photovoltaikanlagen auf Mehrparteienhäusern mit dynamischer Eigenverbrauchsverteilung und –optimierung um Anlagen mit Pilotcharakter handelt – derzeit gibt es erst zwei Projekte in Österreich in Umsetzung – wird hier für die gesamte Anlage UFI-Förderung beantragt.

Folgende Komponenten sind für die Installation der PV-Anlage notwendig:

- PV-Module mit Unterkonstruktion
- Wechselrichter
- DC- Verkabelung
- Div. Elektroinstallationsmaterial

Die Verkabelung erfolgt über den Haustechnikschacht, welcher brandschutztechnisch isoliert wird.

### **5.5.2 Anpassung Hausautomatisierung**

Der Modbus Energiezähler liefert Daten wie Energie (total und partiell), Wirkleistung, Spannung und Strom und dient zur Auswertung des aktuellen Energieverbrauchs in der Wohnung und der Stromproduktion der Photovoltaikanlage. Zusätzlich ist für jeden Warmwasserboiler ein Heizstab mit Thyristorsteller, Schütz, Verkabelungs- und Kleinmaterial notwendig.

## 6 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Dieses Kapitel widmet sich der Darstellung der Ergebnisse und Schlussfolgerungen der zugrundeliegenden Berechnungen und Simulationen.

### 6.1 Darstellung und Ergebnisse Istsituation

Die Erhöhung des Base-Anteils der Last soll dazu führen, dass der Strombezugspreis der Stadtwerke Hartberg geringer wird. Um die möglichen Einsparungen und damit verbundenen Aktivierungen von Lastverschiebungspotentialen besser einschätzen zu können, wird der aktuelle Gesamtlastgang der Stadtwerke Hartberg hinsichtlich des Base- und Peakanteils analysiert und mit den Angaben laut Rahmenvertrag mit der Energie Steiermark verglichen. Das Ergebnis dieser Analyse ist in Abbildung 6-1 dargestellt.

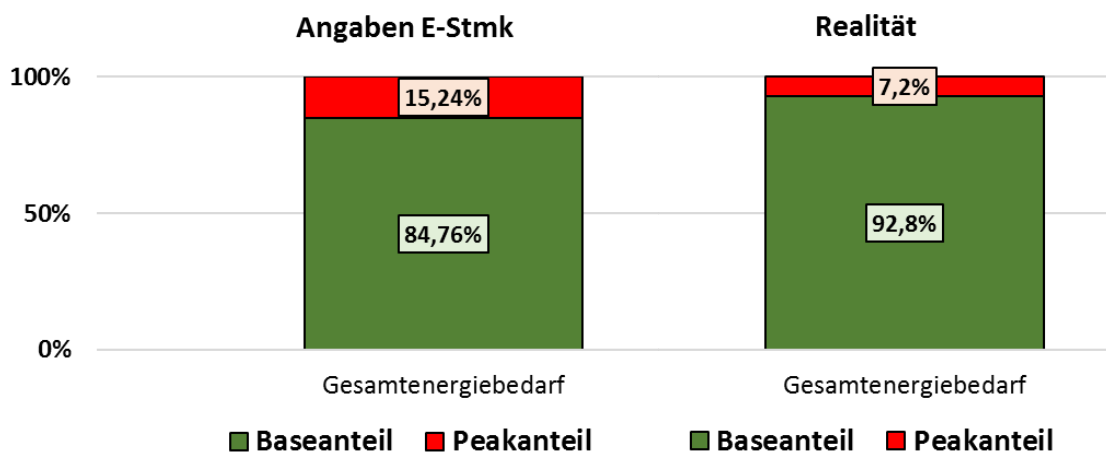


Abbildung 6-1: Gegenüberstellung der Base- und Peakanteile des Strombezugs der Stadtwerke Hartberg

Laut dem Rahmenvertrag der Energie Steiermark weisen die Stadtwerke Hartberg einen Peak-Anteil von 15,24 % auf.

Erste Rechnungen mit dem in Deliverable 3.1 beschriebenen Modell zeigen, dass sich dieser Anteil theoretisch deutlich reduzieren ließe. Valide Aussagen sind nicht möglich, da die Rechnungen mit einem vereinfachten Profil der vorhandenen Flexibilitäten und ohne Berücksichtigung von Speichereffekten durchgeführt wurden. Unter Verwendung eines generischen Lastganges, der auf Basis des Energiebezugs der Stadtwerke und den Angaben der Energie Steiermark erstellt wird, lassen sich über die Nutzung von generischen Lastverschiebungspotentialen Base-Anteile > 90 % erreichen. Diese Ergebnisse dienen lediglich einer ersten Abschätzung, da für die tatsächliche Bestimmung der Lastverschiebungspotentiale die entsprechenden Speicherpotentiale und Leistungen berücksichtigt werden müssen.

Bevor ein entsprechendes Modell entwickelt wird, werden die tatsächlichen Messdaten der Stadtwerke Hartberg über den eigenen Lastverlauf im Detail analysiert. Die Analyse ergibt, dass in Realität der Base-Anteil der Stadtwerke deutlich höher ausfällt,



als von der Energie Steiermark angenommen. Mit diesem höheren Base-Anteil ist kein Vorteil durch die Verschiebung von Peak- zu Base-Anteilen zu erwarten. Aus diesem Grund wird dieser Ansatz im Projekt nicht weiterverfolgt

## 6.2 Wirtschaftliche Betrachtung der Einkaufsoptimierung durch die Stadtwerke Hartberg

Entsprechend der in Deliverable 3.1 beschriebenen Einsatzstrategien für die Flexibilitäten werden die wirtschaftlichen Auswirkungen auf die in Tabelle 4-1 dargestellten Varianten analysiert. Es werden für jede der Varianten die Einsparungen der Endkund\*Innen und die Einnahmen der Stadtwerke für alle Regelstrategien berechnet. Direkt verglichen werden an dieser Stelle jedoch nur noch die Einsparungen der Endkunden bei Nutzung einer Eigenbedarfsoptimierung ohne Prognose, mit Prognose und bei Steuerung durch die Stadtwerke. Auf Seiten der Stadtwerke werden nur jene Ergebnisse dargestellt, die für die Stadtwerke relevant sind. Dabei handelt es sich um die Verluste bei Beibehaltung der aktuellen Einkaufsstrategie und intelligenter EbO durch die Endkunden sowie die Einnahmen durch eine intelligente Steuerung der Flexibilitäten durch die Stadtwerke bei gleichzeitiger Umstellung der Einkaufsstrategie.



Abbildung 6-2: Relative Änderungen der Einsparungen der Endkunden durch die Nutzung verschiedener Strategien für die Eigenbedarfsoptimierung

Abbildung 6-2 stellt die Einsparungen (Kostenreduktionen) seitens der Endkund\*Innen unter Berücksichtigung der verschiedenen relevanten Einsatzstrategien für die Flexibilitäten dar. Dabei ist zu berücksichtigen, dass in einigen Fällen keine Einsparungen erreicht werden können. Dies lässt sich damit begründen, dass einige der Varianten keine PV-Erzeugungskapazitäten aufweisen, weshalb im Bereich der Endkund\*Innen auch keine Ersparnisse erzielt werden können. Generell zeigt sich, dass bei einer Eigenbedarfsoptimierung ohne Prognose über alle Varianten die geringsten Ersparnisse erzielt werden können. Durch die Nutzung der Prognose für die EbO werden höhere Einsparungen erzielt, diese fallen im Schnitt um 2 % höher aus, als bei Verwendung der EbO ohne Prognosen. Die Umstellung auf die Steuerung durch die Stadtwerke führt zu einer weiteren Erhöhung des Durchschnitts um 0,6 %. Dieser zusätzliche Anstieg

ist jedoch eher zufällig, da mitunter die die Wahl des Zeitpunktes für die Wärmeerzeugung mit Zeitpunkten von PV-Überschüssen korreliert. Diese Überschüsse sind jedoch an sich nicht groß genug um einen Einsatz des Wärmeerzeugers zu rechtfertigen.

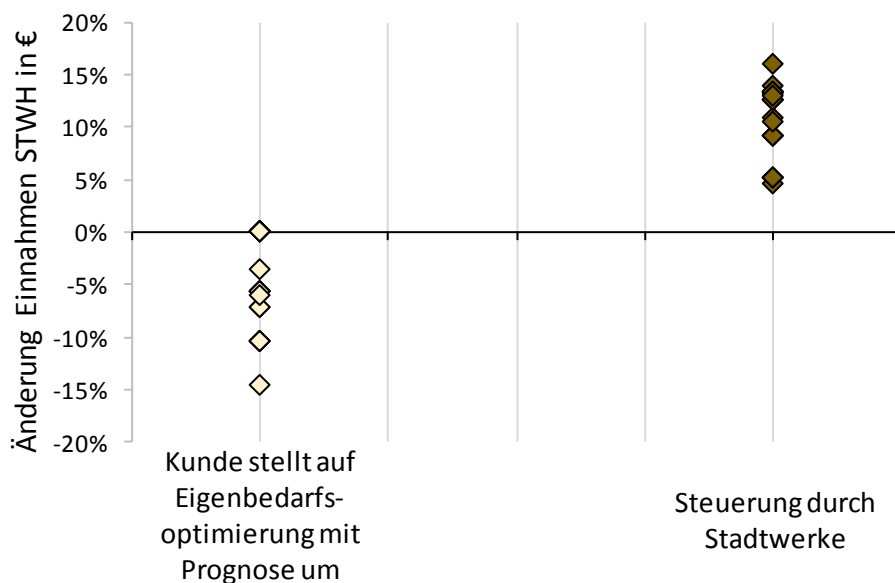


Abbildung 6-3: Änderung der Einnahmen der Stadtwerke Hartberg durch die Nutzung der Flexibilitäten zur Einkaufsoptimierung

Abbildung 6-3 zeigt die Auswirkungen auf die Einnahmen der Stadtwerke Hartberg. Aus den Ergebnissen wird ersichtlich, dass eine exklusive Nutzung der Flexibilitäten durch die Endkunden\*Innen beinahe in jedem Fall negativ für die Stadtwerke sind. Einzig jene Varianten, die keine PV-Erzeugung aufweisen, ergeben keine Verluste für die Stadtwerke. Dabei belaufen sich die Einbußen auf bis zu -14,6 % bezogen auf die eine starre Regelung der Wärmeerzeugung. Als Bezugsgröße werden hier die Einnahmen der Stadtwerke unter Beibehaltung der Einkaufsstrategie bei der Energie Steiermark und unter Verwendung der starren Regelung, dies entspricht dem aktuellen Status-Quo, herangezogen.

Wie die Ergebnisse in Abbildung 6-3 zeigen, werden durch die Umstellung der Einkaufsstrategie und die Nutzung der Flexibilitäten zur Optimierung des Einkaufs die negativen Effekte aufgeboben. Diese Aufhebung erfolgt, wie in Abbildung 6-2 ersichtlich, ohne Benachteiligung der Endkund\*Innen. Es werden Mehreinnahmen von bis zu +16,1 % erreicht. Interessant zu beobachten ist, dass die minimalen Mehreinnahmen sich auf +4,5 % belaufen. Das bedeutet, dass auch jene Varianten, die über keine PV verfügen, bei einer Steuerung durch die Stadtwerke Mehreinnahmen für die Stadtwerke bringen. Im Mittel belaufen sich die Mehreinnahmen der Stadtwerke auf 10,6 %. Zu beachten ist, dass bei diesen Berechnungen die Flexibilitätsnutzung der Nachtspeicheröfen aufgrund der Komplexität der Realisierung keine Berücksichtigung fand.

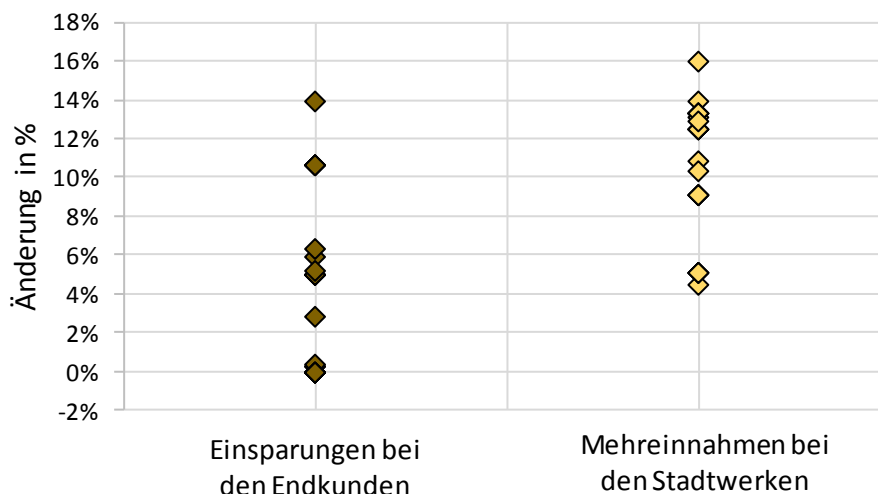


Abbildung 6-4: Gegenüberstellung der Einsparungen der EndkundInnen und der Mehreinnahmen der Stadtwerke bei einer Steuerung der Flexibilitäten durch die Stadtwerke

Abbildung 6-4 zeigt die Gegenüberstellung von Endkund\*Innen-Einsparungen und Mehreinnahmen durch die Stadtwerke. Daraus wird ersichtlich, dass beide Parteien aus der Steuerung und Nutzung der vorhandenen Flexibilitäten einen finanziellen Vorteil ziehen.

Die hier dargestellten Ergebnisse zeigen die finanziellen Vorteile der einzelnen Varianten an sich. Der gesamte finanzielle Vorteil für die Stadtwerke für über die Bewertung der verschiedenen Szenarien erfolgen.

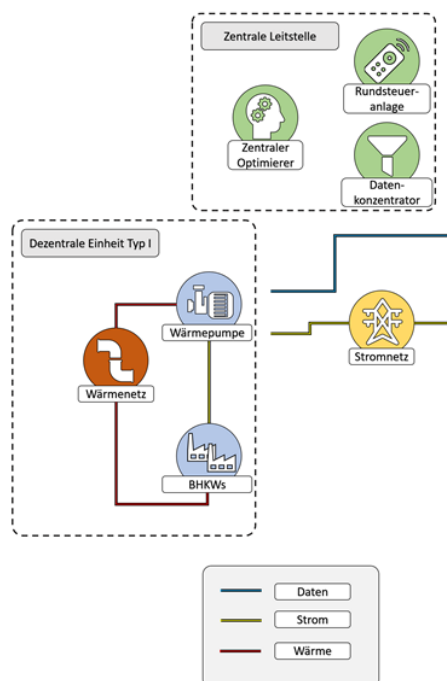
### 6.2.1.1 Simulationsergebnisse Wärmenetz

Mit der Beginn der finanziellen Förderung der ökologischen Strom- und Wärmeerzeugung wurden in Österreich viele Nah- und Fernwärmenetze mit Wärmeerzeugern bzw. kombinierten Wärme- und Stromerzeugern auf Basis biogener Brennstoffe umgesetzt. Viele dieser Netze können nach Ablauf etwaiger Tarifförderungen nur noch unter erschwerten Bedingungen wirtschaftlich betrieben werden. Andererseits gibt es immer mehr fluktuierend erzeugende Stromerzeugungsanlagen, deren Fördertarife ebenfalls auslaufen und die somit ihren Strom am herkömmlichen Strommarkt vermarkten müssen. Dies führt aufgrund der niedrigen Strompreise am Großhandelsmarkt und hohen Vermarktungskosten – insbesondere bei Prognoseabweichungen – ebenfalls zu einer engen Situation für die Betreiber solcher Anlagen. Als Lösungen dieser Problematik werden derzeit oft Power to heat Anlagen geplant und projektiert. 6, 7 Diese haben gemein, dass sie Strom im Verhältnis 1:1 in Wärme umwandeln, was allgemein als exergetisch ineffizient gilt. Demgegenüber stehen höhere Investitionskosten und eine höhere technische Komplexität für alternative Technologien in Form von Wärmepumpen, die vorhandene Umwelt- oder Abwärme auf niedrigerem Temperaturniveau mit-

<sup>6</sup> Power to heat Leopoldau: <https://www.wienenergie.at/eportal3/ep/channelView.do/pageTypeId/67831/channelId/-4400144>

<sup>7</sup> Power to heat Anlage der Salzburg AG: [https://www.ots.at/presseaussendung/OTS\\_20160222\\_OTS0056/salzburg-ag-nimmt-zweite-power-to-heat-anlage-in-betrieb](https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20160222_OTS0056/salzburg-ag-nimmt-zweite-power-to-heat-anlage-in-betrieb)

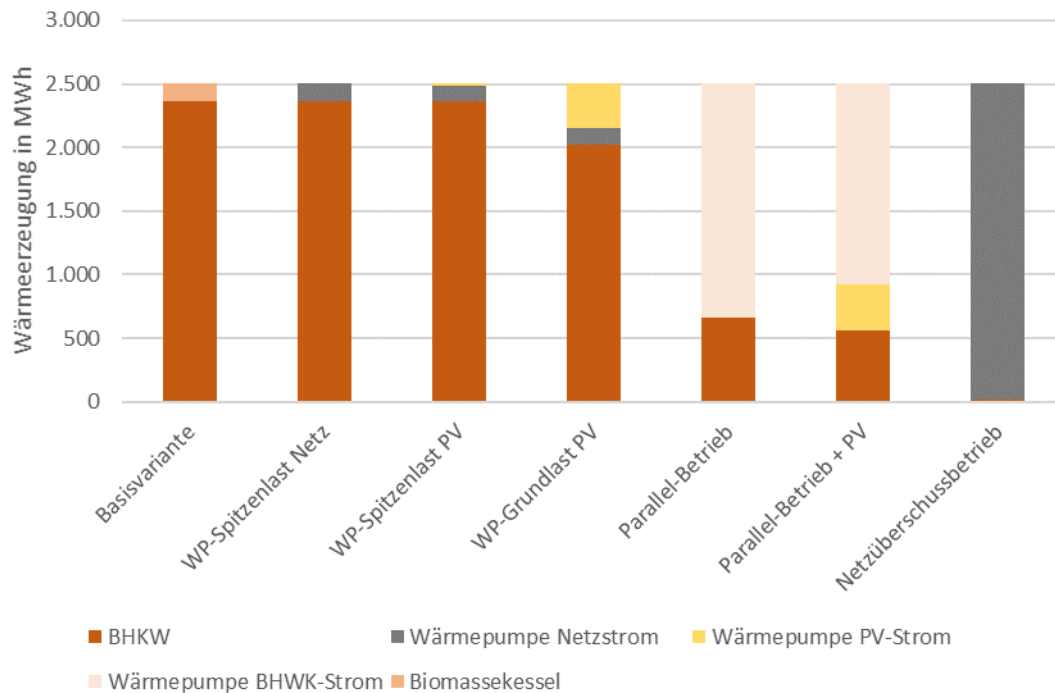
tels Einsatz elektrischer Energie auf ein für die Wärmenetze nutzbares Temperaturniveau heben können. Voraussetzung dafür ist eine verlässliche und konstante Abwärmequelle auf möglichst hohem Temperaturniveau und mit ausreichender Leistung soweit lokal vorhandener Strom möglichst aus erneuerbaren Quellen, der aufgrund der Netzgebührenproblematik möglichst nicht aus dem öffentlichen Netz entnommen wird. Die entwickelte Lösung für das Projekt löst alle diese Problematiken durch die Einbindung einer lokal vorhandenen Abwärmequelle unter Ausnutzung von lokal vorhandenen Stromüberschüssen auf Photovoltaikanlagen und den bestehenden BHKWs nach Ablauf der Tarifförderung. So kann auf Basis 100% Erneuerbarer Energie eine auch ökonomisch nachhaltige Lösung zum Betrieb und Ausbau des Wärmenetzes am Ökopark Hartberg umgesetzt werden. Dabei wird das Wärmenetz im Sommer teilweise auch als Kältenetz betrieben, was den Ausnutzungsgrad des Systems einerseits erhöht, andererseits auch die Alternativtechnologie einer Kompressionswärmepumpe mit hohem Stromverbrauch ersetzt. Abbildung 5 zeigt das hybride Wärmenetz als Prinzipschaltbild.



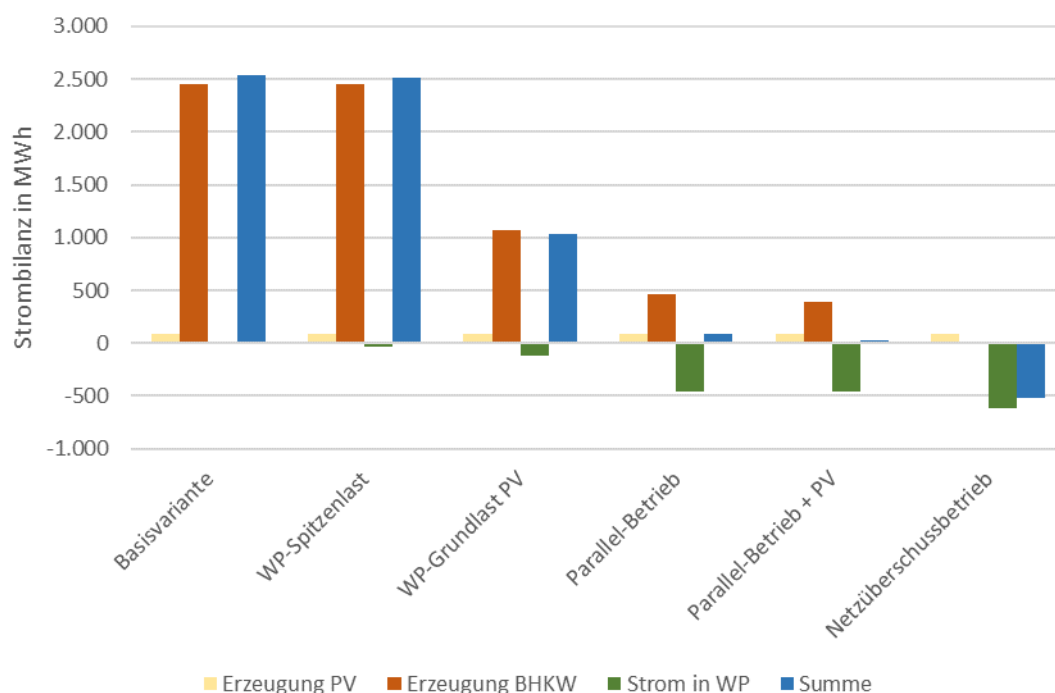
**Abbildung 5 Hybrides Wärmenetz am Ökopark Hartberg**

Durch die Verwendung von BHKW-Strom und lokalem PV-Strom entsteht ein hybrides Wärmenetz, das je nach aktueller Situation und Erfordernis über verschiedene Wärmeerzeuger gespeist werden kann. Durch die Einbindung in die zentrale Leitstelle des EVUs kann das Wärmenetz so als Flexibilität für das Stromnetz eingesetzt werden und je nach dessen Anforderungen als Stromlieferant oder Stromsenke fungieren. Bilanziell kann so – je nach Betriebsweise bzw. Erfordernis im Stromnetz die Wärmeerzeugung zu den in Abbildung 6 gezeigten Varianten erfolgen, wobei natürlich ein stetiger Wechsel zwischen den Varianten – je nach momentanen Anforderungen - möglich ist (Die Basisvariante dient hierbei als Vergleichsvariante nach Istsituation). Die Strombilanz der verschiedenen möglichen Betriebsweisen ist in Abbildung 7 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass das Wärmenetz inkl. der am Standort vorhandenen PV-Anlagen von

einem reinen Erzeuger für das Stromnetz bis hin zu einer Stromsenke unterschiedliche Zwischenbetriebsweisen abdecken kann und somit eine große Flexibilität darstellt.



**Abbildung 6 Mögliche Betriebsweisen der Wärmeezeugung im Wärmenetz**



**Abbildung 7 Strombilanz für Betriebsweisen der Wärmeezeugung im Wärmenetz**

Dabei erfolgt die Umwandlung von Strom in Wärme mit einem hohen exergetischen Wirkungsgrad.

### 6.2.1.2 Simulationsergebnisse Stromnetz

Die Simulation dient zur Berechnung eines konsistenten und vollständigen Netzzustands für eine vorgegebene Topologie und vorgegebene Lasten und Einspeisungen. Die Simulation erfolgt grundsätzlich über einen definierbaren Zeitraum. Lasten- und Einspeiser werden entsprechend Ihren Modellen (Einbindung historischer Daten) bzw. Realdaten (Echtzeitmessungen) abgebildet.

Output:

- Lastfluss entsprechend des Schaltzustands über einen definierten Zeitraum
- Neuartige Erhöhung der Übersicht zum aktuellen Zustand der Netze durch
- Automatisierte tägliche Berichte
- Interaktive grafische Oberfläche mit Live-Zustandsdarstellung der Netze
- Vereinfachte Simulation des betrachteten Netzes in zukünftigen Szenarien
- Anlagenneuanschlussplanung durch wenige „Klicks“
- Konsistenzprüfung ihrer Bestandsdaten (Abnehmer, Erzeuger, Betriebsmittel)
- Digitalisierung und Rechenbarkeit der betrachteten Netze
- Einbindung bestehender Datenquellen
- Plattform für statistische und dynamische Netzinformationen
- Transparenz über Netzzustände
- Analyse und Planungsfunktionen
- Anbindung Leitstand
- Einbindung dezentraler Steuerungslösungen
- Zentraler Optimierer, der die Zustände der jeweiligen lokalen Energiemanagement-Systeme kennt
- Verwaltung von Flexibilitäten

Nach der Simulation kann eine Überprüfung über etwaige Änderungen der Last- oder Einspeisesituation durchgeführt werden. Führt die Erhöhung einer Einspeisung zu einem Engpass oder kann durch die Reduzierung einer Einspeisung einen Engpass erheben. Auch das optimale Zu- und wegschalten von Lasten kann simuliert werden.

Die gewünschten Sollwerte werden durch das Hinzufügen, Löschen oder Modifizieren von den nötigen Anlagentypen vorgenommen.

Eine vorausschauende Simulation kann zur automatischen und zyklischen Bestimmung von Lastflüssen und Schaltzuständen für die nächsten 24 oder 48 Stunden umgesetzt werden. Dabei sind wichtige Einflussparameter der Schaltzustand, Belastungszustand, ggfs. erzeugungs- oder lastbeeinflussende Maßnahmen. Dadurch kann erkannt werden ob und wo ein Engpass oder eine Grenzwert-Verletzung zu erwarten ist.

Die Ergebnisse der Netzberechnungen können in Netzbildern graphisch dargestellt werden. Die numerischen Ergebnisse können direkt an Knoten und Kanten des Netzes angezeigt werden. Zudem werden Pfeile zur Darstellung der Flussrichtung an den Leitungen eingeblendet.

Einfärbung von Leitungen und Stationen erfolgt in Abhängigkeit von den Berechnungsergebnissen (Spannung, Strom, Wirk-, Blindleistung etc.) oder auch von statischen

Eigenschaften (z.B. Nennbelastbarkeit). Zudem können die numerischen Werte zur aktuellen Netzeinfärbung angezeigt werden.

Die numerischen Werte der Netzeinfärbung können über eine Konfigurationsdatei geändert werden.

Dabei sind folgende Einfärbungen der Elemente in Abhängigkeit des Elementes möglich:

- Einfärbung nach Spannung
- Einfärbung nach Belastungsgrad
- Einfärbung nach Stromstärke
- Einfärbungen der Lasten und Einspeisungen

Für die Darstellung der Rechenergebnisse der vorausschauenden Simulation stehen grundsätzlich die gleichen Werkzeuge wie bei der prozessbegleitenden Simulation zur Verfügung. Hierbei wird die Einfärbung auf Basis der Extremwerte durchgeführt.



Abbildung 6-8 Darstellung Leitungseinfärbung

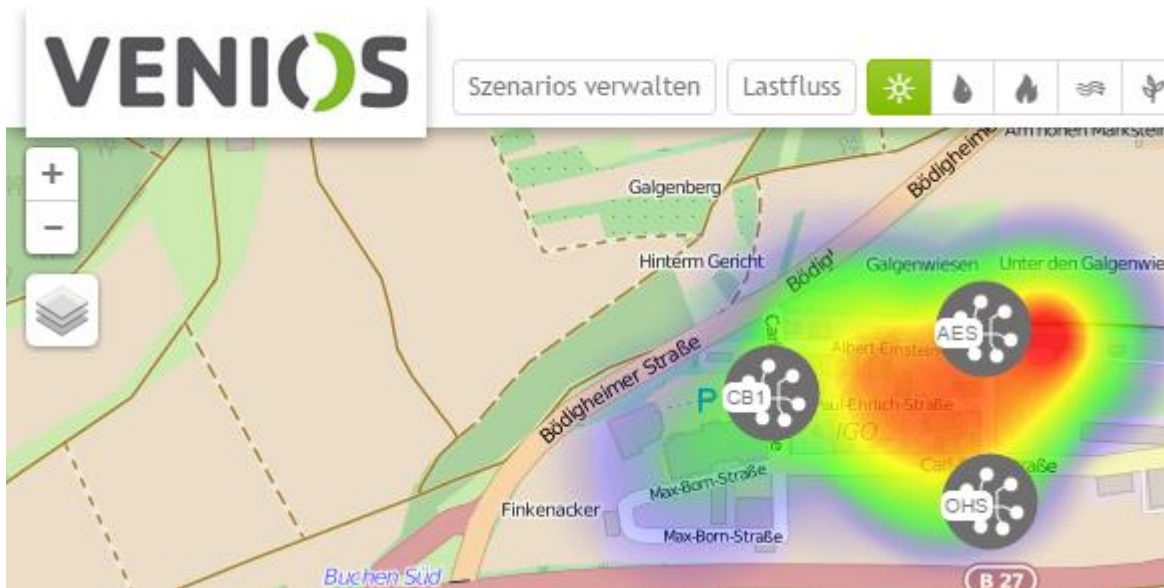


Abbildung 6-9 Darstellung mit Flächenfärbung

Die Darstellung der Rechenergebnisse in Kurvenbildern kann in unterschiedlicher Form erfolgen. Erweiterungen sind kundenspezifisch möglich. Die folgenden Standarddarstellungsformen sind im Basissystem vorhanden:

- Einfärbung von Leitungen und Knoten nach verschiedenen Kriterien (s.o.)
- Heatmaps zur Darstellungen von Unterschieden zwischen Gebieten
- Liniendiagramme
- Weitere Diagrammtypen können individuell ergänzt werden (Balkendiagramme, Tortendiagramme, Histogramme etc.)

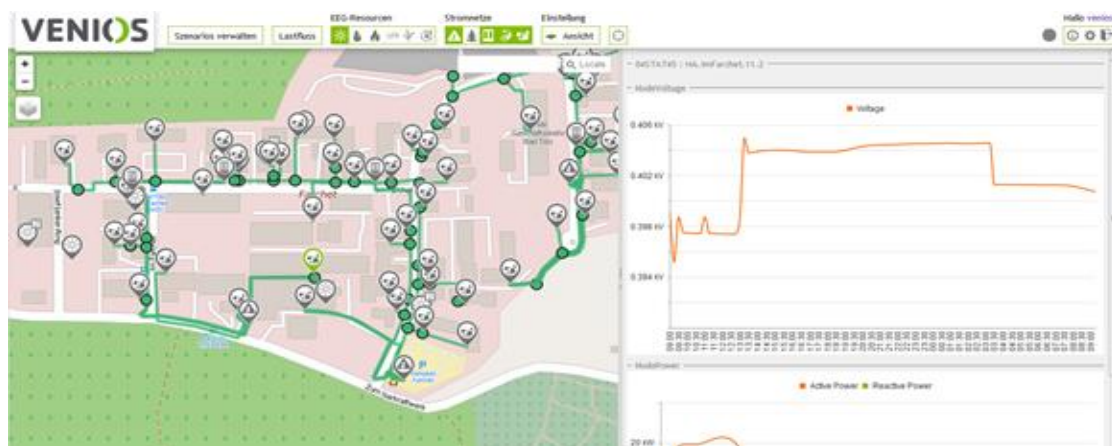


Abbildung 6-10 Darstellung in Kurvenbildern

## 6.3 Darstellung des Umwelteffekts

### 6.3.1 Verwendete Umweltparameter

Die Darstellung des Umwelteffekts basiert grundsätzlich auf zwei Prinzipien. Zum einen kann davon ausgegangen werden, dass durch die Nutzbarmachung von Flexibilitäten



das Potential sowohl von Strom- als auch von Wärmenetzen, fluktuierend erzeugende Erneuerbare Energie aufzunehmen, steigt. Eine Darstellung des zusätzlichen Potentials, das mit der im gegenständlichen Projekt entwickelten Lösung erreicht werden kann, erfolgt in Kapitel 6.3.2. Andererseits wird davon ausgegangen, dass durch die Unterstützung durch das EVU bei der Vermarktung von selbst erzeugtem Strom sowie mit der Kundenanlage verbundenen Flexibilitäten Zusatznutzen für EndkundInnen geschaffen werden, die den weiteren Ausbau von dezentraler Erzeugung, insbesondere Photovoltaikanlagen, forcieren, wobei dieser Effekt derzeit nicht quantifiziert werden kann.

Die Bewertung des Umwelteffekts erfolgt auf Basis der Konversionsfaktoren aus der OIB RL 6, in denen die CO<sub>2</sub> Emissionen definiert sind<sup>8</sup>. Damit die weiterfolgenden Ergebnisse mit den Konversionsfaktoren von OIB vergleichbar sind, wurden die Berechnungen ebenso auf Basis der entsprechenden ecoinvent Datenbankversion (ecoinvent, Version 2.1, 2009<sup>9</sup>) durchgeführt. Abweichungen sind dennoch möglich und sehr wahrscheinlich, da die Datensätze in den Datenbanken laufend upgedatet werden und so nicht mit der exakt selben Datenbankversion gearbeitet werden konnte.

Für die Bewertung der Klimawirksamkeit (Treibhauspotential) werden auch andere klimawirksame Gase betrachtet und in Form des GWP100 (global warming potential) angegeben. 100 bezieht sich auf den Zeitraum für den die relative Wirkung der unterschiedlichen Gase beurteilt wird, in diesem Fall die Auswirkungen über 100 Jahre. Das Treibhauspotential stellt den relativen Beitrag zum Klimaeffekt dar und wird in CO<sub>2</sub> – Äquivalenten angegeben. Die CO<sub>2</sub> Äquivalente kommen als Aggregationswert verschiedener Treibhausgase, unter Berücksichtigung ihres Beitrags zum Treibhauseffekt zustande.

Um den ökologischen Effekt, sprich die Umweltauswirkungen einschätzen zu können, wird als weiterer Parameter der kumulierte Energieaufwand (KEA) angegeben. Dieser ist mit dem PE Energiefaktor aus der OIB RL 6 vergleichbar. Der KEA stellt eine Maßzahl für den gesamten Aufwand an Energieressourcen dar, die für die Bereitstellung eines Produktes, oder in diesem Fall einer Serviceleistung, notwendig sind. Im KEA ist auch die sogenannte *graue Energie* enthalten. Also jene Energiemengen, die in den Vorketten nötig sind um z.B. die nötigen Gebäude oder Maschinen herzustellen. Ebenso werden die Energiemengen berücksichtigt, die in Produkten noch als Heizwert gebunden sind (z.B. Holz als Baustoff). Die Methode zur Ermittlung des KEA wird in der VDI Richtlinie 4600<sup>10</sup> genauer beschrieben.

Die Werte für AT-Strom Mix und Strom aus Photovoltaik kommen aus entsprechenden Datensätzen der ecoinvent DB Version 2.1 (selbige DB, die auch als Grundlage der Ermittlung der Konversionsfaktoren der OIB RL 6 diente).

Für vermiedene Stromlieferung von außerhalb wird der AT-Strom Mix gegengerechnet. Die nötigen Informationen zur Ermittlung der Parameter in Tabelle 2 sind aus der

---

<sup>8</sup> Österreichisches Institut für Bautechnik: OIB Richtlinie 6, Ausgabe März 2015, OIB-330.6-009/15

<sup>9</sup> ecoinvent Association: ecoinvent database, Version 2.1, Zürich, 2009

<sup>10</sup> Verein deutscher Ingenieure: Kumulierter Energieaufwand (KEA), VDI 4600, Jänner 2012

ecoinvent Datenbank entnommen. Als Datenquelle dient der Prozess für den österreichischen Elektrizitätsmix, „*electricity, low voltage, at grid*“. Dieser Datensatz inkludiert neben der inländischen Erzeugung auch die Importe elektrischer Energie. Darüber hinaus werden das Übertragungsnetz, direkte SF6-Emissionen bei der Transformation und die Verluste aus Übertragung und Transformation berücksichtigt. Der Datensatz beinhaltet alle nötigen Prozesse, Anlagen und Energiemengen aus den Vorketten. Die damit verbundenen Emissionen fließen in die Berechnung der CO<sub>2</sub> Emissionen und des GWP 100 ein. Der KEA beinhaltet wie beschrieben die graue Energie aus den Vorketten.

**Tabelle 2 Parameter für die Bewertung der ökologischen Effekte des österreichischen Strom-Mix**

Parameter/Indikator	Wert	Einheit	Quelle
CO <sub>2</sub> Emissionen (fossil)	404	g/kWh	ecoinvent, Version 2.1, 2009
GWP 100	443	g CO <sub>2</sub> -Eq/kWh	ecoinvent, Version 2.1, 2009
KEA (gesamt erneuerbar und nicht erneuerbar)	2,52	kWh/kWh	ecoinvent, Version 2.1, 2009

Für die Bereitstellung von Strom aus PV (inkl. Vorkette) wird ein entsprechender Datensatz ermittelt. Der für die Berechnung herangezogene Datensatz enthält anteilig alle nötigen Prozesse, Anlagen und Energiemengen aus den Vorketten. Ähnlich wie die graue Energie im KEA enthalten ist, sind auch die CO<sub>2</sub> Emissionen und das Treibhauspotential mit der gleichen Logik berechnet und beinhalten die Emissionen aus den Vorketten.

Datenquelle für die Werte in Tabelle 3 ist der Datensatz für den österreichischen Photovoltaikstrom Mix, „*electricity, production mix photovoltaic, at plant, AT, [kWh]*“<sup>11</sup> entnommen aus der ecoinvent Datenbank (ecoinvent, Version 2.1, 2009). Dieser Datensatz enthält eine Mischung aus Fassadeninstallation, Flachdach- oder Schrägdachanlagen.

**Tabelle 3 Parameter für die Bewertung der ökologischen Effekte der Strombereitstellung mit Photovoltaik in Österreich**

Parameter/Indikator	Wert	Einheit	Quelle
CO <sub>2</sub> Emissionen (fossil)	68	g/kWh	ecoinvent, Version 2.1, 2009
GWP 100 <sup>1)</sup>	78	g CO <sub>2</sub> -Eq/kWh	ecoinvent, Version 2.1, 2009
KEA (gesamt erneuerbar und nicht erneuerbar)	1,47	kWh/kWh	ecoinvent, Version 2.1, 2009

<sup>1)</sup> Berechnet nach der wirkungsorientierten Charakterisierungs- und Bewertungsmethode CML 2001 / climate change

<sup>11</sup> Jungbluth N. Tuchschnid, M.(2007) Sachbilanzen von Energiesystemen. Final report No. 6 ecoinvent v2.0; Dübendorf and Villigen, CH; Publisher Swiss Centre for LCI, PSI

### 6.3.2 Abschätzung der maximal installierbaren PV-Kapazitäten

Die Analyse von Netzbereichen gerade im Niederspannungsnetz ist aktuell aufgrund fehlender technischer Detaildaten (Leitungslängen, Leitungsarten, Leitungsbeläge etc.) eine ausgesprochen aufwändige und teilweise nicht bewältigbare Aufgabe. Diese Situation ist dem Umstand geschuldet, dass Verteil- und Niederspannungsnetze in den meisten Fällen historisch gewachsen sind und dabei nicht ausreichend dokumentiert wurden. Wenn Daten vorhanden sind, so sind diese in den seltensten Fällen digitalisiert oder validiert.

Dieser Umstand trifft auch auf die Netze der Stadtwerke Hartberg zu. Um dennoch eine Abschätzung der Netzauswirkungen durch den Einsatz von Flexibilitäten durchführen zu können, wird der Ansatz der repräsentativen Netzzweige gewählt. Darunter ist zu verstehen, dass mit Hilfe von eindeutig definierten und technisch erfassten Netzzweigen das gesamte Netz dargestellt werden kann. Wenngleich diese Methode einer Ungenauigkeit unterliegt, bietet sie dennoch eine gute Alternative, Netzauswirkungen darzustellen, wenn nicht das gesamte Netz erfasst ist.

Es wurden drei repräsentative Niederspannungsnetzzweige identifiziert und analysiert. Dabei handelt es sich um die Zweige:

- UST OST 5:

Dieser Zweig zeichnet sich dadurch aus, dass er hinsichtlich dezentraler Einspeisung bevorzugte Eigenschaften aufweist. D.h. es handelt sich um einen Netzabschnitt mit kurzen Leitungslängen mit starken Leitungen.

- UST Penzendorf Hirt:

Dieser Zweig stellt, hinsichtlich der dezentralen Einspeisung, einen durchschnittlichen Zweig dar. Die Charakteristika sind schlechter als beim „idealen“ Netzzweig.

- UST Stambach-Zeil:

Diese Variante stellt einen schwachen Netzzweig dar, der sich durch lange, schwache Leitungen auszeichnet.

Es ist davon auszugehen, dass der Netzbetreiber, wenn auch keine detaillierten technischen Daten über das Niederspannungsnetz vorhanden sind, sein Netz grundlegend kennt und versteht. Aus dieser Überlegung heraus wurden sämtliche Niederspannungsabgänge des Hartberger Netzes einer der drei Kategorien zugewiesen. Es ergibt sich die für Hartberg geltende Verteilung von:

- UST OST 5: etwa 300 vergleichbare Abgänge / Zweige
- UST Penzendorf Hirt: etwa 150 vergleichbare Abgänge / Zweige
- UST Stambach-Zeil: etwa 50 vergleichbare Abgänge / Zweige

Anhand dieser Zahlen wird anschließend das zusätzliche PV-Potential durch die Lastverschiebungsmaßnahmen abgeschätzt.

### **6.3.2.1 Datengrundlage**

#### **6.3.2.1.1 Lastprofile**

Die Verbrauchsdaten basieren auf folgenden Standardlastprofilen (laut BDEW)

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

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

Das H0, G0, G3, ULA, ULC, ULD und L1 Profil werden mit einem  $\cos(\phi)$  von 0,95 angenommen.

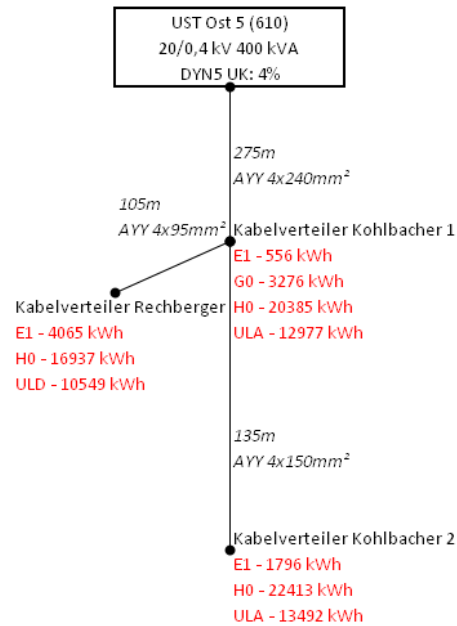
#### **6.3.2.1.2 Erzeugungsprofil**

Die PV-Erzeugung basiert auf zur Verfügung gestellten generierten Werten für die betrachtete Region. Dieses Profil wird anstatt dem Standarderzeugungsprofil E1 eingesetzt. Das Originalprofil weist eine Jahresenergiemenge von 1.074 kWh auf. Diese wurde daraufhin auf 1.000 kWh normiert. Das Maximum dieses normierten Profils beträgt 1,024 kW, womit die Volllaststundenanzahl 976,67 h/a beträgt.

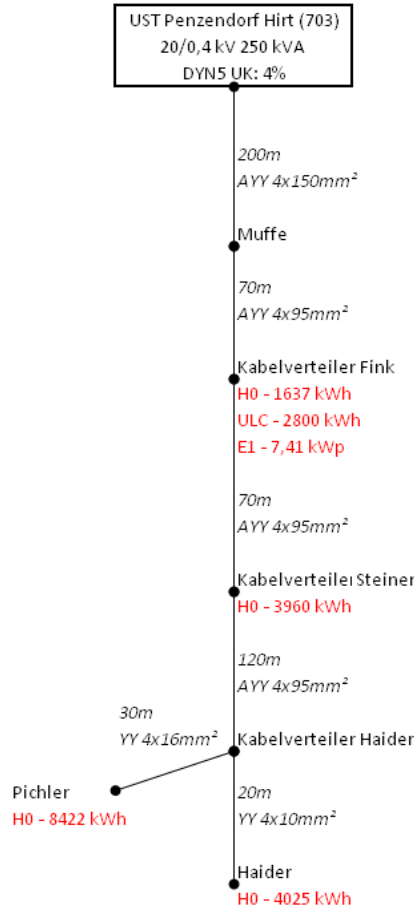
Die PV-Einspeisung wird mit  $\cos(\phi) = 1$  durchgeführt.

#### **6.3.2.1.3 Modellierung der Netzelemente**

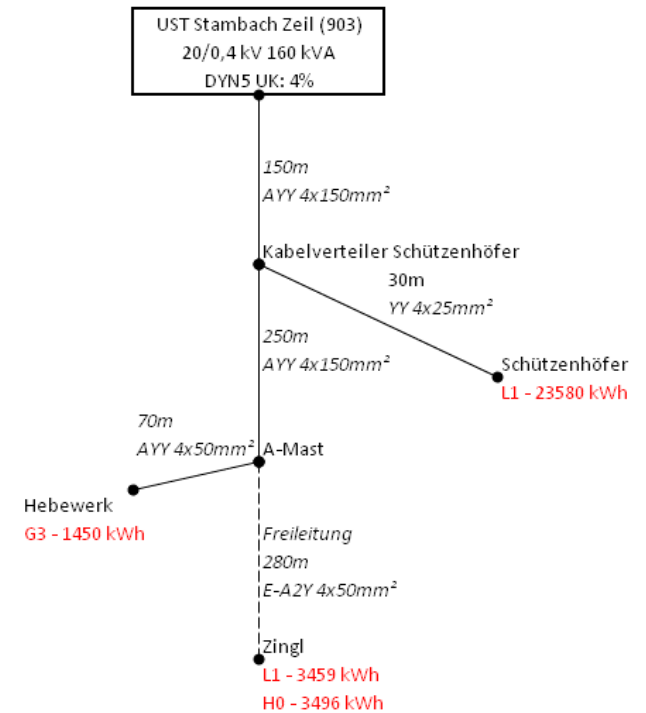
Für die Kabel- und Freileitungen wurden (soweit verfügbar) Standardtypen in PSS@SINCAL verwendet (NAYY, NYY). Für die Kabelleitung AYY 4x240mm<sup>2</sup> im Abgang UST Ost 5 sowie für die Freileitung E-A2Y 4x50mm<sup>2</sup> im Abgang UST Stambach-Zeil wurden Werte der Schwechater Kabelwerke herangezogen. Abbildung 11, Abbildung 12 und Abbildung 13 zeigen die repräsentativen Netzzweige.



**Abbildung 11: Netzkonfiguration NS-Abgang UST OST 5 laut Netzbetreiber**



**Abbildung 12: Netzkonfiguration NS-Abgang UST Penzendorf-Hirt laut Netzbetreiber**



**Abbildung 13: Netzkonfiguration UST Stambach-Zeil laut Netzbetreiber**

### **6.3.2.2 Berechnung der maximalen PV-Einspeisung**

Zur Ermittlung der maximalen PV-Einspeisung werden folgende Grenzen der Netzkomponenten herangezogen:

- Fall 1: Knotenspannungen im Niederspannungsnetz dürfen um 3% im Vergleich zum Vorzustand steigen (TOR D2 Richtlinie)
- Fall 2: Knotenspannungen im Niederspannungsnetz dürfen um 10% im Vergleich zum Nennbetrieb steigen
- Leitungsauslastung darf maximal 100% betragen

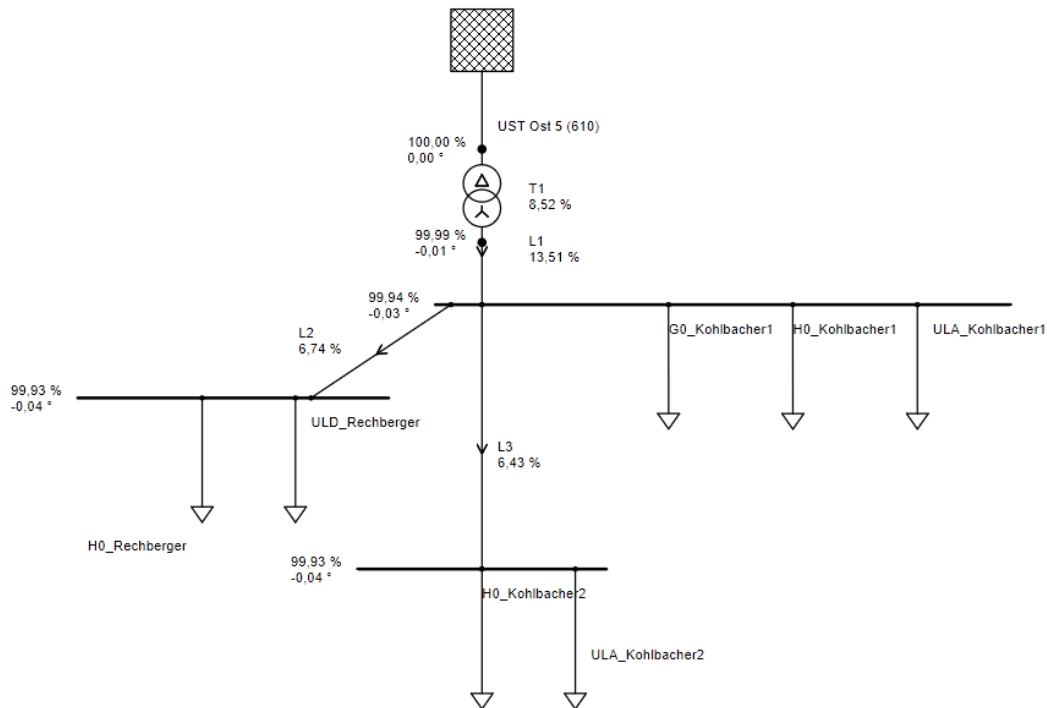
Die PV-Einspeisungen werden mit einem gemeinsamen multiplikativen Faktor soweit erhöht, bis eine der beiden obenstehenden Netzgrenzen überschritten wird. Gibt es an Knoten keine PV-Anlagen, werden an diesen fiktiven Anlagen gleicher Größe platziert.

#### **6.3.2.2.1 Berechnung Niederspannungsabgang UST OST 5**

In diesem Abgang befindet sich an jedem Knoten eine PV-Anlage. Diese werden mit dem gleichen multiplikativen Faktor versehen, bis eine Grenzverletzung auftritt.

##### **6.3.2.2.1.1 Situation ohne PV-Einspeisung**

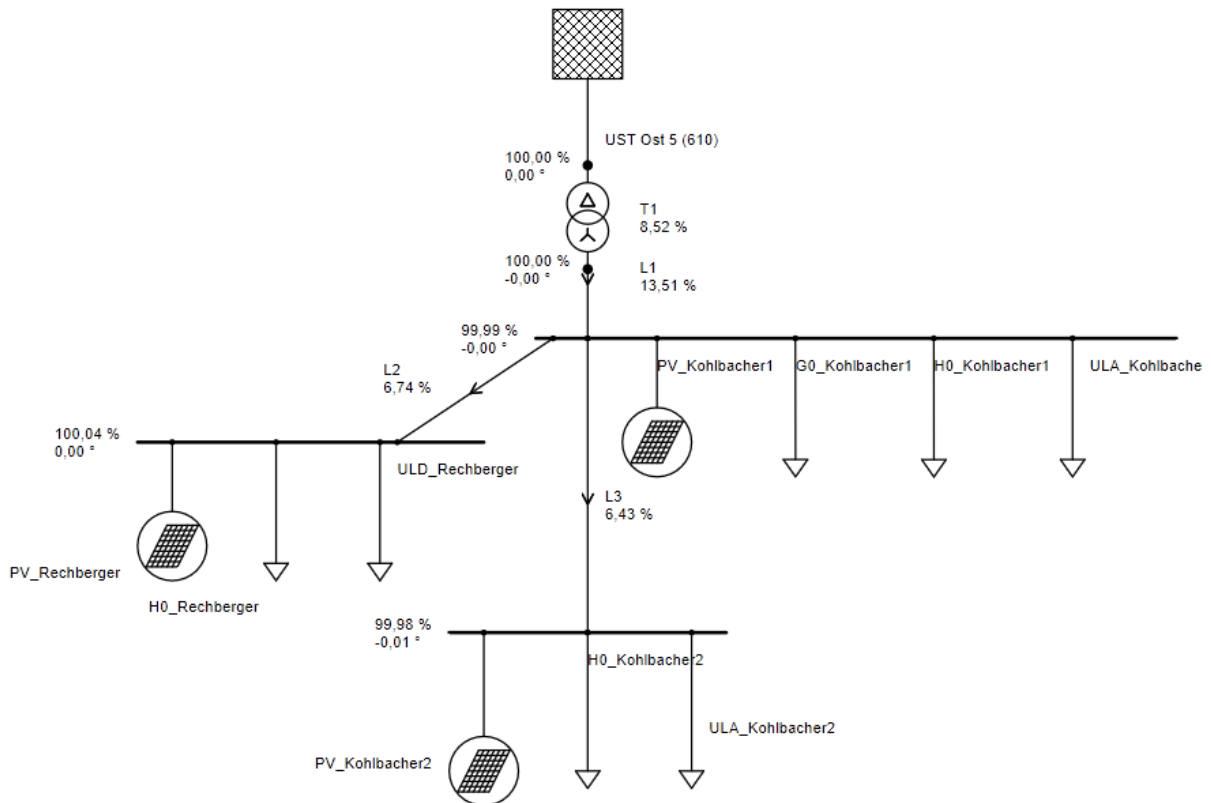
Als Referenz wird ein Lastfluss mit Jahresprofilen ohne PV-Einspeisung berechnet und die Maximalwerte für Leitungsauslastung und Knotenspannung in Abbildung 14 abgebildet.



**Abbildung 14: Netzplan PSS@SINCAL für den NS-Abgang am UST Ost 5 mit Maximalwerten der betrachteten Jahresprofile ohne PV Einspeisung (Maximalwerte für Spannung und Auslastung müssen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten.)**

#### 6.3.2.2.1.2 Situation ohne Erhöhung der PV-Einspeisung

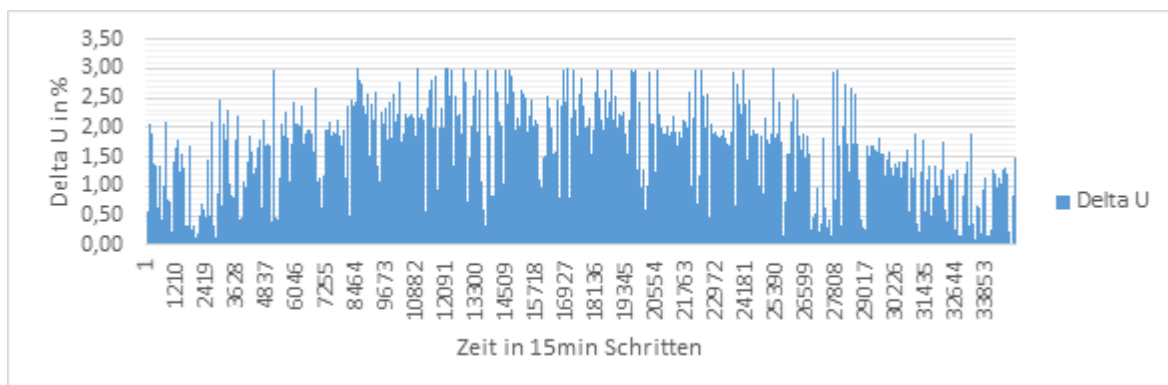
Die Ausgangssituation des Abgangs ohne Skalierung der PV-Anlagen ist in Abbildung 15 dargestellt.



**Abbildung 15: Netzplan PSS®SINCAL für den NS-Abgang UST OST 5 mit Maximalwerten der betrachteten Jahresprofile ohne Skalierung (Maximalwerte für Spannung und Auslastung müssen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten.)**

### 6.3.2.2.1.3 Situation nach Erhöhung der PV-Einspeisung: Fall 1

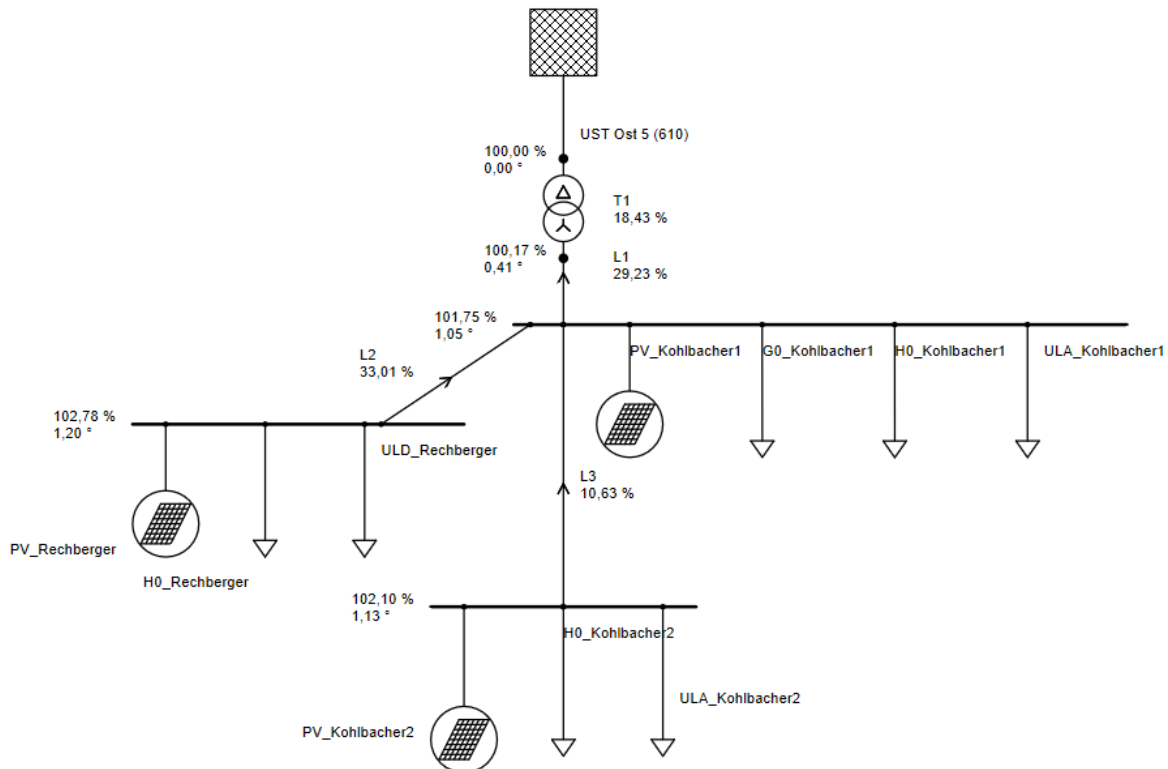
Ab einem multiplikativen Faktor von  $f_P = 12,6$ , kommt es unter dem Jahr zu einer maximalen Abweichung von 3% am Knoten Rechberger (vgl. Abbildung 16) bezogen auf den Lastfall ohne PV. Am Knoten Kohlbacher 1 treten maximal 1,93% Abweichung auf, bei Knoten Kohlbacher 2 sind es 2,33% bei diesem multiplikativen Faktor.



**Abbildung 16: Delta U am Knoten Rechberger**



Der Maximalwert der Knotenspannung am Knoten Rechberger beträgt 102,78%, trifft aber nicht zum gleichen Zeitpunkt mit der maximalen prozentuellen Abweichung zusammen (vgl. Abbildung 17).



**Abbildung 17: Netzplan PSS@SINCAL für den NS-Abgang am UST Ost 5 mit Maximalwerten der betrachteten Jahresprofile nach der Skalierung (Maximalwerte für Spannung und Auslastung müssen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten.)**

Für die einzelnen Knoten ergeben sich die folgenden Werte:

Knoten Rechberger:

$$E_{PV\_Rechberger,max} = fP \cdot E_{PV\_Rechberger} = 12,6 \cdot 4065 \text{ kWh} = 51\,219 \text{ kWh}$$

$$P_{PV\_Rechberger,max} = \frac{E_{PV\_Rechberger,max}}{T_{Vollast}} = \frac{51\,219 \text{ kWh}}{976,67 \text{ h}} = 52,44 \text{ kWp}$$

Knoten Kohlbacher1:

$$E_{PV\_Kohlbacher1,max} = fP \cdot E_{PV\_Kohlbacher1} = 12,6 \cdot 556 \text{ kWh} = 7\,006 \text{ kWh}$$

$$P_{PV\_Kohlbacher1,max} = \frac{E_{PV\_Kohlbacher1,max}}{T_{Vollast}} = \frac{7\,006 \text{ kWh}}{976,67 \text{ h}} = 7,17 \text{ kWp}$$

Knoten Kohlbacher2:

$$E_{PV\_Kohlbacher2,max} = fP \cdot E_{PV\_Kohlbacher2} = 12,6 \cdot 1796 \text{ kWh} = 22\,630 \text{ kWh}$$

$$P_{PV\_Kohlbacher2,max} = \frac{E_{PV\_Kohlbacher2,max}}{T_{Vollast}} = \frac{22\,630 \text{ kWh}}{976,67 \text{ h}} = 23,17 \text{ kWp}$$

Insgesamt kann am Abgang UST OST 5 somit PV mit einer Leistung von

$$P_{PV\_UST\_OST\_5,max} = 82,79 \text{ kWp}$$

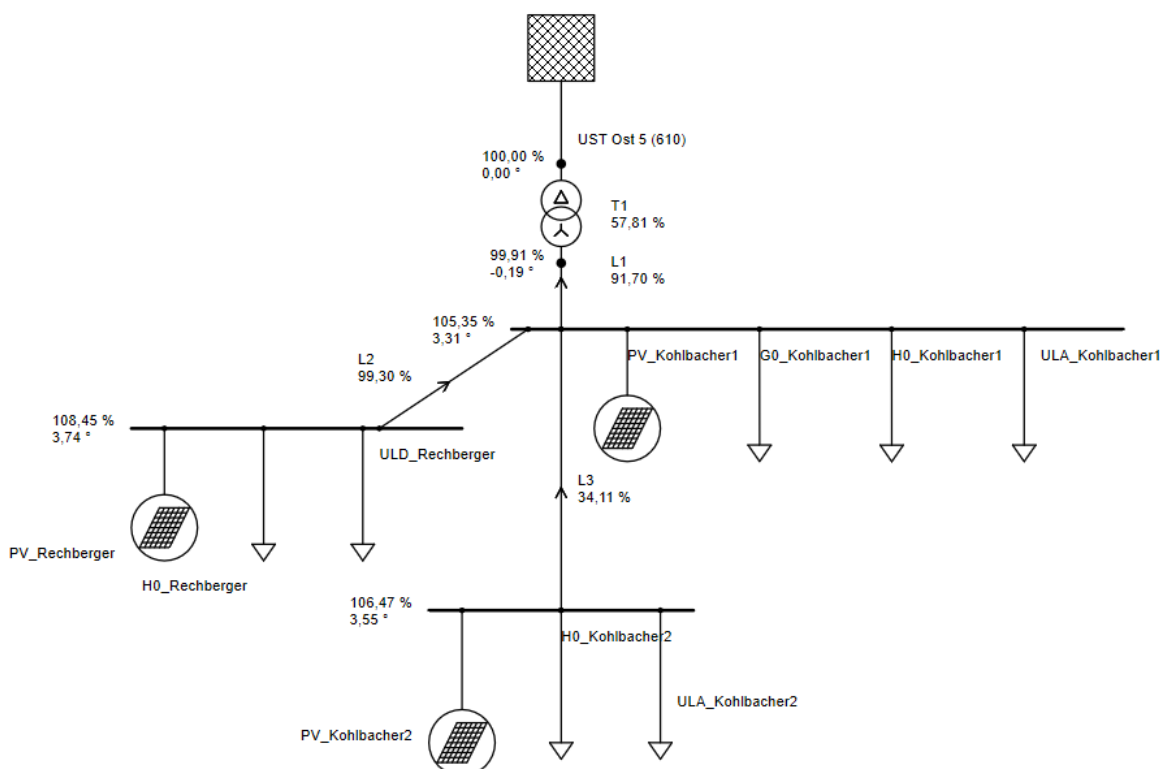
und einer Jahresenergieerzeugung von

$$E_{PV\_UST\_OST\_5,max} = 80\,854 \text{ kWh}$$

installiert werden.

#### 6.3.2.2.1.4 Situation nach Erhöhung der PV-Einspeisung: Fall 2

Ab einem multiplikativen Faktor von  $fP = 39$ , kommt es zu einer Leitungsauslastung der Leitung L2 von knapp 100%. Das Spannungswerte steigen bis 108,5% an (Kabelverteiler Rechberger).



**Abbildung 18: Netzplan PSS@SINCAL für den NS-Abgang am UST Ost 5 mit Maximalwerten der betrachteten Jahresprofile nach der Skalierung (Maximalwerte für Spannung und Auslastung müssen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten.)**

Abbildung 18 zeigt den Netzplan mit den während des Jahres maximalen Knotenspannungen und Leitungsauslastungen (diese können zu unterschiedlichen Zeitpunkten des Jahresprofils auftreten).

Für die einzelnen Knoten ergeben sich die folgenden Werte:

Knoten Rechberger:

$$E_{PV\_Rechberger,max} = fP \cdot E_{PV\_Rechberger} = 39 \cdot 4065 \text{ kWh} = 158\,535 \text{ kWh}$$

$$P_{PV\_Rechberger,max} = \frac{E_{PV\_Rechberger,max}}{T_{Vollast}} = \frac{158\,535 \text{ kWh}}{976,67 \text{ h}} = 162,32 \text{ kWp}$$

Knoten Kohlbacher1:

$$E_{PV\_Kohlbacher1,max} = fP \cdot E_{PV\_Kohlbacher1} = 39 \cdot 556 \text{ kWh} = 21\,684 \text{ kWh}$$

$$P_{PV\_Kohlbacher1,max} = \frac{E_{PV\_Kohlbacher1,max}}{T_{Vollast}} = \frac{21\,684 \text{ kWh}}{976,67 \text{ h}} = 22,20 \text{ kWp}$$

Knoten Kohlbacher2:

$$E_{PV\_Kohlbacher2,max} = fP \cdot E_{PV\_Kohlbacher2} = 39 \cdot 1796 \text{ kWh} = 70\,044 \text{ kWh}$$

$$P_{PV\_Kohlbacher2,max} = \frac{E_{PV\_Kohlbacher2,max}}{T_{Vollast}} = 71,72 \text{ kWp}$$

Insgesamt kann am Abgang UST OST 5 somit PV mit einer Leistung von

$$P_{PV\_UST\_OST\_5,max} = 256,24 \text{ kWp}$$

Und einer Jahresenergieerzeugung von

$$E_{PV\_UST\_OST\_5,max} = 250\,263 \text{ kWh}$$

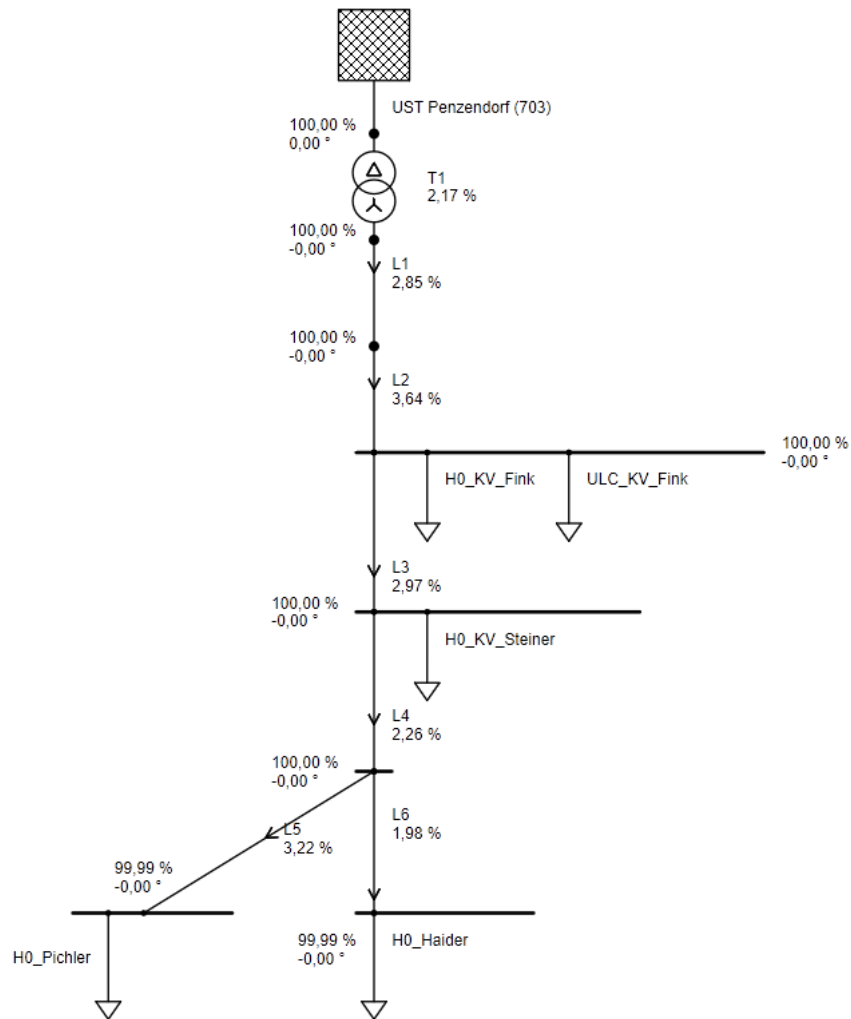
installiert werden.

### **6.3.2.2.2 Berechnung Niederspannungsabgang Penzendorf - Hirt**

In diesem Abgang existiert eine PV-Bestandsanlage am Kabelverteiler (KV) Fink. Da nicht jeder Lastknoten eine PV-Anlage besitzt, werden weitere fiktive Anlagen an den Lastknoten hinzugefügt. Diese Anlagen sind von der installierten Leistung ident mit jener Bestandsanlage am KV Fink (PPV = 7,41 kWp).

#### **6.3.2.2.2.1 Situation ohne PV-Einspeisung**

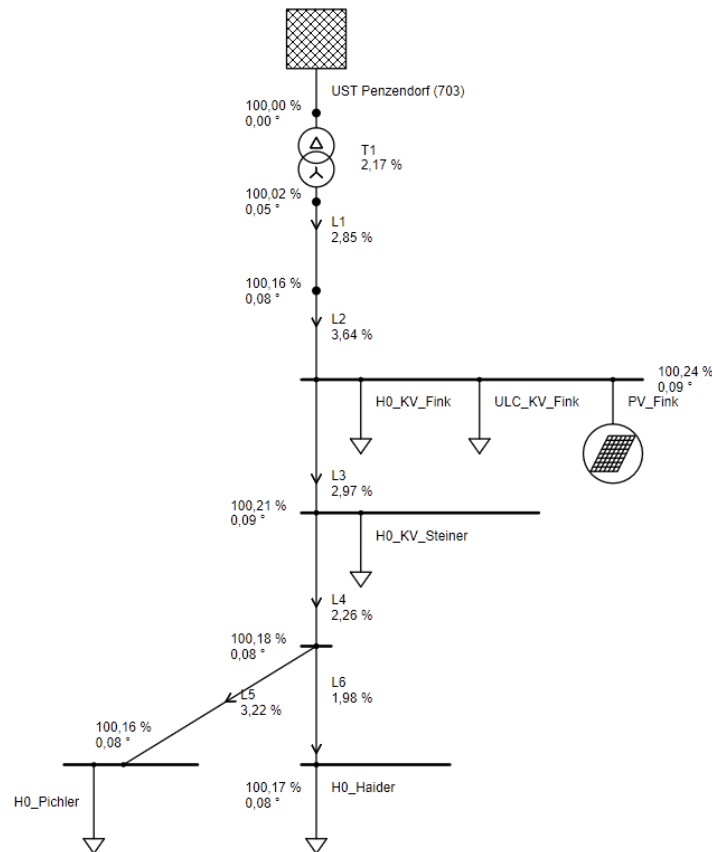
Abbildung 19 zeigt die Situation ohne PV-Einspeisung.



**Abbildung 19: Netzplan PSS®SINCAL für den NS-Abgang UST Penzendorf-Hirt mit Maximalwerten der betrachteten Jahresprofile ohne PV-Anlagen (Maximalwerte für Spannung und Auslastung müssen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten.)**

#### 6.3.2.2.2 Situation ohne Erhöhung der PV-Einspeisung

Die Ausgangssituation des Abgangs ohne zusätzliche Platzierung von fiktiven PV-Anlagen ist in Abbildung 20 dargestellt.



**Abbildung 20: Netzplan PSS@SINCAL für den NS-Abgang UST Penzendorf-Hirt mit Maximalwerten der betrachteten Jahresprofile ohne fiktive PV-Anlagen und ohne Skalierung (Maximalwerte für Spannung und Auslastung müssen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten.)**

### 6.3.2.2.3 Situation nach Erhöhung und Platzierung der PV-Einspeisung: Fall 1

Der multiplikative Faktor bis zu einer Spannungssteigerung von 3% an einem Knoten beträgt **fp = 1,45**. Es kommt dabei am Knoten Haider und Pichler zu einer Steigerung von 3% zum Fall ohne PV.

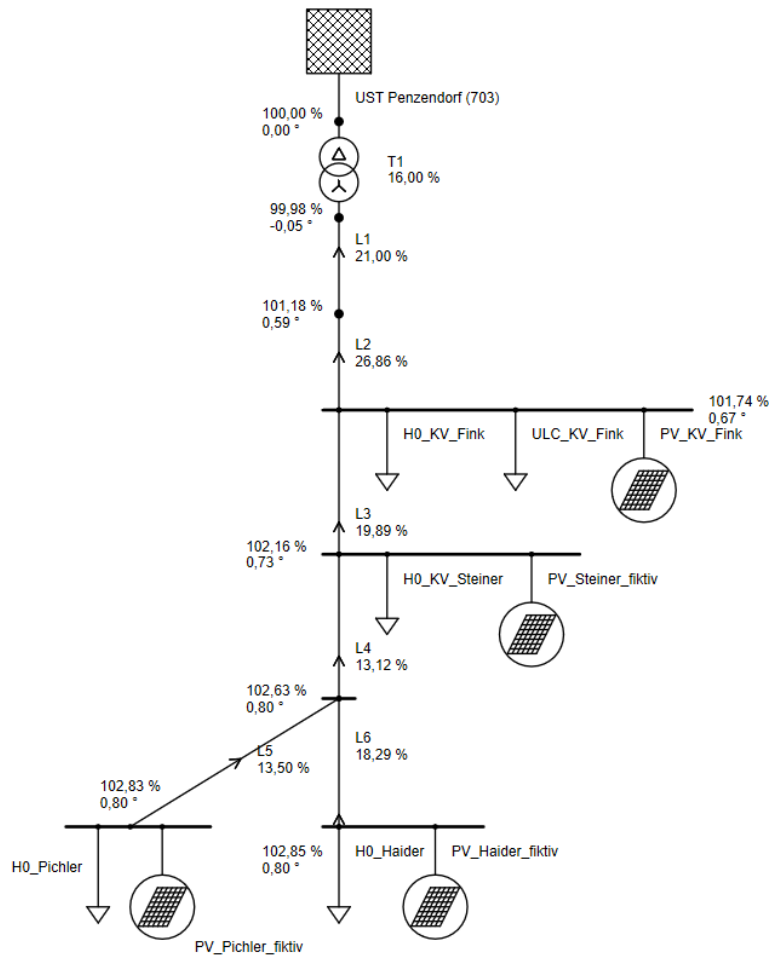
Abbildung 21 zeigt den Netzplan mit den während des Jahres maximalen Knotenspannungen und Leitungsauslastungen (diese können zu unterschiedlichen Zeitpunkten des Jahresprofils auftreten).

Die maximal installierte PV-Leistung beträgt für den gesamten Abgang:

$$P_{UST\_PENZENDORF} = fP \cdot n_{PV} \cdot P_{PV,peak} = 1,45 \cdot 4 \cdot 7,41 \text{ kWp} = \mathbf{42,98 \text{ kWp}}$$

Die maximale PV Jahresenergie für den gesamten Abgang beträgt:

$$E_{PV,max} = fP \cdot n_{PV} \cdot P_{PV,peak} \cdot \frac{E_{PV,Profil}}{\max(P_{PV,Profil})} = 1,45 \cdot 4 \cdot 7,41 \text{ kWp} \cdot 976,66 \text{ h} = \mathbf{41\,975 \text{ kWh}}$$



**Abbildung 21: Netzplan PSS@SINCAL für den NS-Abgang UST Penzendorf-Hirt mit Maximalwerten der betrachteten Jahresprofile nach Skalierung und Platzierung von fiktiven PV-Anlagen (Maximalwerte für Spannung und Auslastung müssen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten.)**

#### 6.3.2.2.2.4 Situation nach Erhöhung der PV-Einspeisung: Fall 2

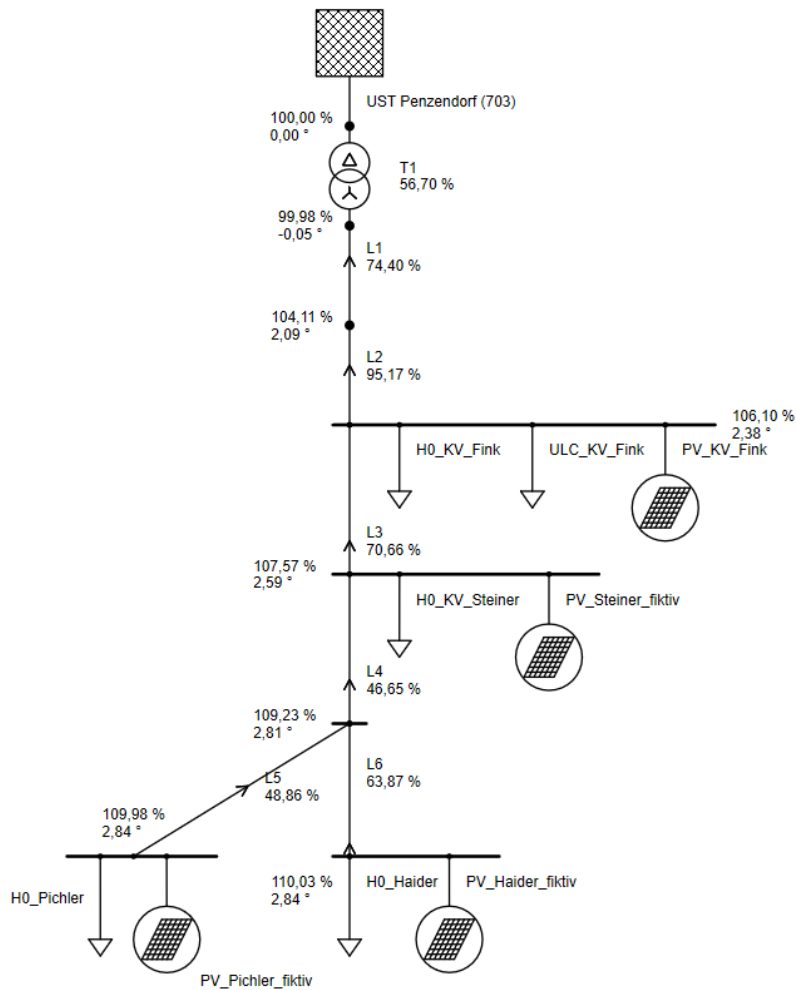
Der multiplikative Faktor bis zu einer Grenzverletzung beträgt **fp = 5,25**. Es kommt dabei zu einer Spannungsbandverletzung am Knoten Haider ( $U_{KN\_Haider} = 110,03\%$ ). Die Leitung L2 wird mit 95% am Stärksten belastet. Abbildung 22 zeigt den Netzplan mit den während des Jahres maximalen Knotenspannungen und Leitungsauslastungen (diese können zu unterschiedlichen Zeitpunkten des Jahresprofils auftreten).

Die maximal installierte PV-Leistung beträgt für den gesamten Abgang:

$$P_{UST\_PENZENDORF} = fP \cdot n_{PV} \cdot P_{PV,peak} = 5,25 \cdot 4 \cdot 7,41 \text{ kWp} = \mathbf{155,61 \text{ kWp}}$$

Die maximale PV Jahresenergie für den gesamten Abgang beträgt:

$$E_{PV,max} = fP \cdot n_{PV} \cdot P_{PV,peak} \cdot \frac{E_{PV\_Profil}}{\max(P_{PV\_Profil})} = 5,25 \cdot 4 \cdot 7,41 \text{ kWp} \cdot \frac{1000 \text{ kWh}}{1,024 \text{ kWp}} = \mathbf{151\,979 \text{ kWh}}$$



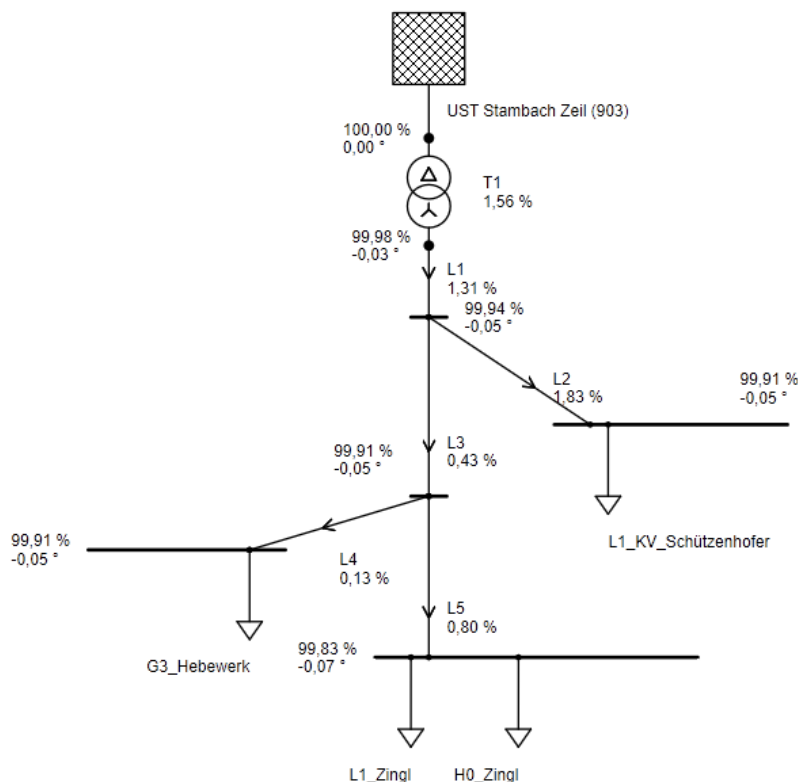
**Abbildung 22: Netzplan PSS®SINCAL für den NS-Abgang UST Penzendorf-Hirt mit Maximalwerten der betrachteten Jahresprofile nach Skalierung und Platzierung von fiktiven PV-Anlagen (Maximalwerte für Spannung und Auslastung müssen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten.)**

### 6.3.2.2.3 Berechnung Niederspannungsabgang Stambach - Zeil

Am Abgang existieren keine PV-Bestandsanlagen. Daher wird an jeden Knoten eine 1.000 kWh Anlage (1,024 kWp) installiert und diese Anlagen dann hochskaliert.

#### 6.3.2.2.3.1 Situation vor der Erhöhung bzw. ohne der PV-Einspeisung

Die Ausgangssituation des Abgangs ohne PV Platzierung ist in Abbildung 23 dargestellt



**Abbildung 23: Netzplan PSS®SINCAL für den NS-Abgang UST Stambach-Zeil mit Maximalwerten der betrachteten Jahresprofile ohne fiktive PV-Anlagen (Maximalwerte für Spannung und Auslastung müssen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten.)**

#### 6.3.2.2.3.2 Situation nach Erhöhung der PV-Einspeisung: Fall 1

Am Knoten Zingl kommt es zuerst zu einer Spannungserhöhung von über 3%. Der Skalierungsfaktor beträgt 11,9. Abbildung 24 zeigt den Netzplan mit den während des Jahres maximalen Knotenspannungen und Leitungsauslastungen (diese können zu unterschiedlichen Zeitpunkten des Jahresprofils auftreten).

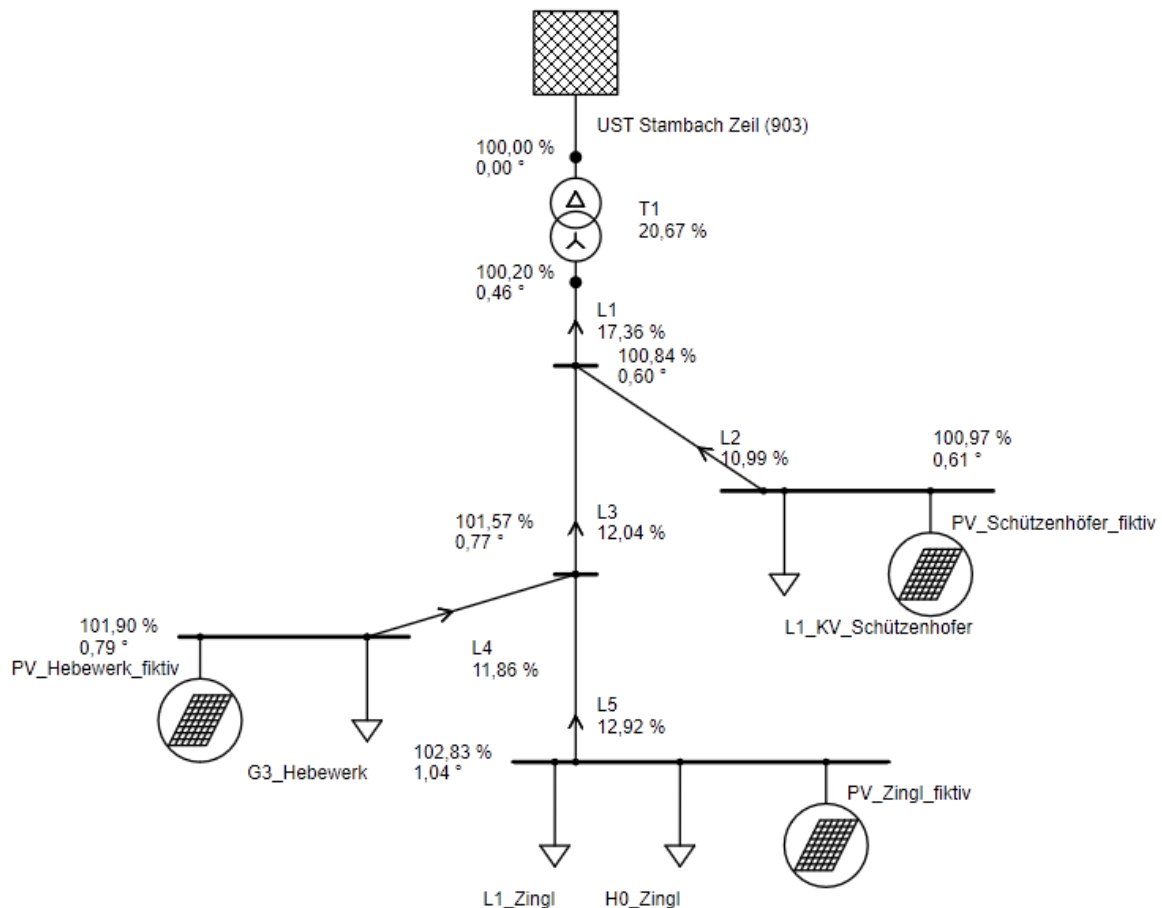
Die maximale PV Jahresenergie für den gesamten Abgang beträgt:

$$E_{PV,UST\_Stambach} = fP \cdot n_{PV} \cdot E_{PV_{Profil}} = 11,9 \cdot 3 \cdot 1000 \text{ kWh} = 35\,700 \text{ kWh}$$

Die maximal installierte PV-Leistung beträgt für den gesamten Abgang:

$$P_{PV,UST\_Stambach} = fP \cdot n_{PV} \cdot \max(P_{PV_{Profil}}) = 11,9 \cdot 3 \cdot 1,024 \text{ kWp} = 36,55 \text{ kWp}$$





**Abbildung 24: Netzplan PSS®SINCAL für den NS-Abgang UST Stambach-Zeil mit Maximalwerten der betrachteten Jahresprofile nach Skalierung und Platzierung von fiktiven PV-Anlagen (Maximalwerte für Spannung und Auslastung müssen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten.)**

### 6.3.2.2.3.3 Situation nach Erhöhung der PV-Einspeisung: Fall 2

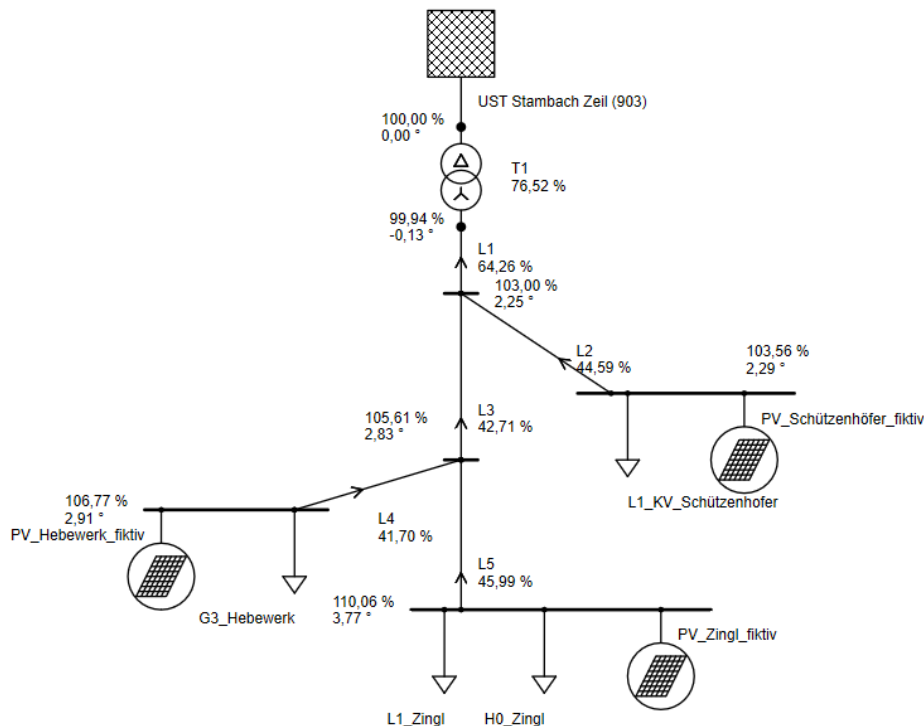
Am Knoten Zingl kommt es zuerst zu einer Spannungsbandverletzung von über 110%. Die Leitungsauslastungen betragen zwischen 42% und 64%. Der Skalierungsfaktor beträgt 43,5. Abbildung 25 zeigt den Netzplan mit den während des Jahres maximalen Knotenspannungen und Leitungsauslastungen (diese können zu unterschiedlichen Zeitpunkten des Jahresprofils auftreten).

Die maximale PV Jahresenergie für den gesamten Abgang beträgt:

$$E_{PV,UST\_Stambach} = fP \cdot n_{PV} \cdot E_{PV\_Profil} = 43,5 \cdot 3 \cdot 1000 \text{ kWh} = \mathbf{130\ 500 \text{ kWh}}$$

Die maximal installierte PV-Leistung beträgt für den gesamten Abgang:

$$P_{PV,UST\_Stambach} = fP \cdot n_{PV} \cdot \max(P_{PV\_Profil}) = 43,5 \cdot 3 \cdot 1,024 \text{ kWp} = \mathbf{134,62 \text{ kWp}}$$



**Abbildung 25: Netzplan PSS®SINCAL für den NS-Abgang UST Stambach-Zeil mit Maximalwerten der betrachteten Jahresprofile (Maximalwerte für Spannung und Auslastung müssen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten.)**

### 6.3.3 Abschätzung der zusätzlichen PV-Kapazitäten durch die Einführung des zentralen Optimierers

Die Einführung des zentralen Optimierers begünstigt aktuell die Steigerung des Eigenverbrauchs und zielt nicht direkt auf die Entlastung des Netzes ab. Da die Optimierungsziele jedoch flexibel gestaltet sind, kann das System auch im Netzentlastungsbetrieb betrieben werden.

#### 6.3.3.1 Methodenbeschreibung

Für die Ermittlungen der Netzauswirkungen durch den Ausbau von PV-Kapazitäten im Stromnetz der Stadtwerke Hartberg wurde der Ansatz gewählt, drei repräsentative Niederspannungsstränge zu wählen anhand derer der PV-Zubau aus Netzsicht bewertet wurde.

Der PV-Zubau ist unter Berücksichtigung der Spannungsgrenzen (TOR D2) wie folgt limitiert:

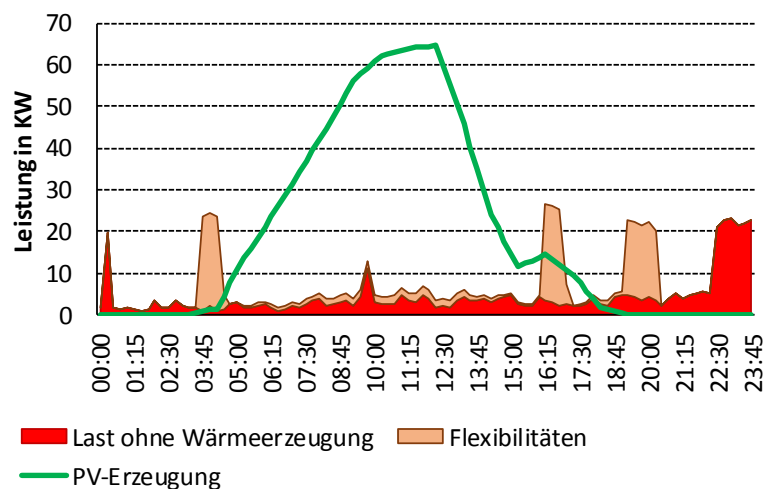
- UST OST 5: 82,79 kW<sub>p</sub>
- UST Penzendorf Hirt: 42,98 kW<sub>p</sub>
- UST Stambach-Zeil: 36,55 kW<sub>p</sub>

Für die Überprüfung, welche Auswirkungen die Lastverschiebungsmaßnahmen auf die maximal installierbare PV-Leistung haben, wurden lediglich die Flexibilitäten der Ver-

braucher der Kategorie „Haushalte“ herangezogen. Es wurden die in den Variantendefinitionen festgelegten Verbrauchervarianten verwendet und entsprechend der Angaben der Netzzweige angepasst und verteilt.

Ausgehend von einem regulären Einsatz der Flexibilitäten (Boiler, Wärmepumpe) wird eine gezielte Verschiebung der Lasten zur Reduktion von Einspeisespitzen durchgeführt. Der Flexibilitätseinsatz wird dabei so optimiert, dass die erzeugte Wärmemenge im Betrachtungszeitraum vor und nach der Optimierung ident sind, somit auch kein Komfortverlust eintritt.

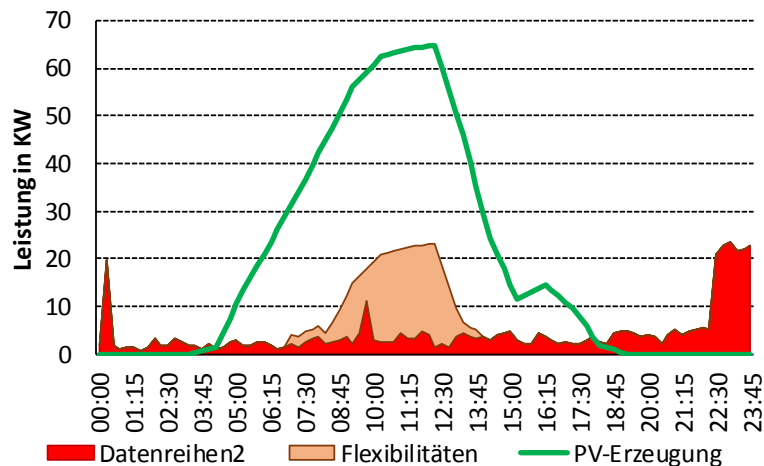
Ziel der Optimierung ist es, die Flexibilitäten der einzelnen (Haushalts)Verbraucher im betrachteten Netz so einzusetzen, dass PV-Überschusspitzen gekappt werden, was in weiterer Folge einen erhöhten Zubau an PV-Leistung ermöglicht.



**Abbildung 26: Lastverläufe der Verbraucher, der PV und der Flexibilitäten zum Zeitpunkt des höchsten PV-Überschusses**

Abbildung 26 zeigt die Lastverläufe in einem der betrachteten Niederspannungszweige zum Zeitpunkt der höchsten PV-Überschüsse ohne eine Aktivierung der Flexibilitäten. Aus der Grafik wird ersichtlich, dass die Flexibilitäten keinen Beitrag zur Reduktion der Einspeisespitzen beitragen.

Dahingegen wird durch eine gezielte Nutzung der Flexibilitäten der Verbrauch der Flexibilitäten genau zur Spitze des PV-Überschusses konzentriert, vgl. Abbildung 27.



**Abbildung 27: Lastverläufe der Verbraucher, der PV und der Flexibilitäten zum Zeitpunkt des höchsten PV-Überschusses**

Diese Analyse wird für jeden betrachteten Zweig durchgeführt um die Effekte der Lastverschiebungen zu ermitteln. Es wird für jeden Zweig stets die gesamte Last der Verbraucher im Zweig berücksichtigt und der gesamten Erzeugung gegenübergestellt.

### 6.3.3.2 Auswirkungen der Lastverschiebungen auf die maximal zu installierende PV-Leistung im Untersuchungsgebiet

Aufbauend auf der Analyse der maximalen installierbaren PV-Leistung ohne die aktive Steuerung der Flexibilitäten wird für die unterschiedlichen Netzbereiche untersucht, inwieweit die maximale Einspeisespitze durch die Lastverschiebungsmaßnahmen reduziert werden kann. Da der auftretende Überschuss für den Anstieg der Spannungen über die 3 % Grenze im Niederspannungsnetz verantwortlich ist, führt jede Reduktion des Überschusses zu einer Reduktion der Spannung. Damit kann jede Reduktion des PV-Überschusses mit dem Potential neue Kapazitäten zu installieren gleichgesetzt werden.

#### 6.3.3.2.1 UST OST 5

Der Grenzwert für den PV-Zubau im Niederspannungszweig UST OST 5 beträgt 82,79 kW<sub>p</sub>. Zum Zeitpunkt des höchsten PV-Überschusses tritt ein Gesamtüberschuss von 59,2 kW<sub>p</sub> auf. Dies entspricht 71 % der installierten Leistung und führt zu einer Verletzung des Kriteriums für die Spannungshöhe.

Durch die gezielte Verschiebung von Lasten durch Flexibilitäten kann der Überschuss auf einen Wert von 39,5 kW<sub>p</sub> reduziert werden. Dies entspricht einer Reduktion von 33 % bezogen auf den ursprünglichen Überschuss.

Durch die Maßnahmen wird es somit möglich, einen weiteren Zubau an PV-Leistung in diesem Niederspannungszweig von 19,7 kW<sub>p</sub> (23 % der installierten Leistung) zu realisieren, ohne dass es zu einer Verletzung der 3 % Grenze für die Netzspannung kommt.

### **6.3.3.2.2 UST Penzendorf Hirt**

Der Grenzwert für den PV-Zubau im Niederspannungszweig UST Penzendorf Hirt beträgt 42,98 kW<sub>p</sub>. Zum Zeitpunkt des höchsten PV-Überschusses tritt ein Gesamtüberschuss von 34,1 kW<sub>p</sub> auf. Dies entspricht 79 % der installierten Leistung und führt zu einer Verletzung des Kriteriums für die Spannungshöhe.

Durch die gezielte Verschiebung von Lasten durch Flexibilitäten kann der Überschuss auf einen Wert von 22,5 kW<sub>p</sub> reduziert werden. Dies entspricht einer Reduktion von 34 % bezogen auf den ursprünglichen Überschuss.

Durch die Maßnahmen wird es somit möglich, einen weiteren Zubau an PV-Leistung in diesem Niederspannungszweig von 11,6 kW<sub>p</sub> (27 % der installierten Leistung) zu realisieren, ohne dass es zu einer Verletzung der 3 % Grenze für die Netzspannung kommt.

### **6.3.3.2.3 UST Stambach-Zeil**

Der Grenzwert für den PV-Zubau im Niederspannungszweig UST Stambach-Zeil beträgt 36,55 kW<sub>p</sub>. Zum Zeitpunkt des höchsten PV-Überschusses tritt ein Gesamtüberschuss von 27,37 kW<sub>p</sub> auf. Dies entspricht 75 % der installierten Leistung und führt zu einer Verletzung des Kriteriums für die Spannungshöhe.

Durch die gezielte Verschiebung von Lasten durch Flexibilitäten kann der Überschuss auf einen Wert von 24,9 kW<sub>p</sub> reduziert werden. Dies entspricht einer Reduktion von 9 % bezogen auf den ursprünglichen Überschuss.

Durch die Maßnahmen wird es somit möglich, einen weiteren Zubau an PV-Leistung in diesem Niederspannungszweig von 2,5 kW<sub>p</sub> (7 % der installierten Leistung) zu realisieren, ohne dass es zu einer Verletzung der 3 % Grenze für die Netzspannung kommt.

### **6.3.3.3 Auswirkungen auf das gesamte Netz der Stadtwerke Hartberg**

Ausgehend von den Ergebnissen aus Kapitel 6.3.3.2 kann eine Abschätzung der durch die Lastverschiebungen möglichen zusätzlichen PV-Kapazitäten unter Berücksichtigung der technischen Gegebenheiten des Netzes durchgeführt werden. Dafür wird die Aufteilung der rund 500 Niederspannungszweige auf die drei repräsentativen Netzzweige herangezogen:

- UST OST 5: etwa 300 vergleichbare Abgänge / Zweige
- UST Penzendorf Hirt: etwa 150 vergleichbare Abgänge / Zweige
- UST Stambach-Zeil: etwa 50 vergleichbare Abgänge / Zweige

Es sei an dieser Stelle nochmals erwähnt, dass es sich dabei um eine Abschätzung der zusätzlichen PV-Potentiale handelt. Eine detaillierte Analyse würde eine komplette Erfassung und Digitalisierung des Niederspannungsnetzes bedürfen. Zusätzlich wäre ebenso eine Erfassung und Digitalisierung des Mittelspannungsnetzes notwendig um die für die genaue Bestimmung der Auswirkungen notwendigen Lastflussrechnungen durchzuführen.

Die Hochskalierung der Ergebnisse aus den einzelnen Netzzweigen mit dem dargestellten Verteilungsschlüssel ergibt für das Netz der Stadtwerke Hartberg einen gesamten

zusätzlichen PV-Zubau durch die Nutzung von Flexibilitäten in Haushalten von **etwa 7,8 MW<sub>p</sub>**.

Da bei dieser Betrachtung lediglich Haushalte berücksichtigt wurden, ist davon auszugehen, dass der tatsächliche Mehrzubau durch die Flexibilisierungsmaßnahmen höher ausfallen wird.

### 6.3.4 Abschätzung des Umwelteffektes durch die zusätzlichen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten

Multipliziert man die zusätzlichen Zubaupotentiale für PV durch die Nutzung von Flexibilitäten von 7,8 MW<sub>p</sub> mit dem lt. normierten Erzeugungsprofil spezifischen Ertrag von 1.024 kWh/kW<sub>p</sub>, so ergibt sich ein zusätzliches Erzeugungspotential für PV von 7.987 MWh. Stellt man diesen Wert nun den unterschiedlichen Faktoren aus Kapitel 6.3.1 gegenüber, so ergeben sich die folgenden Umwelteffekte:

Parameter/Indikator	Wert Strommix	Wert PV-Strom	Einheit	<b>Umwelteffekt gesamt</b>
CO <sub>2</sub> Emissionen (fossil)	404	68	g/kWh	<b>2.684 t CO<sub>2</sub></b>
GWP 100	443	78	g CO <sub>2</sub> -Eq/kWh	<b>2.915 t CO<sub>2</sub>-Eq</b>
KEA (gesamt erneuerbar und nicht erneuerbar)	2,52	1,47	kWh/kWh	<b>8.387 MWh</b>

Da die Wärmeerzeugung im Wärmenetz auch bereits jetzt auf Basis erneuerbarer (Biogas und Biomasse) erfolgt, wird auf eine Bewertung des Umwelteffekts im Wärmenetz verzichtet. Es sei an dieser Stelle dennoch erwähnt, dass der Weiterbetrieb der erneuerbaren Wärmeerzeugung nach Ablauf der Tarifförderung für die BHKWs ohne die im vorhandenen Projekt beschriebenen Maßnahmen nicht wirtschaftlich dargestellt werden kann und somit in Frage steht

## 7 Zusammenfassung

Im kooperativen Forschungsprojekt Hybrid Grids DEMO (FFG-Nummer 846142) sollen die Energieflüsse in der Stadt Hartberg nicht wie bisher separat für verschiedene Energienetze und -formen, sondern netz- und energieträgerübergreifend (Strom, Wärme/Kälte) und in Echtzeit erfasst und optimiert werden. Dadurch sollen mehrere derzeit wesentliche Problemfelder der Energieversorgung adressiert werden können. Die vermehrte Einspeisung fluktuierend erzeugender Erneuerbarer (PV, Wind) führt zu einem steigenden Bedarf an Flexibilitäten im Energiesystem um das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt aufrecht erhalten zu können und um dadurch den weiteren Ausbau Erneuerbarer zu ermöglichen. Andererseits finden sich viele Anlagen aufgrund des Auslaufens der Tarifförderung und der derzeit niedrigen Strompreise in einer schwierigen wirtschaftlichen Situation wieder. Diesen beiden Herausforderungen soll im gegenständlichen Projekt durch die Schaffung von Flexibilitäten im Energiesystem auf mehreren Ebenen begegnet werden. Im Fokus stehen dabei Flexibilitäten, die energieträgerübergreifende Umwandlungspotentiale von Strom zu Wärme nutzen können. Die dezentrale Ebene bedient sich dabei den im Stromnetz verteilten Wärmeerzeugern (Wärmepumpen, Warmwasserboilern), die die dahinterliegende Speichermasse (meist latente Warmwasserspeicher) nutzen, um einerseits den dezentral durch PV-Anlagen erzeugten Strom optimal aufnehmen zu können und andererseits die verbleibende Flexibilität für das Stromnetz zur Verfügung stellen sollen. Der hybride Netzansatz soll durch die Integration einer Hochtemperaturwärmepumpe in das vorhandene Wärmenetz, in dem bereits ein BHKW betrieben wird, komplettiert werden. In dieser Wärmepumpe soll prioritär lokal vorhandener Ökostrom aus PV-Anlagen effizient in Wärme umgewandelt werden. Nach Ablauf der Tarifförderung für BHKW-Strom kann zudem ein Parallelbetrieb stattfinden, die Wärme kann zum einen direkt über die Abwärme des BHKWs, zum anderen durch die Wärmepumpe betrieben mit BHKW-Strom bereit gestellt werden. So entsteht in der Wärmezentrale des Wärmenetzes ein System mit vielen Freiheitsgraden, das höchstes Flexibilitätspotential je nach Erfordernissen des Gesamtsystems bereitstellen kann. Die Nutzung eines lokal vorhandenen Abwärmestroms stellt dabei eine hohe Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe sicher.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigt, dass der Umbau des Energiesystems der Stadt Hartberg zu einem hybriden Energienetz mit derzeit vorhandenen Erlösmechaniken für Flexibilitäten auch ökonomisch darstellbar ist. Da außerdem davon ausgegangen wird, dass in künftigen Marktmodellen Flexibilitäten an Wert zunehmen werden, stellt sich eine Investition für das EVU als strategisch sinnvoll dar.

Ökologisch zeigt sich, dass alleine die Nutzung von Haushaltsflexibilitäten eine zusätzliche Integration von 7,8 MW<sub>p</sub> PV-Kapazität in das städtische Stromnetz ermöglichen kann. Deren Erzeugung würde eine jährliche Einsparung an CO<sub>2</sub> in der Höhe von 2.684 t verglichen mit dem herkömmlichen Strommix für Österreich ergeben.

## 8 Literaturverzeichnis

- [1] W. Prügler, Projekt „DG DemoNetz Smart LV Grid“, 2014
- [2] W. Prügler, „Ökonomische Kostenvalidierung und mögliche Auswirkungen auf die Erneuerbarenentwicklung in Österreich (Deliverable D8)“, EEG 2014
- [3] OrPHEus, Projekt „OrPHEus - Optimizing Hybrid Energy Grids for Smart Cities“, [Online]. Available: <http://www.orpheus-project.eu> [Zugriff am 15.04.2016]
- [4] Ökopark Hartberg, [Online]. Available: [http://www.oekopark.at/system/html/oekopark\\_luftbild-cf62152e.jpg](http://www.oekopark.at/system/html/oekopark_luftbild-cf62152e.jpg) [Zugriff am 15.04.2016]
- [5] F. Schönigh, „Die Technik des wissenschaftlichen Arbeitens“. Norbert Franck, Joachim Stary (Hg.). 13. Auflage. Paderborn, Deutschland, 2003
- [6] W. Lück; M. Henke, „Technik des wissenschaftlichen Arbeitens“. Oldenbourg Verlag München. 10. Auflage. München, Deutschland, 2009
- [7] EXAA. Energy Exchange Austria, Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG. [Online]. Available: [www.exaa.at/de](http://www.exaa.at/de). Wien, Österreich, [Zugriff am 15.04.2016]
- [8] ZAMG. Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG). Städtewetter Steiermark, Hartberg, [Online]. Available: <https://www.zamg.ac.at/cms/de/wetter/produkte-und-services/staedtwetter/steiermark/hartberg> [Zugriff am 15.04.2016]
- [9] E. Schramek (Hrsg.) (2009): „Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik - Recknagel 2009/2010“; 74. Auflage; Oldenbourg Industrieverlag, München, Deutschland
- [10] D. Hennings, E. Hinz, B. Steinmüller, M. Großklos, „Leitfaden Elektrische Energie im Hochbau“, Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt, Deutschland, 2000, S. 36ff
- [11] M. Bräuninger, Michael , Lars Ehrlich, Jonas Klamka, und André Wolf. *Power-to-Heat in Hybridheizungen: Die ökonomischen Potentiale der Vernetzung von Strom- und Wärmemarkt*. Hamburg: Hamburg Institute of International Economics , 2014.
- Eckey, H., R. Kosfeld, und M. Türck. „Wahrscheinlichkeitsrechnung und Induktive Statistik.“ Nr. 1. Auflage. Wiesbaden: GWV Fachverlage GmbH, 2005. 112.
- Farmatic. „Farmatic Analgenbau GmbH.“ 08 2014.  
[www.farmatic.com/nc/de/download.html?cid=106&did=1033&sechash=42663640](http://www.farmatic.com/nc/de/download.html?cid=106&did=1033&sechash=42663640) (Zugriff am 22. 03 2016).
- Hauer, Andreas. „Speicherung von Stromspitzen in Wärme und Kälte.“ *FVEE Themen 2013*, 01. Juli 2013: 4.
- Hinterberger, R. *Flexibilitäten zwischen Strom und Wärme - Optimierung von Wärmesystemen im Kontext von Hybridnetzen*. Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2015.
- Pellinger , Christoph. *Die Merit order funktionaler Energiespeicher 2030*. München: FfE, 2013.



Wesselak, Viktor, Thomas Schabbach , Thomas Link, und Joachim Fischer .  
*Regenerative Energietechnik 2. Auflage.* Nordhausen: Springer Verlag, 2013.

## 9 **Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1: Ist-Stand zentrale Leitstelle Stadtwerke Hartberg .....	11
Abbildung 2: Freigabezeiten für Rundsteuerempfänger .....	12
Abbildung 3: Einfluss der Rundsteuerung auf den Gesamtlastverlauf .....	13
Abbildung 4 : Übersichtsplan Fernwärme-/kälte Netz inkl. Energiezentrale und Biogasanlage .....	14
Abbildung 5 : Energiezentrale - Schematische Darstellung der Erzeugungsanlagen .	15
Abbildung 6: Iststand Häuser mit PV und Warmwasserboiler.....	16
Abbildung 7: Regelschema für die Anwendung bei Endkunden und Endkundinnen .	17
Abbildung 8: Iststand Häuser mit PV und Wärmepumpe .....	18
Abbildung 2-9 Beispiel für praktisch realisierte Kosten (€/kW) pro zusätzlich installierter Leistung im Verteilnetz im Vergleich.....	21
Abbildung 2-10 Structure of electricity, gas as well as district heating and cooling supply in the project OrPHEuS [3] .....	22
Abbildung 2-11 Symbiose-Schema.....	25
Abbildung 2-12 modulare Simulationsumgebung Polysun.....	31
Abbildung 2-13 Use Case Analyse des District Heating Network Simulation Tool.....	32
Abbildung 2-14: Bedienoberfläche des Berechnungstools.....	35
Abbildung 2-15 Abbildung VEN_RW_1 VES Organigramm .....	36
Abbildung 2-16 Abbildung VEN_RW_2 Nutzung von Flexibilitäten im Verteilernetz ..	37
Abbildung 2-17 VEN_RW_3 Optimierte Steuerung von Anlagen .....	37
Abbildung 2-18 Abbildung VEN_RW_4 Modell eines Subnetzes .....	38
Abbildung 2-19 VEN_RW_5 Lastprofil von Haushalten .....	39
Abbildung 3-1 Leistungszahlen bei unterschiedlichen Temperaturverhältnissen (Schramek, 2009).....	42
Abbildung 3-2 Temperaturniveaus Wärmepumpe (Daten aus Schramek, 2009).....	44
Abbildung 3-3 Anhaltswerte für die Temperatur von Wärmequellen [9] .....	44
Abbildung 3-4 Lastgänge und simuliertes Testgebiet .....	47
Abbildung 3-5: Jahresvergleich des Blackbox-Modells mit den Messdaten .....	48
Abbildung 3-6: Ausschnitt aus dem Jahresvergleich.....	48
Abbildung 3-7: Vergleich der Jahresdauerkennlinien .....	49
Abbildung 3-8: Synthetischer Wärmelastgang des Wärmenetzes für das Jahr 2015	50
Abbildung 4-1 Grundsätzliches Schema für den Einsatz der Lastverschiebungspotentiale.....	51
Abbildung 4-2: Beispielhafter Verlauf der Preise am Day-Ahead Markt .....	52

Abbildung 4-3 Messwerte und Ergebnisse der Zustandsschätzung .....	54
Abbildung 4-4 Prinzip-Modellierung von Mittelspannungslasten.....	54
Abbildung 4-5 Softwarekomponenten und Interfaces.....	55
Abbildung 4-6 Berechnungsablauf .....	56
Abbildung 4-7 Topologie des Wärmenetzes zur Modellvalidierung.....	58
Abbildung 4-8 Simulation und reale Messung des Wärmenetzes am Knoten L .....	59
Abbildung 4-9 Architektur VES - schematisch .....	61
Abbildung 4-10 Einbindung dedizierter Messhardware .....	61
Abbildung 11: Das Hybrid Grid Demo System.....	65
Abbildung 12 : Datenkonzentrator .....	67
Abbildung 13: Eigenverbrauchsoptimierung mittels KI und Cloudlösung .....	68
Abbildung 14: Konzept Optimierer - EMS .....	69
Abbildung 15: Bottom-up-Ansatz.....	70
Abbildung 16 : Regelungslogik des Verteilnetzes .....	72
Abbildung 17: Erweiterung Rundsteueranlage .....	74
Abbildung 18: Multifunktionales Leistungsmessgerät für Stromnetze.....	75
Abbildung 19: Vernetzung Messgeräte Stromnetz.....	76
Abbildung 20 : Energieflussschema Hochtemperatur-Wärmepumpe (Wärme- /Stromauskopplung, etc.).....	78
Abbildung 21 : Regelungsschema Einbindung Optimierer in bestehende / neue Anlagen .....	79
Abbildung 22: Haus mit Energiemanager .....	87
Abbildung 23: Einbausituation Modbuszähler.....	87
Abbildung 24: Komponenten von Fa. Loxone .....	89
Abbildung 25: Demonstrationsobjekt mit Wärmepumpe.....	90
Abbildung 26: Gemeinschaftliche PV-Anlage ohne dezentrales EMS .....	92
Abbildung 27: Gemeinschaftliche PV-Anlage mit Energiemanager .....	94
Abbildung 6-1: Gegenüberstellung der Base- und Peakanteile des Strombezugs der Stadtwerke Hartberg.....	96
Abbildung 6-2: Relative Änderungen der Einsparungen der Endkunden durch die Nutzung verschiedener Strategien für die Eigenbedarfsoptimierung .....	97
Abbildung 6-3: Änderung der Einnahmen der Stadtwerke Hartberg durch die Nutzung der Flexibilitäten zur Einkaufsoptimierung .....	98
Abbildung 6-4: Gegenüberstellung der Einsparungen der EndkundInnen und der Mehreinnahmen der Stadtwerke bei einer Steuerung der Flexibilitäten durch die Stadtwerke.....	99

Abbildung 5 Hybrides Wärmenetz am Ökopark Hartberg .....	100
Abbildung 6 Mögliche Betriebsweisen der Wärmeerzeugung im Wärmenetz .....	101
Abbildung 7 Strombilanz für Betriebsweisen der Wärmeerzeugung im Wärmenetz.	101
Abbildung 6-8 Darstellung Leitungseinfärbung .....	103
Abbildung 6-9 Darstellung mit Flächenfärbung .....	104
Abbildung 6-10 Darstellung in Kurvenbildern .....	104
Abbildung 11: Netzkonfiguration NS-Abgang UST OST 5 laut Netzbetreiber .....	109
Abbildung 12: Netzkonfiguration NS-Abgang UST Penzendorf-Hirt laut Netzbetreiber .....	109
Abbildung 13: Netzkonfiguration UST Stambach-Zeil laut Netzbetreiber .....	109
Abbildung 14: Netzplan PSS®SINCAL für den NS-Abgang am UST Ost 5 mit Maximalwerten der betrachteten Jahresprofile ohne PV Einspeisung (Maximalwerte für Spannung und Auslastung müssen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten.).....	111
Abbildung 15: Netzplan PSS®SINCAL für den NS-Abgang UST OST 5 mit Maximalwerten der betrachteten Jahresprofile ohne Skalierung (Maximalwerte für Spannung und Auslastung müssen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten.) ..	112
Abbildung 16: Delta U am Knoten Rechberger.....	112
Abbildung 17: Netzplan PSS®SINCAL für den NS-Abgang am UST Ost 5 mit Maximalwerten der betrachteten Jahresprofile nach der Skalierung (Maximalwerte für Spannung und Auslastung müssen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten.) .....	113
Abbildung 18: Netzplan PSS®SINCAL für den NS-Abgang am UST Ost 5 mit Maximalwerten der betrachteten Jahresprofile nach der Skalierung (Maximalwerte für Spannung und Auslastung müssen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten.) .....	114
Abbildung 19: Netzplan PSS®SINCAL für den NS-Abgang UST Penzendorf-Hirt mit Maximalwerten der betrachteten Jahresprofile ohne PV-Anlagen (Maximalwerte für Spannung und Auslastung müssen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten.) .....	116
Abbildung 20: Netzplan PSS®SINCAL für den NS-Abgang UST Penzendorf-Hirt mit Maximalwerten der betrachteten Jahresprofile ohne fiktive PV-Anlagen und ohne Skalierung (Maximalwerte für Spannung und Auslastung müssen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten.) .....	117
Abbildung 21: Netzplan PSS®SINCAL für den NS-Abgang UST Penzendorf-Hirt mit Maximalwerten der betrachteten Jahresprofile nach Skalierung und Platzierung von fiktiven PV-Anlagen (Maximalwerte für Spannung und Auslastung müssen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten.) .....	118
Abbildung 22: Netzplan PSS®SINCAL für den NS-Abgang UST Penzendorf-Hirt mit Maximalwerten der betrachteten Jahresprofile nach Skalierung und Platzierung	

von fiktiven PV-Anlagen (Maximalwerte für Spannung und Auslastung müssen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten.).....	119
Abbildung 23: Netzplan PSS®SINCAL für den NS-Abgang UST Stambach-Zeil mit Maximalwerten der betrachteten Jahresprofile ohne fiktive PV-Anlagen (Maximalwerte für Spannung und Auslastung müssen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten.).....	120
Abbildung 24: Netzplan PSS®SINCAL für den NS-Abgang UST Stambach-Zeil mit Maximalwerten der betrachteten Jahresprofile nach Skalierung und Platzierung von fiktiven PV-Anlagen (Maximalwerte für Spannung und Auslastung müssen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten.).....	121
Abbildung 25: Netzplan PSS®SINCAL für den NS-Abgang UST Stambach-Zeil mit Maximalwerten der betrachteten Jahresprofile (Maximalwerte für Spannung und Auslastung müssen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten.).....	122
Abbildung 26: Lastverläufe der Verbraucher, der PV und der Flexibilitäten zum Zeitpunkt des höchsten PV-Überschusses.....	123
Abbildung 27: Lastverläufe der Verbraucher, der PV und der Flexibilitäten zum Zeitpunkt des höchsten PV-Überschusses.....	124

## 10 Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1 Set net topology .....	32
Tabelle 2.2 Set Consumption Profile .....	33
Tabelle 2.3 Start Simulation .....	33
Tabelle 2.4 Show simulation results.....	34
Tabelle 3.1: Modellierung Lastgänge .....	41
Tabelle 3.2 Leistungszahlen bei unterschiedlichen Temperaturverhältnissen (Daten aus Schramek, 2009) .....	42
Tabelle 3.3 Anhaltswerte für die Temperatur von Wärmequellen (Daten aus [9]) ...	45
Tabelle 4-1: Varianten zur Abdeckung des Kundenstocks der Stadtwerke Hartberg in den Simulationen.....	64
Tabelle 2 Parameter für die Bwertung der ökologischen Effekte des österreichischen Strom-Mix .....	106
Tabelle 3 Parameter für die Bewertung der ökologischen Effekte der Strombereitstellung mit Photovoltaik in Österreich .....	106