

# Abschlussbericht (Veröffentlichung)

|  |                                 |
|--|---------------------------------|
| Zuwendungsempfänger:<br><br>Energieinsel<br>Projektentwicklungsgesellschaft mbH        | Förderkennzeichen: 03 EN 3036 A |
| Vorhabenbezeichnung:<br><br>„EIPH- Energieinsel-Petershagen– Wohn-/Lebensquartier 4.0“ |                                 |
| Laufzeit des Vorhabens: 01.02.2021 bis 31.07.2023                                      |                                 |
| Berichtszeitraum: 01.02.2021 bis 31.07.2023  |                                 |



Stadtquartier „Energieinsel-Petershagen“ Foto: D. Rücker

*Autoren:* D. Rücker Energieinsel Projektentwicklungsgesellschaft mbH  
T. Vogler aQua-thermic Ingenieurgesellschaft mbH  
U. Büchner innovare Weimar  
R. Wilhelm Nowisys IT-Service GmbH

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Das dieser Veröffentlichung zugrunde liegende FuE-Vorhaben „EIPH- Energieinsel-Petershagen–Wohn-/Lebensquartier 4.0“ wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter den Förderkennzeichen 03 EN 3036 A/B, aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages gefördert.

## Inhaltsverzeichnis

### Kurze Darstellung

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 1     | Aufgabenstellung .....   | 8  |
| 2     | Voraussetzung, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde .....                                       | 10 |
| 2.1   | Modellquartiers – EIPH Energieinsel-Petershagen .....  | 10 |
| 2.1.1 | Beschreibung Modellquartier mit Stand der Umsetzung zu Beginn des FuE-Projektes                        | 10 |
| 2.1.2 | Bauweise der umgesetzten Häuser im Modellgebiet.....   | 11 |
| 2.1.3 | Gesamtenergiebilanz für das Quartier „EIPH Energieinsel Petershagen“ am Beginn des FuE-Vorhabens ..... | 12 |
| 2.1.4 | Umgesetzte Wärme-/Kälteversorgung des Gesamtquartiers .....  | 12 |
| 2.1.5 | Geplante und umgesetzte Stromversorgung im Quartier.....   | 13 |
| 2.1.6 | Geplante Steuerung und Regelung der Anlage.....  | 15 |
| 2.2   | Stand Der Wissenschaft und Technik zu Beginn des Projektes .....                                       | 15 |
| 2.2.1 | Stand zu Wissenschaft und Technik im Bereich „Oberflächennahe Geothermie“ .....                        | 15 |
| 2.2.2 | Quartierskonzept „EIPH“ im Vergleich mit anderen FuE-Vorhaben zu Beginn des Vorhabens.....             | 16 |
| 3     | Planung und Ablauf des Vorhabens.....  | 18 |
| 4     | Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde.....                                 | 25 |
| 5     | Zusammenarbeit mit anderen Stellen .....   | 28 |

### Eingehende Darstellung

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 1     | Verwendung der Zuwendung und die erzielten Ergebnisse im Einzelnen, mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele.....  | 30 |
| 1.1   | Ziele des Vorhabens .....  | 30 |
| 1.2   | erzielte Ergebnisse im Vergleich mit Den Zielen - Energieinsel Projektentwicklungsgesellschaft mbH .....   | 34 |
| 1.2.1 | Entwicklung und Weiterentwicklung des Energieversorgungskonzeptes für das Stadtquartier .....  | 34 |
| 1.2.2 | Erstellung eines Messstellenkonzeptes mit Messstellenplan für die Gebäude und das Gesamtquartier .....   | 34 |
| 1.2.3 | Planung und Umsetzung der umfangreichen Datenerfassung/-auswertung.....  | 42 |
| 1.2.4 | Modellbildung und Simulation der Energieströme im Gebäude sowie insbesondere für das Gesamtversorgungskonzept des Stadtquartiers .....   | 46 |
| 1.2.5 | Entwicklung von Programmmodulen und vorausschauender Steuer- und Regelungsalgorithmen in enger Zusammenarbeit mit der Nowisys IT-Service GmbH für die Gebäude- und die Quartiersversorgung ..... | 49 |
| 1.2.6 | Umsetzung/Modifizierung der IKT-Lösungen in den Gebäuden und Quartier in enger Zusammenarbeit mit der Nowisys IT-Service GmbH.....   | 52 |
| 1.2.7 | Langzeitmonitoring/-optimierung der Energieströme zwischen den einzelnen Verbrauchern, Erzeugern sowie Speichern.....  | 59 |
| 1.2.8 | Optimierung des Gesamtprozesses in der Einfahrphase und dem Betrieb sowie der Energiebereitstellung/-versorgung im Gesamtquartier.....   | 78 |

|        |   |     |
|--------|---|-----|
| 1.2.9  | Untersuchungen zu den Stromnetzeinspeisungen sowie den Stromnetzbezügen aus dem zentralen Stromnetz des Gesamtquartiers.....  | 79  |
| 1.2.10 | Weitere mögliche Energieeffizienzpotentiale im Gesamtquartiers mit Langzeitbetrachtungen.....   | 82  |
| 1.2.11 | Untersuchungen zur Akzeptanz der neuen Energieversorgungsstrukturen in enger Zusammenarbeit mit der in-novare Weimar;.....  | 85  |
| 1.3    | Erzielte GesamtErgebnisse DER EnergieinselProjektmanagement GmbH.....   | 89  |
| 1.3.1  | Zusammengefasste Ergebnisse der Untersuchungen im Quartier .....  | 89  |
| 1.3.2  | Integrale Planungsgrundlagen für andere Gebäude und vergleichbare Versorgungsstrukturen im Quartier .....   | 90  |
| 1.3.3  | Lösungsansätze sowie deren Vor- und Nachteile auch für andere komplexe Versorgungsstrukturen und der Netzintegration in die bestehende zentrale Stromnetzinfrastuktur.....                        | 93  |
| 1.4    | Geothermiefeld und HydroGEOlogische Standortbedingungen (aQua-thermic Ingenieurgesellschaft mbH).....   | 96  |
| 1.4.1  | Messtechnische Erfassung/Auswertung des Energieaustag aus der Erdwärmesonden-Anlagen sowie Optimierung der Gesamtversorgung unter Berücksichtigung der hydrogeologischen Standortbedingungen..... | 96  |
| 1.4.2  | Wärmepumpenbetrieb in Wechselwirkung mit den anderen Versorgungs-anlagen (PV-Stromerzeugung, große Wärmespeicher mit Heizpatronen).....   | 103 |
| 1.4.3  | Vor- und Nachteile sowie Grenzen in der Betriebsführung solcher, großen Quartiers-Geothermieanlagen.....  | 104 |
| 1.4.4  | Planungsgrundlagen für den optimalen Betrieb (Heizen und Kühlen) vergleichbarer sektorenekoppelter Stadtquartiere .....   | 106 |

## Abbildungsverzeichnis:

|  |    |
|--|----|
| Abbildung 1: Bebauungsplan für Stadtquartier „Energieinsel-Petershagen“ Foto: D. Rücker .....  | 10 |
| Abbildung 2: Fertiggestelltes Haus Nr. 2 (linkes Bild) sowie Haus Nr. 3 (rechtes Bild) Foto: D. Rücker .....   | 11 |
| Abbildung 3 : Gemeinschaftszentrum - Innenausstattung Foto: D. Rücker .....  | 11 |
| Abbildung 4: Wärmepumpenanlage und Warmwasserspeicher Foto: D, Rücker .....  | 13 |
| Abbildung 5: Batterieschrank der Firma TESVOLT(links), eingebaut in den Wohngebäuden und Steuerschrank in Haus 7 (rechts) Foto: D. Rücker .....                                | 14 |
| Abbildung 6: Erstes Messstellenkonzept für die wärmetechnische Seite mit Wärmepumpenanlage ...   | 18 |
| Abbildung 7: Erstes Messstellenkonzept für die stromtechnische Seite mit PV-Anlage .....   | 19 |
| Abbildung 8: Erfahrungsaustausch während der Poster-Session Foto: I. Martinez .....  | 26 |
| Abbildung 9: Vortragsreihe (links) und Besichtigung Heizungsanlage im Dachgeschoss (rechts) Foto: I. Martinez.....   | 26 |
| Abbildung 10: Entwickeltes Messstellenkonzept.....   | 41 |
| Abbildung 11: Datenmodell am Beispiel der Wärmepumpe.....  | 43 |
| Abbildung 12: Datenmodell für die Wetterprognose .....   | 44 |
| Abbildung 13: Steuerdaten der Wärmepumpe .....   | 45 |
| Abbildung 14: Steuerdaten der Zusatzspeicher .....   | 45 |
| Abbildung 15: Auswertung durch Verdichtung der Daten (Beispiel).....   | 45 |
| Abbildung 16: Monatsbilanz Heizen und Kühlen .....   | 46 |
| Abbildung 17: Temperaturkurve solesseitig 25 Jahre.....  | 46 |
| Abbildung 18: Temperaturkurve solesseitig Jahresbilanz .....   | 46 |
| Abbildung 19: Überlagerung der thermischen Lasten am Beispielobjekt.....   | 47 |
| Abbildung 20: Entwicklung Soletemperatur mit Einspeisung durch Kühlung .....   | 47 |
| Abbildung 21: Verteilung der Nutzung von PV-Energie im Gebäude und Quartier .....  | 48 |
| Abbildung 22: Vergleich Monatsbilanzen der thermischen Lasten mit der Monatsbilanz der Stromerzeugung aus der PV-Anlage.....   | 48 |
| Abbildung 23: Erste Optimierungen in der Haustechnik durch geregeltes Power to Heat (oben) und dazugehörige Ladezyklen der Batterie .....                                      | 53 |
| Abbildung 24: Darstellung Energiefluss am Modellhaus (Haus 6) an einem sonnenreichen Tag im September 2021 mit aktiver Steuerung.....  | 54 |
| Abbildung 25: Darstellung Energiefluss am Modellhaus (Haus 2) an einem sonnenreichen Tag im September 2021 ohne Steuerung .....  | 54 |
| Abbildung 26: Darstellung Energiefluss am Modellhaus (Haus 6) an einem Tag im August 2021 mit geringer Solarstrahlung und aktiver Steuerung.....                               | 55 |
| Abbildung 27: Darstellung Energiefluss am Modellhaus (Haus 2) an einem Tag im August 2021 mit geringer Solarstrahlung und ohne Steuerung.....                                  | 55 |
| Abbildung 28: Vergleich der Energieflüsse an einem sonnenreichen (oben) und sonnenarmen Tag (unten) im Oktober bei aktiver Steuerung .....                                     | 56 |
| Abbildung 29: Darstellung der Stromerzeugung, der Stromeinspeisung und des Stromeigenverbrauchs sowie dem zusätzlichen Strombezug (Zukauf) in einem ausgewählten Gebäude ..... | 58 |
| Abbildung 30: Wärmeverbrauch an Haus 2 im Monat Juli 2022 .....  | 60 |
| Abbildung 31: Wärmeverbrauch für Haus 2 (links) und Temperaturverlauf der Außentemperatur (rechts) am 19.07.2022 .....   | 60 |
| Abbildung 32: Wärmeverbrauch im Sommermonat Juli 2022 am Haus 6.....   | 61 |
| Abbildung 33: Wärmeverbrauch für Haus 6 am 19.07.2022 .....  | 61 |
| Abbildung 34: Wärmeverbrauch im Juli 2022 im Gemeinschaftshaus 7 .....   | 62 |
| Abbildung 35: Wärmeverbrauch im Gemeinschaftshaus 7 am 19.07.2022 .....  | 62 |
| Abbildung 36: Wärmeverbrauch an Haus 2 im Monat November 2022.....   | 64 |
| Abbildung 37: Wärmeverbrauch an einem exemplarischen Tag im Monat November 2022 (Haus 2).....  | 64 |
| Abbildung 38: Wärmeverbrauch im Haus 6 im Monat November 2023 .....  | 65 |
| Abbildung 39: Wärmeverbrauch im Haus 6 an einem exemplarischen Tag im Monat November 2023 .....  | 65 |
| Abbildung 40: Wärmeverbrauch im Gemeinschaftshaus 7 im Monat November 2023 .....   | 66 |

|   |     |
|---|-----|
| Abbildung 41: Wärmeverbrauch im Gemeinschaftshaus 7 an einem exemplarischen Tag im Monat<br>November 2023 .....   | 66  |
| Abbildung 42: Wärmeverbrauch für Haus 2 im Jahr 2022 .....  | 67  |
| Abbildung 43: Wärmeverbrauch für Haus 6 im Jahr 2022 .....  | 67  |
| Abbildung 44: Wärmeverbrauch für Haus 7 (Gemeinschaftshaus) im Jahr 2022 .....  | 68  |
| Abbildung 45: Heizstab- und Wärmepumpenstromvergleich im Jahr 2022 .....  | 69  |
| Abbildung 46: Gesamtwärmebilanz für das Quartier im Jahr 2022 .....   | 69  |
| Abbildung 47: Stromverbrauch (links) und Batterieladezustände (rechts) an einem signifikanten Tag<br>im Sommer mit Steuerung in Haus 2 .....                  | 70  |
| Abbildung 48: Stromverbrauch (links) und Batterieladezustände (rechts) an einem signifikanten Tag<br>im Sommer an Haus 7 .....                                | 70  |
| Abbildung 49: Strom-Monatsbilanz (links) und Batterieladezustand (rechts) im Juli 2022 an Haus 2  | 71  |
| Abbildung 50: Strom-Monatsbilanz (links) und Batterieladezustände (rechts) im Juli 2022 an Haus 6<br>.....  | 71  |
| Abbildung 51: Strombilanz (links) und Batterieladezustände (rechts) an einem signifikanten Wintertag<br>in Haus 2 .....                                       | 72  |
| Abbildung 52: Strombilanz (links) und Batterieladezustände (rechts) an einem signifikanten Tag im<br>November an Haus 6 .....                                 | 72  |
| Abbildung 53: Strombilanz (links) und Batterieladezustand (rechts) an Haus 2 im November 2022<br>(Winter) .....   | 73  |
| Abbildung 54: Strombilanz (links), Batterieladezustand (rechts) an Haus 6 im November 2022<br>(Winter) .....  | 73  |
| Abbildung 55: Jahresstrombilanz (links) und Batterieladezustände (rechts) Haus 2 im Jahr 2022 .....   | 74  |
| Abbildung 56: Jahresstrombilanz (links) und Batterieladezustände (rechts) Haus 3 im Jahr 2022 .....   | 75  |
| Abbildung 57: Jahresstrombilanz (links) und Batterieladezustände (rechts) Haus 4 im Jahr 2022 .....   | 75  |
| Abbildung 58: Jahresstrombilanz (links) und Batterieladezustände (rechts) Haus 5 im Jahr 2022 .....   | 76  |
| Abbildung 59: Jahresstrombilanz (links) und Batterieladezustände (rechts) Haus 6 im Jahr 2022 .....   | 76  |
| Abbildung 60: Jahresstrombilanz (links) und Batterieladezustände (rechts) Haus 7 im Jahr 2022 .....   | 76  |
| Abbildung 61: Heizstab- und Wärmepumpenstromvergleich .....   | 77  |
| Abbildung 62: Stromnetzeinspeisung/-bezug (zentrale Stromnetz) an einem signifikanten Tag im<br>Sommer (links) und Winter (rechts) .....                      | 79  |
| Abbildung 63: Stromnetzeinspeisung/-bezug (zentrale Stromnetz) im Juli 2022 .....   | 80  |
| Abbildung 64: Stromnetzeinspeisung/-bezug im November 2022 .....  | 81  |
| Abbildung 65: Stromnetzbezug/Stromnetzeinspeisung im Herbst (oben) und Winter (unten) im<br>Vergleich .....   | 81  |
| Abbildung 66: Stromnetzeinspeisung/-bezug im Jahr 2022 .....  | 82  |
| Abbildung 67: Nutzungsintensität des Zusatzangebotes (Sauna, Fitnessraum, Grillplatz<br>links)(Gästezimmer, Raum für Feiern/Freizeitaktivitäten rechts) ..... | 85  |
| Abbildung 68: Entscheidung für Wahl des Wohnquartiers .....   | 86  |
| Abbildung 69: Wertigkeit unterschiedlicher Ausstattungsmerkmale des Quartiers .....   | 86  |
| Abbildung 70: Nutzung der Park- und Lademöglichkeiten im Quartier .....   | 87  |
| Abbildung 71: Stromerzeugung für E-Fahrzeuge im Quartier (links) und Akzeptanz vorgegebene<br>Ladezeiten .....  | 87  |
| Abbildung 72: Zufriedenheit mit Wärmeversorgung (links) bzw. Kühlung (rechts) .....   | 88  |
| Abbildung 73: Gründe für Wahl des Stromanbieters .....  | 88  |
| Abbildung 74: Akzeptanz für Einführung von unterschiedlichen Tag-/Nachtstromtarife .....  | 89  |
| Abbildung 75: Lage des Modell- und Untersuchungsgebietes [29] .....   | 97  |
| Abbildung 76: Aufgenommenes Bohrprofil aus der GRT-Bohrung .....  | 97  |
| Abbildung 77: Bohrfeld und Bohrfeldsimulationen für die Doppel- U- Rohr- Erdwärmesonden .....   | 99  |
| Abbildung 78: Prognostizierte Temperaturfahne Untersuchungsgebiet Energieinsel Petershagen [29]<br>.....  | 99  |
| Abbildung 79: Soletemperatur im Vergleich mit der Außentemperatur im Sommer .....   | 100 |
| Abbildung 80: Soletemperatur im Vergleich mit der Außentemperatur im Winter .....   | 100 |
| Abbildung 81: Messpunkt der Untergrundtemperaturmessung (rechts) und Messergebnis im Vergleich<br>mit numerischen Simulationsergebnissen .....                | 101 |

|   |     |
|---|-----|
| Abbildung 82: Isotherme im 25. Betriebsjahr des Erdsondenfeldes entlang des vertikalen Schnittes, 5-fach überhöht [29] .....  | 101 |
| Abbildung 83: Prognostizierte Temperaturanglinien über 25 Jahre am fiktiven Beobachtungspunkt MP2 an der südlichen Erdwärmesonde 1 .....  | 102 |
| Abbildung 84: Simulation der Fluidtemperatur an der Erdsondenanlage über die Laufzeit von 25 Jahren .....   | 102 |
| Abbildung 85: Simulation der Temperaturfahne an der Erdsonden-Anlage über die Laufzeit von 25 Jahren im Rahmen der Planung der Geothermieanlage (links) und mit den gemessenen Ist-Daten im EIPH-Projekt (rechts) ..... | 103 |

## Tabellenverzeichnis

|   |    |
|---|----|
| <i>Tabelle 1:</i> Übersicht der Komponenten mit der Anzahl an Messwerte je Komponente und insgesamt ..... | 35 |
| Tabelle 2: Messpunkte an den Wärmepumpen in den Häusern 2 bis 7 .....                                     | 36 |
| Tabelle 3: Messpunkte an der Kühlstation der Häuser 2 bis 7 .....   | 36 |
| Tabelle 4: Messpunkte PV-Wechselrichter in den Häusern 2 bis 7 und Carportanlagen 1 bis 4 .....           | 37 |
| Tabelle 5: Messpunkte an den Batterien (Laderegler) in den Häusern 2 bis 7 .....                          | 37 |
| Tabelle 6: Messpunkte an den Wasserspeichern in den Häusern 2 bis 7 .....                                 | 38 |
| Tabelle 7: Messpunkte HomeManager in Häusern 2 bis 7 .....  | 38 |
| Tabelle 8: Messpunkte am EnergyMeter in den Häusern 2 bis 7 und den Carportanlagen .....                  | 39 |
| Tabelle 9: Messpunkte an der Trafostation .....   | 39 |
| Tabelle 10: Messpunkte an der Wetterstation .....   | 40 |
| Tabelle 11: Messpunkte an der Wetterprognose im Haus 7 .....  | 40 |
| Tabelle 12: Datenmodell für allen Komponenten .....   | 43 |
| Tabelle 13: Eingesetzte Softwarekomponenten .....   | 49 |
| Tabelle 14: Geohydrologische Kenndaten des HSM-Modells .....  | 98 |

## I Kurze Darstellung

### 1 Aufgabenstellung

Einen Vorreiter auf dem Gebiet der energieeffizienten und intelligent vernetzten Energieversorgung im Quartier stellt das errichtete Wohn-/Lebensquartier 4.0 „Energieinsel-Petershagen“ in der Gemeinde Petershagen/ Eggersdorf im Landkreis Märkisch-Oderland in Brandenburg dar.

Ziel des Wohnungsbauprojekts „Energieinsel-Petershagen“ war es durch:

- die gezielte Vernetzung von Erdwärmepumpen (Kühlen/Heizen) mit der PV-Stromerzeugung auf den Häusern/Carports und durch einen effizienten, intelligent gekoppelten, stromgeführten Betrieb der Wärmepumpen auf Basis von Überschuss-PV-Strom;
- die Integration von großen aufrüstbaren Strom- und Wärmespeichern in den Gebäuden;
- die Errichtung einer quartiersinternen Stromringleitung zum Lastausgleich der Energieverbräuche und -bedarfe zwischen den Gebäuden und optimalen Nutzung der Wärme-/Stromspeicherpotentiale (Laststrom-/Wärmeausgleich) aller im Quartier befindlichen integrierten Strom-/Wärmespeicher und Energiepotentiale (PV/Geothermie);
- die vorausschauende Be- und Entladung, der in den Häusern integrierten Wärme- und Stromspeicher in Abhängigkeit von den bilanzierten und gemessenen Energiebedarfen bzw. der Energiebereitstellung (WP, PV) unter Einbeziehung von Nutzerverhalten und Wetterprognosen;
- den Aufbau einer Ladeinfrastruktur für E-Mobilität (Autos- und Bikes) in den Carports und Nutzung des PV-Stroms zur Beladung der quartierseigenen (Bewohner) E- Mobilität (Autos und Bikes);
- die gezielte Nutzung von verbleibendem Überschussstrom zur Wärmebereitstellung (Power to Heat) und Speicherung von Überschussstrom in den großen Wärmespeichern der Gebäude;
- die darauf aufbauende intelligent vernetzte Steuerungs- und Regelungstechnik für die Energiebereitstellung (Strom/Wärme/Kälte) auf Basis von gemessenen Wetterdaten sowie Wettervorhersagen und gemessener und bilanzierter Verbrauchsdaten der Nutzer (Lastprofilen);
- die Umsetzung eines Mieterstrommodells zur optimalen Nutzung des quartierseigenen PV-Stroms vor Ort;
- die Errichtung dezentraler Frischwasserstationen zur energieeffizienten Sicherstellung der Trinkwarmwasserqualitäten

eine 100-prozentige Wärmeversorgung (Geothermie/PV-Strom) und eine über 85 - 90%ige dezentrale Stromversorgung (PV) mit integrierter E-Mobilität im Quartier zu garantieren.

**Ziele des FuE-Vorhabens „EIPH- Energieinsel-Petershagen – Wohn-/Lebensquartier 4.0“** waren, an diesem zum Start des FuE-Projektes noch im Bau befindlichen innovativen und nachhaltigen sektorengekoppelten großen Stadtquartier, unter Praxisbedingungen Datengrundlagen zu Nutzer- und Verbrauchsverhalten sowie Energieströmen zwischen Erzeuger-/Speicheranlagen sowie Verbrauchern in Abhängigkeit vom Wetter zu erfassen, Algorithmen für ein innovatives Betriebsführungskonzept zu entwickeln sowie die Energieversorgungsstrukturen und insbesondere die damit verbundenen Mess-, Steuer- und Regelungsvorgänge unter Energieeffizienzgesichtspunkten aufzubauen. Dabei sollte die sektorengekoppelte Energieversorgung für das Wohnquartier mit integrierter E-Mobilität so errichtet werden, dass ein netzdienliches Stadtquartier mit geringem Stromnetzbezug/-einspeisung entsteht. Die Gesamtenergieversorgung war so zu optimieren, dass eine hohe Eigenverbrauchsquote, der im Quartier erzeugten erneuerbaren Energien, langfristig garantiert werden kann.

Um die weitreichend gesteckten Ziele zu erreichen, waren nachfolgende Arbeitsschwerpunkte im Rahmen des FuE- Vorhabens durch die Projektbeteiligten zu bearbeiten:

- Schaffung von Datengrundlagen zu Nutzer-/Verbrauchsverhalten, Energieerzeugung sowie Energieströmen zwischen Erzeuger-/Speicheranlagen sowie Verbrauchern in Abhängigkeit vom Wetter,
- Begleitung der Einfahrphase der sektorenübergreifenden intelligent vernetzten Energieversorgung des Stadtquartiers und durch gezielte Untersuchungen, Messungen sowie Monitoring des Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicherlastmanagements unter Einbeziehung von Wettermessdaten/-prognosen, damit Schaffung der Basis für die Optimierung der Versorgungsstrukturen sowie der dafür erforderlichen IKT-Lösungen;
- Simulation der Energieströme mit dem Aufzeigen von Energieeffizienzpotentialen sowie Schaffung von Grundlagen für die zu entwickelnden Steuerungs-/Regelungsalgorithmen;
- Entwicklung von vorausschauenden Steuerungs-/Regelungsalgorithmen und Programmmodulen, die auf festgelegten Kennwerten aus den zeitlich unterschiedlichen Energiebedarfen sowie Eckdaten der Energiebereitstellung und Wetterprognosen basieren;
- Umsetzung, Untersuchung und Anpassung dieser Steuerungs-/Regelungsalgorithmen sowie Programme in den Gebäuden und Quartier mit Optimierung der Prozesse und Modifizierung der MSR-Technik;
- Simulation des Gesamtquartiers unter dem Blickwinkel des Lastenausgleichs zwischen den Gebäuden durch die Quartiersstromleitung und Optimierung der Energieströme sowie u.a. Nutzungspotentiale der Strom- und Wärmespeicher in den Gebäuden;
- Umsetzung der Simulationsergebnisse durch Kopplung der Gebäude sowie Zusammenführung der Steuerungs-/Regelungstechnik in einem Gesamtbetriebskonzept;
- Langzeitoptimierung der Energieströme zwischen den einzelnen Verbrauchern, Gebäuden sowie Speichern und der damit verbundenen Steuerungs-/Regelungsprozesse sowie –techniken zur Erreichung der höchsten Energieeffizienz und –einsparung;
- Untersuchungen zu den Auswirkungen des stromgeführten Betriebs in Bezug auf den Wirkungsgrad der Wärmepumpen und den Energieertrag der geothermischen Erzeugungsanlage sowie insbesondere die hydrogeologische Beeinflussung des Untergrundes;
- Untersuchungen des Betriebsverhaltens im Quartier und dessen Auswirkungen auf die Stromnetzeinspeisung sowie den Stromnetzbezug;
- Untersuchungen der Akzeptanz der neuen Energieversorgungsstrukturen mit Mieterstrom, der Nutzung von E-Mobilität, der Beteiligung von Mietern an der Finanzierung sowie dem Warmmietenmodell.

Ziele des Projektes waren es, damit umfassende Grundlagen für den integralen Planungsprozess anderer vergleichbarer energieeffizienter, sektorengekoppelter und stark vernetzter Stadtquartiere zu gewinnen, Handlungsanleitungen für die Umsetzung und Inbetriebnahme solcher Energieversorgungsstrukturen, insbesondere mit eigener Stromringleitung im Quartier und großen Strom-/Wärmespeichern in den Gebäuden, zu entwickeln und dabei auch die Interaktion des quartierseigenen Stromnetzes mit dem zentralen Stromverteilernetz zu betrachten.

## 2 Voraussetzung, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

### 2.1 MODELLQUARTIERS – EIPH ENERGIEINSEL-PETERSHAGEN

#### 2.1.1 Beschreibung Modellquartier mit Stand der Umsetzung zu Beginn des FuE-Projektes

Das Modellgebiet liegt in der Gemeinde Petershagen/ Eggersdorf in der Elbstraße im Landkreis Märkisch-Oderland im Bundesland Brandenburg.

In dem Stadtquartier „EIPH Energieinsel-Petershagen“ waren 6 Wohnhäuser und ein Gemeinschaftshaus mit einer Gesamtwohnfläche von 6.480 m<sup>2</sup> auf einer Gesamtgrundstücksfläche von 13.567 m<sup>2</sup> geplant (s. Abbildung 1). Zu Beginn des Modellprojektes in Februar 2021 waren 4 der geplanten Wohnhäuser und das Gemeinschaftshaus bereits errichtet. Ein fünftes Wohnhaus befand sich noch im Bau und konnte bis Ende 2022 fertiggestellt werden. Für das geplante sechste Wohnhaus (Haus Nr. 1) bestand bis Ende des Projektes noch keine Baugenehmigung und somit hatte der Bau nicht begonnen. Es ist geplant, dass dieses Wohnhaus nach Baugenehmigung und Fertigstellung in das Gesamtenergiekonzept später eingebunden wird.



Abbildung 1: Bebauungsplan für Stadtquartier „Energieinsel-Petershagen“ Foto: D. Rücker

Die Erschließungsarbeiten für das Gesamtgebiet mit gebietseigener Stromverteilungsleitung waren im Februar 2021 bereits abgeschlossen und die jeweiligen Erdwärmesondenanlagen für die sechs Gebäude waren bei Projektstart bereits installiert. Die Installation und der Betrieb von Messtechnik zur Erfassung der Soletemperaturen war zu diesem Zeitpunkt noch nicht Gegenstand der Umsetzung.

Die geplante Carportanlage mit den Abstellräumen und entsprechenden Steckdosen für die E-Mobilität standen den Bewohnern mit Einzug ebenfalls schon zur Verfügung. Diese 60 wohnungszugehörige Carports mit E-Steckdose auf dem Gelände sollen die Nutzung von E-Mobilität (E-Autos/ E-Bikes) durch die Bewohner gezielt unterstützen und zu einer nachhaltigen zukunftsweisenden Mobilität im Quartier beitragen, ist eins der weitsichtigen Ziele des Bauherren.

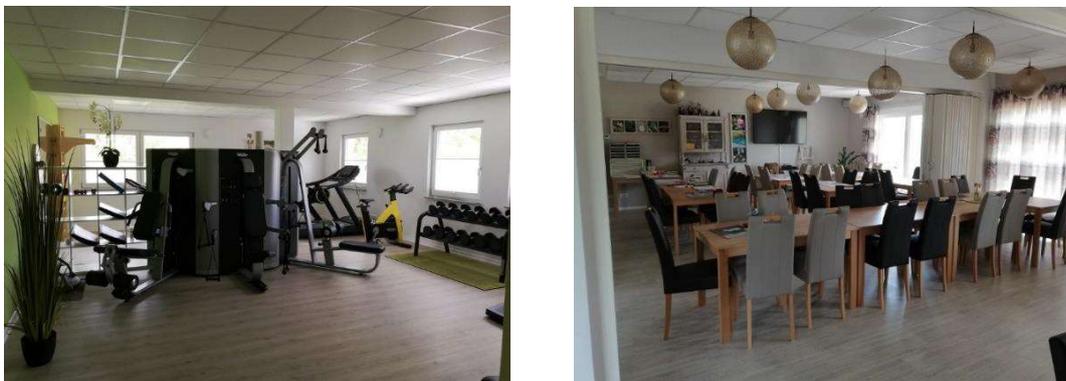
Bis Ende 2022 waren die Gesamtbaumaßnahmen (bis auf Haus 1) beendet und das gesamte Stadtquartier von den zukünftigen Bewohnern bezogen und damit in Betrieb. D.h. die gesamte Einfahrphase konnte im Projekt messtechnisch begleitet, die Gesamtenergieversorgung des Stadtquartiers bis Mitte 2023 entsprechend optimiert und damit Planungsgrundlagen zur energetischen Optimierung solcher sowie auch anderer Stadtstrukturen gezielt abgeleitet werden.

In den Mehrfamilienhäusern (s. Abbildung 2) sind insgesamt 72 Wohnungen für Jung und Alt, die seniorengerecht, barrierefrei, teilweise behinderten- und rollstuhlgerecht ausgebaut sind, entstanden. Die Wohnungsgröße reicht dabei von 55 m<sup>2</sup> bis 90 m<sup>2</sup>. Im noch zu errichtenden Haus 1 sind außerdem 4 Gästezimmer, 26 Ein-Zimmer-Wohnungen zu je ca. 46 m<sup>2</sup> und eine Tiefgarage mit 26 Tiefgaragenplätzen geplant.



*Abbildung 2: Fertiggestelltes Haus Nr. 2 (linkes Bild) sowie Haus Nr. 3 (rechtes Bild) Foto: D. Rücker*

Eine nachhaltige Wohnwert- und Wohnqualitätssteigerung im neuartigen Stadtquartier wird durch das Gemeinschaftshaus mit Fitnessräumen, Sauna mit Ruherraum, ein Massageraum und zwei Gesellschaftsräumen (Feierlichkeiten) für die Bewohner erreicht (s. Abbildung 3).



*Abbildung 3 : Gemeinschaftszentrum - Innenausstattung Foto: D. Rücker*

### 2.1.2 Bauweise der umgesetzten Häuser im Modellgebiet

Die Wände der Häuser (Nr. 2-4) bestehen entsprechend dem angestrebten KfW 55 Standard (EnEV 2014) aus 17,5 cm Leichtbeton-Wandelementen (Leichtzuschlag Blähton) der Firma Tinglev Elementfabrik GmbH mit 20 cm Mineralfaserdämmung. Der Leichtzuschlag Blähton in den Wandelementen garantiert durch seine gute Wärme- und Luftfeuchteregulierung ein angenehmes, ausgeglichenes Wohnraumklima in den Räumen.

Im Dachaufbau wurden 180 mm Zellulose-Einblasdämmung und 80 mm Aufsparrendämmung eingesetzt, um die geforderten hohen energetischen Standards der Gebäude und damit den geringen Wärmeenergiebedarf zu erreichen. Zudem bietet der Recyclingbaustoff Zellulose, aufgrund seiner hohen Wärmespeicherkapazität, eine sehr gute Phasenverschiebung (ca. 12 h) z. B. für die sommerlichen Kühlung. D.h. die Außentemperaturen werden über den Tag nicht an die Innenräume abgegeben (im Vergleich Mineralwolle 4 h) und der Kühlenergiebedarf wird damit erheblich verringert. Ziel war es neben der Energieeffizienzsteigerung im Heizfall u.a. die Geothermieanlagen nicht über die thermohydrologische Belastungsgrenze des Untergrundes, insbesondere mit dem aus der Kühlung resultierenden Energieeintrag, zu beeinflussen.

Den bautechnischen und gesetzlichen Anforderungen folgend wurde das letzte Haus (Haus-Nr. 5) dann im KfW 40 plus Standard (ENEV 2016) errichtet. Dafür wurden u.a. die Einblasdämmung im Dachgeschoss von 180 mm auf 200 mm erhöht, der U-Wert der Fenster von 0,95 auf 0,90 W/(m<sup>2</sup>·K) gesenkt und eine Verdopplung der Bodenplattendämmung von 80 mm auf 160 mm vorgenommen.

### 2.1.3 Gesamtenergiebilanz für das Quartier „EIPH Energieinsel Petershagen“ am Beginn des FuE-Vorhabens

Für das Stadtquartier „EIPH“ stand zu Beginn des FuE-Vorhabens ein erstes Energiekonzept mit einer Gesamtenergiebilanz auf Basis der Energiebräuche für die einzelnen Wohngebäude zur Verfügung. Es war für die einzelnen Gebäude ein EnEV-Nachweis nach Energieeinsparverordnung EnEV 2014 durchgeführt worden und gemäß diesen EnEV- Nachweisen (EnEV 2014- KfW- Effizienzhaus 55/40Plus) ergab sich für die Wohngebäude mit einer Wohnfläche von 5.400 m<sup>2</sup> (ohne Haus 1) ein Jahresheizwärmebedarf inklusive Warmwasser von 460.800 kWh/a.

Der erforderliche Strombedarf für die einzelnen Mehrfamilienhäuser setzt sich aus dem allgemeinen Strombedarf für die Gebäude und für die Bewohner (Mieterstrommodell) (ca. 30 kW) zuzüglich dem Strombedarf für den Betrieb der Wärmepumpe (6 kW) und den Fahrstuhl (ca. 3 kW) zusammen. Hinzu kam noch der allgemeine Strombedarf für das Gemeinschaftshaus (ca. 22 kW Spitzenlast) mit Sauna und Fahrstuhl. Der Gesamtstrombedarf für das Quartier wurde so auf ca. 250 kW Spitzenlast (ohne Haus 1) bilanziert.

Für den Solarstrom aus den geplanten PV-Anlagen auf den Wohngebäuden und Carports wurde ein Ertrag von 490.000 kWh/a berechnet. Dieser Betrag wurde auch als Grundlage für die Netzverträglichkeitsprüfung und Auslegung der Trafostation verwendet.

### 2.1.4 Umgesetzte Wärme-/Kälteversorgung des Gesamtquartiers

Die Wärmeversorgung aber auch Kühlung des Wohnquartiers erfolgt auf Basis oberflächennaher Geothermie mittels Doppel-U-Rohr-Sonden. Der dafür an Standort vorhandene Untergrund setzt sich aus stark schluffigen/tonigen enggestuften Sanden zusammen. Aus Untersuchungen der Grundwasserverhältnisse ging hervor, das Schichtenwasser in unterschiedlichen Tiefen (ca. 1,50 bis 6,20 m unter GOK) vorhanden ist. Eine Wärmeflussdichte von 0,07 W/m<sup>2</sup> wurde beim Thermal Response Test und einer darauf aufbauenden Modellbildung mit thermohydrologischen Simulationen an einer Probebohrung ermittelt. Aus diesen Untersuchungen wurde bei einem geplanten Sondenabstand von 9 m, eine Gesamtentzugsleistung fürs Quartier von 368.000 kWh/a und für die Einzelbohrung von ca. 38 W/m ermittelt. Es ergab sich somit ein Sondenfeld mit 45 Erdsonden a 99,8 m Bohrtiefe für die Wärmeversorgung des Stadtquartiers „EIPH Energieinsel Petershagen“. Errichtet wurden 49 Erdwärmesonden a 99,8 m. Die Lage der Erdwärmesonden ist in Abbildung 1 dargestellt.

Mit den durchgeführten Simulationen konnte zu Beginn des Vorhabens nachgewiesen werden, dass, durch den starken Zustrom des Grundwassers, die mittlere Untergrundtemperatur während eines Betriebsjahres nicht unter 8°C absinkt und in der Regenerationsphase die ungestörte Untergrundtemperatur nahezu wieder erreicht wird. Dies war gezielt im FuE-Projekt zu überprüfen und mit entsprechenden Messungen und Berechnungen zu untersetzen bzw. unter Praxisbedingungen zu quantifizieren.

In jedem Gebäude war zur Beheizung und Kühlung eine Wärmepumpe (derzeit 6 Wärmepumpen) der Firma Bosch Thermotechnik GmbH geplant und wurden in den fertiggestellten Häusern eingesetzt.

Für die optimalen Betriebstemperatur der Wärmepumpen von 35°C sind Niedertemperatur-Fußbodenflächenheizung in allen Räumen der Gebäude eingebaut worden.

Die für den Wärmepumpenbetrieb erforderliche elektrische Gesamtleistungsaufnahme betrug gemäß Berechnungen ca. 119.000 kWh/a. Für die Kühlung der Gebäude wurde eine Kühlleistung von ca. 172.000 kWh/a angesetzt. Dabei wurden 2.200 h/a Vollaststunden für das Heizen und ca. 900 h/a für Kühlung bilanziert.

Ziel der Wärmeversorgung war ein vorrangig stromgeführter Betrieb der Wärmepumpe, durch den erzeugten PV-Strom aus den PV-Anlagen, dem Quartiersstromnetz bzw. den Stromspeicher im Quartier.

D.h. die Wärmepumpe sollte in Betrieb gehen, wenn ausreichend Überschussstrom vorhanden (PV, Stromspeicher) ist und nicht, wenn Wärmebedarf besteht. Um diesen stromgeführten Betrieb der Wärmepumpe sicherzustellen, musste eine neue Steuerung entwickelt werden, die direkt in die Steuerung der Wärmepumpe (Dies ermöglichte und erfolgte in Zusammenarbeit mit der Bosch Thermotechnik GmbH) eingreift. Außerdem wurden dafür zusätzlich in jedem Wohnblock große 4.000 l Warmwasserschichtenspeicher u.a. zur Zwischenspeicherung der aus PV-Strom erzeugten Heizwärme errichtet. (s. Abbildung 4).

In den Warmwasser-Schichtenspeichern wurden jeweils eine mehrstufiger Heizpatrone mit einer Leistung von max. 8 kW für Power to Heat, d.h. die Wärmebereitstellung aus PV-Strom, eingebaut. Geplant war, den Warmwasserspeicher auf bis zu 95°C mit Überschussstrom aus dem PV-Modulen des Hauses bzw. Quartiersstromnetzes (Power to Heat) hoch zu heizen und so den stromgeführten Betrieb der Wärmepumpe zu realisieren. Eine große Energieeigenversorgungsquote (auch durch Nutzung von Überschussstrom zur Wärmebereitstellung) und geringe PV-Strom-Netzeinspeisung sollte so im Quartier erzielt werden.

Das Trinkwarmwasser wird über eine effizient ausgelegte Zirkulationsleitung, jeweils über den wohnungsbezogenen Versorgungsschacht, zur Verbrauchsstelle geführt. Zur Sicherstellung der Trinkwarmwasserqualität an den Entnahmestellen wurden zusätzlich dezentrale Frischwasserstationen an den Entnahmestellen installiert, die vorrangig auch mit PV-Strom betrieben werden sollten. So konnten die Energieverluste durch die Zirkulationsleitungen mit hohen Temperaturen verringert werden.



*Abbildung 4: Wärmepumpenanlage und Warmwasserspeicher Foto: D, Rücker*

Für die Wohnraumlüftung sorgt eine dezentrale Fassadenlüftung mit Wärmerückgewinnung (80%), welche in das Gesamtwärmeconcept mit einbezogen und in der Gesamtwärmebilanz des Gebäudes entsprechend berücksichtigt wurde.

### **2.1.5 Geplante und umgesetzte Stromversorgung im Quartier**

Die Stromversorgung des Gesamtquartiers sollte auf Basis eines hohen Anteils an selbst erzeugten PV-Stroms erfolgen. Dafür wurden alle Gebäude so errichtet, dass die Dächer vorrangig Süd-West-Ausrichtung aufweisen und damit großflächig mit PV-Anlagen bestückt werden konnten.

Insgesamt wurden auf den Häusern 2 bis 7 ( Haus 2= 360 Module, Haus 3= 236 Module, Haus 4= 153 Module, Haus 5= 226 Module, Haus 6= 153 Module, Haus 7= 119 Module) sowie auf den Carportanlagen (804 Module) insgesamt 1.851 Module (380 Watt) mit einer bilanzierten Gesamtstromleistung von 490.000 kWh/a errichtet, um eine nachhaltige Strombereitstellung für das Quartierstromnetz zu garantieren.

Die Stromversorgung erfolgt über eine Mittelspannungsstation, die mittels begehbare Kabelschächte die einzelnen Wohnblöcke mit Energie versorgt. Neben dem Eigenbedarf der Mieter (Mieterstrom, E-Mobilität) sind u.a. auch die Beleuchtung des Quartiers mit hocheffizienter LED-Beleuchtung vorrangig

mit selbsterzeugten PV-Strom direkt und zusätzlich bei Bedarf aus den Stromspeichern des Quartiers zu versorgen.



*Abbildung 5: Batterieschrank der Firma TESVOLT(links), eingebaut in den Wohngebäuden und Steuerschrank in Haus 7 (rechts) Foto: D. Rücker*

Für die Stromspeicherung wurden deshalb in jedem Wohngebäude Batterieschränke der Firma TESVOLT mit Lithium-Ionen-Batterien zur Zwischenspeicherung des erzeugten PV-Stroms (s. Abbildung 5) eingebaut. Aufgrund der im Vergleich mit anderen Strombatterien längeren Lebensdauer, höherer Entladetiefe und einem höheren Wirkungsgrad sind diese Lithium-Ionen-Batterien den hohen Ansprüchen der Stromzwischenspeicherung im Quartier besser gewachsen als andere vergleichbare Batteriesysteme. Diese Auswahl wurde im Rahmen der Planung durch die erstellten Ausschreibungen und Kostenanschläge sowie der Systemvergleiche in den Verdingungsunterlagen getroffen.

Die Batterieschränke in dem jeweiligen Gebäude, derzeit mit 18 kWh ausgerüstet, sind aufrüstbar auf 54 kWh mit 3 Laderegler für diese Batterien. Es sind also 3 mal 6 kW aus den Stromspeichern abrufbar. Das Batteriemagementsystem (BMS) der Firma TESVOLT ist dabei das „Gehirn“ der Batterie. Die „Füllstände“ der einzelnen Zellen und Batteriemodule werden durch das BMS überprüft und gesteuert. „TESVOLT hat für diesen Zweck den Active Battery Optimizer (ABO) entwickelt, der sowohl alle Batteriezellen innerhalb des Batteriemoduls als auch die einzelnen Batteriemodule untereinander optimiert. Der ABO überwacht die Temperatur, die Spannung und den Ladezustand jeder einzelnen Zelle und der Batteriemodule und steuert sie im Batteriesystem. Mit bis zu 8.000 Ladezyklen erreichen TESVOLT-Speicher in etwa eine kalendarische Lebensdauer von 30 Jahren. Dies garantiert eine enorme Investitionssicherheit gegenüber anderen Anbietern mit Haltbarkeiten von nur 15-20 Jahren.“ Außerdem sind die TESVOLT- Speicher durch den Active Battery Optimizer so konzipiert, dass sie bei mehr Speicherbedarf auch Jahre später noch erweitert werden können. Die effiziente Arbeitsweise der Speicher führt zu einem Gesamtwirkungsgrad von 95 %. [1]

Mit der großen Anzahl an PV-Modulen, den hohen, weiter aufrüstbaren, Stromspeicherkapazitäten sowie der quartierseigenen Stromringleitung und zukünftigen intelligenten Verknüpfung der Stromerzeugung/-speicherung sowie des Stromverbrauchs mit der Wärmebereitstellung war im Rahmen des FuE-Vorhabens in diesem Stadtquartier eine nachhaltige in weiten Teilen durch die Eigenstromversorgung des Quartiers, bei nur geringer Netzeinspeisung gekennzeichnete Energieversorgungsstruktur, umzusetzen und im Rahmen der Einfahrphase entsprechend zu optimieren.

## 2.1.6 Geplante Steuerung und Regelung der Anlage

Um das Ziel der hohen Eigenstromversorgungsquote bei einer geringen Stromnetzeinspeisung und einem geringen Stromnetzbezug zu erreichen, musste eine konsequente Vernetzung aller Verbraucher mit der Energiebereitstellung und –speicherung, d. h. ein intelligentes Energiemanagement zugeschnitten auf das Stadtquartier „Smart Grid Energiequartier Petershagen“ im FuE-Projekt entwickelt und umgesetzt werden. Da die Planung für das Wohnquartier zu Beginn des Forschungsprojektes bereits abgeschlossen war, bestand eine Herausforderung darin, die für den funktionalen Betrieb der Anlage installierten Messstellen in Bezug auf die wissenschaftliche Auswertung zu modifizieren bzw. auch zu kombinieren (virtuelle Zähler durch Bilanzierung).

Durch die Optimierung der Energiebereitstellung zugeschnitten auf die Infrastruktur des Quartiers sollten insgesamt, hohe, regelfähige Lasten sowie ein vorausschauendes Energiemanagement unter Einbeziehung der bilanzierten und gemessenen Lastprofile der Nutzer (Strom/Wärme/Kälte) und Wetterdaten sowie Wetterprognosen erreicht werden. Neben den Wetterprognosen des „Deutschen Wetterdienstes“ wurden auch Messdaten einer, eigens dafür im Quartier errichteten, Wetterstation für diese Untersuchungen herangezogen.

Thermische und elektrische Speicher in Kombination mit Wärmepumpen, Ladestationen für Elektrofahrzeuge und quartierseigener Stromringleitung sowie Mieterstrom in den Wohngebäuden boten ein großes Potenzial zur gezielten Lastverschiebung und damit Energieeffizienzsteigerung sowie Erhöhung der Energieunabhängigkeit des gesamten Stadtquartiers.

Ein entsprechendes Steuer- und Regelungskonzept mit der hierfür erforderlichen Mess- und Sensortechnik war zu entwickeln. Das, zu Beginn des Vorhabens in den fertiggestellten Häusern eingesetzte, einfache Steuer- und Regelungskonzept musste im Rahmen des FuE-Vorhabens ständig weiterentwickelt und für die energieeffiziente Sektorenkopplung ausgebaut werden, um eine optimale energieeffiziente Betriebsführung des Gesamtquartiers im Ergebnis des Optimierungsprozesses zu erzielen.

## 2.2 STAND DER WISSENSCHAFT UND TECHNIK ZU BEGINN DES PROJEKTES

### 2.2.1 Stand zu Wissenschaft und Technik im Bereich „Oberflächennahe Geothermie“

Im Bereich der Nutzung von oberflächennaher Geothermie war in der Vergangenheit vorrangiges Ziel von FuE- Vorhaben den Einfluss und die Wechselwirkungen von großen Erdsondenfeldern auf die Untergrundbedingungen sowie den Energieaustrag bzw. den Wärmepumpenbetrieb zu untersuchen und diesen zu optimieren.

Zu Beginn des FuE-Vorhabens „EIPH“ stand die intelligente Vernetzung der Erdwärmegewinnung mit der Gebäudesteuerung auch schon im Fokus der Forschung und Entwicklung, wie verschiedene FuE-Vorhaben zeigten: z.B.:

- „G2050: Verbundvorhaben: Energieeffiziente Auslegung und Planung dezentraler Versorgungsnetze zum Heizen und Kühlen von Stadtquartieren unter Nutzung des oberflächennahen geologischen Raumes“ [3] und
- „EnOB: geo base - Energetische und ökologische Optimierung von Betriebs- und Regelstrategien für komplexe Energieversorgungssysteme auf Basis oberflächennaher Geothermie im Gewerbe- und Nichtwohnbau“. [4]

Hier wurde der Einsatz von oberflächennaher Geothermie zur Wärme- und Kälteversorgung untersucht, optimiert und bewertet. Auch das Verbundprojekt „MPC-Geothermie: Einbindung von Erdwärmesonden (-feldern) in die Gebäudesteuerung mittels Model Predictive Control; TV: Kopplung EWS Feld mit Gebäudeautomation - Entwicklung und Demonstration“ beschäftigte sich mit der

Auslegung, dem Einsatz und optimalen Betrieb von Erdwärmesondenfeldern. Im Rahmen des Projekt MPC-Geothermie wurde u.a. festgestellt: „die Erfahrungen aus der Praxis zeigen, dass eine optimale Betriebsführung der Sondenfelder nicht erreicht wird“. [6] Deshalb sollen generische Methoden zur Entwicklung und Implementierung von Betriebsstrategien für EWS-Felder erarbeitet, erprobt, anschließend für beliebige EWS-Felder weiterentwickelt und so eine optimale energieeffiziente Einbindung in die Energieversorgungskonzepte ohne nachteilige Beeinflussung des Untergrundes erzielt werden.

Dies war auch eins der Ziele des FuE-Vorhabens „EIPH Energieinsel Petershagen“, wo in Wechselwirkung mit der Gebäudeautomation gezielte Messungen und numerische Simulationen des Kurz- und Langzeitverhaltens an dem Erdwärmesondenfeld durchgeführt, mit den ursprünglich bilanzierten hydrothermischen Untergrundbedingungen verglichen und damit Schlussfolgerungen für den Betrieb der Anlagen abgeleitet werden sollten. Der Einfluss eines stromgeführten Betriebs der Wärmepumpen auf den Wärmestrahlung (Heizung) sowie den Wärmeeintrag (Kühlung) in den Untergrund war zu untersuchen, um diese Erkenntnisse, Simulationen und Prognosen dann gezielt in die Betriebsführung der Gesamtenergieversorgung einzubeziehen. Bei diesen Untersuchungen konnte auf die jahrelangen Erfahrungen und Kenntnisse der aQua-thermic Ingenieurgesellschaft mbH und aQua-thermic Bohrgesellschaft mbH bei der Auslegung, Planung und dem Bau sowie insbesondere Betrieb von zahlreichen Erdsondenanlagen und –feldern auch in Verbindung mit PV-Anlagen im Projekt zurückgegriffen werden.

### **2.2.2 Quartierskonzept „EIPH“ im Vergleich mit anderen FuE-Vorhaben zu Beginn des Vorhabens**

Verschiedenste Projekt im Bereich der „Quartierskonzepte“ wurden in der Vergangenheit u.a. in der EnEff-Stadt Initiative gefördert und umgesetzt, wo zunächst vorrangig Forschungen zur Einteilung der Städte in Stadtstrukturen, zu geeigneten Energie-/Versorgungskonzepten für diese verschiedenen Stadtstrukturen sowie darauf aufbauend die Entwicklungen von Planungsgrundlagen und Handlungsanleitungen in Abhängigkeit vom Nutzer- und Verbraucherverhalten im Fokus standen. Aber keines der bis dahin umgesetzten Modellvorhaben verfolgte ein solch komplexes sektorengesetztes Versorgungskonzept, wie das Wohnquartier „EIPH- Energieinsel-Petershagen“. Auch die, in der Initiative »Smart Cities and Communities« durch die Europäische Kommission geförderten Projekte »Triangulum« unter Leitung des Fraunhofer IAO mit 23 europäischen Partnern, entwickelten und umgesetzten intelligenten Stadtquartiere waren mit der im Projekt „EIPH- Energieinsel-Petershagen“ (Power to Heat, Stromringleitung im Quartier) Stadtquartierslösung nicht vergleichbar.

Ziel des 7. Energieforschungsprogramms [2] war und ist es, verstärkt die modellhafte Umsetzung innovativer Versorgungskonzepte zum Nachweis der Praxistauglichkeit und Abbau von Hemmnissen bei der Umsetzung zu fördern. Zu solchen modellhaft umgesetzten bzw. geplanten Quartiersversorgungen zählen z.B. die Verbundvorhaben:

- „ENStadt\_EsWest: Klimaneutrales Stadtquartier Neue Weststadt Esslingen“ [7]
- „EnEff:Stadt: FlexQuartier Gießen: Integrale Planung und Errichtung eines hochflexiblen Hybridspeichers mit Sektorenkopplung für ein energieeffizientes netzdienliches Neubau-Quartier (FlexQuartier)“ [8],
- „Verbundvorhaben: C/sells ' Das Energiesystem der Zukunft im südlichen Sonnenbogen Deutschlands“ [9],
- Verbundvorhaben: EnEff:Stadt - KA-Durlach: Smartes Quartier Karlsruhe-Durlach“ [10],
- „EnEff:Stadt Verbundvorhaben: Wind-Solar-Wärmepumpen-Quartier – Erneuerbar betriebene Wärmepumpen zur Minimierung des Primärenergiebedarfs“ [11],
- „EnEff: Stadt: Netzneutrales Energie-Plus-Quartier in Geretsried“ [12],
- „Verbundvorhaben EnStadt: ENaQ-Energetisches Nachbarschaftsquartier Fliegerhorst Oldenburg“ [13],

- „Verbundvorhaben EnStadt-PFAFF: Implementierung des Reallabors Pfaff-Areal Kaiserslautern ' Integrierte Konzepte, innovative Technologien und sozialwissenschaftliche Forschung im Leuchtturm für klimaneutrale Quartiere“ [14].

Auch diese geplanten und umgesetzten Quartiersversorgungen waren alle nicht mit dem Konzept der „EIPH Energieinsel-Petershagen“ vergleichbar. Insbesondere durch den Einbau einer Quartiersstromringleitung in Verbindung mit dem stromgeführten Betrieb der Wärmepumpen und Verwendung von Power to Heat in den großen gebäudebezogenen Wärmespeichern unterscheiden sich dieses Vorhaben von den anderen geförderten Projekten.

Interdisziplinäre Ansätze und Systemintegrationen sowie Betriebsführungsstrategien, die einen auf Wetterprognosen vorausschauenden Regelungsansatz mit Geothermiefeldern und PV-Stromerzeugung in Verbindung mit großen dezentralen Speichern sowie Quartiersstromringleitung im Fokus der Umsetzung hatten, waren bis dahin nur z.T. in dem umgesetzten Projekt „HerzoBase“ [4] und „Herzo Opt“ [5] bekannt.

Im Projekt „HerzoBase - Energiespeicherhäuser-Ein energieflexibles Gebäude- und Energiekonzept von morgen“ (Förderzeitraum 2015 – 2019) wurde der Neubau, die Betriebsoptimierung und das Monitoring eines Reihenhauskomplexes geplant und umgesetzt. Der Reihenhauskomplex besteht dabei aus acht Wohneinheiten. Mit dem „EnEff:Stadt: Verbundvorhaben: Herzo Opt - Monitoring der Gebäudehülle, des thermischen Raumkomforts und der Anlagentechnik mit Betriebsoptimierung“ (Förderzeitraum 2019 – 2022) wurde dieses Projekt weitergeführt. Neben dem Einsatz und dem Monitoring höchstwärmedämmender Baustoffe standen hier auch Langzeitbetrachtungen sowie Optimierungen der hocheffiziente Energieerzeugung-/speicherung mit geothermischen Wärmepumpen, einer Photovoltaik-Anlage sowie zentralen thermischen und elektrischen Speichern mit Anbindung an ein internes Gleichstromnetz im Fokus des Projekts. Dies war zu diesem Zeitpunkt das einzige bekannte und umgesetzte Projekt mit einer solchen komplexen und sektorengerkoppelten Energieversorgung sowie internem Stromnetz im Quartier. Auch die hier umgesetzte prädiktive Betriebsführungsstrategie zur optimalen Be- und Entladung der Komponenten war so in keinem anderen FuE-Projekt bisher bekannt. Unterschiede zwischen den Projekten „Herzo Base/Opt“ und dem Projekt „EIPH Energieinsel Petershagen“ bestanden einerseits in der Größe und Struktur des Quartiers, d.h. statt 8 Reihenhäuser sind hier 5 Mehrfamilienhäusern mit 72 Wohnungen und einem Gemeinschaftshaus mit Energie zu versorgen. Damit waren und sind die Größe der komplexen Energieerzeugungs-/speicheranlagen sowie die daraus resultierenden Energieströme und Verbrauchsdaten vom Projekt „EIPH“ nicht mit den Projekten „Herzo Base/Opt“ vergleichbar. Andererseits zeigten Gespräche mit den Projektpartnern aus den „Herzo Base/Opt“ im Verlaufe des Projektes, dass in diesem Projekt insbesondere die Optimierung der Gebäudehülle in Wechselwirkung mit der Energieversorgung im Fokus der Untersuchungen stand und weniger die Optimierung der Steuerungs- und Regelungsprozesse zur Energieeffizienzsteigerung der Wärme- und Stromversorgung im Quartier. Außerdem war hier auch ein zentraler Wärmespeicher im Quartier eingebaut. Im Gegensatz dazu wurden im Projekt „EIPH Energieinsel Petershagen“ dezentrale Speicher (Strom/Wärme) in den Gebäuden angeordnet, die durch die Stromringleitung verbunden wurden. Die Betriebsführung und der damit verbundene Steuerungs- und Regelungsprozess war somit viel komplexer und die erzielbare Steigerung der Energieeffizienz, so wird eingeschätzt, auch um einiges höher.

Diese Energieeffizienzsteigerung im FuE-Vorhaben „EIPH-Energieinsel Petershagen“ soll auch durch den innovativen stromgeführten Betrieb der Wärmepumpenanlagen erreicht werden. Die Modullierung der Wärmepumpe wird bei dem Reihenhausprojekt „Herzo Base/Opt“ in Abhängigkeit von dem Energieertrag der PV-Anlagen gesteuert. Dies eignet sich nicht zur Kühlung, ist vergleichsweise teuer und nicht so energieeffizient, wurde eingeschätzt, da eine gedrosselte Wärmepumpe ggf. nicht den temporären erforderlichen Wärmebedarf erzeugen kann.

Deshalb wurde sich im Rahmen des Projektes „EIPH Energieinsel Petershagen“ dazu entschieden, die Wärmepumpe über eine übergeordnete Regelung vorrangig in Zeiten von Stromüberschuss einzuschalten und die Wärmespeicher auch über die übergeordnete Regelung zu beladen.

### 3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Die Laufzeit des Projektes war vom 01.02.2021 bis 31.07.2023.

Zu Beginn des Projektes wurden zunächst die unterschiedlichen Komponenten und Schnittstellen sowie die mögliche Ansprache der Akteure und Reakteure in den Energieversorgungssystemen der bestehenden Gebäude zusammengestellt und darauf aufbauend ein erstes Messstellenkonzept für die elektrische und wärmetechnische Seite, als Grundlage für die Datenerfassung und –auswertung sowie Modellbildung/Simulation und Optimierung der Energieströme in den ersten beiden Modellhäusern und später dann im Gesamtstadtquartier entwickelt.

Dieses Messstellenkonzept sowie die dafür erforderliche Messtechnik musste während des gesamten Vorhabens ständig an die vorliegenden Erkenntnisse und neuen Anforderungen angepasst und entsprechend erweitert bzw. ergänzt werden.

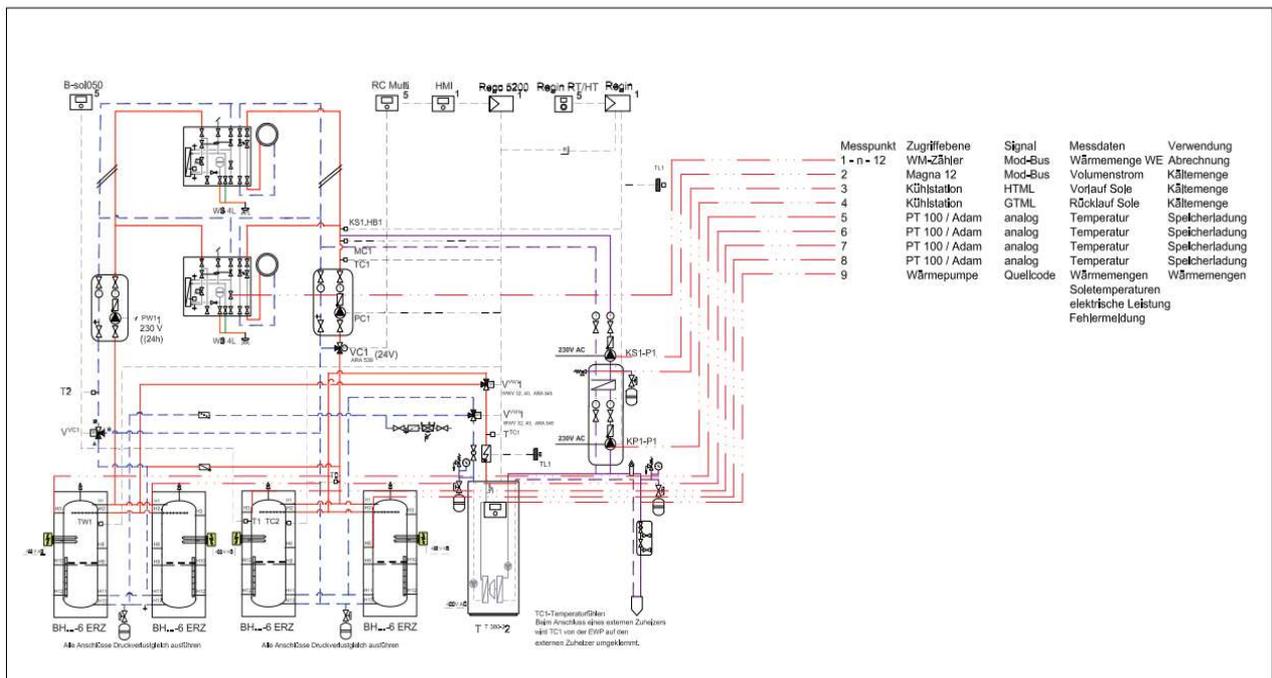


Abbildung 6: Erstes Messstellenkonzept für die wärmetechnische Seite mit Wärmepumpenanlage

Für die entsprechende Datenerfassung wurden zunächst in den beiden ersten Modellhäusern auf der **geothermischen Seite (aQua-thermic Planungsgesellschaft mbH)** entsprechende Mess- und Sensortechnik eingebaut und u.a. zunächst (s. Abbildung 6)

- die Taktzeiten der Wärmepumpe,
- die Ein- und Ausgangstemperatur an den Wärmepumpenvor- und -rückläufen,
- die zeitlichen Temperatur- und Ladezyklen in den Wärmespeichern,
- der Einfluss der Geothermieanlage auf die Untergrundtemperatur bzw. Vorlauftemperatur in der Einfahrphase,
- der Wärmeeintrag durch die Heizpatronen in die Wärmespeicher mit Taktzeiten und erzielten Speichertemperatur durch Power to Heat in der Einfahrphase

aufgezeichnet und entsprechend ausgewertet.

Außerdem sind u.a. für die **Stromerzeugungs- und –versorgungsseite** insbesondere in den beiden ersten Modellhäusern (**Energieinsel Projektentwicklungsgesellschaft mbH**) das Messstellenkonzept erarbeitet und darauf aufbauend die Datenerfassung für:

- die Energieerträge der PV- Module in Abhängigkeit vom Wetter,
- die Wetterdaten an der Wetterdatenmessstelle,
- die Stromlasten nach den verschiedenen Verbrauchsstellen (Wärmepumpe, Heizpatrone im Wärmespeicher, Mieterstrom, die Lastzyklen der Strombatterien; der zeitliche Stromnetzbezug bzw. die Stromnetzeinspeisung des Gesamtquartiers)

geplant und umgesetzt worden (s. Abbildung 7).

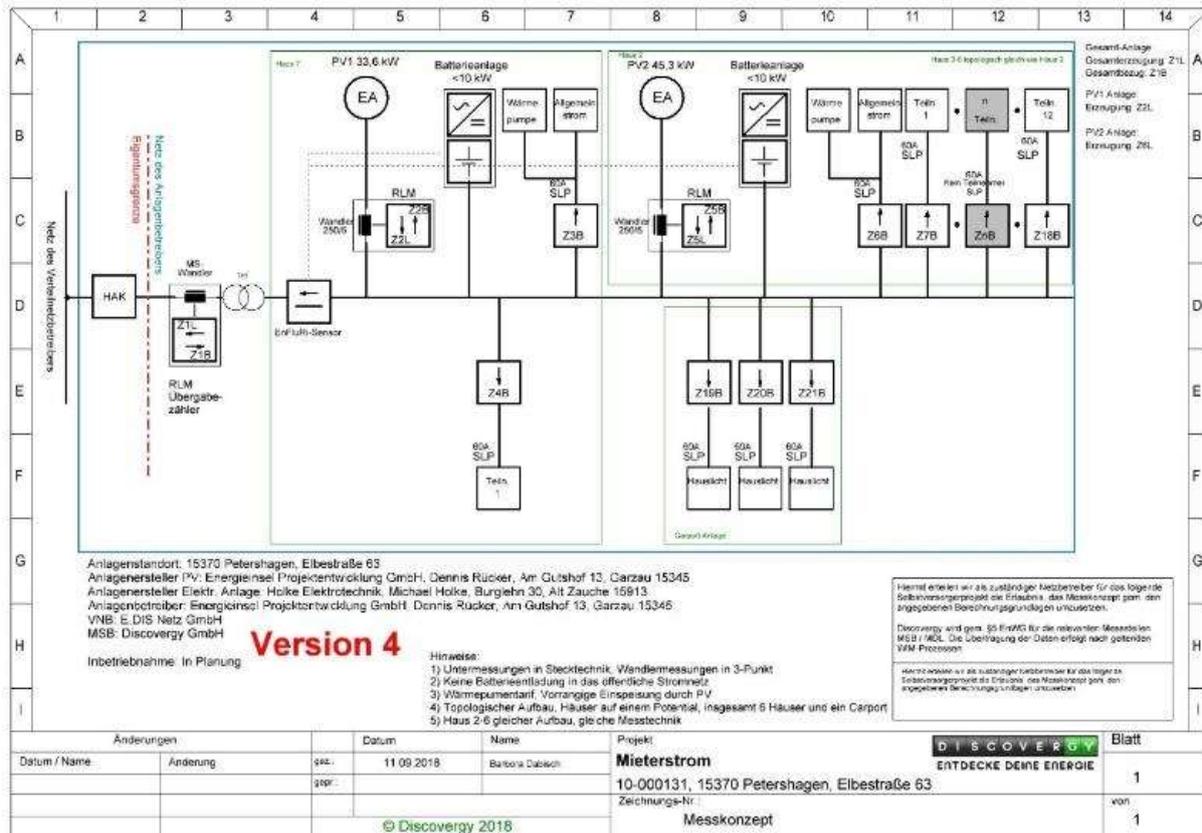


Abbildung 7: Erstes Messstellenkonzept für die stromtechnische Seite mit PV-Anlage

Im Ergebnis dieser ersten Untersuchungen lag ein umfangreiches Schnitt-/Messstellenkonzept mit der entsprechenden Mess- und Sensortechnik, aufgeschlüsselt nach Verbrauchern, unterschiedlichen Strom-/Wärmespeichern und Energieerzeugern für die ersten beiden Modellgebäude vor. Dabei wurden die Anforderungen aus dem Gesamtenergieversorgungskonzept (geplantes Steuerungs-/Regelungs- sowie Betriebsführungskonzept für die Gesamtquartiersversorgung) bereits berücksichtigt. Aufbauend auf den erfassten Messergebnissen und daraus resultierenden ersten Modellbildungen sowie Simulationen für die Einzelgebäude wurden dann die Messstellenkonzepte für die Häuser insgesamt überprüft und entsprechend erweitert. Daraus resultierte dann ein Messstellen- und Betriebsführungskonzept für das Gesamtquartier. Bereits zu diesem Zeitpunkt war erkennbar, dass sich die Regelung nicht als ad-hoc-Steuerung programmieren lassen würde, sondern in Programmblöcken mit individuellen Algorithmen aufgeteilt werden sollte, welche innerhalb festzulegender Parameter ihre Gültigkeit behielten. Damit konnte ein stabil laufendes System, unabhängig von kurzfristigen Änderungen der Steuerungsparameter und Signallaufzeiten in den Systemen, garantiert werden.

Damit konnten im Ergebnis von Arbeitspaket 1 die Grundlagen für ein umfassendes Gesamtmessstellenkonzept mit der geplanten umfangreichen Datenerfassung als Basis für die zu planende IK-Technologie (unter Berücksichtigung der Zielvorgaben für das Quartier) im Projekt geschaffen werden.

Aufbauend auf dem Messstellenkonzept wurde in Arbeitspaket 2 die Datenerfassung und –speicherung sowie –auswertung aller Messdaten für Energieverbrauch und Energieerzeugung mit den entsprechenden Lastprofilen zunächst für die zwei Modellhäuser geplant. Die Schnitt- und Messstellen wurden entsprechend erweitert, die zusätzlich erforderliche Mess- und Sensortechnik (z.B. PT100, Modbuschnittstelle über Adam) beschafft und in den zwei Modellgebäuden eingebaut, so dass eine kontinuierliche Datenerfassung und –auswertung der geplanten und für die Optimierung des Versorgungssystems erforderlichen Messdaten ab diesem Zeitpunkt möglich war.

Gemäß Arbeitspaket 3 wurde mit der Erfassung aller Energieerträge und Lastprofile zur Energiebereitstellung von u.a. den PV-Modulen, den Stromspeichern, der Wärme/Kältebereitstellung aus den Wärmepumpenanlagen und dem Geothermiefeldern, der Wärme in den Wärmespeicher mit der Unterscheidung in Wärme aus Erdwärme und aus Strom erzeugter Wärme für die zwei bereits bewohnten Gebäude begonnen.

Die Daten zur Stromversorgung/-erzeugung durch die PV- Module in Verbindung mit relevanten Wetterdaten, die Be- und Entladung sowie der Ladezustand der Stromspeicherbatterien in Abhängigkeit vom Wetter und Strombedarfen im Gebäude wurden ebenfalls erfasst und erste gezielte Auswertungen vorgenommen.

Es sind dabei nachfolgend aufgezählte und ausgewählte Messdaten zunächst in den zwei Modellhäusern erfasst worden:

- Wärmepumpen (ca. alle 5 Minuten) - Erfassung des Status der Kompressoren, die Temperaturen von u.a. Heizung, Warmwasser, Sole und dem Außenbereich sowie Ermittlung Energieverbrauch (gesamt) für Heizung und Warmwasser;
- Batterien im Gebäude (ca. alle 5 Minuten) – Zählung der Ladezustände in %; Erfassung von Temperatur, Ladungsdurchsätzen, Anzahl an Ladung und Entladung sowie daraus abgeleitet die aufgenommene und abgegebene Energiemenge.
- Wärmespeicher (ca. alle 5 Minuten) - Messung der Temperaturen an den Zusatzspeichern für das Warmwasser und für die Heizung sowie der Status der Heizstäbe, d.h. wann die Heizstäbe an und aus sind (Die Temperaturen am Basisspeicher wurden durch die Wärmepumpe bereitgestellt.);
- HomeManager (ca. alle 5 Minuten) - Messung des Stromverbrauchs und Strombezugs an den Gebäuden
- EnergyMeter – Bereitstellung der Summenverbräuche der Wärmeerzeuger (Wärmepumpe, Heizstäbe, Pumpen und der Kühlstation) als Grundlage für das Regelungskonzept und Optimierung der Energieströme
- Photovoltaik (ca. alle 5 Minuten) – Energieerzeugung je Wechselrichter

Zusätzlich zu diesen Messungen wurden im Ergebnis der Untersuchungen Datenerfassungen an den eingebauten Kühlstationen vorgesehen. Die dafür erforderliche Messtechnik konnte erst im Herbst 2021 erfolgreich beschafft und in den Anlagen eingebaut werden.

Zusätzlich zu den Messstellen in den Gebäuden wurden zentral im Quartier die Taktzeiten an den Energiezählern der Trafostationen, d.h. der Stromnetzversorgung des Gesamtquartiers gezählt. Daraus konnten der Netzbezug und die Netzeinspeisung des Stroms für das Gesamtquartier gemessen und diese Signale gezielt in das Steuer- und Regelungskonzept mit einbezogen werden.

Außerdem wurden alle Wetterdaten, inklusiv der „Global Radiation“, durch die quartierseigene Wetterstation aufgezeigt und erfasst. Die Wetterstation lieferte zusätzlich ca. alle 6 Stunden eine Wetterprognose für bis zu 2 Tage im Voraus. Diese Wetterprognose bildet die Grundlage für die geplante vorausschauende Regelung und damit Optimierung der Energieversorgung des Gesamtquartiers in Abhängigkeit von z.B. der „Global Radiation“ und insbesondere dem daraus resultierenden und bilanzierten Stromertrag aus den PV-Anlagen bzw. dem allgemeinen Wärmebedarf des Quartiers.

Nach der Erstellung des Messstellenkonzeptes und Einbau der erforderlichen z.T. ständig ergänzten Messtechnik mit der Datenerfassung und –auswertung wurde mit der Modellbildung/Simulation an den ersten beiden Modellhäusern begonnen. Die entsprechenden Steuerung- und Regelungsprozesse mit der entsprechenden Software zum Betrieb und der Optimierung der Energieströme wurden schrittweise entwickelt und in den Gebäuden installiert. Diese Steuerungs- und Regelungsprozesse mussten ständig entsprechend der Messergebnisse an die neuesten Erkenntnisse angepasst und in Bezug auf die erzielbare Energieeffizienz optimiert werden. Ziel des Steuerungs- und Regelungsprozesses war es, den Stromnetzbezug und die Stromnetzeinspeisung zu minimieren und dabei den Eigenstromverbrauch durch u.a. die gezielte Beladung der Strom- und Wärmespeicher in den Häusern zu erhöhen bzw. zu optimieren.

Zusätzlich zu diesen Untersuchungen wurde das erarbeitete und ständig erweiterte Messstellen- sowie Betriebsführungskonzept schrittweise auf die anderen, inzwischen fertiggestellten Häuser des Quartiers übertragen und an die Besonderheiten in den Häusern (z.B. Gemeinschaftshaus) entsprechend angepasst. Die zusätzlich erforderliche Mess- und Sensortechnik wurde beschafft und entsprechend eingebaut. Alle technischen Komponenten im Quartier und in den Häusern waren ab diesem Zeitpunkt aktiv. Die Datenerfassung und –auswertung konnte dann kontinuierlich an allen Häusern stattfinden. Einige der PV-Anlagen konnten aber durch Schwierigkeiten bei der Strom-Netzintegration (Energieversorger bzw. Messstellenbetreiber) erst verspätete in das Netz, damit die Quartiersversorgung integriert, und somit auch Daten erfasst werden. Aufgrund des Mieterstrommodells war nur die Installation von jeweils 100 KW pro Kalenderjahr im Quartier möglich.

Die weiteren 4 Häuser waren dann mit der entsprechenden Mess- und Sensortechnik ausgestattet und die bisher zu diesem Zeitpunkt entwickelte Steuerung- und Regelungstechnik für die Einzelhäuser in allen Häusern umgesetzt.

Auf der geothermischen und wärmetechnischen Seite (aQua-thermic Ingenieurgesellschaft mbH) wurden mit Unterstützung der Nowisys IT-Service GmbH (ca. alle 5 Minuten) u.a. nachfolgende erfasste Daten ausgewertet:

- an der Wärmepumpe der Status des Kompressors (Taktzeiten der Wärmepumpe),
- an der Wärmepumpe Temperatur an den Wärmepumpenvor- und –rückläufen der Sole
- an der Wärmepumpe Temperaturen von Heizung und Warmwasser (Basisspeicher)
- zeitliche Temperaturverlauf und Ladezyklen in den Wärmespeichern (Wärmepumpe),
- der Wärmeeintrag durch Heizpatrone in die Wärmespeicher mit Taktzeiten und erzielten Speichertemperatur durch Power to Heat erfasst.
- Wärmespeicher - Messung der Temperaturen an den Zusatzspeichern
- Kühlstation – Statusinformationen sowie Temperaturen für Solevorlauf und - rücklauf und Fußbodenvorlauf und -rücklauf (messtechnisch vorgesehen, herstellenseits nicht realisierbar).

Anhand z.B. der Auswertung von Vor- und Rücklauftemperaturen an den Wärmepumpen wurden u.a. der Einfluss der Geothermieanlage auf die Untergrundtemperaturen des Gebietes ständig überprüft und die Modellbildung sowie Simulation der Untergrundverhältnisse gezielt durchgeführt und bewertet. Zusätzlich dazu wurden Messungen an einem im Quartier vorhandenen Brunnen zur Erfassung des Temperaturverlauf im Untergrund durchgeführt und in die Gesamtuntersuchungen zur Beeinflussung des Untergrundes durch die Geothermieanlage später mit einbezogen.

Auf der Stromerzeugungs- und –versorgungsseite wurden (Energieinsel Projektentwicklungsgesellschaft mbH) mit Unterstützung der Nowisys IT-Service GmbH u.a. nachfolgende wichtige Daten kontinuierlich (ca. alle 5 Minuten) erfasst und ausgewertet:

- Batterien im Gebäude – Zählung der Ladezustände in %; Erfassung von Temperatur, Ladungsdurchsätzen, Anzahl an Ladung und Entladung sowie daraus abgeleitet die aufgenommene und abgegebene Energiemenge
- HomeManager - Messung des Stromverbrauchs und Strombezugs an den

#### Gebäuden

- EnergyMeter – Bereitstellung der Summenverbräuche der Wärmeerzeuger (Wärmepumpe, Heizstäbe, Pumpen und der Kühlstation) als Grundlage für das Regelkonzept und Optimierung der Energieströme
- Photovoltaik – Energieerzeugung je Wechselrichter
- Taktzeiten an den Energiezählern der Trafostationen, d.h. der Stromnetzversorgung des Gesamtquartiers mit Schlussfolgerungen zu Netzbezug und die Netzeinspeisung

Zusätzlich wurden an der quartierseigenen Wetterstation:

- alle Wetterdaten, inklusive der „Global Radiation“ und
- die ca. alle 6 Stunden erstellte Wetterprognose mit Wetterdaten für bis zu 2 Tage im Voraus erfasst.

Die Wetterprognosen bilden die Grundlage für eine vorausschauende Regelung und damit Optimierung der Energieversorgung des Gesamtquartiers in Abhängigkeit von z.B. der „Global Radiation“ und insbesondere dem daraus resultierenden und bilanzierten Stromertrag aus den PV-Anlagen und u.a. dem allgemeinen Wärmebedarf des Quartiers.

Für z.B. jede Wärmepumpe ergeben sich jeweils 23 Messpunkte und für die 6 Wärmepumpen als eine Komponente im Quartier ergaben sich somit 138 Messpunkte. Insgesamt wurden und werden an den 94 Komponenten des Quartiers (Wärmepumpe, Kühlstation, Wechselrichter, Laderegler/Batterie, Heizstab, Temperaturfühler in den Zusatzwärmespeichern (2 je Haus), HomeManager, EnergyMeter, Trafostation, Wetterstation, Wetterprognose) über 1.000 Messpunkte mit den entsprechenden Messdaten erfasst, z.T. stündlich aggregiert (Summe, Durchschnitt, Minimum, Maximum) und in den entsprechend aufgebauten umfangreichen Datenbanken gespeichert.

Die Auswertungen dieser Messdaten bildeten die Grundlage für das Betriebsführungskonzept und die dafür erforderlichen Steuerungs- und Regelungsprozesse an den Häusern und dann im Gesamtquartier. Nach entsprechender Modellbildung/Simulation an den ersten beiden Modellhäusern wurden die Steuerungs- und Regelungsprozesse mit der entsprechenden Software zum Betrieb und der Optimierung der Energieströme im Gebäude schrittweise in die anderen neu errichteten Häuser übertragen, die Steuerungs- und Regelungsprozesse entsprechend aufgebaut und zunächst in jedem einzelnen Haus optimiert. Seit Anfang 2022 fanden dann an allen Gebäuden kontinuierlich die Datenerfassungen und –auswertungen statt, nachdem auch alle Häuser und PV- Anlagen des Quartiers an das öffentliche Strom- und Quartiersstromnetz angeschlossen waren.

Neben den ersten Optimierungen der Energieströme, während der Heizphase (Dezember/Januar/Februar 2022), lag im Sommer 2022 (Juli bis Dezember 2022) neben der Optimierung des Kühlprozesses, die weitere Optimierung in der Übergangs- (Herbst) und Heizperiode im Fokus der Untersuchungen.

Auftretende Probleme (z.B. Heizen der Wärmepumpen in der Nacht, hohe Temperaturen an den Wärmepumpenvorläufen durch Kühlung (Nachteil für Kühlung und WP-Betrieb), Tauwasseranfall in den Gebäuden, Ausfall der Stromversorgung durch Netzbetreiber und Auswirkungen auf den Betrieb im Quartier usw.) wurden gezielt erfasst und bewertet, Problemlösungen dafür entwickelt und weitere Optimierungspotentiale insbesondere zunächst für den Kühlfall (Sommermonaten) an den Modellhäusern im Quartier gezielt aufgezeigt und umgesetzt. Auch die Probleme durch Power to Heat und die damit verbundenen Schwierigkeiten für den Kühlfall durch erhöhte Untergrundtemperaturen wurden dokumentiert, Schlussfolgerungen gezogen und die Steuerungsprozesse entsprechend angepasst.

Anhand der Vor- und Rücklaufsoletemperaturen an den 6 Wärmepumpen wurden u.a. auch der Einfluss der Geothermie-Anlagen auf die Untergrundtemperaturen ständig überwacht und deren Einfluss auf den Heiz- und Kühlbetrieb untersucht. Dies wurde insbesondere u.a. wichtig, nachdem die Soletemperaturen

im Kühlfall im Sommer 2022 im Haus 7 so hoch angestiegen war, dass die Wärmepumpe ausfiel und sich aufgrund der hohen Soletemperaturen nicht mehr anschaltete.

Um den Einfluss des Wärmepumpenbetriebs auf die Untergrundtemperatur genauer zu untersuchen, wurden zusätzlich an einem Brunnen (96 m Tiefe) im Quartier (Feldmitte des Hauses 4 = am längsten in Betrieb) Temperaturmessungen durchgeführt und mit den Temperaturprognosen aus den numerischen Simulationen verglichen. Zudem wurden durch die aQua-thermic Ingenieurgesellschaft GmbH die Viskosität und der Frostschutzgehalt in den Anlagen kontinuierlich gemessen, um festzustellen, ob es durch den Wechselbetrieb von Heizen und Kühlen (Min. 2°C bis Max. 19 °C) zu Beeinträchtigungen in der Wärmeträgerflüssigkeit kommt. Im Ergebnis konnten keine Abweichungen in Bezug auf Anlagendruck, Viskosität und Frostschutzgehalt festgestellt werden.

Nach den ersten Einstellungen der Heizungsanlagen im Winter 2021/22 und der Optimierung in den Sommermonaten wurde im Verlauf des Herbstes und des Winterbeginns 2022 festgestellt, dass die Wärmepumpenanlagen in den 6 Modellhäusern bereits weitestgehend optimal laufen bzw. gesteuert werden und nur noch geringe Störungen auftraten.

Eine wichtige weitere Aufgabe bestand nun in der Optimierung des Gesamtquartiers auf der Stromerzeugungs- und -versorgungsseite mit den Wärmespeichern (Power to Heat) und Stromspeichern sowie der Stromringleitung.

Um eine vorausschauende Regelung und damit Optimierung der Energieversorgung des Gesamtquartiers in Abhängigkeit von z.B. der „Global Radiation“ zu erreichen, wurden insbesondere die aus der Prognose resultierenden und bilanzierten Stromerträge aus den PV-Anlagen im Quartier genutzt, um nicht nur den Strombedarf, sondern auch den allgemeinen Wärmebedarf des Quartiers durch intelligente Steuerung und Speicherung zu decken und damit den Stromnetzbezug und die Stromnetzeinspeisung im Verlauf des Jahres weiter zu verringern und zu optimieren.

Bei den Energiebilanzen, auch in Herbst und Winter 2022/23, wurde u.a. festgestellt, dass immer noch vergleichsweise viel PV-Strom ins Netz eingespeist und auch PV-Strom aus dem Netz bezogen wurde. Um dies weiter zu optimieren, zeigen die Untersuchungen und Simulationen, müssten die Stromspeicherkapazitäten in den Häusern weiter ausgebaut werden. Eine wirtschaftliche Umsetzung für den Investor konnte für diese zusätzliche Investition aber nicht aufgezeigt werden und wurde deshalb auch nicht im Vorhaben umgesetzt.

Die Untersuchungen im Gesamtquartier und u.a. die Optimierungen der Ausnutzung der vorhandenen Energieeffizienzpotentiale durch die großen Speicherkapazitäten im Quartier liefen im Frühjahr/Sommer 2023 weiter. Insbesondere die Probleme und Lösungen aus dem letzten Sommer im Kühlungsfall sowie die Übergänge vom Heizbetrieb in den Kühlbetrieb im Frühjahr waren zu überprüfen und weitere Optimierungspotentiale in diesem Zeitraum aufzuzeigen.

Eine weitere wichtige Aufgabe war es, gezielt Fehlermeldungen in der Anlage zu erfassen und darauf aufbauend Störmeldungen zu erzeugen, zeigen die Ergebnisse aus den Messungen und Überwachungen der Gesamtanlage 2022/2023. Die Steuerung funktioniert nur dann optimal, wenn alle Komponenten aktiv sind.

In der Vergangenheit kam es immer wieder zu Ausfällen an der Technik. Deshalb wurden die Ausfälle protokolliert und analysiert. Ziel war es die Ausfälle so gering wie möglich zu halten und die Ausfälle so schnell wie möglich zu beseitigen. Dafür wurde eine spezielle Kontroll-Software entwickelt, die so schnell wie möglich eine Warnung oder Fehlermeldung als E-Mail an die involvierten Partner verschickt. Damit sollten die Ausfallzeiten gezielt reduziert werden. Ein entsprechender Wartungsplan für die technischen Komponenten zur Reduzierung von Ausfallzeiten wurde dann erstellt. Zukünftig kann so aktiv auf den Wechsel in den Jahreszeiten, damit Änderungen an den technischen Komponenten, reagiert werden.

Insgesamt wurde festgestellt, dass die IT-Sicherheit des Systems verbessert werden muss, so dass der Datenschutz (Zugriffsschutz) und die Datensicherung (Backup(vorhanden)/Restore) langfristig sichergestellt sind.

Entscheidend für den Erfolg und die Nachhaltigkeit eines solchen Wohnquartiers sind auch das Nutzerverhalten sowie die Zufriedenheit und Akzeptanz der Bewohner für das neuartige Wohn- und Energiekonzept. Regelmäßige Gespräche während der Projektlaufzeit zu Akzeptanzfragen der Bewohner für das Wohnkonzept und die Energieversorgung wurden durchgeführt und insbesondere Rückmeldungen von den Bewohnern (z.B. Heizen der Wärmepumpe in der Nacht sowie Tauwasseranfall im Sommer) konnten so gezielt in die Untersuchungen und Optimierungen mit einbezogen werden. Im November 2022 fand dazu auch eine gezielte (mit dem Bauherren) abgestimmte anonymisierte Befragung der Bewohner statt. Diese Befragung sollten die Akzeptanz/Zufriedenheit und auch die Probleme für das neuen Wohn-/ Finanzierungs- und Energiekonzept (Baukostenzuschuss und Warmmietengarantie) des Stadtquartiers Energieinsel Petershagen bei den Bewohnern offenlegen und daraus Schlussfolgerungen für zukünftige Konzeptentwicklungen gewonnen werden. In dieser Befragungen konnte eine hohe Zufriedenheit und Akzeptanz des innovativen Versorgungskonzeptes sowie Stadtquartiers bei den Bewohnern nachgewiesen werden.

Im Ergebnis der Gesamtuntersuchungen wurden alle erfassten Daten und Untersuchungen sowie der Abgleich mit den Prognosen, Modellen und Simulationen, die Beurteilung der Auswirkungen des Nutzungsverhaltens auf die Betriebssicherheit, die Gesamtenergieeffizienz, die Eigenstromversorgungsquote, die Netzeinspeisung und den Netzbezug in Abhängigkeit vom Wetter und den Wetterprognosen sowie auf das Landzeitverhalten der Komponenten (Ladezyklen Batterie, Betriebsstunden WP) zusammengefasst, aus- und bewertet.

Die Vor- und Nachteile dieser Versorgungsstrukturen sowie Schwierigkeiten bei der Umsetzung wurden aufgezeigt, sowie die Mess- und Untersuchungsergebnisse als integrale Planungsgrundlage für andere Stadtquartiere bzw. Stadtstrukturen im Ergebnis des Projektes zusammengefasst dargestellt.

## 4 Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

Durch die Teilnahme an relevanten Veranstaltungen, aber auch Literaturrecherchen in einschlägigen Plattformen wurde sichergestellt, dass neueste Erkenntnisse aus Veröffentlichungen und aktuellen Forschungs- und Entwicklungsvorhaben in die Projektbearbeitung und -ergebnisse einbezogen werden konnten.

Dafür wurde regelmäßig u.a. in den Forschungsdatenbanken des Bundes (<https://foerderportal.bund.de>), der DBU (<https://www.dbu.de/datenbank>) und des Umweltbundesamtes (UBA) UFORDAT, der Projektdatenbank Energiewendebauen, Forschung für energieoptimierte Gebäude und Quartiere (<https://www.energiewendebauen.de/>) sowie des Forschungsnetzwerk Energiewendebauen (<https://www.forschungsnetzwerke-energie.de/>) des Projektträger Jülich im Forschungszentrum Jülich GmbH, recherchiert. Ebenfalls regelmäßig wurden u.a. nachfolgende Newsletter mit den neuesten Entwicklungen, Projekten, Veranstaltungshinweisen usw. ausgewertet:

- des Forschungsnetzwerk Energie,
- der Energieforschung „Neues aus der angewandten Energieforschung“ mit Informationen zu den Förderprojekten des BMWK im 7. Energieforschungsrahmenprogramm des Projektträgers Jülich.
- der Deutschen Energie-Agentur GmbH

Auf der geotechnischen Seite wurden so u.a. der Forschungsbericht „Thermische Speichervorgänge im Umfeld von Erdwärmesonden beim Heizen und Kühlen von Gebäuden mit Wärmepumpen“ der Hochschule Zittau/Göttingen [28], gefördert durch den Europäischen Sozialfond Sachsen, gezielt ausgewertet und relevante Ergebnisse in das EIPH-Projekt mit einbezogen.

Auch weitere F/E-Ergebnisse aus laufenden Vorhaben wurden auf ihre Relevanz für das EIPH-Projekt überprüft. Es sind hier exemplarisch zu nennen:

- ANGUS II: Auswirkungen der Nutzung des Geologischen Untergrundes als thermischer, elektrischer oder stofflicher Speicher – Integration unterirdischer Speichertechnologien in die Energiesystemtransformation am Beispiel des Modellgebietes Schleswig-Holstein Laufzeit: 01/2017 – 06/2021, gefördert durch BMWi; [16]
- ASyQuart Energieeffiziente Auslegung und Planung dezentraler Versorgungsnetze zum Heizen und Kühlen von Stadtquartieren unter Nutzung des oberflächennahen geologischen Raumes, Laufzeit 10/19 – 09/22, gefördert durch BMWi; [17]
- „SmartQuart: Energiewende im Quartiersmaßstab“ innogy SE; gefördert durch BMWi; Laufzeit: 01/2020 - 12/2024; [18]

Es wurde auch die Teilnahme innerhalb der im Forschungsnetzwerks Energiewendebauen der gegründeten Arbeitsgruppe Geothermie (07. Juli 2021) geplant, um einerseits die Forschungsergebnisse aus diesem Projekt „EIPH“ anderen zu präsentieren. Gleichzeitig sollten vorliegende Erkenntnisse anderer F/E- Vorhaben in die Projektbearbeitung einbezogen werden. Eine Anmeldung in der Arbeitsgruppe erfolgte Ende 2021.

Im Bereich der Versorgung von Stadtquartieren bestanden insbesondere mögliche Synergien mit u.a. den nachfolgend aufgelisteten Vorhaben:

- „SmartQuart: Energiewende im Quartiersmaßstab“; innogy SE; gefördert durch BMWi; Laufzeit: 01/2020 - 12/2024; [19]
- Reallabor „TransUrban.NRW – Wärmenetze der 5. Generation“; gefördert durch BMWi; Laufzeit: 01.05.2020 - 30.04.2025; [20]
- Reallabor „IW3 - Quartiere nachhaltig mit Wärme versorgen“; Hamburg Energie GmbH; gefördert durch BMWi; Laufzeit: 01.08.2020 - 01.07.2024; [21]

- „Gebäude und Quartiere energieeffizient betreiben durch automatisierte Analyse von Betriebsdaten“; RWTH Aachen, E.ON-ERC, Lehrstuhl für Gebäude- und Raumklimatechnik; gefördert durch BMWi; Laufzeit: 01.12.2017 - 30.11.2022; [22]
- Solaraktive, netzgekoppelte Energieversorgung für Neubausiedlung“ Laufzeit: 01.09.2016 - 28.02.2022; Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften, Fakultät Versorgungstechnik, Institut für energieoptimierte Systeme (EOS), gefördert durch BMWi; [23]
- EnEff:Stadt: Wolfsburg vernetzte Quartiere für den Zukunftsraum Wolfsburg; TU Braunschweig, Institut für Gebäude- und Solartechnik IGS; gefördert durch BMWi; Laufzeit: 08/2015 – 07/2019; [24]
- MPC-Geothermie: Einbindung von Erdwärmesonden (-feldern) in die Gebäudesteuerung mittels Model Predictive Control; TV: Kopplung EWS Feld mit Gebäudeautomation – Entwicklung und Demonstration ; RWTH Aachen – Institut für Applied Geophysics and Geothermal Energy, Aachen; Laufzeit: 05/2019 – 04/2022; [25]

Die Ergebnisse in diesen Vorhaben und insbesondere aktuellen Veröffentlichungen wurden ausgewertet und in die Projektbearbeitung einbezogen. Im Rahmen der Projektleitertreffen und dem Energiewendebauen-Kongress wurden in bilateralen Gesprächen die Erfahrungen mit unterschiedlichen Projektpartnern gezielt ausgetauscht.

Durch die aktive Vernetzung und den Austausch in relevanten Fachveranstaltungen wurde auch sichergestellt, dass neueste Erkenntnisse und Entwicklungen sowie Erfahrungen aus anderen Projekten in das FuE-Vorhaben „EIPH“ mit eingeflossen sind.



Abbildung 8: Erfahrungsaustausch während der Poster-Session Foto: I. Martinez



Abbildung 9: Vortragsreihe (links) und Besichtigung Heizungsanlage im Dachgeschoss (rechts) Foto: I. Martinez

Exemplarisch sind hier die Berliner Energietage vom 02.05.- 06.05.2022, der Energiewendekongress des BMWK in Wuppertal 09.06. – 10.06.2022 und das Monitoring-Forum ENERGIEWENDEBAUEN

Energieinsel Projektentwicklungsgesellschaft mbH

aQua-thermic Ingenieurgesellschaft mbH

am 18.05.2022 in Darmstadt genannt, an denen Vertreter des Projektkonsortiums in unterschiedlichen Foren teilgenommen haben.

Um insbesondere die Vernetzung weiter zu verbessern und Erfahrungen sowie Kenntnisse weiterer Fachexperten gezielt in das Vorhaben einfließen zu lassen, wurde u.a. das Treffen der Gruppe Monitoring (08.11.2022) und das 12. Projektleitungstreffen der Forschungsinitiative Energiewendebauen (09.11-10.11.2022) direkt am Standort des Modellvorhabens „Energieinsel Petershagen“ durchgeführt. Hier wurde u.a. das Modellvorhaben „EIPH- Energieinsel-Petershagen–Wohn-/Lebensquartier 4.0“ und die bis dahin erzielten Ergebnisse vorgestellt und diskutiert. In kleinen Gruppen konnte das Gesamtkonzept des Wohnungsbauprojektes sowie die verschiedenen Stationen der Energieerzeugung besichtigt (s. Abbildung 8 und Abbildung 9) werden. Ein intensiver Erfahrungsaustausch zu den Projektergebnissen fand während der Veranstaltung zwischen den Fachexperten statt. Es wurden dabei neue, projektübergreifende Kontakte geknüpft.

Um den erfolgreichen Erfahrungsaustausch kontinuierlich fortzusetzen, wurde ebenfalls an dem 13. Projektleitungstreffen ENERGIEWENDEBAUEN am 26./27. April 2023 im Fraunhofer Institut für Integrierte Schaltung IIS in Dresden sowie der Veranstaltung „Energieforschung vernetzt – 1. Symposium der Forschungsnetzwerke“ vom 13. bis 14. Juni 2023 (Online) teilgenommen.

Die zahlreichen Recherchen, die Teilnahme an relevanten Veranstaltungen und die aktive Vernetzung mit anderen Akteuren zeigten, dass vergleichbare Lösungen und Lösungsansätze nur in Teilen und Ansätzen vorhanden waren, aber in der hier vorhandenen Komplexität und Sektorenkopplung z. Z. noch nicht existierten.

## 5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Um dieses komplexe und sektorengerkoppelte Energieversorgungskonzept im Wohnquartier umzusetzen, waren neben dem Erfahrungsaustausch in den Fachkreisen und mit den Fachexperten u.a. des ENERGIEWENDEBAUEN- Konsortiums (s. Kapitel 4) die interdisziplinäre Zusammenarbeit aller am Bau Beteiligten für den Gesamterfolg zwingend erforderlich. Zu diesen Partnern zählten:

- City-Haus Immobilien GmbH

Die City-Haus Immobilien GmbH, mit Herr Helmut Gall, ist der Investor und Bauherr für das Gesamtbauvorhaben „Energieinsel Petershagen“ in der Gemeinde Petershagen/ Eggersdorf. Sie haben die Begleitforschung und Entwicklungen auf dem Gebiet der sektorengerkoppelten Quartiersversorgung vorangetrieben und das FuE-Projekt gezielt unterstützt. Das Unternehmen stellte u.a. die, für die entsprechenden Datenerhebungen sowie den Einbau und die Optimierung der Steuer- und Regelungstechnik, erforderlichen Techniken zur Verfügung und unterstützte bei dem Einbau, der Datenerfassung/-auswertung und Optimierung des Gesamtenergiekonzeptes. Ohne diese zusätzlichen Investitionen hätte das Projekt so nicht umgesetzt werden können.

- E.DiS Netzbetreiber

Die E.DiS Netzbetreiber GmbH mit Sitz in Fürstenwalde/Spree, ist der Stromnetzbetreiber der Region Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern und damit auch für das Modellvorhaben in Strausberg zuständig. Zunächst erfolgte durch die E.DiS Netzbetreiber GmbH eine Netzdienstlichkeitsprüfung für das Quartier und insbesondere auch die geplanten großen PV- Anlagen. Zudem wurde das erstellte Messstellenkonzept für das Gesamtquartier geprüft und das Mieterstrommodell für den Standort durch den Netzbetreiber bestätigt.

- Bosch Thermotechnik GmbH

Die Bosch Thermotechnik GmbH, seit 1. April 2023 umbenannt in die Bosch Home Comfort Group, mit seinen 14.400 Mitarbeitern, ist schon lange führend auf dem Gebiet der grünen Technologien und ein führender europäischer Anbieter von smarten, nachhaltigen und energieeffizienten Lösungen für u.a. Wärmepumpenheizungen und -kühlungen.

Um die energieeffiziente Wärmeversorgung mit u.a. einem stromgeführten Wärmepumpenbetrieb und Power to Heat aus großen Wärmespeichern, wie geplant, umzusetzen, war ein direkter Eingriff in die Steuerung der Wärmepumpen erforderlich. Nach zahlreichen Anfragen bei verschiedenen Wärmepumpenherstellern erklärte sich nur die Bosch Thermotechnik GmbH bereit, dies zuzulassen und auch durch ihre Servicemitarbeiter zu begleiten und unterstützen. Deshalb wurden auch die Wärmepumpen mit Kühlstation und großen Wärmespeicher von Bosch Thermotechnik GmbH geliefert und von der beauftragten Installationsfirma in die Häuser des Stadtquartier eingebaut.

In die großen Wärmespeicher wurden Heizstäbe integriert, um das geplante Power to Heat, d.h. Nutzung von Überschussstrom aus den PV-Anlagen in Wärme umzuwandeln und in den Wärmespeichern der Gebäude zwischenspeichern, umzusetzen. Die Service-Mitarbeiter sowie Fachexperten der Bosch Thermotechnik GmbH betreuten den Einbau der Anlagen (Wärmepumpe, Kühlstation und 400 l Wärmespeicher mit Heizpatronen), unterstützten auch die Einfahrphase der Energieversorgung und Entwicklung des innovativen Betriebsführungskonzeptes mit neu eingebauter Mess-/Steuer- und Sensortechnik.

Nachdem in den ersten Häusern das entwickelte und innovative Steuer- und Regelungskonzept umgesetzt und funktionsfähig war, wurden Schulungen für die Mitarbeiter der Bosch Thermotechnik GmbH am Standort durchgeführt. Auch wurde ein Werbevideo und verschiedene Veröffentlichungen durch die Bosch Thermotechnik GmbH zum Projekt mit Unterstützung der FuE-Projektpartner erstellt und vertrieben.

- Discovery GmbH

Die Discovery GmbH (150 Mitarbeiter) ist mit seinen intelligenten Messsystemen einer der führenden wettbewerblichen Messstellenbetreiber Deutschlands. Mit seinen intelligenten Stromzählern für jedes Kundensegment bietet das Unternehmen Schlüsseltechnologie für die Integration von u.a. dezentralen Erzeugungsanlagen und flexiblen Speicher- und Verbrauchseinrichtungen in das intelligente, flexible Energienetz an. Im Rahmen des Modellvorhabens haben die Mitarbeiter der Discovery GmbH bei der Einrichtung der Messtellen und deren Integration in die Gesamtsteuerungs-/regelungstechnik des Modellvorhabens unterstützt und dies fachlich begleitet.

- Die TESVOLT AG

Die TESVOLT AG ist einer der Innovations- und Marktführer für gewerbliche und industrielle Energiespeicherlösungen und aufgrund der im Vergleich mit anderen Strombatterien längeren Lebensdauer, höherer Entladetiefe und einem höheren Wirkungsgrad wurden diese Lithium-Ionen-Batterien zur Stromzwischenlagerung im Quartier eingebaut und in das Gesamtversorgungskonzept integriert.

- Energiepark Brandenburg GmbH

Die Energiepark Brandenburg GmbH waren der Lieferant und Installateur der PV-Anlagen für die Häuser im Quartier und damit in die Integration der PV-Anlagen in das Gesamtversorgungskonzept des Quartiers involviert. Sie haben die Integration der Wechselrichter in die sektorenggekoppelte Gesamtversorgung des Quartiers begleitet und unterstützt.

- HF-Elektrotechnik GmbH

Die HF-Elektrotechnik ist der Partner für die Umsetzung der gesamten Elektrotechnik-Planung im Quartier, d.h. auch wichtiger Projektpartner bei der Planung und dem Einbau der neuen Messtechnik und der Umsetzung des neuen Steuer-/Regelungskonzeptes in den Häusern bzw. im Gesamtquartier im Elektrotechnikbereich. Sie konnten dabei auf langjährige Erfahrungen in diesem Bereich zurückgreifen.

- Heizung Lüftung Sanitär Reiner Belter GbR

Die Heizung Lüftung Sanitär Reiner Belter GbR, mit ihren langjährigen Erfahrungen im Bereich der Integration von Niedertemperatur-Wärmepumpen-Heizungen in Gebäude, war zuständig für die Installation der kompletten Heizungsanlagen in den Häusern und damit auch verantwortlich für die technische Umsetzung des entwickelten und im Projekt ständig weiter entwickelten Mess-/Steuer- und Regelungskonzeptes auf der heizungstechnischen Seite.

- PEWO Energietechnik GmbH

Die PEWO Energietechnik GmbH entwickelt und produziert Technik zur Übergabe und Verteilung von Heizwärme und dezentraler Trinkwassererwärmung in Gebäuden und war im Projekt der Lieferant für die Frischwasserstationen zur dezentralen Erwärmung des Warmwassers im Quartier. Bei der Einbindung diese Frischwasserstationen in das energieeffiziente Gesamtversorgungskonzept wurden die Energieinsel Projektentwicklungsgesellschaft mbH in der Umsetzung unterstützt.

- TELEKOM

Die TELEKOM ist verantwortlich für Verlegung des erforderlichen Netzwerkes, gemäß Vorgaben durch die Planer, um die erforderliche Datenübertragung für das neue Betriebsführungskonzept zu garantieren.

- Netzwerk Energiewendebauen

Durch regelmäßige Auswertung der Informationen der Wissenschaftliche Begleitforschung Energiewendebauen einerseits in den regelmäßigen E-Mails aber auch Veröffentlichungen zu neuen Projekten auf der Internetseite <https://www.energiewendebauen.de/> konnte der aktuelle Stand der Forschung gezielt in die Projektbearbeitung einbezogen werden. Durch die Teilnahme an den Kongressen sowie Netzwerktreffen und Arbeitskreistreffen (z. B. Monitoring), wovon eins auf der Energieinsel Petershagen stattfand, konnten Erkenntnisse und Erfahrungen aus anderen FuE-Vorhaben und anderer Fachexperten in die Projektarbeit gezielt einbezogen werden.

## II Eingehende Darstellung

### 1 Verwendung der Zuwendung und die erzielten Ergebnisse im Einzelnen, mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele

#### 1.1 ZIELE DES VORHABENS

Um das Ziel bis 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu erreichen, dabei gleichbleibende bzw. auch verbesserte Wohnqualitäten unter sozialverträglichen Bedingungen zu garantieren, sind erhebliche Anstrengungen in naher Zukunft, nicht nur im Gebäudebereich, sondern insbesondere im Bereich von intelligent vernetzten, sektorengekoppelten, energieaktiven dezentralen Quartierslösungen zwingend erforderlich. Die Wechselwirkungen zwischen Nutzerverhalten (hier Mehrfamilienhäusern) und den damit verbundenen Energieverbrauchsvorhersagen in Abhängigkeit von den Wetterprognosen zu kennen und darauf aufbauend eine intelligent miteinander kombinierten Wärme- und Stromversorgung (inkl. E- Mobilität) auf Basis unterschiedlicher erneuerbarer Energiequellen (hier PV und Geothermie) mit der notwendigen Integration von großen Strom- und Wärmespeichern umzusetzen sowie deren intelligente Vernetzung unter Energieeffizienz Gesichtspunkten zu optimieren, sind für eine wirtschaftliche Umsetzung und breite Anwendung solcher neuen Energieversorgungsstrukturen unerlässlich. Nur mit solchen sektorenübergreifenden und sektorengekoppelten Lösungen kann eine nachhaltige Energiewende in den Städten der Zukunft erreicht werden.

Einen Vorreiter auf dem Gebiet der energieeffizienten und intelligent vernetzten Quartierslösung stellt das sich zu Projektstart im Bau befindliche Wohn-/Lebensquartier 4.0 „Energieinsel-Petershagen“ in der Gemeinde Petershagen/ Eggersdorf im Landkreis Märkisch-Oderland in Brandenburg dar.

Ziel des Wohnungsbauprojektes „Energieinsel-Petershagen“ war es u.a. durch:

- die gezielte Vernetzung von Erdwärmepumpen (Kühlen/Heizen) u.a. mit der PV-Stromerzeugung auf den Häusern/Carports und durch einen effizienten, intelligent gekoppelten, stromgeführten Betrieb der Wärmepumpen auf Basis von Überschuss-PV-Strom;
- die Integration von großen aufrüstbaren Strom- und Wärmespeichern in den Gebäuden;
- die Errichtung einer quartiersinternen Stromringleitung zum Lastausgleich der Energieverbräuche und -bedarfe zwischen den Gebäuden und optimalen Nutzung der Wärme-/Stromspeicherpotentiale (Laststrom-/Wärmeausgleich) aller im Quartier befindlichen integrierten Strom-/Wärmespeicher und Energiepotentiale (PV/Geothermie);
- die vorausschauende Be- und Entladung, der in den Häusern integrierten Wärme- und Stromspeicher in Abhängigkeit von den bilanzierten und gemessenen Energiebedarfen bzw. der Energiebereitstellung (WP, PV) unter Einbeziehung von Nutzerverhalten und Wetterprognosen;
- den Aufbau einer Ladeinfrastruktur für E-Mobilität (Autos- und Bikes) in den Carports und Nutzung des PV-Stroms zur Beladung der quartierseigenen (Bewohner) E- Mobilität (Autos und Bikes);
- die gezielte Nutzung von verbleibendem Überschussstrom zur Wärmebereitstellung (Power to Heat) und Speicherung von Überschussstrom in den großen Wärmespeichern der Gebäude;
- die darauf aufbauende intelligent vernetzte Steuerungs-/Regelungstechnik für die Energiebereitstellung (Strom/Wärme) auf Basis von gemessenen Wetterdaten sowie Wettervorhersagen und gemessener und bilanzierter Verbrauchsdaten der Nutzer (Lastprofilen);
- die Umsetzung eines Mieterstrommodells zur optimalen Nutzung des quartierseigenen PV-Stroms vor Ort;
- die Errichtung dezentraler Frischwasserstationen zur energieeffizienten Sicherstellung der Trinkwarmwasserqualitäten;

eine 100-prozentige Wärmeversorgung (Geothermie/PV-Strom) und eine über 85 - 90%ige dezentrale Stromversorgung (PV) mit integrierter E-Mobilität im Quartier zu erreichen.

**Das Ziel des FuE-Vorhabens „EIPH- Energieinsel-Petershagen – Wohn-/Lebensquartier 4.0“** war es, an diesem zum Start des Projektes noch im Bau befindlichen innovativen und nachhaltigen sektorengekoppelten großen Stadtquartier, unter Praxisbedingungen Datengrundlagen zu Nutzer- und Verbrauchsverhalten sowie Energieströmen zwischen Erzeuger-/Speicheranlagen und Verbrauchern in Abhängigkeit vom Wetter zu erfassen. Darauf aufbauende Algorithmen für ein innovatives Betriebsführungskonzept zu entwickeln sowie die Energieversorgungsstrukturen und insbesondere die damit verbundenen Mess-, Steuer- und Regelungsvorgänge unter Energieeffizienzgesichtspunkten auf- und auszubauen. Die Gesamtenergieversorgung war so zu optimieren, dass eine hohe Eigenverbrauchsquote der im Quartier erzeugten erneuerbaren Energien langfristig garantiert werden kann.

Die sektorengekoppelte Energieversorgung für das Wohnquartier mit integrierter E-Mobilität sollte so errichtet werden, dass ein netzdienliches Stadtquartier mit geringem Stromnetzbezug/-einspeisung entsteht. Die dafür notwendigen Steuerungs- und Regelungsprozesse mit den erforderlichen Informations- und Kommunikationstechnik (IKT)- Lösungen sollten entwickelt und so umgesetzt werden, dass eine hohe Energieeffizienz bei der Energiebereitstellung (Wärme, Kälte, Strom) in Verbindung mit den Strom-/Wärmespeichern im Gebäude bzw. Quartier sowie dem Stromeigenverbrauch (Wohnungen, Nebenflächen, E-Mobilität) erzielt werden. Ziel des Lastausgleichs zwischen den Gebäuden mittels quartierseigener Stromringleitung und dem Mieterstrommodell war es, die Eigenverbrauchsquote an PV-Strom im Modellvorhaben gezielt zu erhöhen und zeitlich zu optimieren. Das Steuer-/Regelungssystem sowie die einzelnen Komponenten sollten dabei nahezu herstellerunabhängig funktionieren, um eine hohe Übertragbarkeit der Programme und der Steuer-/Regelungstechnik sowie der Gesamtergebnisse auf andere Quartiere garantieren zu können.

Um die Akzeptanz der Bewohner zu den neuartigen, im Quartier „Petershagen“ umgesetzten, Wohn- und Finanzierungsformen sowie energetischen Versorgungsstrukturen (z.B. Mieterstrom) zu untersuchen, wurden im Rahmen des Projektes u.a. Mieterbefragungen durchgeführt und die Bewohner, durch regelmäßigen bedarfsgerechten Informationsaustausch, in die Entwicklung mit einbezogen. Hieraus sollten Schlussfolgerungen für die Planung und Umsetzung anderer nutzerfreundlicher und sozialverträglicher Wohn-/Lebensquartiere 4.0 gezogen werden.

Um die weitreichend gesteckten Ziele zu erreichen, waren nachfolgende Arbeitsschwerpunkte im Rahmen des FuE- Vorhabens durch die Projektbeteiligten zu bearbeiten:

- Schaffung von Datengrundlagen zu Nutzer-/Verbrauchsverhalten, Energieerzeugung sowie Energieströmen zwischen Erzeuger-/Speicheranlagen sowie Verbrauchern in Abhängigkeit vom Wetter;
- Begleitung der Einfahrphase der sektorenübergreifenden, intelligent vernetzten Energieversorgung des Stadtquartiers und durch gezielte Untersuchungen, Messungen sowie Monitoring des Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicherlastmanagements unter Einbeziehung von Wettermessdaten/-prognosen, damit
- Schaffung der Basis für die Optimierung der Versorgungsstrukturen sowie Aufbau der dafür erforderlichen IKT-Lösungen;
- Simulation der Energieströme mit dem Aufzeigen von Energieeffizienzpotentialen sowie Schaffung von Grundlagen für die zu entwickelnden Steuerungs-/Regelungsalgorithmen;
- Entwicklung von vorausschauenden Steuerungs-/Regelungsalgorithmen und Programmmodulen, die auf festgelegten Kennwerten der zeitlich unterschiedlichen Energiebedarfen sowie Eckdaten der Energiebereitstellung und Wetterprognosen basieren;
- Umsetzung, Untersuchung und Anpassung dieser Steuerungs-/Regelungsalgorithmen sowie Programme, zunächst in den zwei bereits in Betrieb befindlichen Wohngebäuden, mit Optimierung der Prozesse und Modifizierung der Mess-/Steuer-/Regelungs-(MSR)-Technik;
- schrittweise Umsetzung dieses innovativen, in den zwei ersten Modellhäusern erprobten, Steuerungs-/Regelungskonzepts auf andere Gebäude und Anpassung der Steuerungs-/Regelungsprozesse auf das jeweilige Nutzerverhalten in den Gebäuden (z.B. Gemeinschaftshaus);

- Simulation des Gesamtquartiers unter dem Blickwinkel des Lastenausgleichs zwischen den Gebäuden durch die Quartiersstromleitung und Optimierung der Energieströme sowie u.a. Nutzungspotentiale der Strom- und Wärmespeicher in den Gebäuden;
- Umsetzung der Simulationsergebnisse durch Kopplung der Gebäude sowie Zusammenführung der Steuerungs-/Regelungstechnik in einem Gesamtbetriebskonzept;
- Langzeitoptimierung der Energieströme zwischen den einzelnen Verbrauchern, Gebäuden sowie Speichern und der damit verbundenen Steuerungs-/Regelungsprozesse sowie –techniken zur Erreichung der höchsten Energieeffizienz und –einsparung;
- Untersuchungen zu den Auswirkungen des stromgeführten Betriebs in Bezug auf den Wirkungsgrad der Wärmepumpen und den Energieertrag der geothermischen Erzeugungsanlage sowie insbesondere die hydrogeologische Beeinflussung des Untergrundes;
- Untersuchungen des Betriebsverhaltens im Quartier und der Auswirkungen auf die Stromnetzeinspeisung sowie den Stromnetzbezug;
- Untersuchungen der Akzeptanz der neuen Energieversorgungsstrukturen mit Mieterstrom, der Nutzung von E-Mobilität, der Beteiligung von Mietern an der Finanzierung sowie dem Warmmietenmodell bei den Bewohnern;

Aufbauend auf diesen Untersuchungen waren Planungsgrundlagen und Handlungsanleitungen für vergleichbare Stadtquartiere mit intelligent vernetzten, sektorenübergreifenden Versorgungsstrukturen zu entwickeln. Zudem sollten Informationen und Potentiale für die Netzintegration solcher energieeffizienten Stadtquartiere unter Betriebsbedingungen aufgezeigt werden.

Die auftretenden Probleme und Schwierigkeiten bei der Entwicklung und Umsetzung der IKT-Lösungen und insbesondere bei der Einbindung der schrittweise wachsenden Gebäudestruktur in die Gesamtenergieversorgung bzw. den gesamten Steuerungs-/Regelungsprozess sollten dokumentiert und ausgewertet werden.

Die Hauptaufgaben im FuE- Vorhaben verteilten sich dabei auf die zwei Projektpartner wie folgt:

Aufgaben und Teilziele des Projektes „EIPH“ der **Energieinsel Projektentwicklung mbH** lagen neben der Projektleitung und dem Projektmanagement in der:

- Entwicklung und Weiterentwicklung des Energieversorgungskonzeptes mit den Messstellenplan für die Mehrfamilienhäuser, das Gemeinschaftshaus und das gesamte Stadtquartier mit den verschiedenen Abnehmerstrukturen;
- Modellbildung und Simulation der Energieströme im Gebäude sowie insbesondere für das Gesamtversorgungskonzept des Stadtquartiers mit dem Aufzeigen von Energieeffizienzpotentialen und Optimierungsmöglichkeiten;
- Aufbauend auf den Messergebnissen und den Modellbildungen Entwicklung von Programmmodulen und vorausschauenden Steuer- und Regelungsalgorithmen in enger Zusammenarbeit mit der Nowisys IT-Service GmbH für die Gebäude und das Gesamtversorgungskonzept unter Berücksichtigung des Nutzerverhalten sowie der gemessenen Wetterdaten bzw. Wetterprognosen;
- Planung und Umsetzung bzw. Modifizierung der IKT-Lösungen in den Gebäuden und insbesondere dem Gesamtversorgungsnetz in enger Zusammenarbeit mit der Nowisys IT-Service GmbH;
- Langzeitmonitoring und -optimierung der Energieströme zwischen den einzelnen Verbrauchern, Erzeugern, Gebäuden sowie Speichern und den damit verbundenen Steuerungs- und Regelungsprozessen sowie –techniken zur Erreichung der höchsten Energieeffizienz/-einsparung;
- Optimierung des Gesamtprozesses auf Basis der gemessenen und ausgewerteten Messdaten/-stellen sowie der Simulationen und Modellbildung in der Einfahrphase und dem Betrieb der Gebäude sowie der Energiebereitstellung und -versorgung im Gesamtquartier;

- Untersuchungen des Betriebsverhaltens des Gesamtquartiers auch unter Langzeitbedingungen und Aufzeigen der Auswirkungen auf die Stromnetzeinspeisung sowie auf den Stromnetzbezug;
- Untersuchungen zur Akzeptanz der neuen Energieversorgungsstrukturen mit Mieterstrom, der Nutzung von E-Mobilität, der Beteiligung von Mietern an der Finanzierung sowie dem Warmmietenmodell in enger Zusammenarbeit mit in-novare Weimar;

Daraus waren:

- Integrale Planungsgrundlagen für andere Gebäude und vergleichbare Versorgungsstrukturen im Quartier abzuleiten;
- Lösungsansätze sowie deren Vor- und Nachteile auch für andere komplexe Versorgungsstrukturen aufzuzeigen;
- Planungsgrundsätze mit dem Aufzeigen von Problemen, aber auch Chancen für die Netzintegration solcher komplexen sektorengerkoppelten Quartierslösungen, in die bestehenden Stromnetze darzulegen.

Die Aufgaben und Teilziele im Projekt „EIPH“ der *aQua-thermic Ingenieurgesellschaft mbH* lagen zum einen in der umfangreichen Datenerfassung, –aufbereitung und -auswertung in Zusammenarbeit mit der Novisys GmbH. Zum anderen waren, aufbauend auf ihren langjährigen Erfahrungen bei Planung, Bau und Betrieb von großen Erdwärmesondenanlagen und Untersuchungen der Wechselwirkungen mit den geologischen und hydrogeologischen Standortbedingungen:

- der Energieaustrag aus den Erdwärmesondenanlagen unter den besonderen Herausforderungen des stromgeführten Betriebs und des Einsatzes einerseits für Wärmebereitstellung im Winter und andererseits Kühlung im Sommer messtechnisch zu erfassen, auszuwerten und die verschiedenen Einfahrphasen sowie Optimierungsmaßnahmen im Gesamtversorgungskonzept auf Seiten der Wärmepumpenanlage zu begleiten;
- anhand von Modellbildungen und Simulationen sowie Messungen, die Wechselwirkungen mit den anstehenden geologischen und hydrogeologischen Standortbedingungen zu untersuchen und so nachteilige Beeinflussungen des Untergrundes durch den Wärmeentzug bzw. -eintrag zu verhindern und damit auch eine langfristige energieeffiziente Betriebssicherheit der Gesamtanlage mit hohen Leistungszahlen der Wärmepumpe zu garantieren;
- der stromgeführte Wärmepumpenbetrieb in Wechselwirkung mit den anderen Versorgungsanlagen (PV-Strom und große Wärmespeicher mit Heizpatronen) zu untersuchen und gezielt, unter Berücksichtigung der Standorteinflüsse zu optimieren;

daraus waren:

- Vor- und Nachteile sowie die Grenzen in der Betriebsführung solcher, großen, ganze Stadtquartiere versorgende, Geothermiefelder unter Berücksichtigung der Wärmebereitstellung und Kühlung, der Standortverhältnisse, des Nutzerverhaltens und des Wetters in sektorengerkoppelten Versorgungsstruktur von mehreren Mehrfamilienhäusern aufzuzeigen;
- Planungsgrundlagen für den optimalen Betrieb (Heizen und Kühlen) vergleichbarer Stadtquartiere mit großen Geothermiefeldern und Wärmespeichern sowie einem stromgeführten Betrieb der Wärmepumpen in Wechselwirkung mit den großen z.T. auch durch Überschussstrom beladenen Wärmespeichern abzuleiten;
- Grundsätze und Leitlinien für den Betrieb solcher komplexen Anlagen festzulegen, um u.a. nachteilige Beeinflussungen des anstehenden Bodens durch den Betrieb der Erdwärmesonden-Anlagen auszuschließen.

## **1.2 ERZIELTE ERGEBNISSE IM VERGLEICH MIT DEN ZIELEN - ENERGIEINSEL PROJEKTENTWICKLUNGSGESELLSCHAFT MBH**

### **1.2.1 Entwicklung und Weiterentwicklung des Energieversorgungskonzeptes für das Stadtquartier**

Das Ziel des Bauherrn und FuE- Projektes war es einerseits so viel wie möglich erneuerbare Energien im Quartier selbst bereitzustellen und andererseits diese Energie auch maximal zur Energieversorgung (Strom, Wärme, Kälte, Mobilität) des Wohnquartiers bei hoher Energieeffizienz einzusetzen. Deshalb wurde u.a. für jedes Gebäude eine geothermische Wärmeversorgung ausgelegt, große Wärmespeicher je Gebäude geplant, alle potentiellen Flächen (Wohnhäuser, Carport) mit PV-Modulen im Quartier belegt, Stromspeicherbatterien in jedes Gebäude installiert und ein Mieterstrommodell umgesetzt.

Neben der 100%- tigen Wärmeversorgung war geplant, so wenig wie möglich selbst erzeugten PV-Strom ins Netz einzuspeisen, so wenig wie möglich, Strom aus dem Netz zu beziehen und dabei die Wärme- und Stromspeicherpotentiale in den Häusern optimal zu nutzen. Ein solches energieeffiziente Versorgungskonzept umzusetzen, war nur möglich durch einen Strom-Lastausgleich zwischen den Gebäuden mittels einer Quartiers-Stromringleitung und einem innovativen Betriebsführungskonzept für die Gebäude mit stromgeführten Wärmepumpenbetrieb, PV-Stromspeicherung in Strombatterien und Wärmespeicherung mittels Power to Heat in den großen Wärmespeichern der Gebäude.

Für dieses innovative Versorgungskonzept musste zunächst ein umfangreiches Schnittstellen- und Messstellenkonzept mit der entsprechenden Mess- und Sensortechnik aufgeschlüsselt nach Verbrauchern, unterschiedlichen Strom-/Wärmespeichern und Energieerzeugern entwickelt werden, um eine entsprechende Steuerung/Regelung für das Quartier aufzubauen. Die Wärmepumpe soll dann nicht bei Wärmebedarf, sondern vorrangig nur bei Überschussstromangebot aus den PV-Anlagen bzw. den Batterien in Betrieb gehen, weiterer PV-Überschussstrom zur Wärmebereitstellung in den Wärmespeichern genutzt werden und für das Beladen von E-Mobilität bereitstehen. Dafür ist auch eine vorausschauende Bilanzierung zur zeitlichen Bereitstellung von PV-Strom im Quartier auf Basis von Wetterdaten und -prognosen erforderlich.

Als zentrale Steuergröße für das Gesamtversorgungskonzept des Quartiers sollte der Stromnetzbezug bzw. die Stromnetzeinspeisung an den Trafostation verwendet werden.

### **1.2.2 Erstellung eines Messtellenkonzeptes mit Messtellenplan für die Gebäude und das Gesamtquartier**

Entsprechend dem im Quartier geplanten Gesamtenergieversorgungskonzept (geplantes Steuerungs-/Regelungs- sowie Betriebsführungskonzept für die Gesamtquartiersversorgung) wurden aufbauend auf den erfassten ersten Messergebnissen und daraus resultierenden ersten Simulationen für die Einzelgebäude ein entsprechendes Messtellenkonzept für die Häuser schrittweise aufgebaut, regelmäßig überprüft, gegebenenfalls erweitert und dann zu einem Gesamtmesstellen- und Betriebsführungskonzept für das Gesamtquartier zusammengeführt.

Es sind im Quartier 10 verschiedenen Komponenten (Wärmepumpe, Kühlstation, Wechselrichter, Laderegler/Batterie, Wasserspeicher, Homemanager, EnergyMeter, Trafostation, Wetterstation, Wetterprognose), die mit entsprechender Messtechnik ausgestattet werden mussten, installiert (s. Tabelle 1).

An den 6 Wärmepumpe werden je Wärmepumpe 25 Messwert, d.h. insgesamt 150 Messwerte erfasst (s. Tabelle 2). Zu den erfassten Daten gehören u.a. der Status der Kompressoren, die Außentemperaturen, die Warmwasser-Temperaturen, die Heizungs-Temperaturen (u. a. Vorlauf, Rücklauf, Soll (Min und Max), die Sole-Temperaturen, der Stromnetzbezug und die Stromnetzeinspeisung sowie der Stromverbrauch für Heizung und Warmwasser. Hinzu kommen zu den

Messpunkte an den Wärmepumpen insgesamt 48 Messpunkte an den 6 Kühlstationen, wo der Status der Pumpen erfasst wurden (s. Tabelle 3).

*Tabelle 1: Übersicht der Komponenten mit der Anzahl an Messwerte je Komponente und insgesamt*

| <b>Bezeichnung der Komponente</b>                        | <b>Anzahl der Komponenten</b> | <b>Anzahl der Messwerte an den jeweiligen Komponenten</b> | <b>Gesamtsumme der Messwerte an allen Komponenten</b> |
|--|-------------------------------|---|---|
| Wärmepumpe   | 6                             | 25  | <b>150</b>  |
| Kühlstation  | 6                             | 8   | <b>48</b>   |
| Wechselrichter   | 24                            | 13  | <b>312</b>  |
| Laderegler/Batterie                                      | 6                             | 17  | <b>102</b>  |
| Heizstab   | 24                            | 1   | <b>24</b>   |
| Temperaturfühler in den Zusatzwärmespeichern (2 je Haus) | 12                            | 1   | <b>12</b>   |
| HomeManager  | 6                             | 31  | <b>186</b>  |
| EnergyMeter  | 7                             | 31  | <b>217</b>  |
| Trafostation   | 1                             | 2   | <b>2</b>  |
| Wetterstation  | 1                             | 19  | <b>19</b>   |
| Wetterprognose   | 1                             | 34  | <b>34</b>   |
| <b>Summe</b>   | <b>94</b>                     |   | <b>1094</b>   |

Außerdem wurden die Laderegler an den Batterien, die der 4-Q-Zähler in der Trafostation, die Wetterstation und die Wetterprognose sowie die 24 verbauten Wechselrichter an den PV- Anlagen der Gebäude und Carports in das Messstellenkonzept einbezogen.

An den Wechselrichtern der PV-Anlagen wurden der Status und die Fehlercodes sowie die aktuellen anliegenden Strom und Spannungen an den verschiedenen Phasen, die aktuelle Leistung und Frequenz sowie gelieferte Energie und Temperatur an den Kühlkörpern erfasst (s. Tabelle 4).

Von den Strombatterien (Laderegler) wurden u.a. der Status der Batterie mit aktuellen Betriebsmodus, aktuelle Batterieleistung,-spannung, -strom sowie aktueller Batterieladezustand, Anzahl der Ladedurchsätze und Anzahl der Netzzuschaltung aufgezeichnet (s. Tabelle 5).

In dem Wasserspeichern wurden der Status der Ventile für Warmwasser und Heizung, die Heizstäbe in den Basis- und Zusatzspeichern mit den Temperaturen in den Zusatzspeichern von Heizung und Warmwasser erfasst (s. Tabelle 6).

**Tabelle 2: Messpunkte an den Wärmepumpen in den Häusern 2 bis 7**

| Messpunkt  | Adresse |
|--|---------|
| 1.1 Status Kompressor 1                                  | 6       |
| 1.2 Status Kompressor 2                                  | 77      |
| 1.3 Anforderung Kompressor 1                             | 5       |
| 1.4 Anforderung Kompressor 2                             | 92      |
| <b>Temperaturen</b>                                      |         |
| 1.5 Außentemperatur direkt                               | 11      |
| 1.6 Außentemperatur gedämpft                             | 12      |
| 1.7 Temperatur Warmwasser                                | 13      |
| 1.8 Temperatur Warmwasser Vorlauf                        | 10      |
| 1.9 Temperatur Heizung                                   | 78      |
| 1.10 Temperatur Heizung Vorlauf                          | 15      |
| 1.11 Temperatur Heizung Rücklauf                         | 16      |
| 1.12 Temperatur Heizung Soll (Min)                       | 19      |
| 1.13 Temperatur Heizung Soll (Max)                       | 20      |
| 1.14 Temperatur Sole                                     | 18      |
| 1.15 Temperatur Sole Rücklauf                            | 17      |
| <b>Energie</b>   |         |
| 1.16 Strom bezogen                                       | 104     |
| 1.17 Erzeugt für Heizung                                 | 102     |
| 1.18 Erzeugt für Warmwasser                              | 103     |
| <b>Werte für Steuerung (änßerbar)</b>                    |         |
| 1.19 Temperatur Warmwasser Soll (Min)                    | 23      |
| 1.20 Temperatur Warmwasser Soll (Max)                    | 24      |
| 1.21 Temperatur Start Sommer                             | 16      |
| 1.22 Mindestdauer Temperatur Start Sommer                | 17      |
| 1.23 Temperatur Start Winter                             | 18      |
| 1.24 Mindestdauer Temperatur Start Winter                | 19      |
| 1.25 Temperatur sofort Start Winter                      | 20      |
| <b>Werte für Heizkurve (änßerbar)</b>                    |         |
| 1.26 Temperatur Heizung Soll bei Aussentemperatur 20 °C  | 4       |
| 1.27 Temperatur Heizung Soll bei Aussentemperatur 15 °C  | 5       |
| 1.28 Temperatur Heizung Soll bei Aussentemperatur 10 °C  | 6       |
| 1.29 Temperatur Heizung Soll bei Aussentemperatur 5 °C   | 7       |
| 1.30 Temperatur Heizung Soll bei Aussentemperatur 0 °C   | 8       |
| 1.31 Temperatur Heizung Soll bei Aussentemperatur -5 °C  | 9       |
| 1.32 Temperatur Heizung Soll bei Aussentemperatur -10 °C | 10      |
| 1.33 Temperatur Heizung Soll bei Aussentemperatur -15 °C | 11      |
| 1.34 Temperatur Heizung Soll bei Aussentemperatur -20 °C | 12      |
| 1.35 Temperatur Heizung Soll bei Aussentemperatur -25 °C | 13      |
| 1.36 Temperatur Heizung Soll bei Aussentemperatur -30 °C | 14      |
| 1.37 Temperatur Heizung Soll bei Aussentemperatur -35 °C | 15      |

**Tabelle 3: Messpunkte an der Kühlstation der Häuser 2 bis 7**

| Messpunkt                        | Adresse |
|----------------------------------|---------|
| 2.1 Status Pumpe A               | 239     |
| 2.2 Status Pumpe B               | 240     |
| 2.3 Start Pumpe A                | 237     |
| 2.4 Start Pumpe B                | 238     |
| <b>Temperaturen</b>              |         |
| 2.5 Temperatur Sole Vorlauf      | 359     |
| 2.6 Temperatur Sole Rücklauf     | 360     |
| 2.7 Temperatur Fußboden Vorlauf  | 341     |
| 2.8 Temperatur Fußboden Rücklauf | 344     |

An den HomeManager und den EnergyMeter wurden die Zähler für die Wirkleistung, die Blindleistung/-energie, die Scheinleistung/-energie, die Spannung und der Strom überwacht und gemessen (s. Tabelle 7 und Tabelle 8).

Der HomeManager und auch der EnergieMeter wird mit dem Speedwire-Protokoll ausgelesen. Es sind so die Werte der gesamten Häuser sowie an den Carports erfasst worden.

*Tabelle 4: Messpunkte PV-Wechselrichter in den Häusern 2 bis 7 und Carportanlagen 1 bis 4*

| Messpunkt                           | Adresse |
|-------------------------------------|---------|
| 3.1 Status Wechselrichter           | 107     |
| 3.2 Fehlercode Wechselrichter       | 108     |
| <b>Strom</b>                        |         |
| 3.3 aktueller Strom Summe           | 71      |
| 3.4 aktueller Strom Phase A         | 72      |
| 3.5 aktueller Strom Phase B         | 73      |
| 3.6 aktueller Strom Phase C         | 74      |
| <b>Spannung</b>                     |         |
| 3.6 aktuelle Spannung Phase A       | 79      |
| 3.8 aktuelle Spannung Phase B       | 80      |
| 3.9 aktuelle Spannung Phase C       | 81      |
| 3.10 aktuelle Leistung              | 83      |
| 3.11 aktuelle Frequenz              | 85      |
| 3.12 gelieferte Energie (kumulativ) | 93      |
| 3.13 Temperatur Kühlkörper          | 103     |

Zusätzlich zu diesen zahlreichen Messpunkten wurden die Zähler an der Trafostation, d.h. der Stromnetzbezug und die Netzeinspeisung überwacht und als Steuerkenngröße herangezogen. (s. Tabelle 9)

*Tabelle 5: Messpunkte an den Batterien (Laderegler) in den Häusern 2 bis 7*

| Messpunkt  | Adresse |
|--|---------|
| 4.1 Status Batterie                                    | 30201   |
| 4.2 empfohlene Aktion (z.B. Reparatur)                 | 30211   |
| 4.3 Statusnachricht                                    | 30213   |
| 4.4 Beschreibung                                       | 30215   |
| 4.5 aktueller Betriebsmodus (laden/entladen)           | 30955   |
| 4.6 Zähler Amperestunden Batterieladung (kumulativ)    | 30567   |
| 4.7 Zähler Amperestunden Batterieentladung (kumulativ) | 30569   |
| 4.8 aufgenommene Energie (kumulativ)                   | 30595   |
| 4.9 abgegebene Energie (kumulativ)                     | 30597   |
| 4.10 Anzahl Netzzuschaltungen                          | 30599   |
| 4.11 aktuelle Batterieleistung                         | 30755   |
| 4.12 Aktuelle Batteriespannung                         | 30595   |
| 4.13 aktueller Batteriestrom                           | 30843   |
| 4.14 aktueller Batterieładezustand                     | 30845   |
| 4.15 aktuelle verfügbare Batteriekapazität             | 30847   |
| 4.16 Anzahl Ladungsdurchsätze der Batterie             | 30857   |
| 4.17 aktuelle Batterietemperatur                       | 30849   |

An der Wetterstation (s. Tabelle 10)), die am Haus 7 eingebaut wurde, wurden neben der Helligkeit, der Lufttemperatur, der globalen Strahlung noch zahlreiche weitere Kenngrößen aufgezeichnet, die dann auch in die Wetterprognoseergebnisse (s. Tabelle 11) eingegangen sind und entsprechend ausgewertet wurden. Eine Wetterprognose wurde vom Deutschen Wetterdienst als Datei im KLM-Format alle 5 Minuten bezogen und aufgezeichnet sowie für die vorausschauende Steuerung und Regelung der Energieversorgung des Quartiers herangezogen.

*Tabelle 6: Messpunkte an den Wasserspeichern in den Häusern 2 bis 7*

| Messpunkt                                | Adresse |
|--|---------|
| <b>Ventil</b>                            |         |
| 5.1 Status Ventil Warmwasser             | 0       |
| 5.2 Status Ventil Heizung                | 1       |
| <b>Heizstab</b>                          |         |
| 5.3 Heizstab Zusatzspeicher Heizung      | 2       |
| 5.4 Heizstab Basisspeicher Heizung       | 3       |
| 5.5 Heizstab Zusatzspeicher Warmwasser   | 4       |
| 5.6 Heizstab Basisspeicher Warmwasser    | 5       |
| <b>Temperatur</b>                        |         |
| 5.7 Temperatur Zusatzspeicher Heizung    | 2       |
| 5.8 Temperatur Zusatzspeicher Warmwasser | 1       |

*Tabelle 7: Messpunkte HomeManager in Häusern 2 bis 7*

| Messpunkt                             | Adresse |
|---------------------------------------|---------|
| 6.1 cos phi                           | 13      |
| <b>Zähler Wirkleistung/-energie</b>   |         |
| 6.2 Summe Bezug                       | 2       |
| 6.3 Bezug Phase 1                     | 22      |
| 6.4 Bezug Phase 2                     | 42      |
| 6.5 Bezug Phase 3                     | 62      |
| 6.6 Summe Lieferung                   | 1       |
| 6.7 Lieferung Phase 1                 | 21      |
| 6.8 Lieferung Phase 2                 | 41      |
| 6.9 Lieferung Phase 3                 | 61      |
| <b>Zähler Blindleistung/-energie</b>  |         |
| 6.10 Summe Bezug                      | 4       |
| 6.11 Bezug Phase 1                    | 24      |
| 6.12 Bezug Phase 2                    | 44      |
| 6.13 Bezug Phase 3                    | 64      |
| 6.14 Summe Lieferung                  | 3       |
| 6.15 Lieferung Phase 1                | 23      |
| 6.16 Lieferung Phase 2                | 43      |
| 6.17 Lieferung Phase 3                | 63      |
| <b>Zähler Scheinleistung/-energie</b> |         |
| 6.18 Summe Bezug                      | 10      |
| 6.19 Bezug Phase 1                    | 30      |
| 6.20 Bezug Phase 2                    | 50      |
| 6.21 Bezug Phase 3                    | 70      |
| 6.22 Summe Lieferung                  | 9       |
| 6.23 Lieferung Phase 1                | 29      |
| 6.24 Lieferung Phase 2                | 49      |
| 6.25 Lieferung Phase 3                | 69      |
| <b>Spannung</b>                       |         |
| 6.26 Spannung Phase 1                 | 32      |
| 6.27 Spannung Phase 2                 | 52      |
| 6.28 Spannung Phase 3                 | 72      |
| <b>Strom</b>                          |         |
| 6.29 Strom Phase 1                    | 31      |
| 6.30 Strom Phase 2                    | 51      |
| 6.31 Strom Phase 3                    | 71      |

In Abbildung 10 ist das, aus den verschiedenen Messpunkten und -stellen entwickelte, umfassende Gesamtmessstellenkonzept dargestellt, welches die Voraussetzung und auch die Grundlage für die Datenerfassung und die darauf aufbauende und zu entwickelnde Software für die geplante Steuerung und Regelung des Quartiers bildet.

*Tabelle 8: Messpunkte am EnergyMeter in den Häusern 2 bis 7 und den Carportanlagen*

| Messpunkt                             | Adresse |
|---------------------------------------|---------|
| 7.1 cos phi                           | 13      |
| <b>Zähler Wirkleistung/-energie</b>   |         |
| 7.2 Summe Bezug                       | 2       |
| 7.3 Bezug Phase 1                     | 22      |
| 7.4 Bezug Phase 2                     | 42      |
| 7.5 Bezug Phase 3                     | 62      |
| 7.6 Summe Lieferung                   | 1       |
| 7.7 Lieferung Phase 1                 | 21      |
| 7.8 Lieferung Phase 2                 | 41      |
| 7.9 Lieferung Phase 3                 | 61      |
| <b>Zähler Blindleistung/-energie</b>  |         |
| 7.10 Summe Bezug                      | 4       |
| 7.11 Bezug Phase 1                    | 24      |
| 7.12 Bezug Phase 2                    | 44      |
| 7.13 Bezug Phase 3                    | 64      |
| 7.14 Summe Lieferung                  | 3       |
| 7.15 Lieferung Phase 1                | 23      |
| 7.16 Lieferung Phase 2                | 43      |
| 7.17 Lieferung Phase 3                | 63      |
| <b>Zähler Scheinleistung/-energie</b> |         |
| 7.18 Summe Bezug                      | 10      |
| 7.19 Bezug Phase 1                    | 30      |
| 7.20 Bezug Phase 2                    | 50      |
| 7.21 Bezug Phase 3                    | 70      |
| 7.22 Summe Lieferung                  | 9       |
| 7.23 Lieferung Phase 1                | 29      |
| 7.24 Lieferung Phase 2                | 49      |
| 7.25 Lieferung Phase 3                | 69      |
| <b>Spannung</b>                       |         |
| 7.26 Spannung Phase 1                 | 32      |
| 7.27 Spannung Phase 2                 | 52      |
| 7.28 Spannung Phase 3                 | 72      |
| <b>Strom</b>                          |         |
| 7.29 Strom Phase 1                    | 31      |
| 7.30 Strom Phase 2                    | 51      |
| 7.31 Strom Phase 3                    | 71      |

*Tabelle 9: Messpunkte an der Trafostation*

| Messpunkt              | Adresse |
|------------------------|---------|
| 8.1 Zähler Einspeisung | 1       |
| 8.2 Zähler Bezug       | 0       |

Aufbauend auf dem Messstellenkonzept wurde die Datenerfassung/–speicherung/–auswertung aller Messdaten für Energieverbrauch und Energieerzeugung geplant und umgesetzt. Dabei wurde der Leitfaden „Handlungsempfehlung zur Integration des Monitorings in die Planungs- und Ausführungsprozesse“ der wissenschaftlichen Begleitforschung des ENERGIEWENDEBAUEN mit herangezogen und in der Planung und Umsetzung berücksichtigt.

*Tabelle 10: Messpunkte an der Wetterstation*

| Messpunkt                    | Adresse |
|------------------------------|---------|
| 9.1 Status Wetterstation     | 35052   |
| 9.2 Helligkeit Nord          | 35024   |
| 9.3 Helligkeit Ost           | 35026   |
| 9.4 Helligkeit Süd           | 35028   |
| 9.5 Helligkeit West          | 35030   |
| 9.6 Dämmerung                | 35032   |
| 9.7 Strahlung global         | 35022   |
| 9.8 Temperatur Luft          | 35008   |
| 9.9 Status Niederschlag      | 35034   |
| 9.10 Wind Mittelwert         | 35002   |
| 9.11 Windrichtung Mittelwert | 35006   |
| 9.12 Luftdruck absolut       | 35018   |
| 9.13 Luftdruck relativ       | 35020   |
| 9.14 Temperatur Gehäuse      | 35010   |
| 9.15 Luftfeuchte relativ     | 35014   |
| 9.16 Luftfeuchte absolut     | 35016   |
| 9.17 Temperatur Taupunkt     | 35012   |
| 9.18 Sonne Elevation         | 35046   |
| 9.19 Sonne Azimut            | 35048   |

*Tabelle 11: Messpunkte an der Wetterprognose im Haus 7*

| Messpunkt  | Adresse  |
|--|----------|
| 10.1 Datum/Zeit  | TimeStep |
| <b>Temperatur</b>  |          |
| 10.2 trocken   | TT       |
| 10.3 Taupunkt  | Td       |
| 10.4 Maximum gestern   | TX       |
| 10.5 Minimum gestern   | TN       |
| 10.6 Mittelwert gestern  | TM       |
| 10.7 Minimum letzte 12 Stunden   | TG       |
| <b>Wind</b>  |          |
| 10.8 Windrichtung Mittelwert   | DD       |
| 10.9 Windgeschwindigkeit Mittelwert  | FF       |
| 10.10 Maximum Windgeschwindigkeit letzte Stunde  | FX1      |
| 10.11 Wahrscheinlichkeit, dass Windgeschwindigkeit > 45km/h in den letzten 12 Stunden war  | FXh25    |
| 10.12 Wahrscheinlichkeit, dass Windgeschwindigkeit > 75km/h in den letzten 12 Stunden war  | FXh40    |
| 10.13 Wahrscheinlichkeit, dass Windgeschwindigkeit > 100km/h in den letzten 12 Stunden war | FXh55    |
| <b>Niederschlag</b>  |          |
| 10.14 Niederschlagsmenge letzte Stunde   | RR1c     |
| 10.15 Niederschlagsmenge letzte 6 Stunden  | RR6c     |
| 10.16 Niederschlagsmenge letzte 12 Stunden   | RRhc     |
| 10.17 Niederschlagsmenge letzte 24 Stunden   | RRdc     |
| 10.18 Wahrscheinlichkeit von Niederschlag in letzten 6 Stunden                             | wwP6     |
| 10.19 Wahrscheinlichkeit von Niederschlag in letzten 12 Stunden                            | wwPh     |
| 10.20 Wahrscheinlichkeit von Niederschlag in letzten 24 Stunden                            | WWP12    |
| 10.21 Wasserverdunstung in letzten 24 Stunden  | PEvap    |
| 10.22 Code für aktuelles Wetter  | WW       |
| 10.23 Code für Wetter des letzten Tages  | W1W2     |
| 10.24 Horizontale Sichtbarkeit der Wetterstation   | VV       |
| 10.25 Luftdruck auf Meeresspiegel  | PPPP     |
| 10.26 Sonnenscheindauer der letzten Stunde   | SunD1    |
| 10.27 Sonnenscheindauer der letzten 24 Stunden   | SunD     |
| 10.28 Globale Strahlung der letzten Stunde   | Rad1h    |

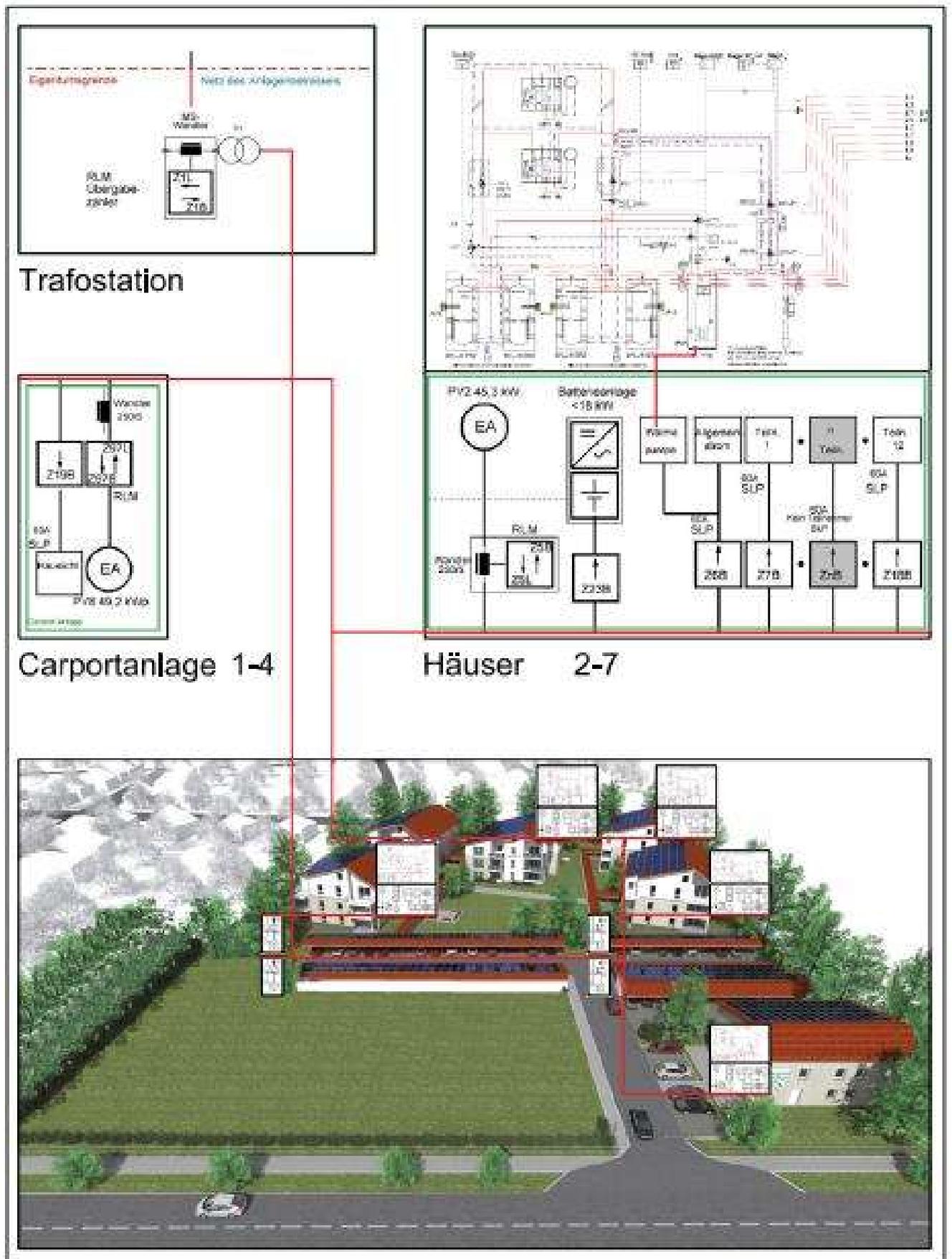


Abbildung 10: Entwickeltes Messstellenkonzept

## 1.2.3 Planung und Umsetzung der umfangreichen Datenerfassung/-auswertung

### 1.2.3.1 Messpunkte und erfasste Messdaten

Zunächst wurden die Datenerfassung/-speicherung/-auswertung aller Messdaten für den Energieverbrauch und die Energieerzeugung mit den entsprechenden Lastprofilen für die zwei Modellhäuser geplant, die Schnitt- und Messstellen entsprechend erweitert, die erforderliche Mess- und Sensortechnik (z.B. PT100, Modbusschnittstelle über Adam) in den zwei Modellgebäuden eingebaut und mit der kontinuierlichen Datenerfassung und -auswertung begonnen. Nach der Optimierung des Messtellenkonzeptes in den beiden Modellhäusern wurde dieses mit der entsprechend angepassten und erweiterten Technik schrittweise auf die anderen Häuser im Quartier und dann auf das Gesamtquartier übertragen.

An den Messtellen der Komponenten, wie Wärmepumpen, Kühlstation, Batterien, Wärmespeichern, HomeManager, EnergyMeter, Wechselrichter der PV-Anlagen wurden Messwerte ca. alle 5 Minuten erfasst.

Zusätzlich zu den Messstellen in den Gebäuden wurden zentral im Quartier die Taktzeiten an den Energiezählern der Trafostationen, d.h. der Stromnetzversorgung des Gesamtquartiers gezählt. Daraus konnten der Netzbezug und die Netzeinspeisung des Stroms für das Gesamtquartier gemessen und als zentrale Steuerungsgröße in das Steuer- und Regelungskonzept des Quartiers gezielt herangezogen werden.

Es wurden so insgesamt über 1.000 Messwerten erfasst. Die Auswertungen dieser umfangreichen Messdaten bilden die Grundlage für das Betriebsführungskonzept und die dafür erforderlichen Steuerungs- und Regelungsprozesse an den Häusern und im Quartier.

Die wichtigsten Messdaten wurden stündlich aggregiert (Summe, Durchschnitt, Minimum und Maximum) und in den entsprechend aufgebauten Datenbanken gespeichert. Alle aufgenommenen Messdaten erhielten dabei einen Zeitstempel, wenn sie in der entsprechend aufgebauten Datenbank abgelegt wurden.

Als Grundlagen für die Datenerfassung und -speicherung sowie das Datenmodell wurde der Messleitfaden für Demonstrationsvorhaben im Bereich „Energie in Gebäuden und Quartieren“ und „Effiziente Datenminimierung im Gebäude- und Quartierssektorder“ der wissenschaftlichen Begleitforschung ENERGIEWENDEBAUERN herangezogen.

### 1.2.3.2 Datenmodell für Programmierung

Das im Projekt angewendete Datenmodell wird am Beispiel der Daten für die Wärmepumpe in dem folgenden Kapitel beschrieben und dokumentiert. Zusätzlich wird hier auf die spezielle Datenstrukturen eingegangen, die auch für die Programmierung anderer Quartiere angewendet werden kann.

- Statusdaten

Für die Statusdaten werden, die aus der jeweiligen Komponente ausgelesen letzten Werte in der Statustabelle (\*\_status) abgespeichert. Durch einen Trigger werden diese Informationen gleichzeitig in einer Protokolltabelle (\*\_status\_history) abgelegt.

In Abbildung 11 ist das Datenmodell beispielhaft für die Wärmepumpen dargestellt.

Jedes Haus wurde mit allen erforderlichen Komponenten (Wärmepumpe, PV-Anlage, Batterie, Zusatzspeicher, Kühlstation, Heizstäbe) ausgestattet. Damit funktioniert jedes Haus für sich als eine Dateneinheit und wurde auch separat gesteuert. Um die Daten und damit auch die Komponenten dem einzelnen Haus zuzuordnen, wurde die Tabelle „stations“ erstellt. Jeder Datensatz in dieser Tabelle identifiziert ein Haus.

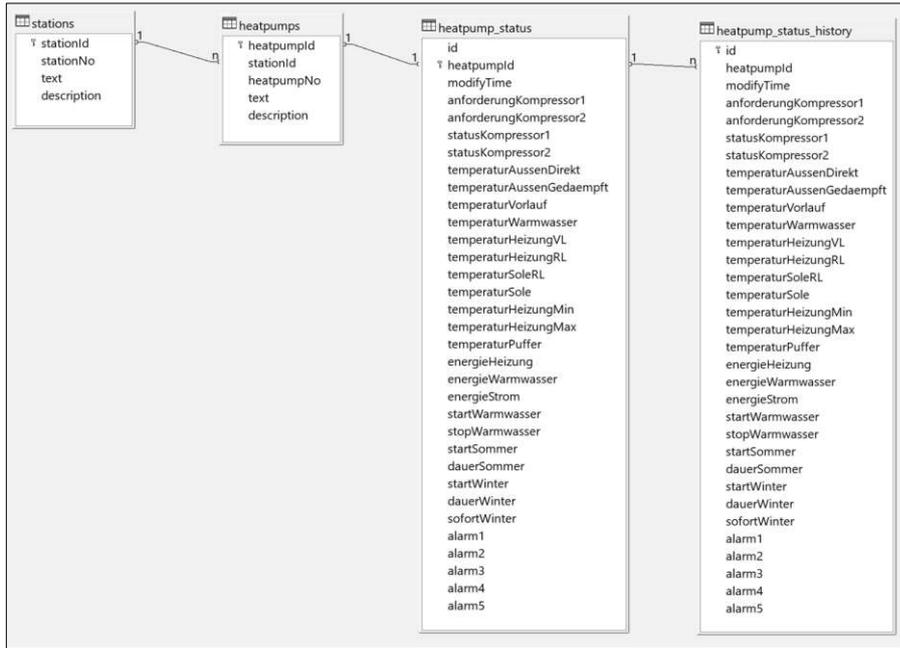


Abbildung 11: Datenmodell am Beispiel der Wärmepumpe

In der Tabelle „*heatpumps*“ (Abbildung 11) wurden alle Wärmepumpen für die jeweiligen Häuser erfasst und entsprechend ihrem Einbauort zugeordnet. Im Falle der „Energieinsel Petershagen“ waren jeweils nur eine Wärmepumpe in jedem Haus installiert. Theoretisch können auch mehrere Wärmepumpen pro Haus installiert und erfasst werden. Durch diese Erweiterungsmöglichkeiten kann das hier entwickelte Datenmodell auf andere Quartiere/Projekte übertragen werden.

Tabelle 12: Datenmodell für allen Komponenten

| Komponente    | Tabellen   |
|---------------|--|
| Batterie      | <i>batteries, battery_status, battery_status_history</i>   |
| Heizstäbe     | <i>boilers, boiler_status, boiler_status_history</i>   |
| Kühlstationen | <i>cooler, cooler_status, cooler_status_history</i>  |
| Energymeter   | <i>energymeters, energymeter_status, energymeter_status_history</i>                                  |
| Photovoltaic  | <i>photovoltaics, photovoltaic_status, photovoltaic_status_history</i>                               |
| Wetterstation | <i>weathers, weather_status, weather_status_history</i><br>- ohne Bezug auf Haus ( <i>stations</i> ) |
| Trafostation  | <i>counter, counter_status, counter_status_history</i><br>- ohne Bezug auf Haus ( <i>stations</i> )  |

In der Tabelle „*heatpump\_status*“ wurde für jede Wärmepumpe in einem Datensatz z.B. der letzte Status (u.a. Wetterdaten, Warmwassertemperaturen) gespeichert. So werden relevante Informationen für den Prozess der Steuerung erfasst. Der Datensatz wird etwa alle 5 Minuten aktualisiert, es sei denn, dass sich der Betriebszustand der Wärmepumpe ändert. Dann werden die Informationen zum jeweiligen Statuswechsel aufgezeichnet. Der jeweilige Zeitpunkt der Aktualisierung wird im Datensatz protokolliert.

Die Tabelle „*heatpump\_status\_history*“ diente als Protokoll und mit jeder Änderung eines Datensatzes in der Tabelle *heatpump\_status* kopiert ein Trigger diesen Datensatz in die Tabelle

*heatpump\_status\_history*. Damit kann diese Tabelle auch als Protokoll der Arbeit der Wärmepumpe bezeichnet und als Grundlage für die Berechnungen bzw. Auswertungen über bestimmte Zeitabschnitte verwendet werden.

Die Daten zur Protokollierung aller weiteren Komponenten (u.a. Heizstäbe, Kühlstationen, PV-Anlagen) im Quartier wurden nach dem gleichen Datenmodellprinzip gespeichert. (s. Tabelle 12)

Da bei der Steuer-/Regelung, anhand z.B. der Wetterprognose, auf verschiedene Daten zurückgegriffen werden muss (u.a. Deutscher Wetterdienst DWD und eigene Wetterstation) und nicht jedes Haus einzeln betrachtet wird, wurde ein abweichendes Datenmodelle für die Wetterprognose programmiert, welches nachfolgend (s. Abbildung 12) beschrieben wird.



Abbildung 12: Datenmodell für die Wetterprognose

In der Tabelle „*weathers*“ (s. Abbildung 12) werden die Wetterdaten eingetragen. Für die Prognosedaten wird als Kennzeichnung Haus 0 (station = 0) verwendet. Die Tabelle „*weather\_forecast\_history*“ beinhaltet die Prognosedaten des Wetterdienstes. Die Prognose-Daten werden vom DWD für einen kompletten Tag in stündlichen Datensätzen angeboten. Die Daten wurden sofort in das Protokoll (Tabelle *weather\_forecast\_history*) geschrieben.

- *Steuerdaten*

Die Daten, die mittels der entwickelten Software zur Steuerung an die entsprechenden Komponenten übertragen werden, wurden in separaten Tabellen gespeichert und protokolliert. Damit konnten dann die Wärmepumpen und die Zusatzspeicher (Heizstäbe und Ventile) gezielt angesteuert werden.

Die Daten wurden an die jeweilige Komponente gesendet, wenn die Sendezeit (*sendtime*) gelöscht (=NULL) wurde. Nach dem erfolgreichen Senden wurde die *sendtime* wieder aktualisiert. Die einzelnen

Aktivitäten werden zusammenfassend von einem Trigger zeitgleich ins Protokoll (\*\_order\_history) geschrieben.

In Abbildung 13 sind die entsprechenden Steuerdaten einer exemplarischen Wärmepumpensteuerung dargestellt.

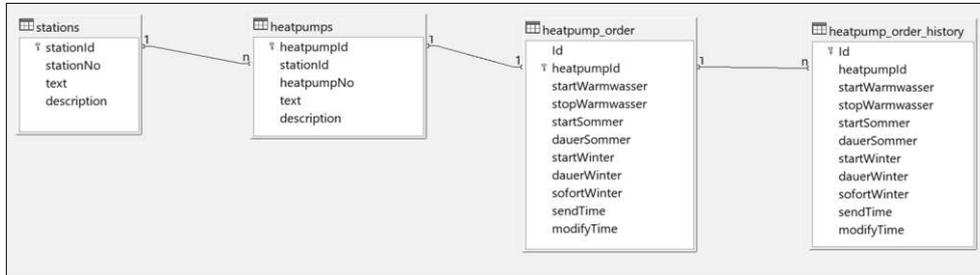


Abbildung 13: Steuerdaten der Wärmepumpe

Da die Zusatzspeicher an die jeweilige Wärmepumpe angeschlossen sind, wurde dies auch im entsprechenden Datenmodell berücksichtigt. In Abbildung 14 ist der gesamte Steuerdatensatz der Zusatzspeicher zusammengefasst dargestellt.

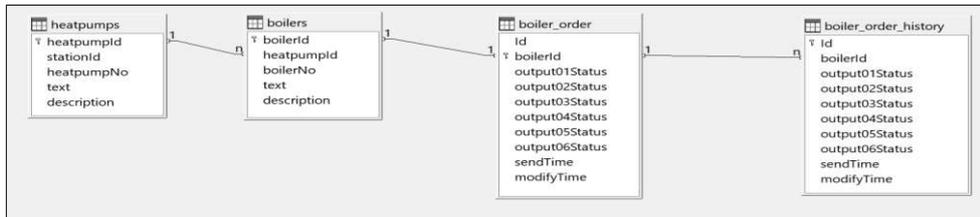


Abbildung 14: Steuerdaten der Zusatzspeicher

Um die Auswertungen zu erleichtern, wurden die Daten aus allen Protokollen entsprechend verdichtet (s. Abbildung 15). Diese Verdichtung erfolgt über einen Zeitraum von 15 Minuten (summary15), wie es bei den Energieversorgern üblich ist, und über einen Zeitraum von einer Stunde (summary). Die Verdichtung wurde je Haus (station) bzw. Quartier gesamt (station = 0) durchgeführt.



Abbildung 15: Auswertung durch Verdichtung der Daten (Beispiel)

Auf den gemessenen Daten sowie deren Auswertung werden die Modellbildung, Simulation der Energieströme entsprechend aufgebaut.

### 1.2.4 Modellbildung und Simulation der Energieströme im Gebäude sowie insbesondere für das Gesamtversorgungskonzept des Stadtquartiers

In einem ersten Planungsschritt wurden die objekttypischen thermischen Lasten ermittelt, die bei einer üblichen Nutzung als Bedarf in Form von Wärme und Kälte entstehen. Diese wurden in kWh in einer Monatsbilanz (s. Abbildung 16) zusammengestellt.

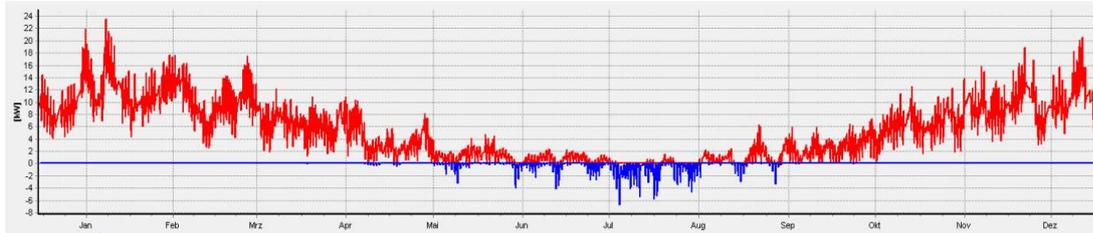


Abbildung 16: Monatsbilanz Heizen und Kühlen

In der Betrachtung der prognostizierten Temperaturverläufe in der Geothermieanlage (s. Abbildung 17 und Abbildung 18) konnte an den Observationspunkten (-points) eine typische Temperatur-/Lastenkurve festgestellt werden. Diese ist gekennzeichnet durch eine Senkung der Quelltemperatur, in den für die thermische Nutzung signifikanten Monaten, und einer Regenerationsphase in den Monaten, in denen der thermische Bedarf nur noch in der Warmwasserbereitung besteht.

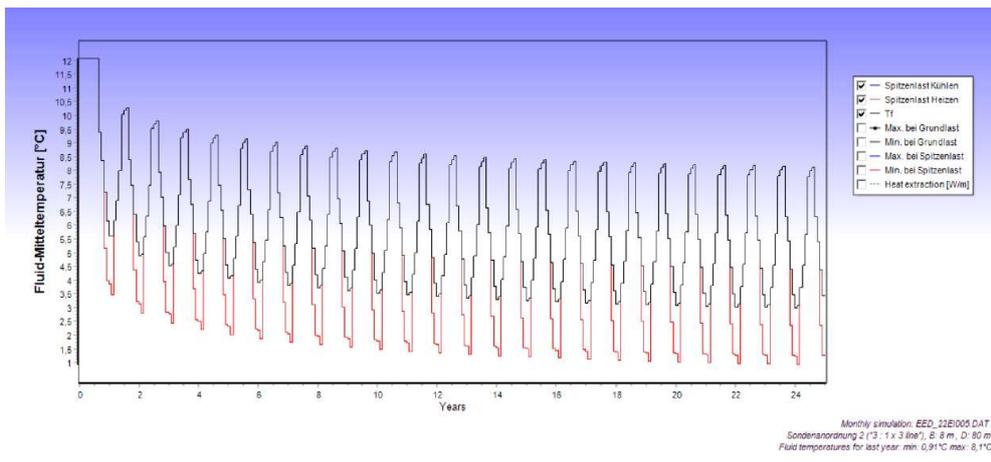


Abbildung 17: Temperaturkurve solesseitig 25 Jahre

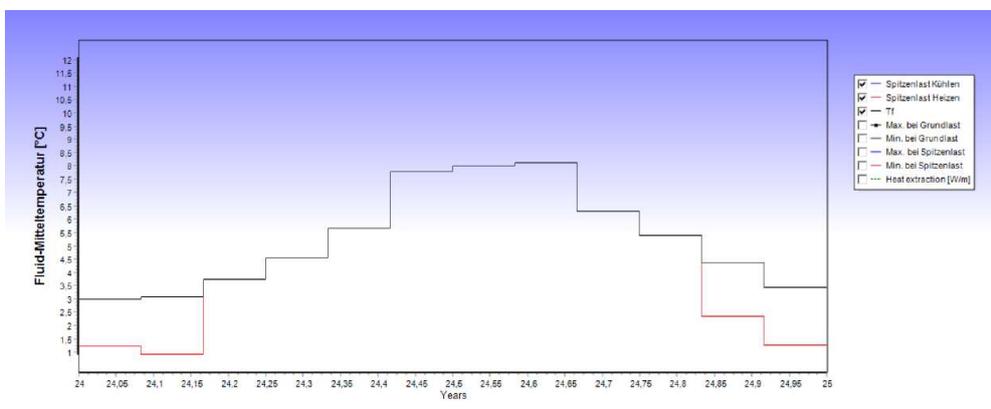


Abbildung 18: Temperaturkurve solesseitig Jahresbilanz

Werden die thermischen Überschüsse des Gebäudes mit den Soletemperaturen verglichen, so ergibt sich die Möglichkeit der sommerlichen Kühlung mit gleichzeitiger Anhebung der Quelltemperatur und damit der Verbesserung des COP des Wärmepumpen durch den geringeren elektrischen Aufwand für den Betrieb der Wärmepumpe (s. Abbildung 19).

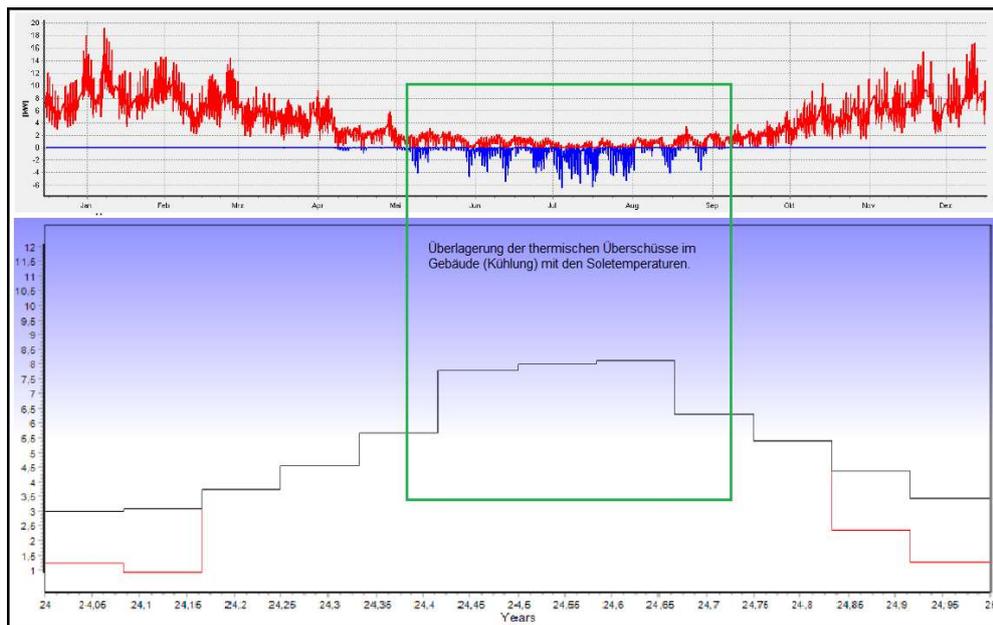


Abbildung 19: Überlagerung der thermischen Lasten am Beispielobjekt

Durch die Überschusswärmenutzung der sommerlichen Kühlung wurde in den Sommermonaten eine Überhöhung der Untergrundtemperaturen erzeugt. Die genehmigungsfähige Temperaturgrenze lag bei 26°C. Die Soletemperatur wurde bis 19 °C erhöht. Dadurch konnte ein über die Nutzungsdauer ausgeglichenes thermisches Lastenmanagement der Quelle und des Geothermiefeldes erreicht werden. In Abbildung 20 ist die Soletemperaturentwicklung unter dem Einfluss der Wärmeeinspeicherung durch Kühlung aufgezeigt.

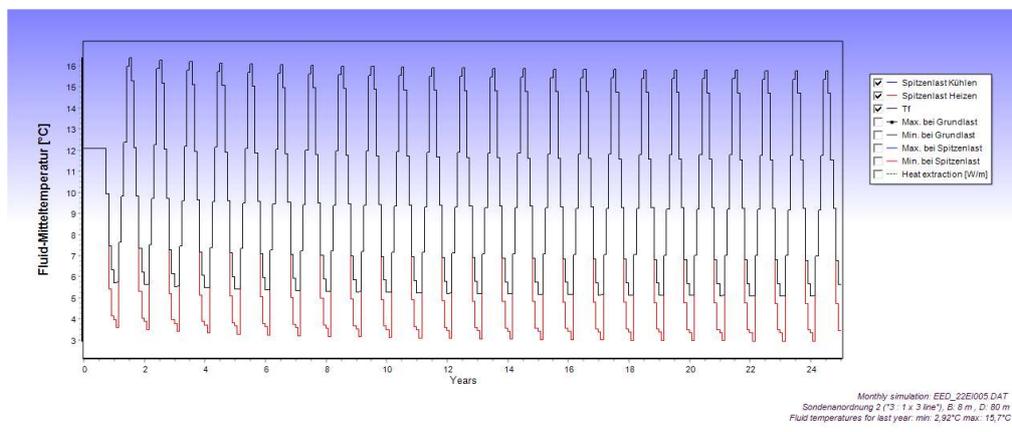


Abbildung 20: Entwicklung Soletemperatur mit Einspeisung durch Kühlung

In der Betrachtung der Energieerzeugungspotentiale der PV-Anlagen im Quartier wird deutlich, dass sich aus dem zur Verfügung stehenden eigenerzeugten Strom zusätzliche Nutzungsmöglichkeiten (z.B. Wärme, Mobilität) ergeben. Da die Wärmeerzeugung und Kühlung über eine Geothermieanlage betrieben werden, ergeben sich folgende Effekte:

1. Mit dem Stromüberschuss der Monate März bis Oktober lassen sich die Komponenten der Kühlung ohne Fremdbezug von Strom realisieren.
2. Die Wärmepumpe benötigt mit dem durch die Kühlung verbesserten COP von > 6 nur noch 1/6 elektrische Energie für die Wärmeerzeugung.
3. Der Betrieb der Wärmepumpe kann generell vorrangig mit Überschussstrom aus den PV-Anlagen betrieben werden.
4. Weiterer Überschussstrom kann gezielt zur Wärmebereitstellung mit den Heizpatronen (Power to Heat) in den Wärmespeichern genutzt werden.

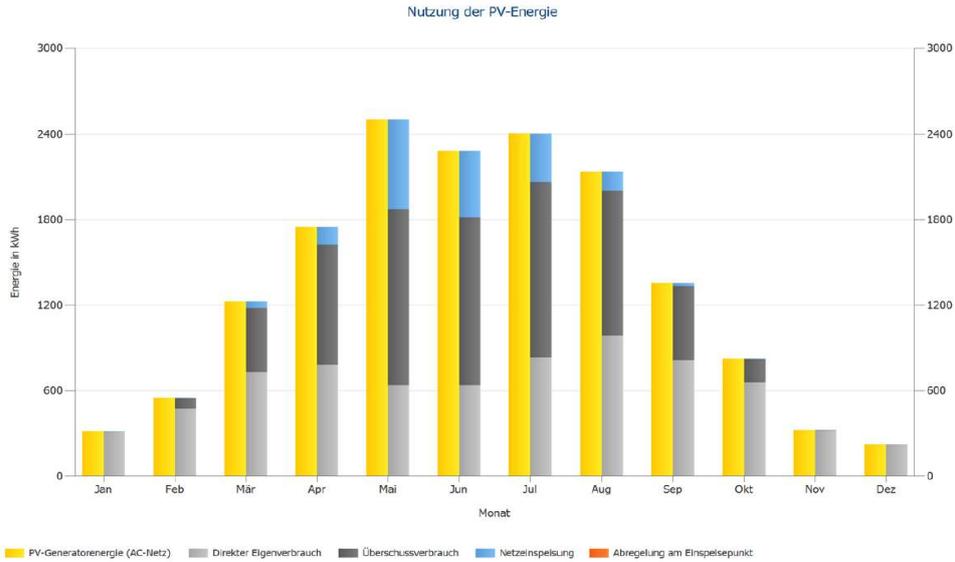


Abbildung 21: Verteilung der Nutzung von PV-Energie im Gebäude und Quartier

Mit diesen Untersuchungen (s. Abbildung 21 und Abbildung 22) konnte nachgewiesen werden, dass bei entsprechender Steuerung, der Energieverbrauch der Kühlung rechnerisch zu 100 %, der Wärmebedarf der Warmwasserbereitung ebenfalls zu 100 % und der Betrieb sowie Wärmebedarf (Geothermie + Power to Heat) der Heizung zu 90 % aus eigenerzeugtem Strom im Quartier abgedeckt werden kann.

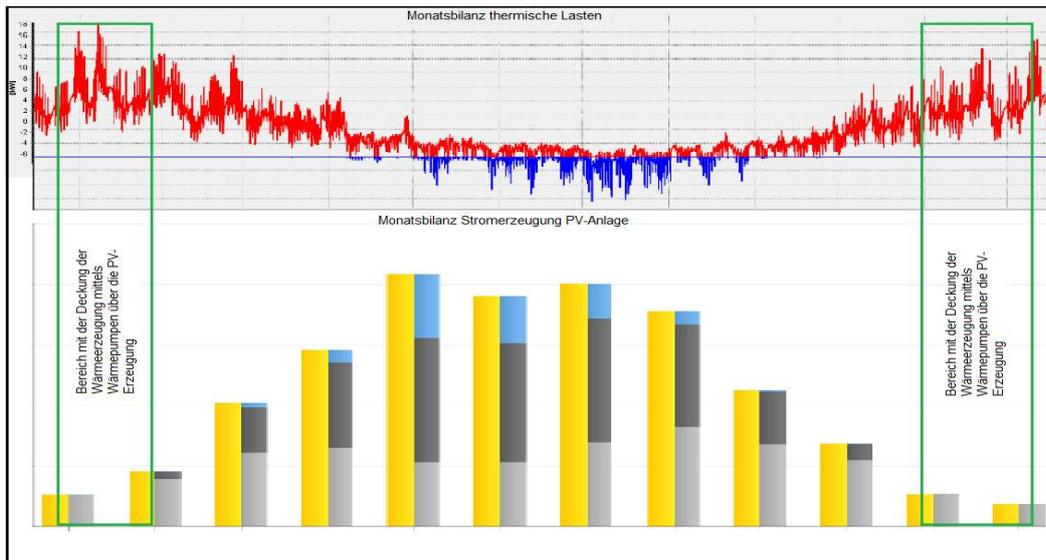


Abbildung 22: Vergleich Monatsbilanzen der thermischen Lasten mit der Monatsbilanz der Stromerzeugung aus der PV-Anlage

Aufbauend auf diesen Untersuchungsergebnissen und geplanten Zielen der Energieversorgung wurden die entsprechenden Steuer- und Regelungsalgorithmen mit der entsprechenden Software entwickelt.

## 1.2.5 Entwicklung von Programmmodulen und vorausschauender Steuer- und Regelungsalgorithmen in enger Zusammenarbeit mit der Nowisys IT-Service GmbH für die Gebäude- und die Quartiersversorgung

### 1.2.5.1 Eingesetzte Software

Zunächst war eine geeignete Software zur Umsetzung des geplanten Steuer- und Regelungskonzeptes auszuwählen.

Seit Januar 2017 bietet die Nowisys IT-Service GmbH eine neu entwickelte Softwarelösung mit dem Namen „openHAMSTER“ an, mit der sich das Unternehmen zum Ziel gesetzt hat, die Digitalisierung in der Produktion vieler Unternehmen und damit ihre Effizienz zu verbessern. Automatische Identifizierung und Nachverfolgung von Materialien und Teilen, Prozesssteuerung durch Übergabe der Parameter an die Maschinen, Maschinen- und Qualitätsüberwachung sowie Energie-Monitoring konnten in der Vergangenheit hiermit in verschiedensten Unternehmen erfolgreich umgesetzt werden. Durch die Offenlegung des Programmcodes, damit Transparenz, sollten Investitionsrisiken für die Kunden reduziert und gleichzeitig die Sicherheit der Lösungen nachhaltig garantiert werden.

Diese Middleware „openHAMSTER“ wurde als zentrale Komponente auch im Projekt „EIPH Energieinsel Petershagen“ angewendet, weil die Software die Möglichkeit bietet, unterschiedlichste Komponenten zu einem Gesamtsystem zu konfektionieren und eine Nutzung im Dauerbetrieb (24/7) durch die Zuverlässigkeit der Middleware zu ermöglichen. Dies zeigten die zahlreichen Erfahrungen und verschiedenartigsten Lösungen der Anwendungen in unterschiedlichen Bereichen.

Die Modulstruktur sorgt u. a. dafür, dass bei Ausfall einzelner Komponenten die Lauffähigkeit des Gesamtsystems nicht gefährdet wird, was zur Sicherheit der Gesamtversorgung zukünftig im Quartier beitragen sollte. Eine Systemredundanz bestand und besteht im Parallelbetrieb eines vollwertigen Zwillings des Zentralcomputers.

Die umfangreiche Protokollierung aller Komponenten unterstützt die Analyse der Laufzeit und eventueller Unregelmäßigkeiten sowie die Entwicklung von verschiedenen Softwarekomponenten.

Der „openHAMSTER“ läuft als Dienst und nachfolgende Software-Komponenten kommen im Projekt zum Einsatz (s. Tabelle 13)

*Tabelle 13: Eingesetzte Softwarekomponenten*

| Komponente  | Funktion  | Wichtige Parameter   |
|-------------|---|--|
| Admin       | - Administration der Komponenten<br>- Protokollierung<br>- läuft als Webservice | Port   |
| Scheduler   | - Start zeitgesteuerter Prozesse  |  |
| NHibernate  | - Integration Datenbank   | Connect-Parameter  |
| Webservice  | - Webservice für Auswertungen<br>- Schnittstellen                               | URL<br>freigegebene Funktionen                             |
| Mail        | - Emailversand (z.B. bei Störung)   | Kontoeinstellungen   |
| Speedwire   | - Auslesen Speedwire-Protokoll (SMA)  | Broadcast-IP   |
| EnergyMeter | - Speichern Daten in DB   | Database<br>susyId<br>Speicherzyklus<br>Binding: Speedwire |
| HomeManager | - Speichern Daten in DB   | Database<br>susyId<br>Speicherzyklus<br>Binding: Speedwire |
| Adam4572    | - Auslesen Temperatur Zusatzspeicher  | IP-Adresse/Port<br>Pollintervall                           |

| <b>Komponente</b> | <b>Funktion</b>  | <b>Wichtige Parameter</b>   |
|-------------------|--|---|
| Adam6060          | - Auslesen Status Zusatzspeicher<br>- Setzen Status Zusatzspeicher<br>- Ventile und Heizstäbe          | IP-Adresse/Port<br>Pollintervall  |
| Boiler            | - Speichern Daten Zusatzspeicher in DB<br>- Schreiben Status Zusatzspeicher<br>- Ventile und Heizstäbe | HausNr<br>Schreibintervall<br>Binding: Adam4572/6060<br>Binding: Database                           |
| Trafo             | - Energiezähler Trafostation   | Faktor (kWh/Impuls)<br>Schreibintervall<br>Binding: Adam6060<br>Binding: Database                   |
| SunnyIsland       | - Auslesen Laderegler (Batterie)   | IP-Adresse/Port<br>Pollintervall  |
| Battery           | - Speichern Daten Batterie in DB   | Database<br>BatterieNr<br>Schreibintervall<br>Binding: SunnyIsland                                  |
| Rego5200          | - Auslesen Wärmepumpe Rego5200<br>- Schreiben Wärmepumpe Rego5200                                      | IP-Adresse/Port<br>Pollintervall  |
| Heatpump          | - Speichern Daten Wärmepumpe in DB<br>- Schreiben Steuerdaten Wärmepumpe                               | HausNr<br>Schreibintervall<br>Heizkurve<br>Binding: Rego5200<br>Binding: Database                   |
| NKP50             | - Auslesen Kühlstation NKP50   | IP-Adresse/Port<br>Pollintervall  |
| Cooling           | - Speichern Daten Kühlstation in DB  | KühlstationNr<br>Schreibintervall<br>Binding: NKP50<br>Binding: Database                            |
| SolarEdge         | - Auslesen Wechselrichter SolarEdge  | IP-Adresse/Port<br>PollInterval   |
| PV-Inverter       | - Speichern Daten PV-Anlage in DB  | WechselrichterNr<br>Schreibintervall<br>Binding: SolarEdge<br>Binding: Database                     |
| WeatherForecast   | - Auslesen Wetterprognose<br>- Speichern in DB   | StationNr (DWD)<br>Prognosetage<br>Prognosezyklus<br>Binding: Database                              |
| WSC11             | - Auslesen Wetterstation WSC11   | IP-Adresse/Port<br>Pollintervall  |
| Weather           | - Schreiben Daten Wetterstation in DB  | HausNr<br>Schreibintervall<br>Binding: WSC11<br>Binding: Database                                   |
| Controller        | - Steuerung der Zusatzspeicher<br>- verschiedene Versionen   | HausNr<br>Version<br>Zykluszeit (Wiederholung)<br>Temperatureinstellungen<br>Leistungseinstellungen |

| Komponente | Funktion   | Wichtige Parameter |
|------------|--|--------------------|
| Summary    | - Berechnung der Zwischensummen<br>- stündlich       | keine              |
| Summary15  | - Berechnung der Zwischensummen<br>- alle 15 Minuten | keine              |

### 1.2.5.2 Steuerungs- und Regelungsalgorithmen

Ziel des Steuer-/Regelungskonzeptes und der Programmierung war es im Sinne des zu erzielenden Autarkiegrades des Quartiers, einerseits möglichst wenig Energie vom Versorger zu beziehen und andererseits möglichst viel selbst erzeugte Energie im Quartier zu verwerten, um damit weniger Energie an den Versorger zu liefern.

Die erste Stufe der Steuerung sind die HomeManager, die je Haus entscheiden, ob die Batterie geladen oder entladen wird. Wenn das Haus Energie bezieht, wird die Batterie entladen bzw. nicht geladen. Aber bevor das Haus Energie ins Quartiersnetz liefert, wird die Batterie geladen. Die zweite Stufe der Steuerung erfolgt durch die entwickelte Software auf Basis der Middleware „openHAMSTER“. Wenn das Haus Energie liefert (Trafostation), werden nach festgelegten Regeln Verbraucher, wie die Wärmepumpen und Heizstäbe (Wärmespeichern), zugeschaltet und wenn an der Trafostation Netzbezug gemessen wird, werden diese Verbraucher schrittweise wieder außer Betrieb genommen. Deshalb wurden nachfolgende zwei Steuerungsregelungen festgelegt:

**Regel 1:** Das Haus liefert mindestens (parametrierte) festgelegte Energie innerhalb der letzten 15 Minuten und das Quartier (Trafo) liefert mindestens eine (parametrierte) festgelegte Energie innerhalb der letzten 15 Minuten und wenn die Temperatur des jeweiligen Speichers unterhalb einer konfigurierten Temperatur (z. B. 68°C) ist, dann werden die Heizstäbe in den Wärmespeichern in festgelegter Reihenfolge zugeschaltet. Dabei wird nach der Zuschaltung mindestens 15 Minuten bis zur nächsten Aktion gewartet.

Nachfolgende Abfolge wurde bei der Zuschaltung eingestellt: Basisspeicher für Warmwasser (wenn Ventil offen), Zusatzspeicher für Warmwasser, Basisspeicher der Heizung und zuletzt Zusatzspeicher der Heizung. Nachfolgende Regelungen werden dabei eingehalten:

- Mit dem Ventil wird gesteuert, dass die Wärmepumpe mindestens 1x am Tag arbeitet, um die Sole zu kühlen. Wenn die Sole noch nicht gekühlt wurde, dann bleibt das Ventil geschlossen und der Basisspeicher Warmwasser wird nicht vom Heizstab geheizt.
- Wenn die Temperatur eines Speichers die konfigurierte Höchsttemperatur erreicht, wird der entsprechende Heizstab abgeschaltet.
- Bis zu einer konfigurierten Zeit (13:00 Uhr) wird der Basisspeicher Warmwasser abgesperrt und nicht durch den Heizstab beheizt. Damit soll sichergestellt werden, dass die Wärmepumpe diesen Basisspeicher heizt und die Sole entsprechend gekühlt wird.

**Regel 2:** Bei der Regel 2 gilt, dass das **Haus** innerhalb der letzten 15 Minuten nicht die (parametrierte) festgelegte Energie liefert oder das **Quartier** (Trafo) auch an dem Trafo keine (parametrierte) festgelegte Energie innerhalb der letzten 15 Minuten liefert. D.h. die Heizstäbe werden in festgelegter Reihenfolge abgeschaltet. Dabei wird nach Abschaltung mindestens 15 Minuten bis zur nächsten Aktion gewartet. Die Reihenfolge der Abschaltung erfolgt in umgekehrter Reihenfolge (Zusatzspeicher der Heizung, Basisspeicher der Heizung, Zusatzspeicher für Warmwasser und zuletzt der Basisspeicher für Warmwasser (wenn Ventil offen)).

Dieses Steuer- und Regelungskonzept wurde schrittweise in den Gebäuden umgesetzt, ständig überwacht, entsprechend angepasst und weiter optimiert.

## 1.2.6 Umsetzung/Modifizierung der IKT-Lösungen in den Gebäuden und Quartier in enger Zusammenarbeit mit der Nowisys IT-Service GmbH

### 1.2.6.1 Probleme bei der Umsetzung

Der geplante Bauablauf für das Quartier führte dazu, dass die einzelnen Komponenten nur schrittweise in den Gebäuden und im Gesamtquartier installiert und aktiviert werden konnten. So waren Schlussfolgerungen für die Steuerung des Gesamtquartiers erst seit Mitte 2021 nach der baulichen Fertigstellung des sechsten Gebäudes möglich.

Aber auch nach der baulichen Fertigstellung der Gebäude und Installation der Heizungsanlagen konnte noch kein umfängliches Monitoring und insbesondere eine gezielte Auswertung der Untersuchungsergebnisse umgesetzt werden. Da die PV-Anlagen aufgrund des Mieterstrommodells immer nur schrittweise (nach einem Jahr und einem Tag jeweils eine 100 kW PV Anlage) in Betrieb genommen werden konnten. So wurden erst im Jahr 2022 die letzten Wechselrichter an den letzten PV-Anlage eingebaut. Erst damit konnten alle vorhandenen PV-Anlagen ins Stromnetz und die Quartiersnetzstromversorgung integriert werden.

So lieferten die PV-Anlagen auf den Carports zwar Strom. Dies geschah aber außerhalb der Steuerung für das Gesamtquartier. Die Erzeugungsdaten wurden zwar protokolliert, konnten aber für die Versorgung im Quartier zunächst nicht mit genutzt werden. Die erfassten Messdaten an den Carports wurden zunächst den einzelnen Häusern zugeordnet und separat protokolliert.

Die auf den Carport erzeugte Energie konnte außerdem nicht vom den HomeManager der Häuser gemessen sowie verarbeitet werden. Eine Einbeziehung in die Steuerung z.B. der Batterie war so nicht umsetzbar. Wenn beispielhaft die PV-Anlagen auf den Häusern nur ausreicht, um die Batterie zu laden, dann könnte die PV-Energie von den Carports für die Wärmeerzeugung durch die Heizstäbe verwendet werden. Wenn diese aber aktiviert werden, wird die Batterie vom Heizstab wieder entladen. Dies stellte ein Problem bei der Umsetzung des Steuerungskonzeptes dar. In zukünftigen Projekten sollten deshalb zusätzliche externe PV-Anlagen immer in den HomeManager (Stromkreis des Hauses) integriert werden. Dies konnte im Projekt „EIPH-Petershagen“ erst nach Inbetriebnahme aller PV-Anlagen auf den Gebäuden und Carport sowie der anschließenden Integration in die Steuerung des Gesamtquartiers erfolgen.

Die ursprüngliche Planung, mit den Heizstäben die Speicher bis auf 85°C aufzuheizen, musste im Projekt aufgegeben werden, da durch eine Sicherungen in den Heizstäben und in den Pumpen bereits eine Abschaltung ausgelöst wird, wenn in den Wärmespeicher ca. 75°C erreicht sind. Die Steuerung wurde deshalb so konfiguriert, dass nur bis 70°C mit den Heizstäben geheizt wurde. Damit kann natürlich auch nur weniger Energie, wie ursprünglich geplant, als Wärme im Quartier zwischengespeichert werden. Dies wirkt sich insbesondere im Sommer auf die Gesamtenergiebilanz und Gesamtenergieeffizienz im Quartier aus, zeigten die Untersuchungen.

### 1.2.6.2 Planung und schrittweise Umsetzung bzw. Modifizierung der IKT-Lösungen

Das Messstellenkonzept für die elektrische und wärmetechnische Seite, als Grundlage für die Datenerfassung und –auswertung sowie Modellbildung/Simulation und Optimierung der Energieströme wurde nach den ersten beiden Modellhäusern schrittweise auf die weiteren Häuser sowie letztendlich auf das Gesamtstadtquartier übertragen. Somit wurden die wichtigsten Grundlagen für die zu planende IK-Technik mit Modellbildung und Simulation sowie dessen Optimierung (unter Berücksichtigung der Zielvorgaben für das Quartier) geschaffen.

Es wurde zunächst mit der Erfassung aller Energieerträge und Lastprofile zur Energiebereitstellung von u. a. den PV-Modulen, den Stromspeicherung, der Wärme/Kälte aus den Wärmepumpenanlagen und dem Geothermiefeld, der Wärme in den Wärmespeicher mit der Unterscheidung in Wärme aus

Erdwärme und aus Strom erzeugter Wärme in Abhängigkeit von den aufgezeigten Wetterdaten begonnen. Die Bestimmung des erzeugten PV-Stromes auf den Carportdächern wurde dabei bilanziell über die Differenz der Zählung der Summe der HomeManager (Hauserzeugung) und des 4-Q-Zählers als Summenzähler im Trafo, anteilig über die PV-Fläche des jeweiligen Carports den zugehörigen Gebäuden als virtuelle Zählung berechnet.

Die Daten zur Stromversorgung/-erzeugung durch die PV- Module in Verbindung mit relevanten Wetterdaten, die Be- und Entladung sowie der Ladezustand der Stromspeicherbatterien in Abhängigkeit vom Wetter und Strombedarfen im Gebäude wurden ebenfalls erfasst und ausgewertet.

Durch die Aufnahme und Steuerung der Taktung der Wärmepumpe sowie der Vor- und Rücklauf-temperaturen an den Wärmepumpen konnten z.B. erste Rückschlüsse zum Einfluss des Wärmepumpenbetriebes auf die thermischen Untergrundverhältnisse des Geothermiefeldes gezogen werden. So wurde u.a. festgestellt, dass eine Wärmebereitstellung (Warmwasser) im Sommer nur durch PV-Strom (Power to Heat) sich nicht positiv auf den Wärmepumpenbetrieb sowie die Untergrundtemperaturen auswirken. Zum Teil schalteten die Wärmepumpen aufgrund der hohen Soletemperaturen an den Wärmepumpen nicht mehr ein und eine nachteilige Beeinflussung des Untergrundes durch erhöhte Temperaturen konnte nicht ausgeschlossen werden.

Um eine ausreichende Kühlung der Gebäude an heißen Tagen zu ermöglichen, musste einerseits der Wärmeeintrag in den Untergrund begrenzt und andererseits ein gezielter Wärmeentzug zur Warmwasserbereitung garantiert werden. Nur so konnte die Untergrundtemperatur insbesondere in den heißen Sommerperioden und damit auch die Vorlauftemperaturen an den Wärmepumpen im niedrigen Temperaturbereich gehalten werden. Deshalb wurden im Verlauf des Projektes, die Temperaturen an der Wärmepumpe gezielt in die Steuerung und Regelung sowie die Taktung der Wärmepumpe mit einbezogen. (s. Abbildung 23)

Für eine effiziente Wärmebereitstellung (Heizwärme und Warmwasserbereitung) wurde außerdem vorgesehen, die Wärmepumpe nur in Betrieb zu nehmen, wenn Überschussstrom im Gebäude (später Quartier) vorhanden ist. Dafür musste gezielt in die Steuerung der Wärmepumpe eingegriffen werden. Das Konsortium wurde hierbei durch den Hersteller der Wärmepumpen, die Firma Bosch Thermotechnik GmbH unterstützt und die Steuerung entsprechend umgebaut sowie an die Erfordernisse im Projekt angepasst.

Gleichzeitig musste die Wärmebereitstellung durch Power to Heat, d.h. die gezielte Steuerung der Heizpatronen und damit das Temperaturprofil in den Wärmespeichern in Abhängigkeit vom PV-Stromangebot in die Steuerung einbezogen und damit optimiert werden.

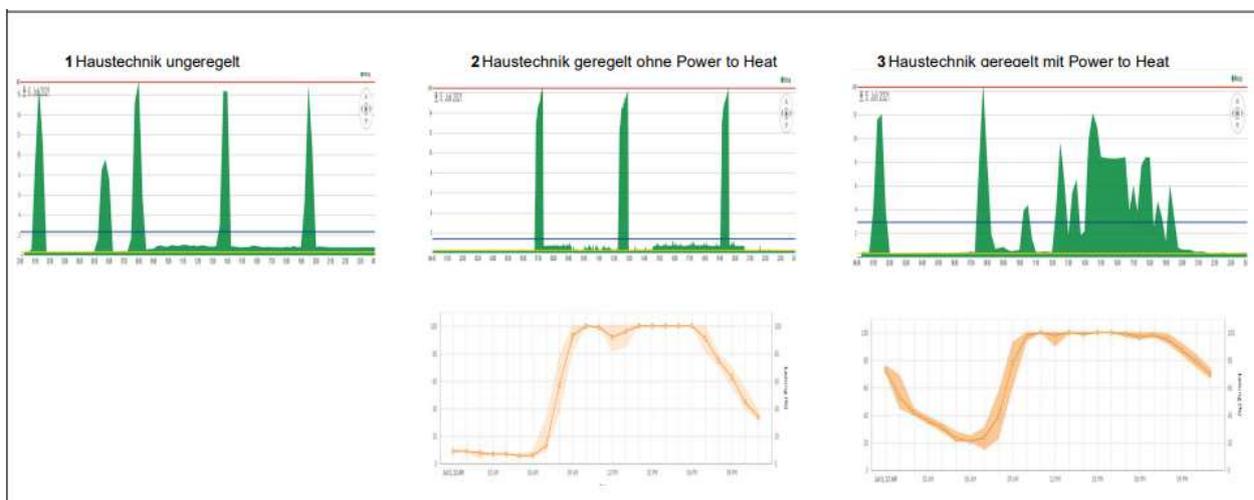


Abbildung 23: Erste Optimierungen in der Haustechnik durch geregeltes Power to Heat (oben) und dazugehörige Ladezyklen der Batterie

In der ersten Kurve (s. Abbildung 23) ist die Wärmeenergiebereitstellung von Haus 5 mit einer nicht geregelten Haustechnik dargestellt. Die Wärmepumpe arbeitet temperaturgesteuert nach der Speichertemperatur des jeweiligen Wärmespeichers im Heiz- und Warmwasserbetrieb.

In Kurve 2 ist die Haustechnik in Haus 3 geregelt, aber noch ohne Power to Heat, d.h. die Wärmepumpe springt an, wenn ein Stromangebot bei der PV-Anlage des Hauses besteht. In diesem Fall wird die Batterie in den Nachtstunden komplett entladen (s. Abbildung 23 Mitte, unten).

Bei Haus 6 wird die Haustechnik unter Einbeziehung von Power to Heat zur Wärmebereitstellung aus PV-Strom geregelt. Der Wärmepumpenbetrieb wird durch den Betrieb der Heizstäbe mit PV-Strom entlastet und die Wärmespeicher auf 70°C hochgeheizt. Die Wärmepumpe wird an diesem Sommertag aber auch gezielt genutzt, um die Sole auszukühlen und damit die Vorlauftemperaturen an den Wärmepumpen niedrig zu halten und damit die Kühlung der Gebäude sicherzustellen. Die Batterie hat in diesem Fall zum Tagesbeginn noch eine 50% Restladung (s. Abbildung 23 rechts, unten).

In Abbildung 24 und Abbildung 25 sind exemplarisch die gemessenen Energieverbräuche, die Energieerzeugung und -bereitstellung sowie die Batterieladung beispielhaft an einem sonnenreichen Tag im September 2021 zunächst in den 2 Modellhäusern abgebildet, wobei am Haus 6 die aufgebaute Steuerung aktiv (Abbildung 24) und am Haus 2 die Steuerung (Abbildung 25) nicht aktiv waren.

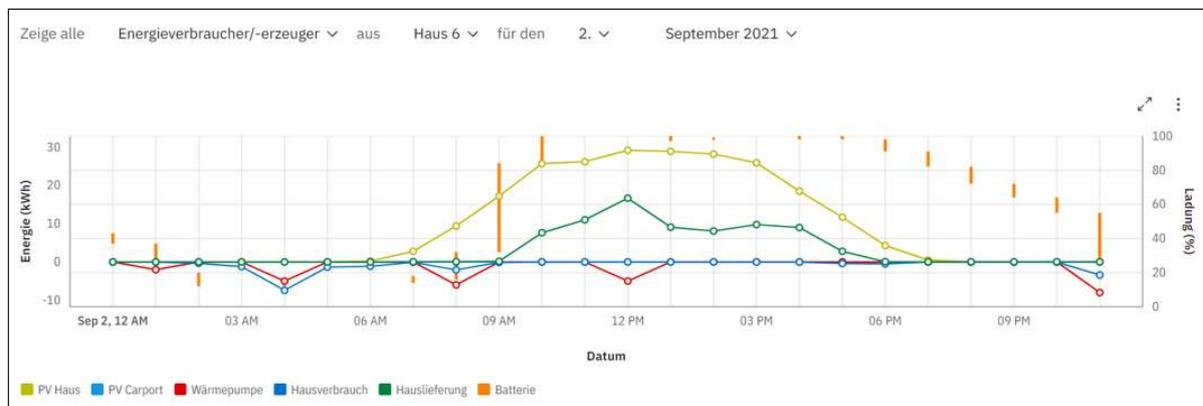


Abbildung 24: Darstellung Energiefluss am Modellhaus (Haus 6) an einem sonnenreichen Tag im September 2021 mit aktiver Steuerung

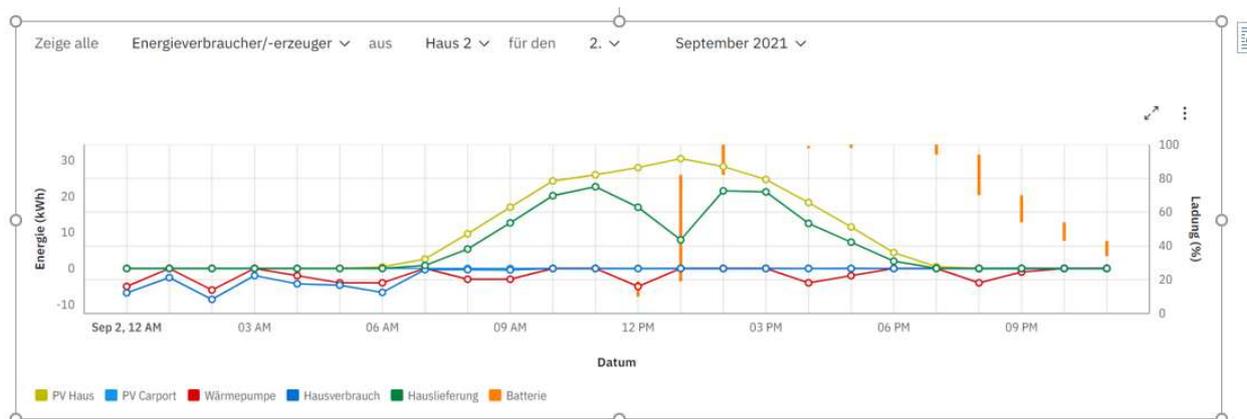


Abbildung 25: Darstellung Energiefluss am Modellhaus (Haus 2) an einem sonnenreichen Tag im September 2021 ohne Steuerung

Der PV-Stromertrag (229/226 kWh) war an diesem Tag an den beiden PV-Anlagen der Häuser fast identisch. Die Zyklen der Wärmepumpe konnte von 6 (ohne Steuerung) auf 4 (mit aktiver Steuerung) reduziert werden, zeigen die Messergebnisse (siehe Abbildung 24 und Abbildung 25). Jeweils die Hälfte des Strombedarfs für den Wärmepumpenbetrieb wurde dabei durch die PV-Anlage bzw. die Batterien

bereitgestellt. Die Wärmebereitstellung mittels Heizstab im Warmwasserspeicher und die Laufzeit der Wärmepumpe konnte nachhaltig durch diese Steuerung in den zwei Modellhäusern optimiert werden.

In Abbildung 26 und Abbildung 27 sind im Vergleich zu den vorherigen Darstellungen ein Sommertag mit geringer Solareinstrahlung und daraus resultierenden geringen PV-Stromertrag (64 kWh) an den zwei Modellhäusern dargestellt.

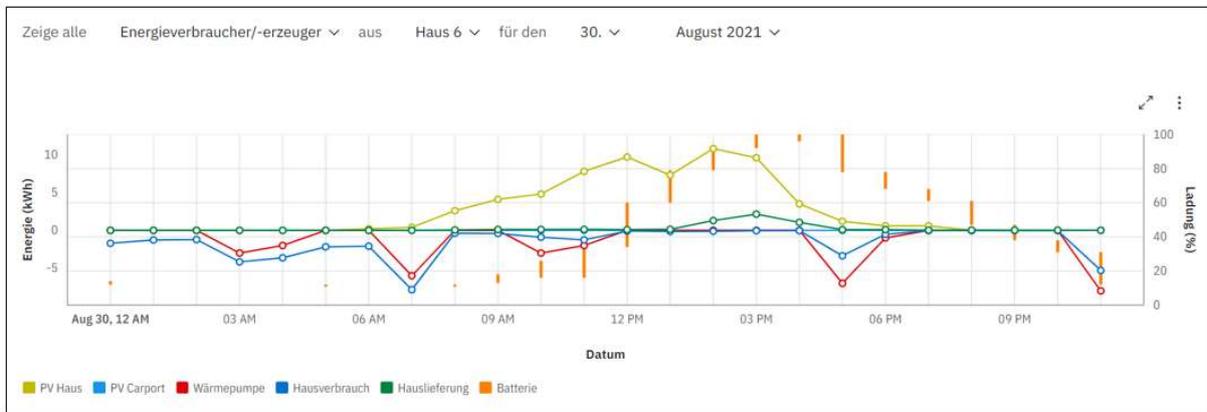


Abbildung 26: Darstellung Energiefluss am Modellhaus (Haus 6) an einem Tag im August 2021 mit geringer Solarstrahlung und aktiver Steuerung

Die Zyklen der Wärmepumpe zur Wärmebereitstellung sind durch die geringeren Außentemperaturen erhöht (5 Zyklen mit Steuerung, davon 2 durch PV-Strom abgedeckt und 7 Zyklen ohne Steuerung, wovon 3 durch PV-Strom abgedeckt wurden). Der damit verbundene Energieverbrauch der Wärmepumpen, aufgrund des fehlenden Solarstromangebotes, ist entsprechend angestiegen.

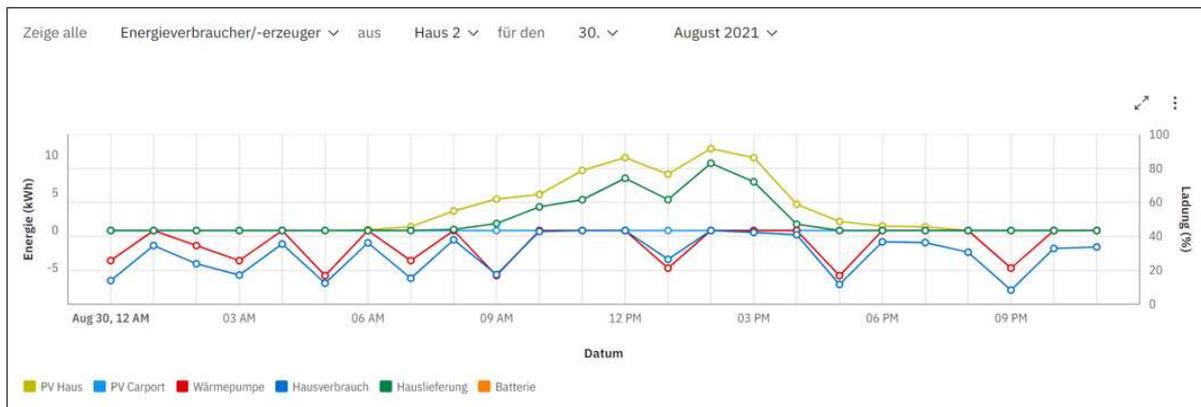


Abbildung 27: Darstellung Energiefluss am Modellhaus (Haus 2) an einem Tag im August 2021 mit geringer Solarstrahlung und ohne Steuerung

Bei den vier hier beispielhaft betrachteten Varianten hat sich der Energiebezug:

- von 18 kWh am sonnenreichen Tag mit aktiver Steuerung (Haus 6 im September) und 37 kWh im September (ohne aktive Steuerung Haus 2) sowie August mit geringem Solarstromangebot (Haus 6 mit aktiver Steuerung)
- auf 73 kWh am Haus 2 ohne Steuerung und schlechte PV-Stromerzeugung im August erhöht.

D.h. der Energiebezug konnte durch die gezielte aktive Steuerung und die Ausnutzung des PV-Stromangebotes am Gebäude um ca. die Hälfte für das Haus an diesen Tagen reduziert werden. Voraussetzung dafür war, dass ein ausreichend großes Solarstromangebot am Haus und später im Gesamtquartier (z.B. Stromertrag Carportanlage) vorhanden ist.

Beispielhaft sind in Abbildung 28 auch die Energiebereitstellung sowie der Energieverbrauch bei aktiver Steuerung an einem sonnenreichen (175 kWh PV-Ertrag) und sonnenarmen (28 kWh PV-Ertrag) Tag im Oktober vergleichend gegenübergestellt.



Abbildung 28: Vergleich der Energieflüsse an einem sonnenreichen (oben) und sonnenarmen Tag (unten) im Oktober bei aktiver Steuerung

Diese Untersuchungsergebnisse und Modellbildungen zeigten auch, dass für die Gesamtenergiebilanz im Sommer, d.h. Strombezug/-einspeisung des Quartiers weniger der Stromertrag der PV-Anlage entscheidend ist, sondern eher, wann die Wärmepumpen einschaltet und in Betrieb geht. Deshalb war das Ziel, die Wärmepumpen nur in Betrieb zu nehmen, wenn PV-Anlage und Batterie ausreichend Strom bereitstellen. Die im Gebäude vorhandenen Batteriekapazitäten können, je nach Ladezustand, jedoch nur einen Heizzyklus der Wärmepumpe abdecken. Eine weitere Optimierung ohne Ausbau der Batterieleistung wurde somit erforderlich. Denn die Erhöhung der Strombatteriespeicherkapazitäten, die möglich gewesen wäre, konnte nicht umgesetzt werden, da eine wirtschaftliche Umsetzung für den Investor nicht nachgewiesen werden konnte.

Außerdem stellt die Temperatursteuerung über den Basisspeicher der Wärmepumpe ein Problem dar. Sinkt die Temperatur im Basisspeicher unter  $51^{\circ}\text{C}$ , so schaltet sich die Wärmepumpe an. Um dies zu verhindern, wurde im Projekt versucht die Temperatur im Basisspeicher mittels Heizstab über dieser Temperatur zu halten, bis ausreichend Strom für den Betrieb der Wärmepumpe vorhanden war.

Der Einfluss dieses Wärmepumpenbetriebes auf die thermischen Untergrundverhältnisse des Geothermiefeldes war Ziel weiterer Untersuchungen. So wurde z.B. festgestellt, dass eine Wärmebereitstellung (Warmwasser) im Sommer nur durch Power to Heat nicht umsetzbar ist und sich langfristig nachteilig auf den Untergrund auswirken kann. Dies zeigte der Sommer 2021 als der Wärmebedarf fast ausschließlich, aufgrund des hohen PV-Stromangebotes, durch den Heizstab im Warmwasserspeicher bereitgestellt wurde. Durch die Kühlung der Gebäude und Einspeisung einer erheblichen Wärmemenge in den Untergrund, ohne Wärmeentzug, stieg die Solevorlauftemperatur auf über  $20^{\circ}\text{C}$  an. Die Wärmepumpen ging außer Betrieb und eine Kühlung war so dann nicht mehr möglich.

Ein Ergebnis der Untersuchungen war, um eine ausreichende Kühlung der Gebäude im Sommer zu ermöglichen, sind einerseits der Wärmeeintrag in den Untergrund zu begrenzen und insbesondere auch ein Wärmeentzug zur Warmwasserbereitung für die Kühlung des Untergrundes erforderlich. Nur so kann die Untergrundtemperatur insbesondere in heißen Sommerperioden und damit die Vorlauf-temperatur an der Wärmepumpe im niedrigen Temperaturbereich gehalten werden. Deshalb wurden die Temperaturen an der Wärmepumpe in einem nächsten Schritt gezielt in das Steuerungs-/Regelungskonzept und die Taktung der Wärmepumpe mit einbezogen. Dafür musste die Steuerung so angepasst werden, dass der Basisspeicher bis zu einer festgelegten Zeit nicht durch den Heizstab geheizt wird, sondern die Wärmepumpen (mindestens 1-mal am Tag) zur Beheizung des Warmwasserspeichers eingeschaltet wurden. Durch den neu gesteuerten Wärmepumpenbetrieb im Sommer konnte so u.a. gewährleistet werden, dass die Soletemperatur entsprechend abgesenkt und eine Kühlung der Gebäude sichergestellt wird.

Parallel zu diesen Untersuchungen an den Modellhäusern wurde das erarbeitete und ständig erweiterte Messstellen- sowie Betriebsführungskonzept mit den Steuerungs- und Regelungsprozessen sowie entsprechender Software schrittweise auf die anderen inzwischen fertiggestellten Häuser des Quartiers übertragen und an die Besonderheiten in den Häusern (z.B. Gemeinschaftshaus) angepasst.

Nach den ersten Optimierungen der Energieströme, im Kühlfall 2021 an den Modellhäusern und 2022 im Quartier sowie während der Heizphase im Winter Anfang 2022 kamen im Herbst 2022 die weitere Optimierung in der Übergangs- (Herbst) und Heizperiode im den Fokus der Untersuchungen.

- *Schrittweise Umsetzung des geplanten Steuerungs- und Regelungskonzept im Quartier*

Nach der entsprechenden Optimierung der Steuerung/Regelung an den Gebäuden wurde das Gesamtenergieversorgungs- und Betriebsführungskonzept mit den geplanten Steuerungs- und Regelungsalgorithmen (s. Kap. 1.2.5.2) entwickelt und schrittweise umgesetzt.

Ein Problem bestand dabei darin, dass manche PV-Anlagen durch Schwierigkeiten bei der Strom-Netzintegration (Energieversorger bzw. Messstellenbetreiber) erst verspätete in das Netz und damit die Quartiersversorgung integriert werden konnten und erst dann die abschließende Gesamtoptimierung im Quartier erfolgen konnte. Zudem bestand ein grundlegender Ansatz des Investors, die Versorgung der Anwohner über das Mieterstrommodell zu betreiben. Die dafür seitens der Netzbetreiber garantierte Vergütung war seinerzeit auf 100 KWp pro PV-Anlagenleistung und Jahr begrenzt, so dass die Anlage auf dem Gelände physisch in Unteranlagen aufgeteilt werden mussten, die die 100 KW Leistung nicht überschreiten. Diese wurden dann jeweils 1 Jahr und 1 Tag nach der Inbetriebnahme der vorangegangenen PV-Einheit angemeldet. Damit galten die PV-Anlagen nach den Regeln des Energieeinspeisegesetzes als eigenständige Anlagen. Da die PV-Anlagen so erst nach einem Jahr der Fertigstellung des Gebäudes in Betrieb genommen werden durften, konnte (Fertigstellung letztes Wohnhaus 2021) die letzte PV-Anlage im Quartier erst 2022 in Betrieb gehen. Eine Gesamtquartiersoptimierung wurde erst dann komplett möglich.

Das dann umgesetzte Gesamtbetriebsführungskonzept beruht dabei auf zwei Stufen. Die erste Stufe war der HomeManager. Der HomeManager steuert, dass bei Stromerzeugung in den PV-Anlagen, die Batterien zunächst geladen und bei Strombezug aus dem Versorgungsnetz die Batterien entladen werden. Danach erfolgte in einer zweiten Stufe bei einer PV-Stromerzeugung auf den Gebäuden sowie Lieferung von Strom an den Versorger (Trafostation) nach den festgelegten Regeln die schrittweise Zuschaltung zusätzlicher Stromverbraucher. Als zusätzliche Verbraucher fungieren hier die Heizstäbe in den verschiedenen Wärmespeicher (Power to Heat). Wenn, an der Trafostation eine (parametrierte) Mindest- PV-Strommenge (innerhalb der letzten 15 Minuten) bereitgestellt und ins Netz eingespeist wurde sowie die Temperatur am jeweiligen Wärmespeicher jeweils unter eine konfigurierte Temperatur fällt, wurden die Heizstäbe in Betrieb genommen. Die Zuschaltung der Heizstäbe erfolgt dabei im Abstand von mindesten 15 Minuten in der Reihenfolge von zunächst Basisspeicher Warmwasser, Zusatzspeicher Warmwasser, Basisspeicher Heizung und Zusatzspeicher Heizung. Bei Erreichen einer festgelegten Temperatur im Speicher, wurde der Heizstab dann wieder abgeschaltet.

Wenn keine Energielieferung von den PV-Anlagen erfolgt und auch keine Stromeinspeisung ins zentrale Stromnetz (Trafostation) stattfindet, so erfolgt die Abschaltung der Heizstäbe in den Wasserspeichern in umgekehrter Reihenfolge. Der Betrieb der Wärmepumpen konnte so gezielt minimiert und die Energieeffizienz im Gesamtquartier optimiert werden.

Eine Umsetzung dieses Steuer- und Regelungskonzeptes fand ab August 2021 an den ersten beiden Modellhäusern und später schrittweise in den anderen Gebäuden und Quartier statt. So konnten die erzielbaren Optimierungspotentiale in den Modellhäusern aufgezeigt und dokumentiert sowie die erzielten Ergebnisse auf die anderen Häuser übertragen werden. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen wurden die einzelnen Gebäude dann zu einem Gesamtmessstellen- und Betriebsführungskonzept für das Gesamtquartier zusammengeführt und die Energieströme weiter mit dem Ziel optimiert, den Wärme-/Kühlbedarf des Quartiers mit bis zu 100% aus erneuerbaren Energien bereitzustellen und den Stromnetzbezug bzw. die Stromnetzeinspeisung für jedes Gebäude und dann für das Gesamtquartier zu minimieren. Ein nächster, weiterer wichtiger Schritt war die Einbindung der Wetterprognosen in die vorausschauende Steuerung und Regelung der Anlagen in den Häusern.

Aufgrund des vergleichsweise hohen Strombedarfs des Wärmepumpenbetriebs war und ist insbesondere der Zeitpunkt des Einschaltens der Wärmepumpe entscheidend für die Energieeffizienz im Haus und damit Quartier, zeigten die Untersuchungen. Aufgrund der nur vergleichsweise geringen Batteriekapazitäten in den Häusern, die je nach Ladezustand, nur einen Heizzyklus der Wärmepumpe abdecken und auch nicht ausreichen, die im Winter fehlenden Stromerträge aus dem PV-Anlagen zwischenspeichern, wurde ein weiteres Optimierungspotential deshalb u.a. in der Steuerung des Wärmepumpenbetriebes gesehen, in dem die Warmwasserbereitung bzw. der Heizungsbetrieb zeitlich und unabhängig voneinander gesteuert werden. Hier musste wiederum ein weiterer Eingriff in die vorhandene Steuerung der Bosch-Wärmepumpe erfolgen. Der Hersteller der Wärmepumpen, die Bosch Thermotechnik GmbH hat diese Eingriffe in die Steuerung ihrer Wärmepumpen zugelassen und unterstützt, um die möglichen Energieeffizienzsteigerung im Quartier zu erreichen und neue Lösungen dafür zu entwickeln.

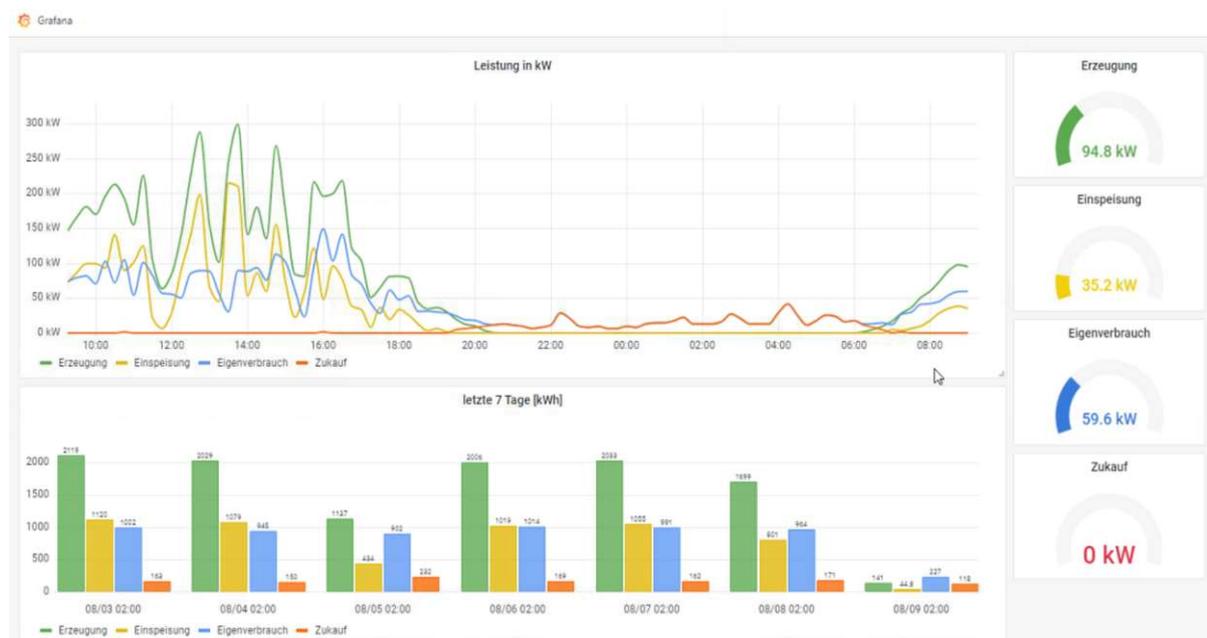


Abbildung 29: Darstellung der Stromerzeugung, der Stromeinspeisung und des Stromeigenverbrauchs sowie dem zusätzlichen Strombezug (Zukauf) in einem ausgewählten Gebäude

Abbildung 29 zeigt exemplarisch für ein ausgewähltes Wohnhaus die Stromerzeugung aus den PV-Anlagen, die Stromeinspeisung ins zentrale Stromnetz und den Stromeigenverbrauch sowie den zusätzlichen Stromnetzbezug (Zukauf) in zwei verschiedenen Darstellungsformen für einen Sommertag.

Die Stromerzeugung lag hier bei 94,8 kW, die Stromeinspeisung bei 35,2 kW und der Eigenverbrauch bei 59,6 kW. Es wird ersichtlich, dass durch die Optimierung des Wärmepumpenbetriebs kein zusätzlicher Strom aus dem zentralen Stromnetz mehr bezogen werden musste.

Im Sommerbetrieb traten dann weitere Probleme bei der Kühlung der Wohnhäuser auf, die u.a. nur durch enge Zusammenarbeit mit den Bewohnern festgestellt wurden. Die Wärmepumpen gingen nach heißen Sommertagen bei Außentemperaturen in der Nacht unter 10° C automatisch in den Heizbetrieb über, so dass die Nachtabkühlung nicht zum gewünschten Temperatúrausgleich in den Wohnungen genutzt werden konnte und sogar zusätzlicher Kühlbedarf entstanden ist. Um auch diese Energieeffizienzpotentiale gezielt zu nutzen, musste wiederum gezielt in die Steuerung der Wärmepumpe eingegriffen werden. D.h. im Sommer geht die Wärmepumpe jetzt erst bei niedrigeren Temperaturen an, um entsprechende Energieverluste zu vermeiden und für die Bewohner das Wohnklima insbesondere an heißen Sommertagen weiter gezielt zu verbessern.

Dass das Nutzerverhalten der Bewohner auch gezielt in den Entwicklungs- sowie Steuer-/Regelungsprozess einbezogen werden muss, zeigte sich ebenfalls im Hochsommer, als an den Gebäuden vermehrt Tauwasser (z.B. in den Rollladenkästen) auftrat. Bei hohen Außentemperaturen erfolgte durch einige Bewohner eine Runterkühlung der Räume auf bis zu ca. 18°C (bei z.T. offenen Fenstern), was zu diesem vermehrten Tauwasseranfall in der Konstruktion führte. Die Bewohner wurden entsprechend informiert und zum Nutzerverhalten belehrt sowie die möglichen Kühltemperaturen in den Wohnungen regelungstechnisch entsprechend begrenzt.

Die durch die Optimierung der Betriebssysteme insbesondere in den Sommermonaten erzielten Energieeffizienzsteigerungen wurden dann auch auf die Herbst-/Wintermonate übertragen und an die veränderten Energiebereitstellungen durch die PV-Anlagen angepasst und weiter gezielt optimiert. Die Steuerungs-/Regelungsvorgänge an den Wärmepumpenanlagen und Heizpatronen in den Wärmespeichern mussten auf den Winterbetrieb entsprechend umgestellt und schrittweise im Langzeitmonitoring optimiert werden.

Es wurde hierbei dann in die 3 Betriebsphasen des Quartiers unterschieden:

- Betriebsphase I: Sommer mit PV-Überschuss-Stromangebot
- Betriebsphase II: Übergangszeit (Frühjahr/Herbst) mit wechselnden Angeboten an PV-Strom
- Betriebsphase III: Winter mit nur geringen bzw. keinen PV-Stromangebot

## **1.2.7 Langzeitmonitoring/-optimierung der Energieströme zwischen den einzelnen Verbrauchern, Erzeugern sowie Speichern**

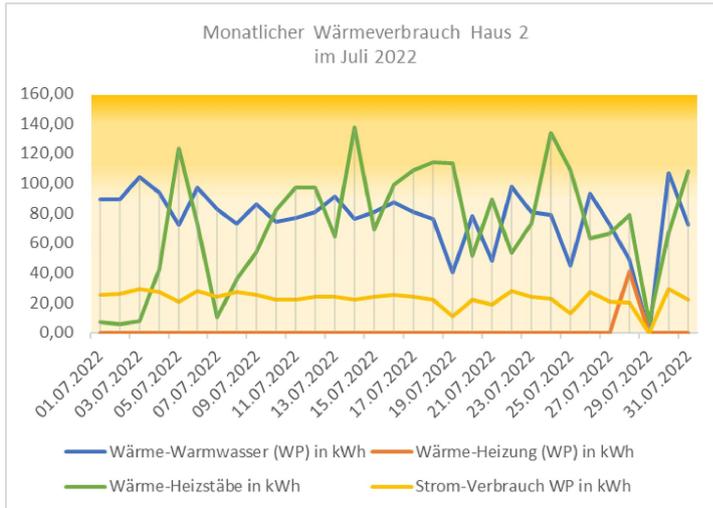
### *1.2.7.1 Untersuchungen zu Wärmeverbrauch/-bedarf im Sommer des Jahres 2022 mit Steuerung*

Es wurden und werden die Wärmeverbräuche an allen Gebäuden regelmäßig erfasst und ausgewertet. Exemplarisch werden die Messergebnisse (Tages-/Monats-/Jahresbilanz) für 3 ausgewählte Häuser im Langzeitmonitoring zusammengefasst dargestellt.

Nachfolgend sind die Wärmeverbräuche für den Sommermonat (Juli 2022) sowie an einen signifikanten Tag (19.07.2022) in diesem Monat für die drei ausgewählten Häuser aufgezeigt, um die Situation im Kühlungsfall darzustellen und näher zu betrachten.

- Wärmebilanz Haus 2 (Juli 2022)

Erwartungsgemäß liegt der Monat Juli in einem Betrachtungszeitraum mit Energieüberschuss bei dem, durch die PV-Anlagen erzeugten, Strom. Zudem ist in diesem Monat und den anderen Sommermonaten bei diesen Energieverhältnissen nur die Wärme für die Warmwasserbereitung neben dem allgemeinen Strombedarf für die Gebäude und das Quartier bereitzustellen.



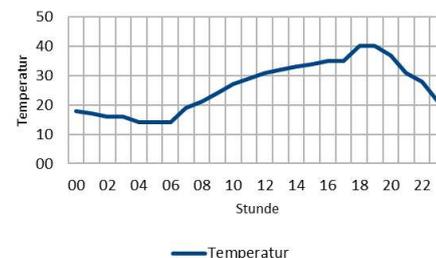
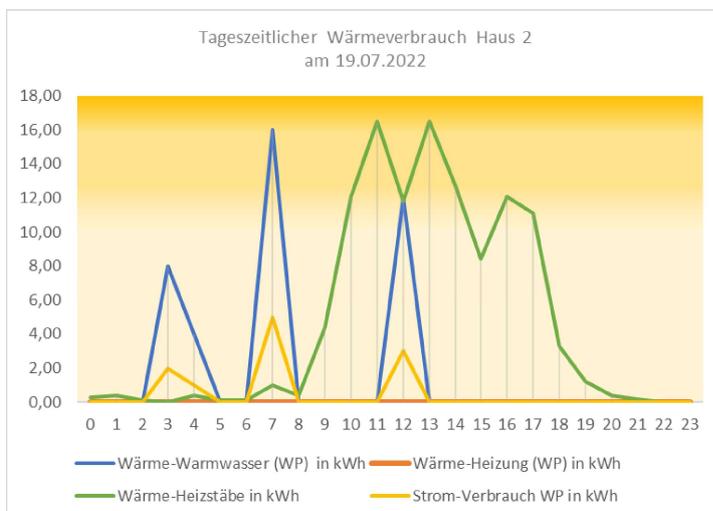
*Abbildung 30: Wärmeverbrauch an Haus 2 im Monat Juli 2022*

In Abbildung 30 sind der Verlauf des Wärmeverbrauchs für Haus 2 für den Monat Juli 2022 veranschaulicht.

In diesem Monat lag der Warmwasserwärmebedarf bei 4.655,6 kWh (2.373 kWh Wärmepumpe und 2.241,6 kWh Heizstab) und dieser Wärmebedarf wurde fast zur Hälfte durch den Heizstab mit PV-Strom, d.h. durch Power to Heat, gedeckt. Der in der Abbildung 30 ausgewiesene Wärmepumpenstrom und die Wärmepumpenwärme wurde in diesem Fall nur zum Kühlen der Sohle verwendet, um eine nachteilige Temperaturerhöhung und Beeinflussung des Untergrundes durch den erhöhten Wärmeeintrag durch die Kühlung auszuschließen.

Am 27.07.22 fiel die Temperatur nachts unter 9 °C. Dies führte dazu, dass die Komferteinstellung der Wärmepumpe in den Heizbetrieb versetzt wurde und die Heizungsspeicher (41 kWh) aufgeheizt wurden. Diese Einstellung wurde später in der Regelung modifiziert und unter Berücksichtigung der zu erwartenden Witterung entsprechend für den Betrachtungszeitraum I (Sommer) ausgesetzt.

In Abbildung 31 ist exemplarisch der Wärmeverbrauch für einen Tag im Juli (19.07.2022) an Haus 2 aufgezeigt. An der Außentemperatur wird deutlich, dass es sich um einen sehr heißen Tag (bis zu 40°C) mit hoher Sonnenintensität gehandelt hat.



*Abbildung 31: Wärmeverbrauch für Haus 2 (links) und Temperaturverlauf der Außentemperatur (rechts) am 19.07.2022*

An diesem Tag lag der Warmwasserenergieverbrauch in Haus 2 bei nur 40 kWh durch die Wärmepumpe und durch den Heizstäbe wurden 114 kWh bereitgestellt. Es wird deutlich, dass sich die Wärmepumpe nur viermal (3.00, 4.00, 7.00, 12.00 Uhr) angeschaltet hat. Ansonsten konnte der Warmwasserbedarf mit den Heizstäben und PV-Strom abgedeckt werden.

- *Wärmebilanz Haus 6 (Juli 2022)*

In den nachfolgenden Darstellungen (s. Abbildung 32) sind der monatliche (Juli) Wärmeverbrauch im Sommer 2022 an Haus 6 abgebildet.

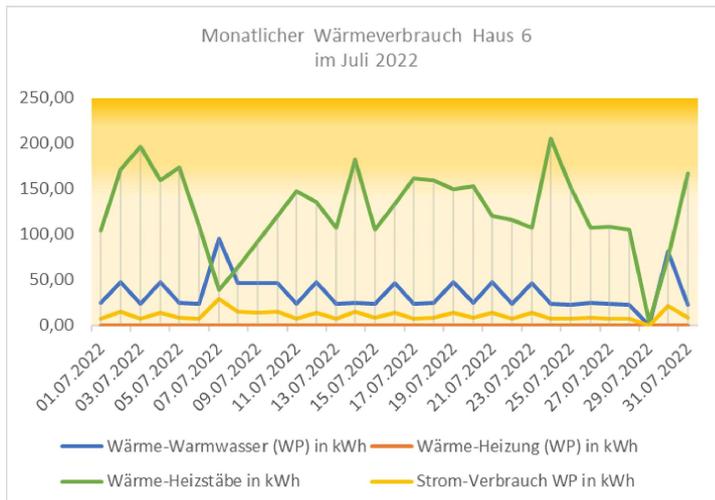


Abbildung 32: Wärmeverbrauch im Sommermonat Juli 2022 am Haus 6

Die Verbrauchsdaten der Warmwasserbereitung (5.015,13 kWh, davon 1.086,00 kWh Wärme aus der Wärmepumpe und 3.929,30 kWh durch Power to Heat) liegen in diesem Monat etwas höher als im Haus 2 (4.655,6 kWh). Ein Grund dafür könnte sich in den Gewohnheiten der dort ansässigen Mieter finden (Urlaubsgewohnheiten, Ausstattung mit Badewanne). **Es Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** wird ersichtlich, dass die Heizstäbe über die Steuerung (fast 80% des Wärmebedarf) in einem wesentlich größeren Umfang genutzt wurden als dies im Haus 2 (knapp 50% des Wärmebedarfs) der Fall war. Dabei wurde ein Vergleich zwischen den Häusern zu den erzielbaren Soletemperaturen im Grenzbereich der passiven Kühlung geführt, welcher wiederum zu einer Anpassung der Regelungsparameter führte.

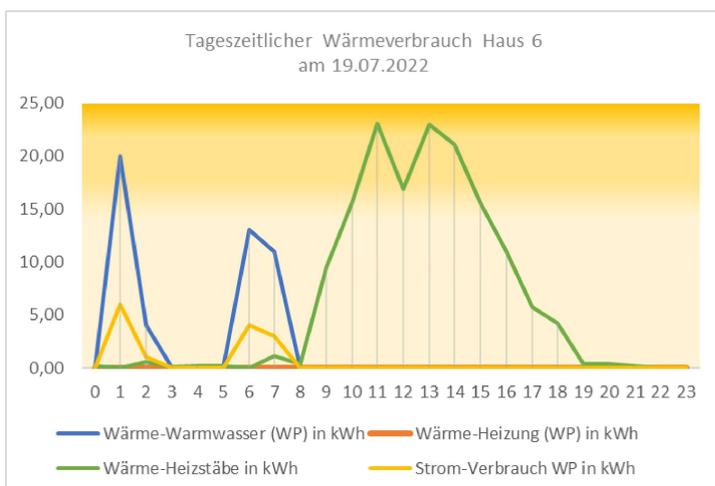


Abbildung 33: Wärmeverbrauch für Haus 6 am 19.07.2022

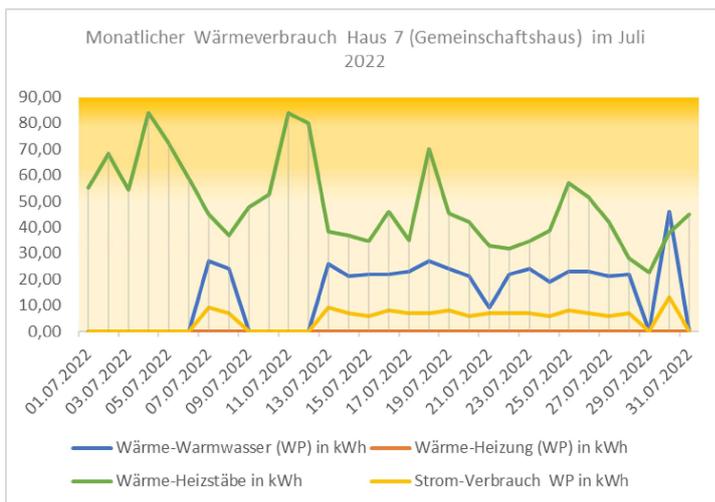
Abbildung 33 enthält den Wärmeverbrauch (197,7 kWh = 48 kWh WP + 149,6 kWh Heizstab) für Haus 6 an dem ausgewählten heißen Tag im Juli 2022 (19.07.2022). Der Warmwasserbedarf war im Haus 2 (153,5 kWh) an diesem Tag geringer als in Haus 6. 75% des Warmwassers wurden in Haus 6 an diesem

Tag durch die Heizstäbe bereitgestellt und die Wärmepumpe ging auch nur 4 mal zur Warmwasserbereitung in Betrieb (vgl. Haus 2).

In der gleichen Größenordnung lag auch die Verteilung der Wärmebereitstellung in Haus 2 an diesem Tag (74% durch Heizstäbe). An Haus 6 fand die Inbetriebnahme der Wärmepumpe aber vorrangig in der Nacht- und in den Morgenstunden statt.

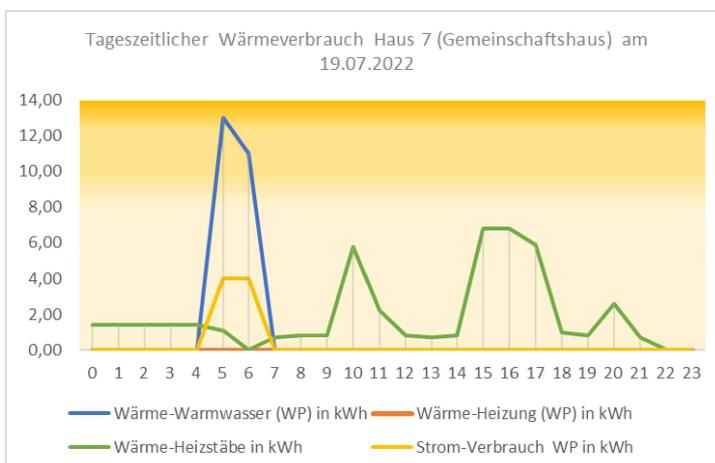
- *Wärmebilanz Haus 7 (Juli 2022)*

In Abbildung 34 sind die Ergebnisse für den Wärmeverbrauch von Haus 7 (Gemeinschaftshaus) im Monat Juli dargestellt. Der Warmwasserbedarf lag hier bei nur 1.955,9 kWh. Aufgrund des Nutzungsverhaltens im Gemeinschaftshaus ist dieser natürlich viel geringer als in den Wohnhäusern. Aber auch hier wurden 78% des Wärmedarfs durch die Heizstäbe, d.h. Power to Heat abgedeckt.



*Abbildung 34: Wärmeverbrauch im Juli 2022 im Gemeinschaftshaus 7*

Für das Gemeinschaftshaus können aus Abbildung 34 außerdem abweichende zyklische Energieströme abgelesen werden. Da sich die Aktivitäten dieses Hauses aus den spezifischen Nutzungen von Fitnessstudio, Sauna und Gemeinschaftsraum ergeben, liegen die entsprechenden energetischen Anforderungen in anderen Zeiträumen als in den Wohnhäusern. Der Vergleich von Abbildung 34 (Haus 7) mit Abbildung 31 (Haus 2) ergibt im Wohnhaus eine kontinuierliche Warmwasseranforderung, während im Haus 7 über die Mittagsstunden keine Anforderung besteht und sich eine alternierende Kurve abbildet.



*Abbildung 35: Wärmeverbrauch im Gemeinschaftshaus 7 am 19.07.2022*

Für den exemplarischen heißen Sommertag (19.07.2022) ergeben sich daher folgende Erkenntnisse für das Gemeinschaftshaus. Der Warmwasserbedarf war, wie zu erwarten, sehr niedrig. Die Wärmepumpe

ist nur zwei Mal am Tag, in den Morgenstunden, in Betrieb gegangen (24 kWh) und der Heizstab mit Power to Heat (45,3 kWh) hat hier 65% des Warmwasserbedarfs an diesem Tag abgedeckt.

Zusammengefasst kann somit festgestellt werden: Um das sektorübergreifende Lastenmanagement dem Lastprofil anpassen zu können, erfolgte in den einzelnen Betriebsphasen die Ermittlung der thermischen Lasten und der zeitlich aufgelösten solaren Gewinne. Aus der Überdeckung dieser Lastengänge konnte ein Rückschluss zur Optimierung des Eigenverbrauchs gezogen werden. Dabei wurden die typischen Lastgänge der einzelnen Häuser mit den unterschiedlichen Energiestandards verglichen als auch das Gebäude mit abweichender Nutzung (Haus 7) in seiner thermischen Typologie erfasst. Aus diesen Erkenntnissen wurden Regelungsalgorithmen abgeleitet, die für verschiedene Nutzungs- und Witterungsbedingungen einen Anlagenzustand vereinheitlichen lassen. Die Aufnahme der Daten erfolgte dabei sukzessive von der Periode starker solarer Gewinne hin zu der Jahreszeit, in welcher mit weniger solaren Gewinnen zu rechnen ist. Wichtig hierbei war, den Deckungsanteil der solaren Gewinne (im Quartier erzeugter Strom) an der verbrauchten Gesamtenergie (Strom und Strom für Wärmeerzeugung) zu ermitteln und in Funktionszeiträume gleicher oder annähernd gleicher Betriebszustände einzuteilen, um für diese Zustände eine angepasste Steuerung zu entwerfen. Die damit entstehenden Betriebszeiträume (I, II und III - Erläuterung in Kapitel 1.2.8) gleicher Regelungsanforderungen lassen sich in der Steuerungssoftware somit vereinfachte Algorithmen für diese Zeiträume zuweisen.

Der Zeitraum einer starken Sonneneinstrahlung geht auch immer mit einem erhöhten Kühlbedarf einher, welcher bei der Lastgangoptimierung in Bezug auf den Wärmepumpenbetrieb berücksichtigt werden muss. Damit die Geothermieanlage zur Temperierung des Gebäudes genutzt werden kann, ist der Betrieb der Wärmepumpe für die Warmwasserbereitung im Sommer unerlässlich, damit wieder eine Auskühlung der Sole unter 19 °C herbeigeführt wird. Nur unter der Voraussetzung, dass diese Nutzung stattfindet, kann eine passive Kühlung sichergestellt werden.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass trotz eines großen Stromangebotes die Wärmeerzeugung nicht ausschließlich elektrisch über die Heizpatronen erfolgen kann, sondern zudem ein ausgewogenes, sektorübergreifendes Lastenmanagement zwischen Stromerzeugung und Kühlung stattfinden muss. Dieses ließe sich durch die Einbeziehung einer aktiven Kühlung (strombetrieben) ebenfalls erzeugen, zumal in diesen Zeiträumen ausreichend eigenerzeugter Strom vorhanden ist. Damit würden jedoch die Projektkosten entsprechend steigen, ohne einen Zugewinn im Wohnkomfort zu erzielen. Zudem bedürfen zusätzliche technische Anlagen auch immer einer regelmäßigen Wartung und Reparatur. Die Zielstellung des Projektes war jedoch bei all den gestellten Anforderungen auch immer die einfachste und auch wirtschaftlichste Lösung umzusetzen.

#### 1.2.7.2 Untersuchungs-/Messergebnisse in den Wintermonaten für den Wärmeverbrauch/-bedarf

In den nachfolgenden Darstellungen sind die Messergebnisse zu Wärmeverbrauch/-bedarf an ausgewählten Häusern im November und einem Tag im November 2022 (16.11.2022) vergleichend dargestellt.

- *Wärmebilanz Haus 2 (November)*

Im November (Außentemperaturen um 4-5°C) lag der monatliche Gesamtwärmeverbrauch an Haus 2 bei 6.460 kWh, wobei der Warmwasserbedarf zu 3.133 kWh und der Heizungswärmebedarf zu 3.019,00 kWh von der Wärmepumpe bereitgestellt wurde (s. Abbildung 36). Der Anteil der Wärme aus dem Power to Heat-Betrieb ist mit ca. 4,8% (308,20 kWh) in diesem Zeitraum im Vergleich zum Sommer massiv zurückgegangen. Das lag an dem in diesem Zeitraum nur begrenzt zur Verfügung stehenden PV-Überschussstrom aus den PV-Anlagen des Quartiers für die Heizpatronen. Die Leitungszahl der Wärmepumpe im Monat November lag trotz erhöhter Betriebszeiten bei fast 4.

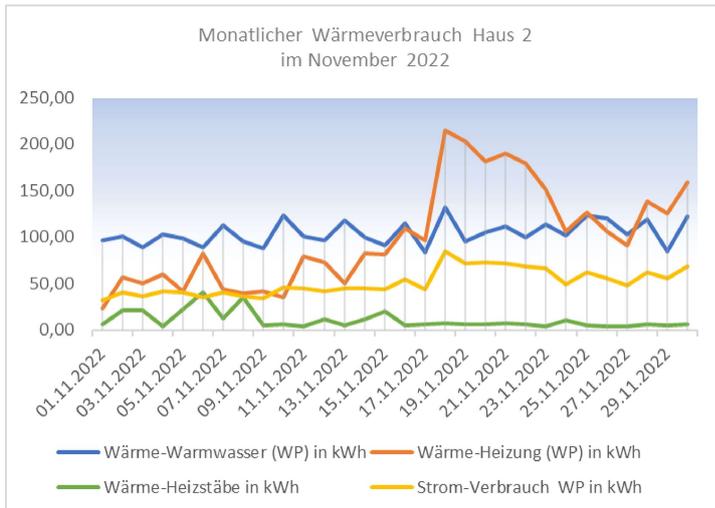


Abbildung 36: Wärmeverbrauch an Haus 2 im Monat November 2022

In Abbildung 37 ist die Verteilung des Wärmeverbrauchs mit dem Stromverbrauch für den Wärmepumpenbetrieb an einem Tag im November 2022 am Haus 2 vergleichend abgebildet. Der Wärmeverbrauch lag bei insgesamt 228,7 kWh (115,0 kWh Warmwasser (WP); 109,0 kWh Heizung (WP) und 4,7 kWh (Heizpatrone) und für den Betrieb der Wärmepumpe waren 55,0 kWh Wärmepumpenstrom erforderlich. Die Leistungszahl der Wärmepumpe lag somit bei 4,2 an diesem Tag. Aus der Abbildung 37 ist außerdem ersichtlich, dass im November eine kontinuierliche Wärmeabnahme für die Warmwasserbereitung und in den Abendstunden ebenfalls ein erhöhter Heizenergiebedarf im Wohngebäude bestand. Die Wärmepumpe musste an diesem Tag 7 mal gleichmäßig verteilt über den Tag in Betrieb gehen.

Die gewählte Speichergöße von jeweils 2000 Litern für die Warmwasserbereitung und 2000 Liter für die Heizungspufferspeicher führt zu einem sequenziellen Wärmepumpenbetrieb. Dieser kann aus Abbildung 37 exemplarisch abgeleitet werden.

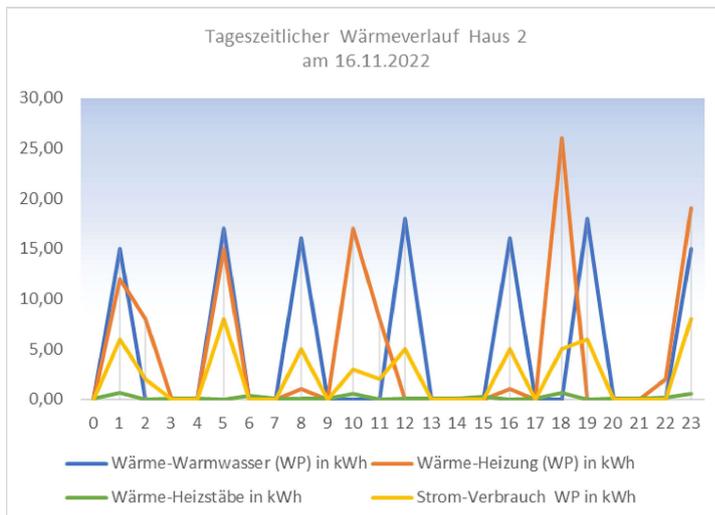
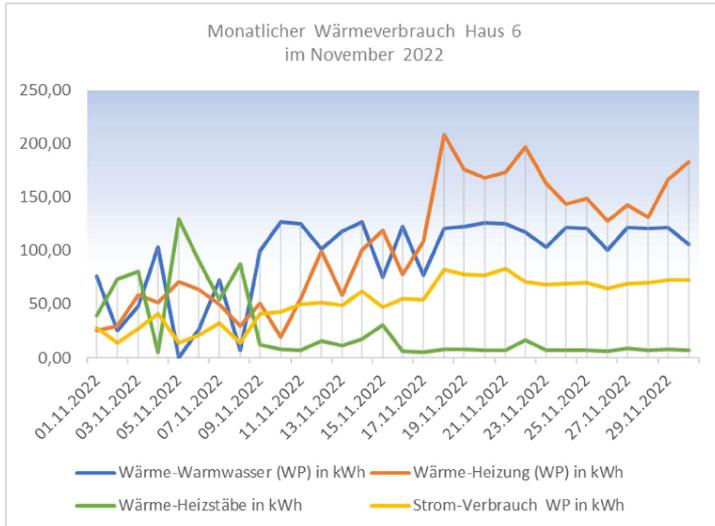


Abbildung 37: Wärmeverbrauch an einem exemplarischen Tag im Monat November 2022 (Haus 2)

- *Wärmebilanz Haus 6 (November)*

Abbildung 38 zeigen den Wärmeverbrauch an Haus 6 im Vergleich zu Haus 2 im gesamten Monat November 2022. Der monatliche Gesamtwärmeverbrauch liegt in Haus 6 bei 6.845,00 kWh (Warmwasser-WP: 2.862,00 kWh, Heizung-WP: 3.201,00 kWh und Heizstab 782,00 kWh) und damit in vergleichbarer Größenordnung wie in Haus 2.

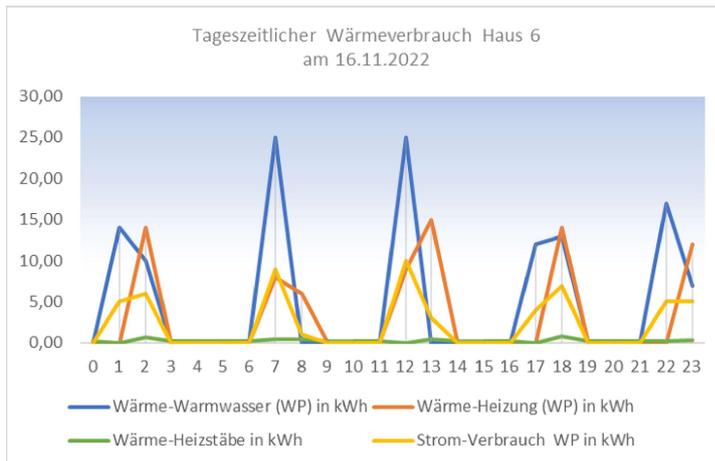


*Abbildung 38: Wärmeverbrauch im Haus 6 im Monat November 2023*

Auch die Verteilung auf Warmwasser und Heizung, bereitgestellt von der Wärmepumpe, liegt in ähnlicher Größenordnung wie in Haus 2 (Haus 2: Warmwasserbedarf 3.133 kWh und Heizungs-wärmebedarf bei 3.019,00 kWh). Der Anteil an erzeugter Wärme mit dem Heizstab liegt hier im Haus 6 bei ca. 11% und damit mehr als zweimal so hoch wie bei Haus 2. Erklärungen gibt es hierfür nicht. Die Leistungszahl der Wärmepumpe liegt ebenfalls bei ca. 4.

In Abbildung 39 zeigt den Verlauf des Wärmeverbrauchs (gesamt 207,2 kWh) und des Wärmepumpenbetriebs (55 kWh Wärmepumpenstrom) an einem Tag im November 2022 an Haus 6.

Die Maximalausschläge der Wärmepumpenanforderung wurden nach der regelungseigenen Heizkurve der Wärmepumpe erzeugt. D.h., dass in den Monaten des Betrachtungszeitraumes 3 (Winter) kein Eingriff mehr durch die Regelung in die Temperaturkurven und damit in das Arbeitsverhalten der Wärmepumpen vorgenommen wurde.



*Abbildung 39: Wärmeverbrauch im Haus 6 an einem exemplarischen Tag im Monat November 2023*

- *Wärmebilanz Haus 7 (November)*

Am Gemeinschaftshaus Haus 7 sind auch in einem Wintermonat weniger Wärmeenergie im Vergleich zu den Wohngebäuden für das Beheizen sowie die Warmwasserbereitung des Gebäudes erforderlich (s. Abbildung 40).

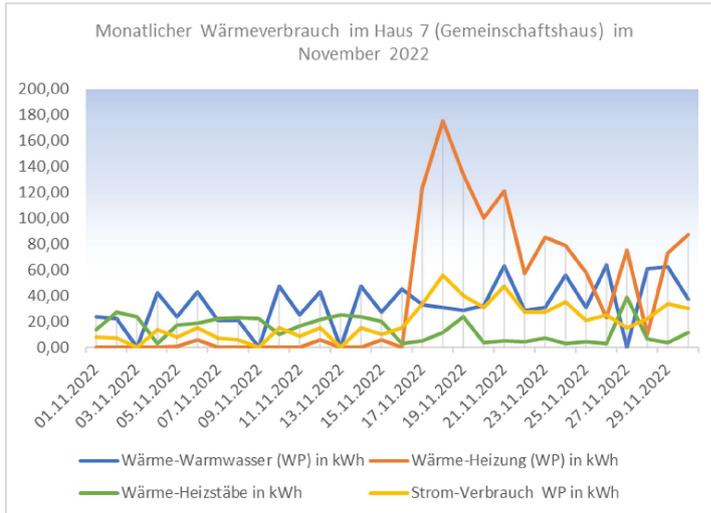


Abbildung 40: Wärmeverbrauch im Gemeinschaftshaus 7 im Monat November 2023

Der Gesamtwärmebedarf in Höhe von 2.630,70 kWh setzte sich zusammen aus 990,00 kWh für Warmwasser (WP), 1.220,00 kWh für Heizung (WP) und 420,70 kWh für die Heizstäbe (Power to Heat). Die Leistungszahl der Wärmepumpe lag hier bei 3,75 und ca. 15% des Gesamtwärmebedarfs konnten durch die Heizpatrone mit PV-Strom (Power to Heat) aufgrund des besonderen Nutzerverhaltens (vorrangig tagsüber) bereitgestellt werden.

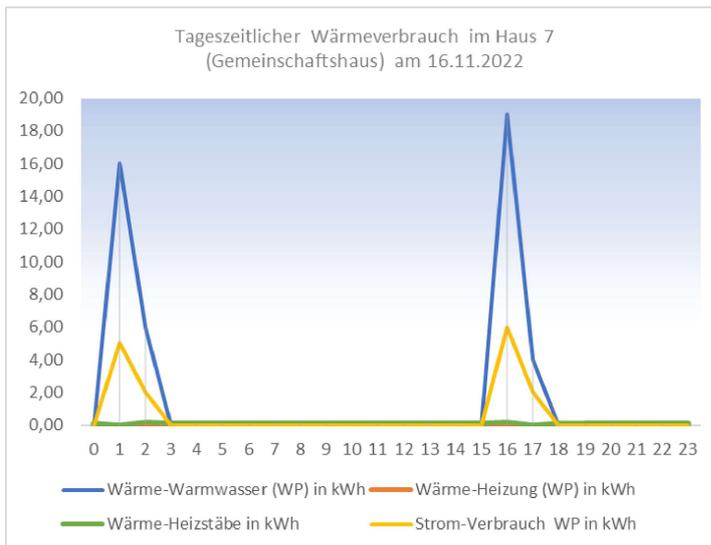


Abbildung 41: Wärmeverbrauch im Gemeinschaftshaus 7 an einem exemplarischen Tag im Monat November 2023

Aus dem Lastprofil des Monats November und eines repräsentativen Tages dieses Monats wird eine reduzierte Nutzung der Gemeinschaftsräume durch die Bewohner im Monat November ersichtlich. Dazu kann exemplarisch die Abbildung 41 interpretiert werden, die nur jeweils 2 Beladungszyklen (Abends und in der Nacht) der Wärmepumpe innerhalb von 24 h ausweist.

### 1.2.7.3 Untersuchungen zu Jahreswärmeverbrauch/-bedarf sowie Stromverbrauch der Wärmepumpen

In Abbildung 42 ist der Wärmeverbrauch im Haus 2 für das gesamte Jahr 2022, aufgeteilt in die Warmwasserbereitstellung (31.466,00 kWh/a) und Heizungswärmebereitstellung aus der Wärmepumpe (22.460,00 kWh/a) und die Wärme, die mittels Heizstab (16.993 kWh/a) erzeugt wurde, dargestellt.



Abbildung 42: Wärmeverbrauch für Haus 2 im Jahr 2022

Der Gesamtwärmebedarf lag somit bei 70.919,30 kWh/a, wobei für den Betrieb der Wärmepumpe 14.041 kWh/a Strom (Leistungszahl: 4) benötigt wurde. Die Wärme, die mittels der Heizstäbe in den Wärmespeichern bereitgestellt wurde, bestand zu 100% aus PV-Strom.

Deutlich werden in Abbildung 42 die divergent laufenden Energielinien des solar erzeugten Stromes mit dem Energieverbrauch für die Wärmepumpen und Heizstäbe für die Wärmeerzeugung.

Abbildung 43 zeigen den Jahreswärmeverbrauch für Haus 6 im Jahr 2022. Der Gesamtwärmebedarf lag hier bei 77.354,80 kWh/a (WP-Warmwasser 25.530,00 kWh/a, WP-Heizung 22.769,00 kWh/a, 29.056 kWh/a Heizstäbe) und damit etwas höher (Mehrbedarf von 6.435,5 kWh) als im Haus 2. Für die Bereitstellung der Wärme mittels Wärmepumpe waren 12.747 kWh/a Wärmepumpenstrom erforderlich.

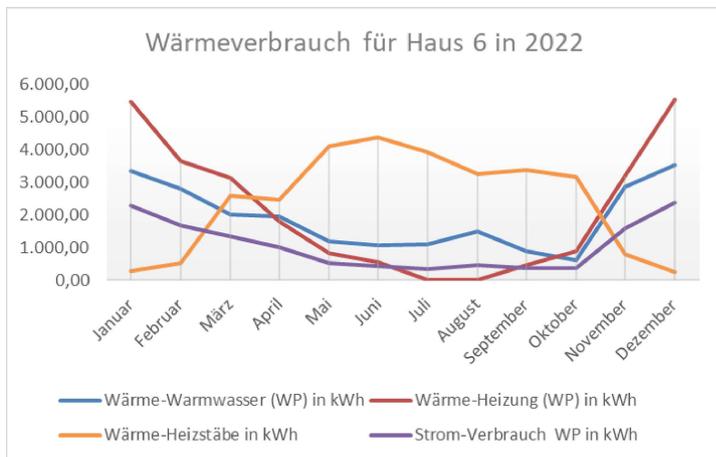


Abbildung 43: Wärmeverbrauch für Haus 6 im Jahr 2022

Analog zu Haus 2 lässt sich im Wohnverhalten von Haus 6 ein ähnliches Energieverhalten feststellen. Die Verbräuche für Warmwasser liegen dabei etwas niedriger und die Aufwendungen für die Beheizung höher als im Haus 6. So werden 22.460 kWh/a für Warmwasser im Haus 2 und 22.769 kWh/a im Haus 6 aufgewendet. Die Heizenergie liegt im Haus 2 bei 31.466 kWh/a und im Haus 6 bei 25.530 kWh/a. Die erhöhten Werte für die Heizenergie liegen in der größeren Wohnfläche des Hauses 2 gegenüber dem Haus 6 begründet ( $1.114 \text{ m}^2 / 895,62 \text{ m}^2$ ).

Unter Berücksichtigung, dass Haus 6 den höheren Energiestandard aufweist, (KfW 40+) und zudem kleiner ist als Haus 2 können diese Werte insofern bestätigt, weiter messtechnisch begleitet und in der Regelung verarbeitet werden. Eine nachhaltige Festsetzung von bautechnischen Daten, welchen Einfluss der verbesserte Energiestandard auf den Gesamtenergieverbrauch hat, lässt sich aus den

gewonnenen Daten nicht ableiten. Hier hat das Nutzerverhalten noch ein signifikanter Einfluss, so dass mit den Messergebnissen keine weiteren Schlussfolgerungen getroffen werden können.

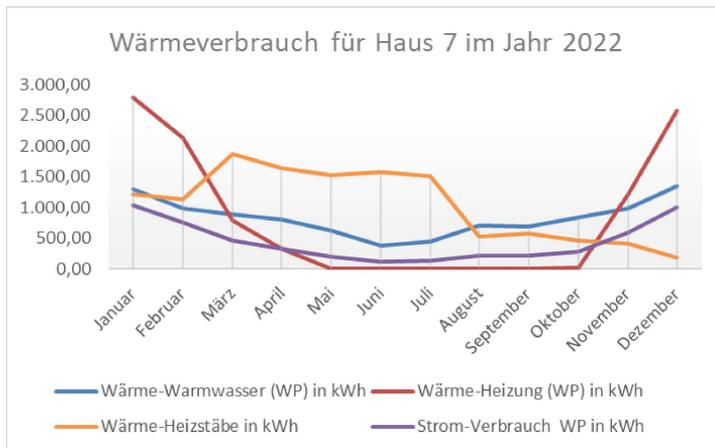


Abbildung 44: Wärmeverbrauch für Haus 7 (Gemeinschaftshaus) im Jahr 2022

Der Wärmeverbrauch für Haus 7, dem Gemeinschaftshaus, unterscheidet sich im Jahresverlauf und im Gesamtwärmeverbrauch von dem der Wohnhäuser. Der Gesamtwärmebedarf lag bei nur 32.585 kWh/a (s. Abbildung 44), wobei fast 39% ( 12.672 kWh/a) des Gesamtwärmebedarfs mit dem Heizstab und dem PV-Strom (Power to Heat) gedeckt wurden.

In der Auswertung des Monitorings für die 3 exemplarischen hier dargestellten Gebäude (Haus 2, Haus 6 und Gemeinschaftshaus 7) im Jahr 2022 lässt sich festhalten, dass sich die Gebäude grundsätzlich in ihrer Nutzung unterscheiden und damit auch abweichende Lastfälle im thermischen Lastgang verzeichnen. Während die Häuser 2 und 6 einer reinen Wohnnutzung mit ähnlichen Lastprofilen unterliegen, wird das Haus 7 als Gemeinschaftshaus mit Partysaal, Fitnessstudio und Sauna genutzt. Vorrangig werden die Angebote des Gemeinschaftshauses für die allgemeine Freizeitgestaltung in den Tages- und frühen Abendstunden verwendet. Damit fällt die thermische Nutzung des Gebäudes durchschnittlich in einen Zyklus, in dem die solaren Gewinne der PV-Anlage direkt der Warmwasserbereitung und Heizung zugeführt wird. Dies zeigt sich in der wesentlich höheren Leistungsangabe der Heizstäbe (39% des Gesamtwärmebedarfs), welche den direkten Verbrauch von Strom für die Wärmeerzeugung (Power to Heat) hier abbildet.

Auffällig ist, dass der energetische Effekt des höheren Energiestandards des Gebäudes 6 (KfW 40+) und die geringere Wohnfläche gegenüber dem Gebäude 2 (EnEV 2016) nicht so ausfällt wie beim Vergleich der Anforderungen aus diesen Energiestandards zu erwarten gewesen wäre. Ursachen hierfür konnten anhand der Messdaten nicht aufgezeigt werden.

- *Gesamtwärmebilanz des Quartiers für 2022*

In Abbildung 45 ist der Jahresstromverbrauch von Wärmepumpe (Heizung, Warmwasser) und Heizstab vergleichend gegenübergestellt. In den Sommermonaten wurden die erforderliche Wärmeenergie vorrangig durch die Heizstäbe bereitgestellt. In den Übergangszeiten gleicht sich dies fast aus und im Winter übernimmt die Wärmepumpe, aufgrund des geringen PV-Stromangebotes vorrangig die Wärmeerzeugung.

Der Gesamtwärmebedarf für das Quartier belief sich 2022 auf 423.944 kWh/a. Damit lag der Gesamtwärmebedarf um ca. 37.000 kWh/a niedriger als für die Auslegung der Erdwärmesonden-Anlage (460.800 kWh/a) angesetzt wurde (s. Pkt. 2.1.3).

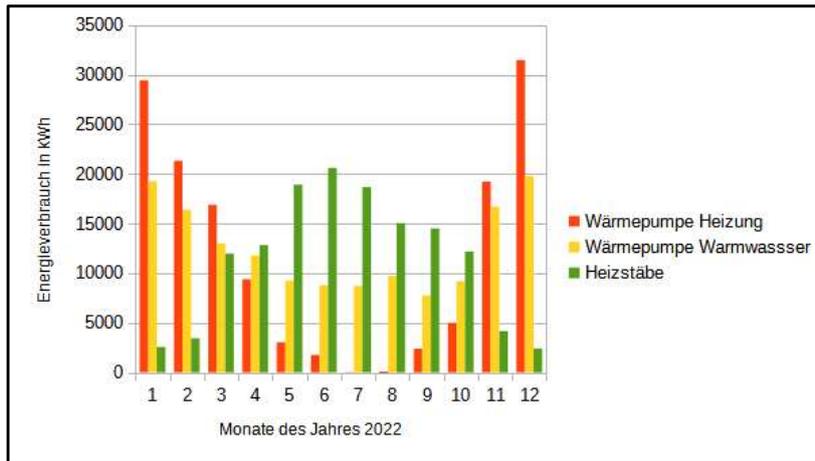


Abbildung 45: Heizstab- und Wärmepumpenstromvergleich im Jahr 2022.

Die Wärmeerzeugung über Wärmepumpe (Heizung/Warmwasser) belief sich 2022 aber nur auf 287.269 kWh (Heizung: 138.286,00 kWh/a; Warmwasser: 148.983,00 kWh/a). Die geringen Wärmeerzeugungen der Wärmepumpen konnten nur realisiert werden, da insgesamt 136.675,00 kWh/a Wärme durch Power to Heat mittels Heizstäbe und PV-Strom in den Wärmespeichern erzeugt wurden.

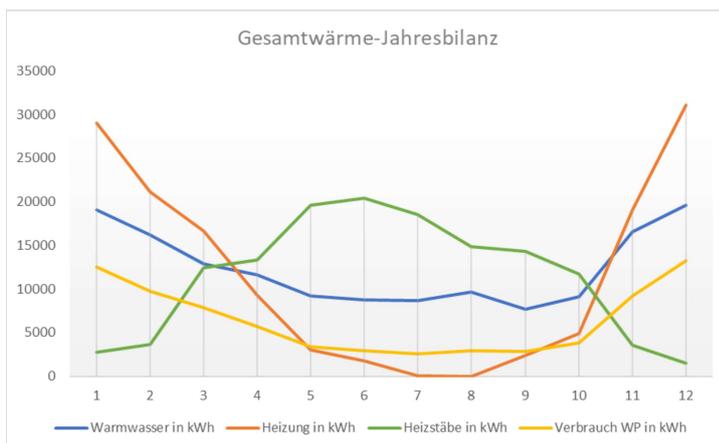


Abbildung 46. Gesamtwärmebilanz für das Quartier im Jahr 2022

#### 1.2.7.4 Untersuchungs-/Messergebnisse in den Sommermonaten zu Stromverbrauch/-bedarf

- Strombilanz und Batterieladezustand Haus2 an einem Tag im Juli 2022

In Abbildung 47 sind der Stromverbrauch/-bereitstellung (links) und Batterieladezustände (rechts) an einem ausgewählten signifikanten Tag im Sommer (19.07.2022) mit Steuerung in Haus 2 dargestellt. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**

Der Wärmepumpenstromverbrauch liegt an diesem Tag nur bei 11 kWh. Der Stromverbrauch der Heizstäbe lag dagegen bei 113,5 kWh. Aus den PV-Anlagen (192 Module, 57,6 kWp) konnte PV-Strom in der Größe von 260,2 kWh an diesem Tag bereitgestellt werden. D.h. über 40% des PV-Stroms an diesem sonnigen Tag wurde zu Power to Heat (Warmwasserbereitung) mittels der Heizstäbe umgewandelt und als Quartiers-Warmwasserwärme gespeichert. Außerdem wurden noch 74 kWh Strom ans Netz abgegeben und nur 14,4 kWh wurden an diesem Tag aus dem Netz bezogen. Ziel müsste sein, auch den geringen Anteil von 14,4 kWh Stromnetzbezug zu vermeiden. Dafür müssten aber die Batterieladepkapazitäten weiter ausgebaut werden, was sich aber als nicht wirtschaftlich darstellen lässt.

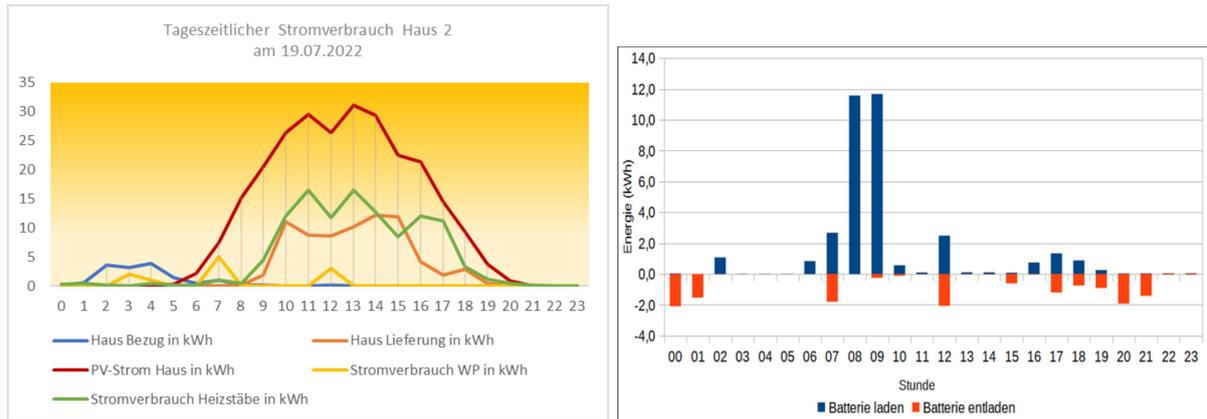


Abbildung 47: Stromverbrauch (links) und Batterieladezustände (rechts) an einem signifikanten Tag im Sommer mit Steuerung in Haus 2

Im Sommer wurde über die Regelung der erzeugte PV-Strom mit dem Betrieb der Wärmepumpe gekoppelt und damit den Anforderungen an die Sole-Temperatur in der Geothermieanlage angepasst. Der eigenerzeugte Strom hätte ausgereicht, um die Wärmeerzeugung über Heizpatronen komplett abzudecken.

Da die Sole-Temperaturen aber unter einem bestimmten Temperaturniveau gehalten werden müssen, um die passive Kühlung sicherzustellen und eine nachteilige Beeinflussung des Untergrundes zu verhindern, wurde die Wärmepumpe aktiv in den Wärmeerzeugungsprozess (Warmwasser) eingebunden. Damit soll der Erdwärmesondenanlage Energie entzogen und damit die Sole- und Untergrund-Temperaturen abgesenkt werden. D.h. die Wärmepumpen wurden gezielt mit in Betrieb genommen und ist deshalb dreimal am Tag zur Warmwasserbereitung angegangen.

- Strombilanz und Batterieladezustand Haus 7 (Gemeinschaftshaus) an einem Tag im Juli

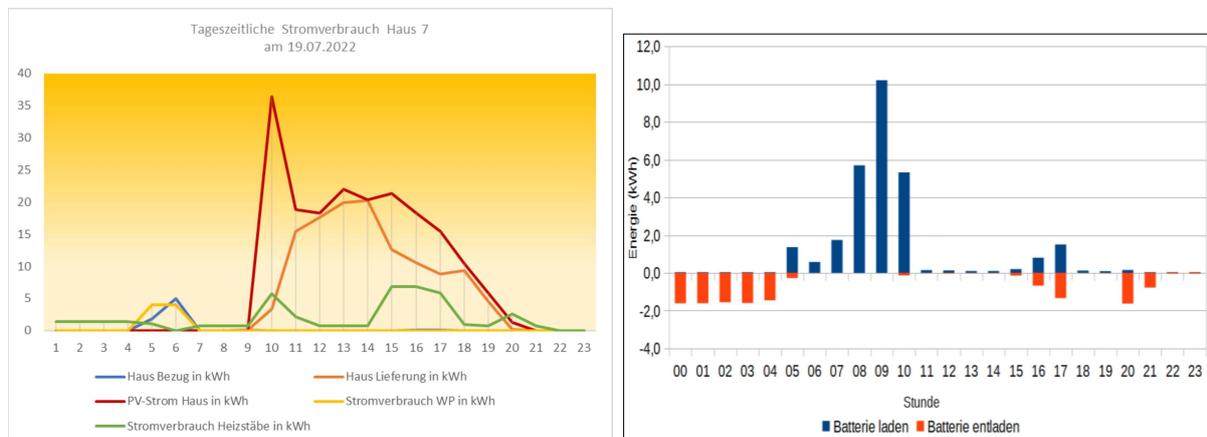


Abbildung 48: Stromverbrauch (links) und Batterieladezustände (rechts) an einem signifikanten Tag im Sommer an Haus 7

In Abbildung 49 (links) ist der Stromverbrauch/-bezug und die dazugehörigen Batterieladezustände (rechts) an Haus 7 (Gemeinschaftshaus) im Vergleich zu Haus 2 (Wohnhaus) dargestellt.

Die PV-Anlage des Gemeinschaftshauses produziert an diesem Tag 188,4 kWh PV-Strom, wovon 43,9 kWh (23%) für den Betrieb der Heizstäbe und damit zur Warmwasserbereitstellung genutzt wurde. Aufgrund des niedrigen Bedarfs an Strom im Gemeinschaftshaus wurden 122,7 kWh (65,1%) des PV-Stroms in das Quartiersnetz eingespeist und nur 7,1 kWh aus dem Netz aufgrund des Nutzerverhaltens (vorrangig tagsüber z.B. Saunabetrieb) bezogen.

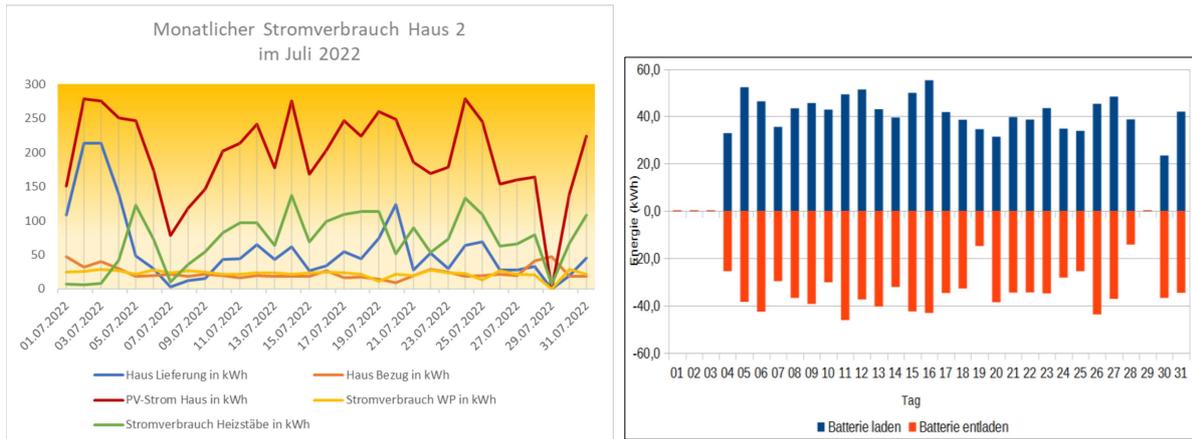


Abbildung 49: Strom-Monatsbilanz (links) und Batterieladezustand (rechts) im Juli 2022 an Haus 2

Aus der periodischen Be- und Entladung in Abbildung 48 ist zu erkennen, dass die Batterie am Vormittag zu 2/3 geladen und danach der erzeugte PV-Strom für die Wärmeproduktion über die Wärmepumpe und/oder die Heizpatronen genutzt wurde.

In der Nacht hat die Batterie dann die Gebäudeversorgung (geringer Bedarf) übernommen.

- *Strombilanz und Batterieladezustand im Monat Juli an Haus 2*

In den Abbildung 49 und Abbildung 50 sind die Strom-Monatsbilanzen für den Monat Juli 2022 mit den Ladezuständen an den Batterien an zwei exemplarischen Wohnhäusern (Haus 2 und Haus 6) beispielhaft aufgezeigt. Ein direkter Vergleich mit den Wärmebilanzen in diesem Monat (Kapitel 1.2.9) ist damit möglich.

Abbildung 49 enthält die Messdaten für Haus 2 bei Steuerung im Juli 2022. Insgesamt wurden in diesem Monat 1.794,1 kWh PV-Strom ans Netz geliefert und 722,7 kWh aus dem Stromnetz bezogen. Der monatliche PV-Stromertrag lag bei 6.083,6 kWh. Für den Betrieb der Wärmepumpe wurden 700,0 kWh und für den Betrieb des Heizstabes 2.241,6 kWh (PV-Strom) aufgewendet. Die Bilanz der Strombatterien ist nahezu ausgeglichen zwischen Be- und Entladen (s. Abbildung 49 rechts).

- *Strombilanz und Batterieladezustand im Monat Juli an Haus 6*

Nachfolgenden in Abbildung 50 ist die Monats-Strombilanz (links) mit den dazugehörigen Batterieladezuständen (rechts) von Haus 6 im Juli 2022 dargestellt.

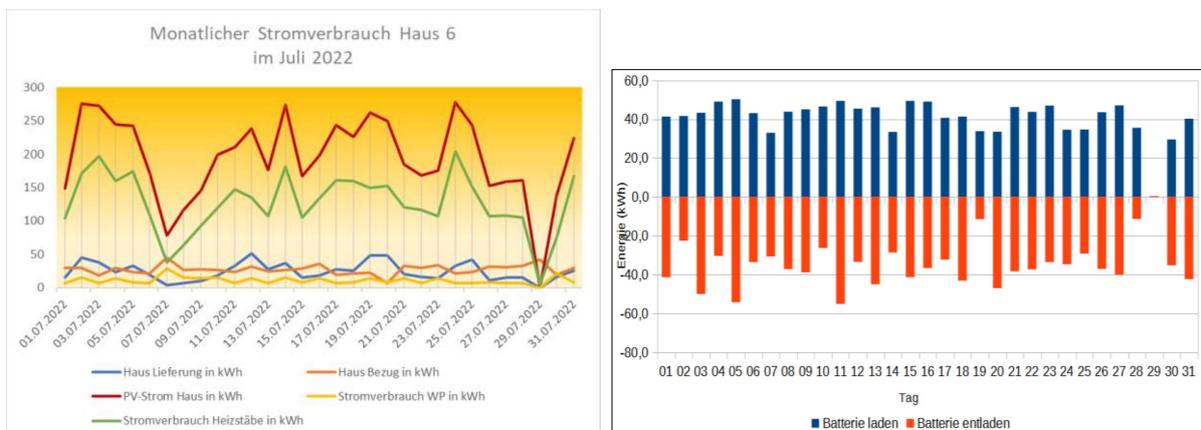


Abbildung 50: Strom-Monatsbilanz (links) und Batterieladezustände (rechts) im Juli 2022 an Haus 6

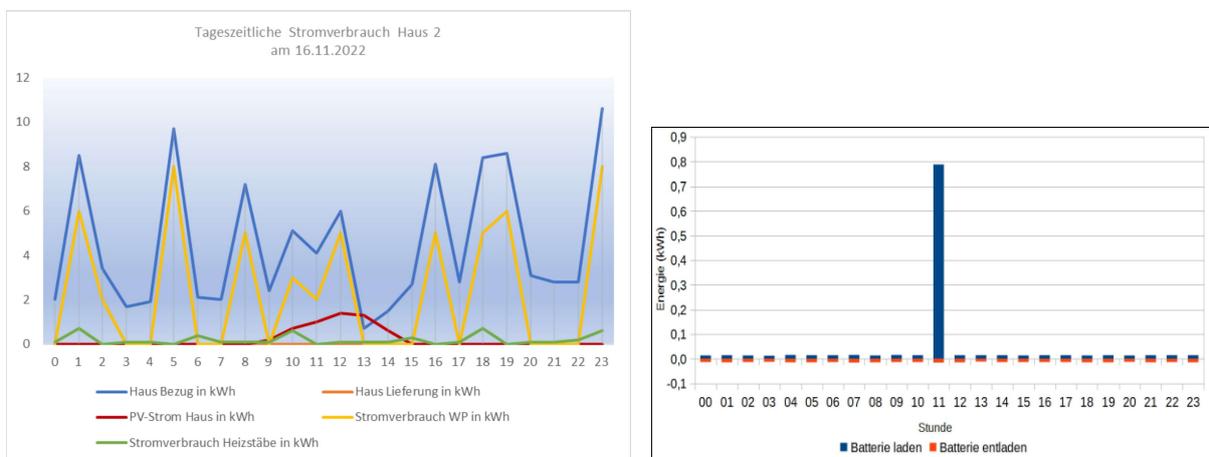
Der Vergleich von Haus 2 und Haus 6 zeigt, dass die Erzeugerkapazitäten (Haus 2: 6.083,6 kWh, Haus 6: 6.024,20 kWh) beider Objekte nahezu gleich ausfallen. Wenn die zugeordneten PV-Anlagen auf den Carports den Gebäuden zugeordnet werden, deren Leistung über das quartierseigenen Stromnetz ebenfalls zur Nutzung zur Verfügung stehen, ergibt sich daraus eine PV-Stromübererzeugung von ca.

24.000 kWh im Monat Juli durch die PV-Anlagen der Häuser 2 und 6 mit den über den Funkrundsteuerempfänger (FRSE) zugeordneten PV-Carport-Anlagen.

*1.2.7.5 Untersuchungs-/Messergebnisse in den Wintermonaten für den Stromverbrauch/-bedarf*

- *Strombilanz und Batterieladezustand Haus 2 an einem Tag im November 2022*

In Abbildung 51 zeigen die Strombilanzen und Batterieladezustände im Vergleich zum Sommer im November an Haus 2. Bei dem betrachteten Tag im November handelte es sich um einen Tag mit wenig Sonneneinstrahlung und eine durchschnittlicher Außentemperatur zwischen 3-5°C. Dementsprechend gab es nur eine geringe PV-Stromproduktion. Dies ist u.a. auch an den Batterieladezuständen ersichtlich. Es wurden die Batterien nur einmal um die Mittagszeit kurz geladen und anschließend gleich wieder entladen. Mit den Heizpatronen konnten aufgrund des geringen PV-Stromangebotes auch nur ein geringer Anteil an Wärmeenergie erzeugt werden. Außerdem ist der Anteil an Strom, der aus dem Netz bezogen werden musste, an diesem Tag mit 108,2 kWh vergleichsweise hoch.

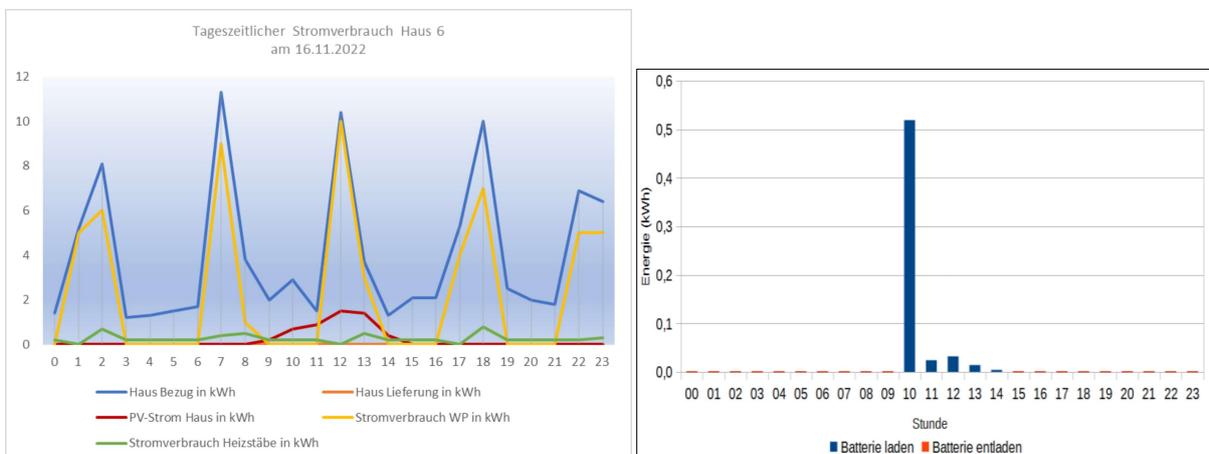


*Abbildung 51: Strombilanz (links) und Batterieladezustände (rechts) an einem signifikanten Wintertag in Haus 2*

Ein großer Anteil des Strombedarfs (55,00 kWh) wurde an diesem Tag für den Betrieb der Wärmepumpe eingesetzt, die vorrangig die Wärme für das Heizen und Warmwasser an diesem Tag bereitstellen musste.

- *Strombilanz und Batterieladezustand Haus 6 an einem Tag im November 2022*

Die Strombilanz von Wohnhaus 2 ist vergleichbar mit der von Wohnhaus 6 (s. Abbildung 52). Es wird deutlich, dass nur um die Mittagszeit Strom zum Beladen der Batteriespeicher zur Verfügung stand.



*Abbildung 52: Strombilanz (links) und Batterieladezustände (rechts) an einem signifikanten Tag im November an Haus 6*

Die PV-Stromerzeugung im Winter fällt in den Betrachtungszeitraum III. Aus Abbildung 52 ist abzuleiten, dass keine Stromüberschüsse für die Verteilung über einer Steuerung zur Verfügung stehen. Daher wird in diesem Jahreszeitraum die erzeugte Energie für alle jeweils anfallenden Verbraucher genutzt, unabhängig von ihrer Wirkungsweise- und art.

- *Monatliche Strombilanz und Batterieladezustand Haus 2 im November 2022*

Die Strombilanz an Haus 2 im Monat November ist gekennzeichnet durch noch vergleichsweise hohe Stromerträge aus der PV-Anlage bis Mitte des Monats. Dies ist auch an den Ladezuständen der Strombatterien erkennbar. Danach nimmt der Stromertrag und auch die Batterieladezustände aufgrund der veränderten Wetterlage und damit der geringeren Sonneneinstrahlung ab.

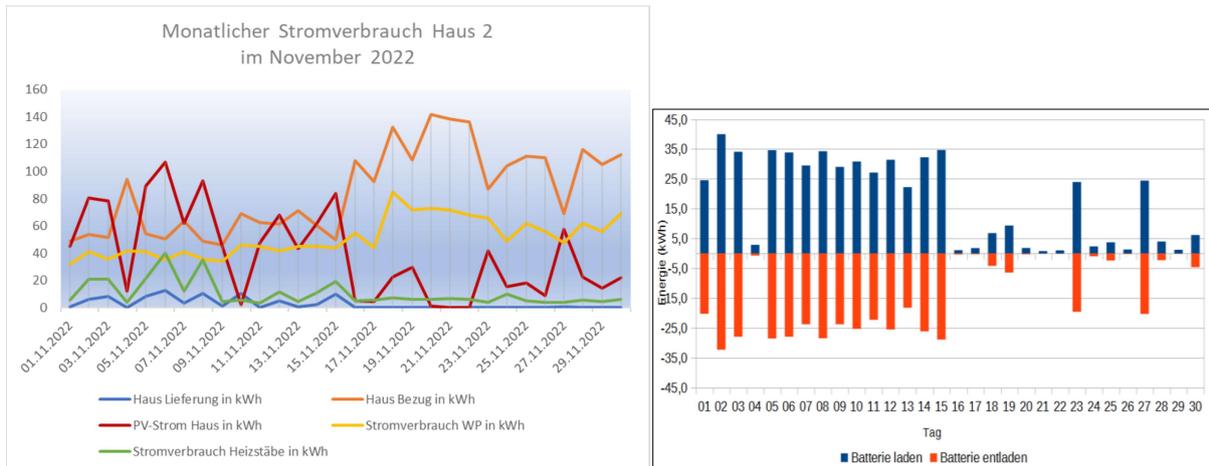


Abbildung 53: Strombilanz (links) und Batterieladezustand (rechts) an Haus 2 im November 2022 (Winter)

Insgesamt wurde in diesem Monat von dem erzeugten PV-Strom (1.184,8 kWh) nur wenig PV-Strom (84,6 kWh) ans Quartiersnetz geliefert. Es musste aber 2.557,22 kWh aus dem Netz für den Betrieb des Gebäudes bezogen werden. Der größte Anteil des Stroms wurde für den Betrieb der Wärmepumpe 1.542,0 kWh und 308,2 kWh für den Betrieb des Heizstabs eingesetzt.

- *Strombilanz und Batterieladezustand Haus 6 im November 2022*

Abbildung 53 und Abbildung 54 zeigen den steigenden Strombedarf für die Wärmeerzeugung im Laufe des Monats November. Damit einhergehend fallen die Ladezyklen der Batterien etwa ab der Monatsmitte wieder ab.

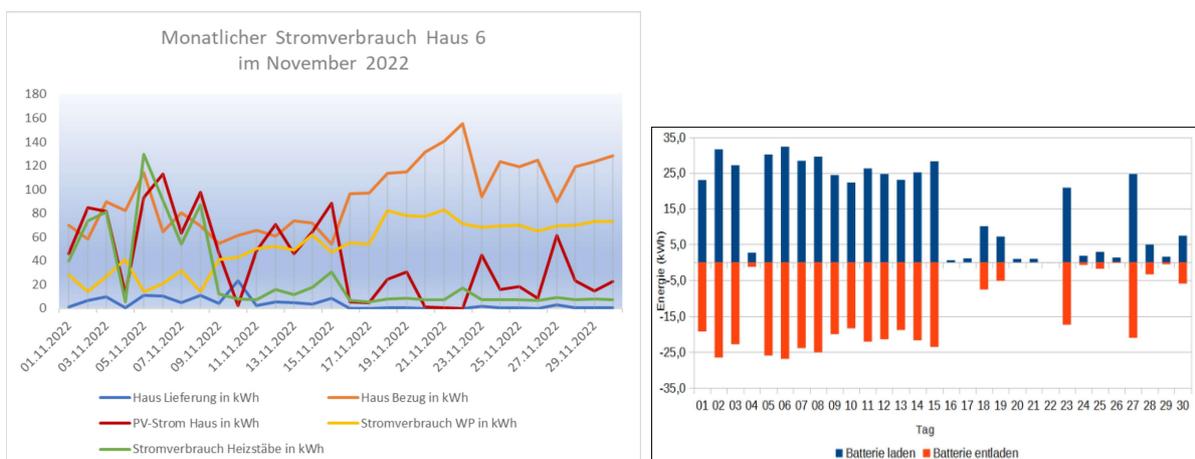


Abbildung 54: Strombilanz (links), Batterieladezustand (rechts) an Haus 6 im November 2022 (Winter)

Die Strombilanz an Haus 6 gleicht auch hier dem an Haus 2. Insbesondere der Verlauf der Batterieladezustände (s. Abbildung 53 und Abbildung 54) ist vergleichbar. Auch die Lieferung von PV-Strom ans Netz fällt vergleichsweise (112,7 kWh) gering aus, obwohl noch 1.232,0 kWh PV-Strom vorrangig

am Anfang des Monats durch die PV-Anlagen produziert wurden. Immerhin wurden 63% des erzeugten PV-Stroms für den Betrieb der Heizstäbe, d.h. die Produktion von Wärme (Power to Heat) eingesetzt.

- *Zusammenfassung*

Zur Ermittlung und Wertung des Tagesbedarfes wurden verschiedene Betrachtungen erarbeitet. Diese fanden Rückkopplung in der Wirkung der Daten auf die Programmierung. Dabei wurden Erkenntnisse gewonnen, welche sich zum Einen in den baulichen Vorgaben widerspiegeln und sich zum Anderen aus den Funktionsweisen der Anlagenbestandteile ableiten ließen.

Alternierend mit den jahreszeitlichen Entwicklungen des Wärmebedarfes und des solaren Ertrages zur Stromerzeugung wurden die Betriebszustände in den entsprechenden Zeiträumen (Sommer 2022 bis November 2023) erfasst und in die Regelung integriert. Die mittels der Wetterstation erfassten Daten wurden dabei mit den Prognosen des Deutschen Wetterdienstes verglichen, um hier Erkenntnisse über die Anwendung von Wettervorhersagen für den Betrieb der Speichermedien (Batterie und Wärmespeicher) zu gewinnen.

In Auswertung der Speicherzeiten hat sich herausgestellt, dass die Einschätzung der 3-Tage-Witterung auf die Regelung nur für 24 h von maßgeblicher Bedeutung ist. Der Grund dafür liegt in der durch die Speicherkapazität begrenzten Speicherdauer. Sowohl die Batterien (18 kWh pro Haus) als auch die Wärmespeicher (4.000 Liter pro Objekt) ermöglichen keine Energiespeicherung über einen Zeitraum von >24h. Eine Erweiterung der Stromspeicherung wäre durch die Wahl der Registerbatterien jederzeit bis auf 54 kWh möglich. Der hiermit erzielbare energetische Effekt, rechtfertig aber nicht den finanziellen Aufwand dafür. Die Vergrößerung der thermischen Speicher wäre eine Alternative, konnte jedoch aufgrund der Positionierung der Speicher im Dachgeschoss nicht vorgenommen werden. Das Platzangebot war mit 4 Speichern a 1.000 Liter bereits erschöpft. Zudem hätte die Installation von weiteren Speichern eine Deckenbelastung von > 4t bedeutet. Dies hätte bei den vorhandenen Deckenspannweiten zusätzliche konstruktive Maßnahmen zur Folge gehabt, die unverhältnismäßig hoch ausgefallen wären.

Damit wurde die Wetterentwicklung in der Steuerung und Clusterprogrammierung für die folgenden 24h berücksichtigt, indem Restspeicherkapazitäten für den Folgetag vorgehalten und nicht vorrangig für den Erstverbrauch bereitgestellt wurden.

### 1.2.7.6 Jahresbilanz für den Stromverbrauch/-bedarf an den Gebäuden im Quartier im Vergleich

In den nachfolgenden Abbildungen sind die Jahresstrombilanzen der Gebäude im Quartier zusammengefasst dargestellt. Der Verlauf der Jahresbilanzkurven (s. Abbildung 55, Abbildung 56, Abbildung 57, Abbildung 58, Abbildung 59, Abbildung 60) ist vergleichbar. Nur Haus 5 zeigt einen abweichenden Verlauf. Das liegt daran, das Haus 5 das letzte Gebäude ist, dass erst 2022 bezogen und damit in Betrieb gegangen ist.

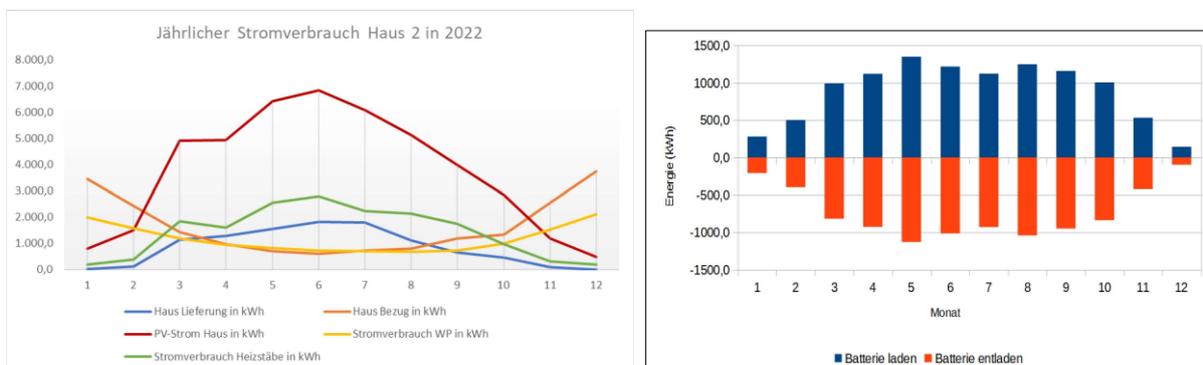


Abbildung 55: Jahresstrombilanz (links) und Batterieladestände (rechts) Haus 2 im Jahr 2022

Haus 2 liefert 10.089,7 kWh/a ans Quartiersstromnetz und bezieht 19.974,7 kWh/a aus dem Quartiersstromnetz.

Erzeugt werden mit der PV-Anlage 45.156,4 kWh/a Strom. 16.993,3 kWh/a dieses PV-Stroms werden als Wärme in den Wärmespeichern durch Power to Heat und 10.674,7 kWh/a in den Strombatterien zwischengespeichert. Die Wärmepumpe benötigt 14.041,0 kWh/a für ihren Betrieb (s. Abbildung 55 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**)

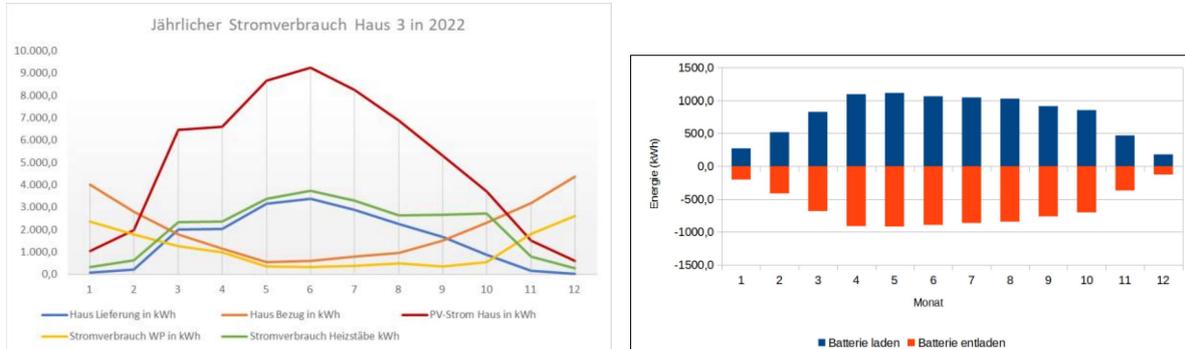


Abbildung 56: Jahresstrombilanz (links) und Batterieladezustände (rechts) Haus 3 im Jahr 2022

Haus 3 weist nach **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** Abbildung 56 eine Jahresproduktion von 60.252,60 kWh/a auf.

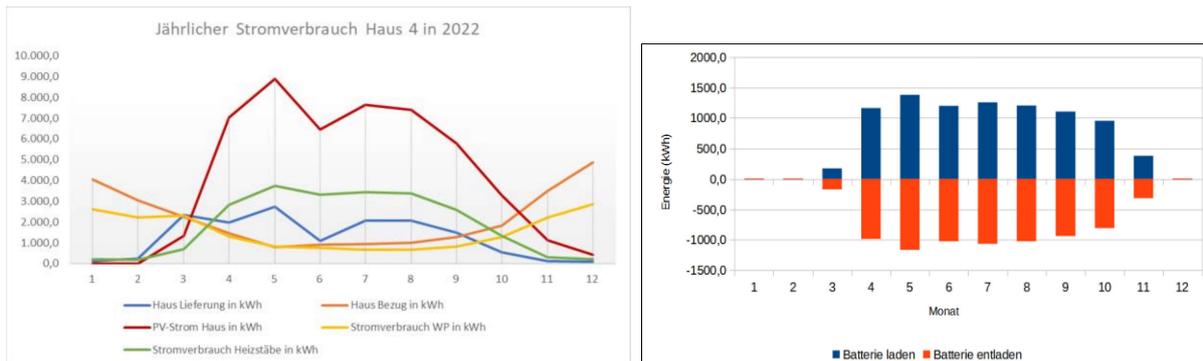


Abbildung 57: Jahresstrombilanz (links) und Batterieladezustände (rechts) Haus 4 im Jahr 2022

Dieser PV-Strom wird einerseits in den Batterien (9.379,6 kWh/a) und als Power to Heat in den Wärmespeichern (25.146,2 kWh/a) zwischengespeichert. D.h. über 40% des PV-Stroms werden für die Bereitstellung von Wärme in den Wärmespeichern mit den Heizpatronen im Quartier genutzt. Insgesamt werden 18.642,8 kWh/a des auf dem Haus produzierten PV-Stroms ans Quartiersstromnetz geliefert und 24.011,3 kWh/a aus diesem Netz bezogen.

Die Stromproduktion an Haus 4 (s. Abbildung 57) war mit 49.362,1 kWh/a geringer als am Haus 3, aber vergleichbar mit der Stromproduktion an Haus 2. Von den 49.362,1 kWh/a erzeugten PV-Strom werden ca. 45% (22.196,1 kWh/a) als Wärme gespeichert und im Gebäude genutzt. Zusätzlich sind 8.831,7 kWh/a (ca. 18%) in den Batterien zwischengespeichert worden. Insgesamt lieferte Haus 4 14.804,4 kWh/a ans Stromnetz und hat 25.882,8 kWh/a aus dem Stromnetz bezogen.

Haus 5 zeigt keine signifikanten Ergebnisse für die Jahresbilanz. Da die PV-Anlage auf Haus 5 gemäß der Regelungen der Mieterstromversorgung erst nach einem Jahr und einem Tag nach Inbetriebnahme der PV-Anlage auf Haus 6 erfolgen konnte, wurde die Erzeugung erst im Juli 2022 endgültig aufgenommen. Dies ist aus den Messwerten und der Abbildung 58 ersichtlich.

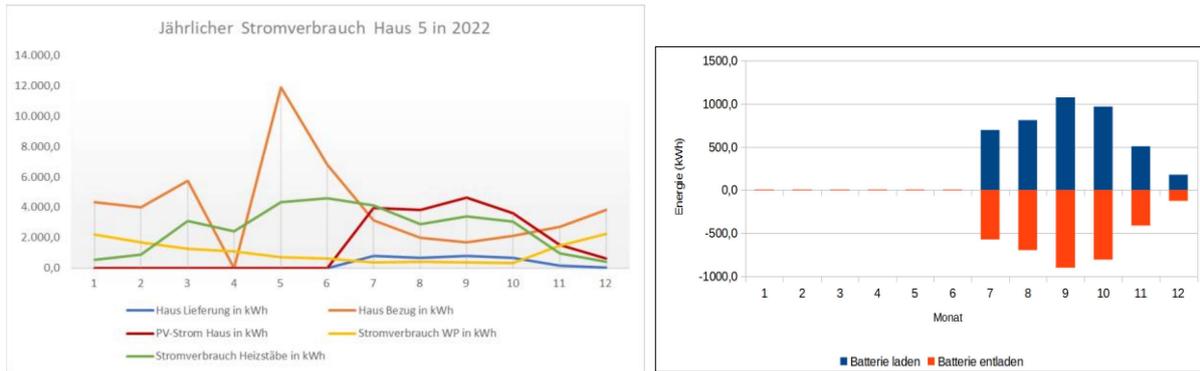


Abbildung 58: Jahresstrombilanz (links) und Batterieladezustände (rechts) Haus 5 im Jahr 2022

Haus 6 weist nach eine Jahresstromproduktion von 45.254,30 kWh/a PV-Strom aus (s. Abbildung 59). Von diesem PV-Strom werden 29.055,8 kWh/a (mehr als 64%) in Wärme (Power to Heat) gespeichert, 10.374,3 kWh/a in den Stromspeichern zwischengespeichert und nur 6.185,2 kWh/a ans Netz geliefert.

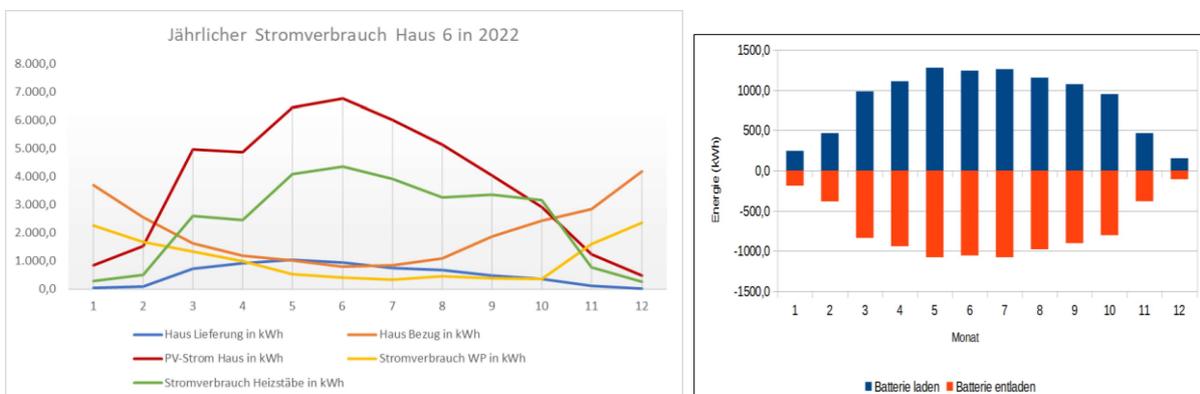


Abbildung 59: Jahresstrombilanz (links) und Batterieladezustände (rechts) Haus 6 im Jahr 2022

Haus 7 weist nur eine Jahresproduktion von 31.322,40 kWh/a aus, die zu 40% (12.671,9 kWh/a) in Wärme umgewandelt und zum Heizen sowie insbesondere der Warmwasserbereitung verwendet wird. 10.374,3 kWh/a werden als Strom in den Batterien zwischengespeichert und nur 15.573,9 kWh werden ans Stromnetz abgegeben.

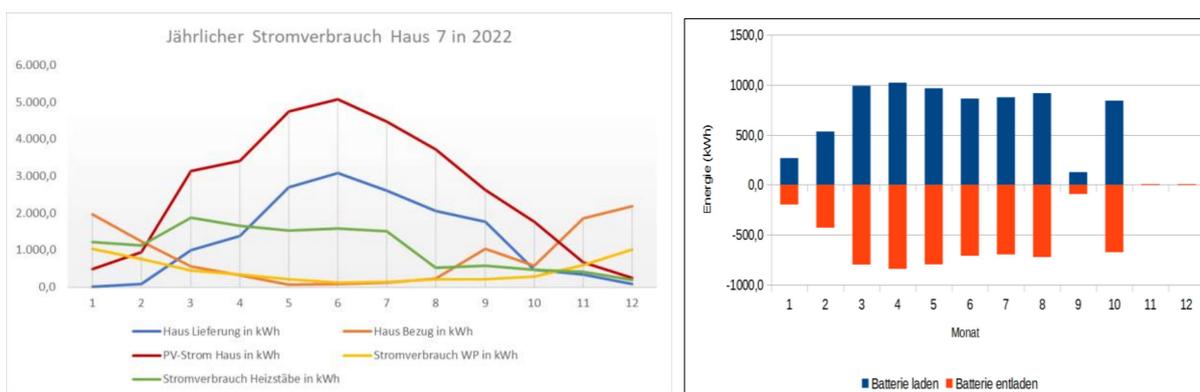


Abbildung 60: Jahresstrombilanz (links) und Batterieladezustände (rechts) Haus 7 im Jahr 2022

Exemplarisch können die Summen der Verbraucher in Haus 6 als Lastengang für die Wohnhäuser für den Monat Oktober angenommen werden. Der Stromverbrauch für die Wärmepumpen und Heizstäbe lag bei 3.160,2 kWh + 366,0 kWh = 3.526,2 kWh. Mit dem Hausbezug (582,7 kWh) ergeben sich insgesamt 4.108,90 kWh. Die erzeugte PV-Strommenge auf dem Haus über 126 Module mit 40,32 kWp betrug 1.761,50 kWh. Die dem Haus 6 zugeordnete PV-Fläche des Carports 8.1 erzeugte in diesem Monat mit 175 Modulen und 56 kWp 2.446,52 kWh. Der damit erzeugte Eigenstrom beläuft sich auf 4.208,02 kWh und liegt etwas über dem Verbrauch von 4.108,9 kWh.

In den Monaten November bis Februar besteht ebenfalls die Möglichkeit an unbewölkten Tagen, diese Speichernutzung mit dem entsprechenden Deckungsgrad zu erzielen. Einen signifikanten, aber nicht vorhersehbaren Einfluss auf den Wirkungs- und damit Autarkiegrad hat die Bewölkung. In den aufgezeichneten Monaten kann ein Deckungsanteil bei den Wohnhäusern von durchschnittlich 75 % und im Gemeinschaftshaus von 30 % nachgewiesen werden.

Dies lässt sich ebenfalls aus den Verbräuchen des Hauses 6 für den Monat Februar ableiten. Der Stromverbrauch für die Wärmepumpen und Heizstäbe lag bei 514,8 kWh + 1.687,0 kWh = 2.201,8 kWh. Mit dem Hausbezug (2.564,6 kWh) ergeben sich insgesamt 4.766,4 kWh. Die erzeugte PV-Strommenge auf dem Haus über 126 Module mit 40,32 kWp betrug 1.528,6 kWh. Die dem Haus 6 zugeordnete PV-Fläche des Carports 8.1 erzeugte in diesem Monat mit 175 Modulen und 56 kWp 2.123,1 kWh. Der Eigenversorgungsanteil liegt hier demnach rechnerisch somit bei 76,6 %.

Der Unterschied des Gemeinschaftshauses zu den Wohnhäusern hängt mit der Saunanutzung in der kälteren Jahreszeit und dem damit einhergehenden Strombedarf zusammen. Im den Monaten Dezember und Januar liegt der im Haus gemessene Deckungsanteil dagegen bei nur 10 %.

In der Abschätzung des Deckungsanteils der Gesamtanlage muss jeweils berücksichtigt werden, dass der über die Carports erzeugte Strom, welcher über das quartiereigene Stromnetz ebenfalls zur Verfügung gestellt wurde, in die Hausbilanzierung nicht direkt einfließen konnte. Hintergrund dafür ist die Position der Stromflusssensoren, welche den Batterie- und Eigenverbrauchsbetrieb regeln. Diese befinden sich jeweils am Hausanschluss der Gebäude und registrieren den Strombezug des Quartiersnetzes als Fremdbezug. Davon ausgehend, dass jedem Gebäude die gleiche Fläche an PV-Anlage über die Carportflächen der PV-Anlage noch einmal zur Stromnutzung zur Verfügung steht, kann von einem Autarkiegrad in den Monaten November / Februar von 75 % in den Wohngebäuden und 50 % im Gemeinschaftshaus ausgegangen werden. Im Dezember und Januar liegt dieser Prozentsatz dann noch bei ca. 35 %.

Die exemplarische Auswertung von Haus 6 zeigt einen Gesamtenergiebedarf für Wärme im Januar (Wärmepumpenstrom und Heizstäbe) von 2.271, kWh + 279,9 kWh = 2.550,9 kWh. Kombiniert mit dem Bezug des Hauses (2.564,6 kWh) ergibt sich ein Gesamtbedarf von 5.115,50 kWh. Die erzeugte PV-Strommenge auf dem Haus über 126 Module mit 40,32 kWp betrug 836,9 kWh. Die dem Haus 6 zugeordnete PV-Fläche des Carports 8.1 erzeugte in diesem Monat mit 175 Modulen und 56 kWp 1.162,36 kWh. Der damit erzeugte Eigenstrom beläuft sich auf 1.999,26 kWh und liegt damit bei 39 % des Gesamtenergiebedarfes.

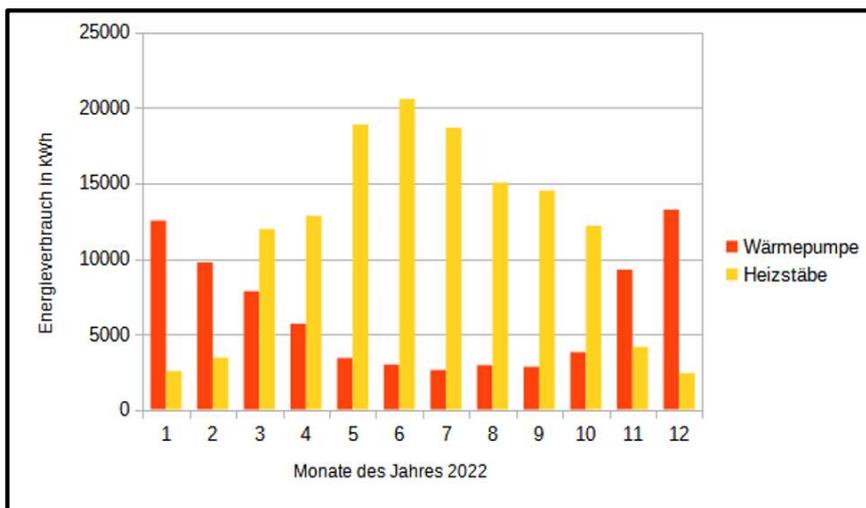


Abbildung 61: Heizstab- und Wärmepumpenstromvergleich.

Eine Erhöhung des Autarkieanteils kann nicht vorgenommen werden, weil die Carports über keine Speichermöglichkeit in Form von Batterien verfügen.

In Abbildung 61 ist der Jahresstromverbrauch von Wärmepumpe und Heizstab vergleichend gegenübergestellt. In den Sommermonaten wird vergleichsweise viel PV-Strom durch die Heizstäbe für die Wärmebereitstellung verwendet. Dieser Anteil reduziert sich aufgrund des geringen PV-Stromangebotes in den Übergangszeiten und im Winter. Dann nimmt der Verbrauch an Strom für die Wärmepumpe zu, denn die Wärmebereitstellung übernimmt nun die Wärmepumpe mit dem Erdwärmesondenfeld.

Zusammenfassend konnte die bereits unter Pkt. 1.2.3 getroffene Feststellung der Blockprogrammierung für unterschiedliche Betriebszustände mit gleichen oder sehr ähnlichen Ausgangsparametern für die Gültigkeit von Algorithmen innerhalb bestimmter zugelassener Grenzen bestätigt werden. Diese werden im nachfolgenden Kapitel ausführlich beschrieben.

### 1.2.8 Optimierung des Gesamtprozesses in der Einfahrphase und dem Betrieb sowie der Energiebereitstellung/-versorgung im Gesamtquartier

Die aufgezeichneten Daten lassen sich in Bezug auf die Nutzungsanforderungen diskreditieren und damit auf die notwendigen Prozesse optimieren. Damit bestehen 3 grundsätzliche Betriebsperioden mit denen unterschiedliche Präferenzen im Anlagenbetrieb abdeckt werden:

- *Anlagenbetrieb von April bis September (Betrachtungsperiode I)*

In diesem Zeitraum von April bis September gibt es ein Überangebot an Strom, der über die PV-Anlagen des Quartiers bereit gestellt wird. Der Strom wird zu großen Teilen eingespeist und es steht sowohl für die Speicherung in den Batterien als auch in den Wärmespeichern ausreichend Energie zur Verfügung. Da diese Periode mit starker Sonneneinstrahlung und damit auch äquivalentem Kühlbetrieb verbunden ist, liegt der Fokus der Regelung auf der Überwachung der Betriebszustände (Soletemperatur) der Geothermieanlage.

Ein Überschreiten der Quellentemperaturen auf mehr als 19 °C hätte gravierende technische Folgen. Zum Einen arbeiten die Wärmepumpen bei einer Soletemperatur von 20 °C nicht mehr, da das Entlastungsventil im Kältekreislauf diese Temperatur nicht mehr einregeln kann, zum anderen werden bei diesen Soletemperaturen die maximal mögliche Vorlauftemperatur, um einen Kühleffekt in den Gebäuden zu erzielen, überschritten. Deshalb wird die Soletemperatur, über die Regelung, in der Form überwacht, dass die Wärmepumpen zur Warmwasserbereitung regelmäßig betrieben werden, um die Soletemperaturen für den Kühlbetrieb zu senken.

Das führt in Zeiten der Spitzenlast dazu, dass die thermischen Speicher auch ohne Anforderung überhitzt werden, um eine Entzugsleistung in der Geothermieanlage zu generieren. Die Wärmepumpen werden dafür direkt mit einem Arbeitsbefehl über die Regelung angesteuert. Zudem erfolgt eine Taupunktüberwachung an der Kühlstation, die verhindern soll, dass sich Kondensat in den Kühlflächen (Fußbodenheizung) bildet. Die dafür notwendigen Messfühler der Raumfeuchtigkeit sind integraler Bestandteil der technischen Anlage und befinden sich an einem Referenzort im Gebäude. Der zusätzliche Temperaturfühler für die Kühlung zur Ermittlung der Außentemperatur befindet sich im Gegensatz zum Temperaturfühler der Heizung an der Südseite des Gebäudes (Ermittlung der Heiztemperatur an Nordseite).

- *Anlagenbetrieb in den Übergangsmonate März und Oktober (Betrachtungsperiode II)*

In diesen Monaten decken sich die solar erzeugten Energiemengen an PV-Strom nahezu mit den Verbräuchen für die Haushalte und die haustechnischen Anlagen zur Wärmeerzeugung. Voraussetzung dafür ist ein aktiver Eingriff in die Funktionsweise der Wärmepumpe und deren Betriebszustände, z.B. durch aktives Einschalten und Erhöhung der Abschalttemperatur. Die möglichen solaren Gewinne müssen im Vorfeld (24h Wetterprognose – siehe Zusammenfassung 1.2.8) in den Betrieb der Anlage einfließen.

Für die Erzeugung von Wärme ist der Betrieb der Wärmepumpen günstiger als die Variante, über Power to Heat (Heizkartuschen) Wärme zu erzeugen. Damit wird der Betrieb der Wärmepumpen bzw. der

Heizkartuschen witterungsabhängig gewählt, um ein Optimum der Ressourcennutzung zu erreichen. Zu berücksichtigen ist dabei, dass das Geothermiefeld im März die Sole-Temperaturen des winterlichen Heizbetriebes aufweist (2-3°C), während im Oktober die Anlagentemperaturen bei 18-19 °C liegen.

Das bedeutet, dass im Oktober ca. 30 % weniger elektrische Energie aufgewendet werden muss, um die gleiche Menge an Wärme zu erzeugen. Dieser Umstand führt zur Differenzierung der Betriebszustände in diesen beiden Monaten.

- *Anlagenbetrieb im den Monaten November bis Februar (Betrachtungsperiode III)*

Die energetischen Bilanzen in den Monaten November bis Februar sind unmittelbar abhängig vom dem solaren Angebot aufgrund bestehender Bewölkung. Wetterprognosen stellen keine Option in der Regelung bzw. Steuerung dar.

Es geht in dieser Zeit darum, den zur Verfügung stehenden, eigenerzeugten PV-Strom effektiv zu nutzen. Da im Quartier kein Unterschied besteht bei der Preisbildung in Bezug auf Haushaltsstrom oder zur Wärmeerzeugung genutztem Strom, ist es in der ökonomische Bilanz unbedeutend, für welchen Verbraucher der Strom genutzt wird. Daher fließt in dieser Zeit nur an den Tagen ohne Bewölkung und ganztägiger Sonneneinstrahlung ein Teil des Stromes in die direkte Wärmeerzeugung über die Heizkartuschen und zwar dann, wenn erkennbar ist, dass bei einem Betrieb der Wärmepumpen in der verbleibenden Zeit mit der PV-Stromerzeugung nicht so viel Wärme erzeugt werden kann, wie mit Power to Heat.

### 1.2.9 Untersuchungen zu den Stromnetzeinspeisungen sowie den Stromnetzbezügen aus dem zentralen Stromnetz des Gesamtquartiers

#### 1.2.9.1 Gemessener Stromnetzbezug und PV-Strom-Netzeinspeisung ins zentrale Stromnetz

Nachfolgend sind der Gesamtstromnetzbezug und die PV-Stromnetzeinspeisung in das zentrale Stromnetz, gemessen an der Trafostation für das Quartier „Energieinsel“ in Tage-, Monats und Jahresübersicht dargestellt.

- Stromnetzeinspeisung/-bezug (zentrale Stromnetz) an einem signifikanten Tag im Sommer (19.07.2022) und Winter 2022 (17.11.2022)

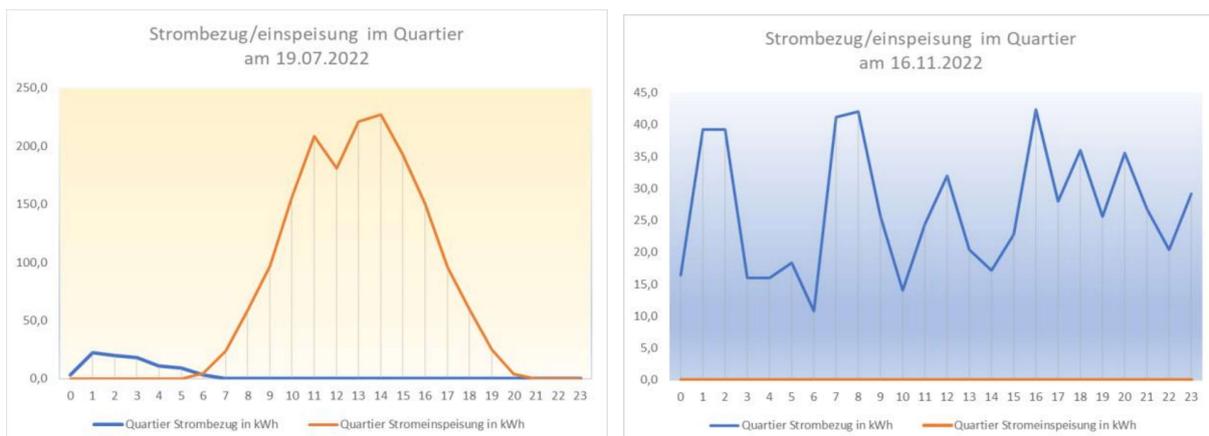


Abbildung 62: Stromnetzeinspeisung/-bezug (zentrale Stromnetz) an einem signifikanten Tag im Sommer (links) und Winter (rechts)

Aus Abbildung 62 (links) wird deutlich, dass die installierte Batterieleistung an einem Sommertag ausreichend ist, um den Verbrauch eines Hauses in der nächtlichen Nutzungsphase abzudecken.

Eine Versorgung der Wärmepumpe für die Warmwasserbereitung ist zusätzlich jedoch nicht mehr möglich. Es wird gezeigt, dass an einem heißen Sommertag in der Zeit von 7.00 Uhr bis 20.00 Uhr Strom eingespeist und in den frühen Morgenstunden Strom aus dem Netz bezogen werden muss. Größere Batteriespeicherkapazitäten könnten hier zur Verbesserung und Reduzierung vom Stromnetzbezug führen.

Aus Abbildung 62 (rechts) kann für einen Tag im Winter abgeleitet werden, dass im Betrachtungszeitraum 3, aufgrund der geringen solaren Einstrahlung, die energetische Versorgung aus den PV-Anlagen nicht mehr möglich ist. Die Stromversorgung des Quartiers muss aus dem zentralen Versorgungsnetz realisiert werden. Auch hier könnten nur große Stromspeicherkapazitäten in den Gebäuden entsprechende Abhilfe schaffen.

- *Stromnetzeinspeisung/-bezug (zentrale Stromnetz) in einem Monat im Sommer 2022 (Juli)*



*Abbildung 63: Stromnetzeinspeisung/-bezug (zentrale Stromnetz) im Juli 2022*

Abbildung 63 zeigt, dass in dem Betrachtungszeitraum 1 (Sommer) ein Überangebot an PV-Strom vorhanden ist. Hier wären netzdienliche Abnehmer zum Betrieb von Saisonspeichern mit entsprechenden Investoren zu planen, welche sowohl das Platzangebot für diese Speicher als auch die ökonomische Ausrichtung für solche Netzdienstleistungen gewährleisten. Als Speicher können hier z.B. saisonale Stromspeichersystem aber auch saisonale Wärmespeicher fungieren.

Die Speicherung von Überschussstrom in saisonale Wärmespeicher findet bisher viel zu wenig Beachtung. Könnte aber eine gute energieeffiziente Lösung für die nachhaltige Nutzung des PV-Überschussstrom in Zukunft darstellen und damit einen zielgerichteten Beitrag zur Wärmewende leisten, zeigen die Untersuchungen im Projekt.

- *Stromnetzeinspeisung/-bezug (zentrale Stromnetz) im Monat November (Winter) 2022*  
Die Abbildung 64 ist dargestellt, dass im Monat November 2022 bis zur Monatsmitte die Erzeugerkapazitäten noch für die anwendungsgerechte Nutzung (mit der Steuerung) ausreichend waren. Ab dem 16.11.22 konnte der Energiebedarf nicht mehr gedeckt werden. Vergleichsweise kann dazu auch Abbildung 63 hinzugezogen werden. Hier könnte eine Rücknahme der in den Saisonspeichern vorgehaltenen Energie aus dem Sommer erfolgen.

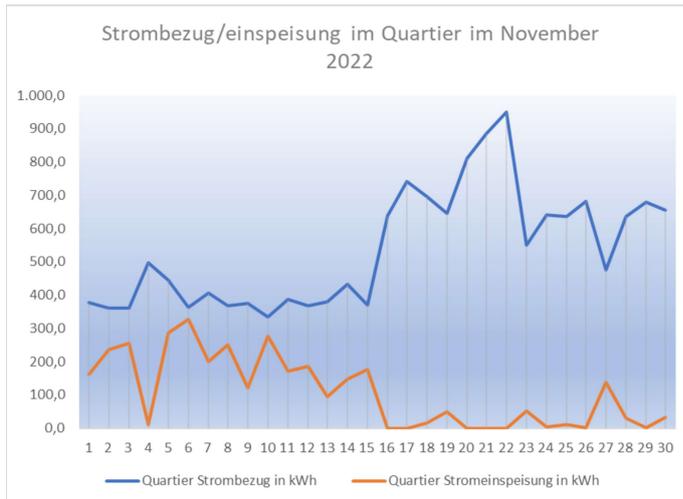


Abbildung 64: Stromnetzeinspeisung/-bezug im November 2022

Abbildung 65 sind die Energiebilanzen an einem Tag im Herbst und Winter vergleichend gegenübergestellt. Bei den Energiebilanzen, in Herbst und Winter wurde deutlich, dass immer noch vergleichsweise viel PV-Strom ins Netz eingespeist und auch PV-Strom aus dem Netz bezogen wird. An einem Tag im Oktober wurden immerhin noch 255 kWh, aufgrund der Sonneneinstrahlung an diesem Tag, geliefert und 385 kWh aus dem Netz bezogen. Insgesamt wurden 640 kWh an diesem Tag im Quartier verbraucht.

An einem Tag im Dezember mit fast keiner Sonneneinstrahlung konnten nur 7 kWh ins Netz eingespeist und 695 kWh mussten bezogen werden. Insgesamt lag der Strombedarf, aufgrund des Wetters, höher als an dem Tag im Oktober, bei 702 kWh.

Um dies weiter zu optimieren, zeigen die Untersuchungen, müssten die Stromspeicherkapazitäten in den Häusern weiter ausgebaut werden.

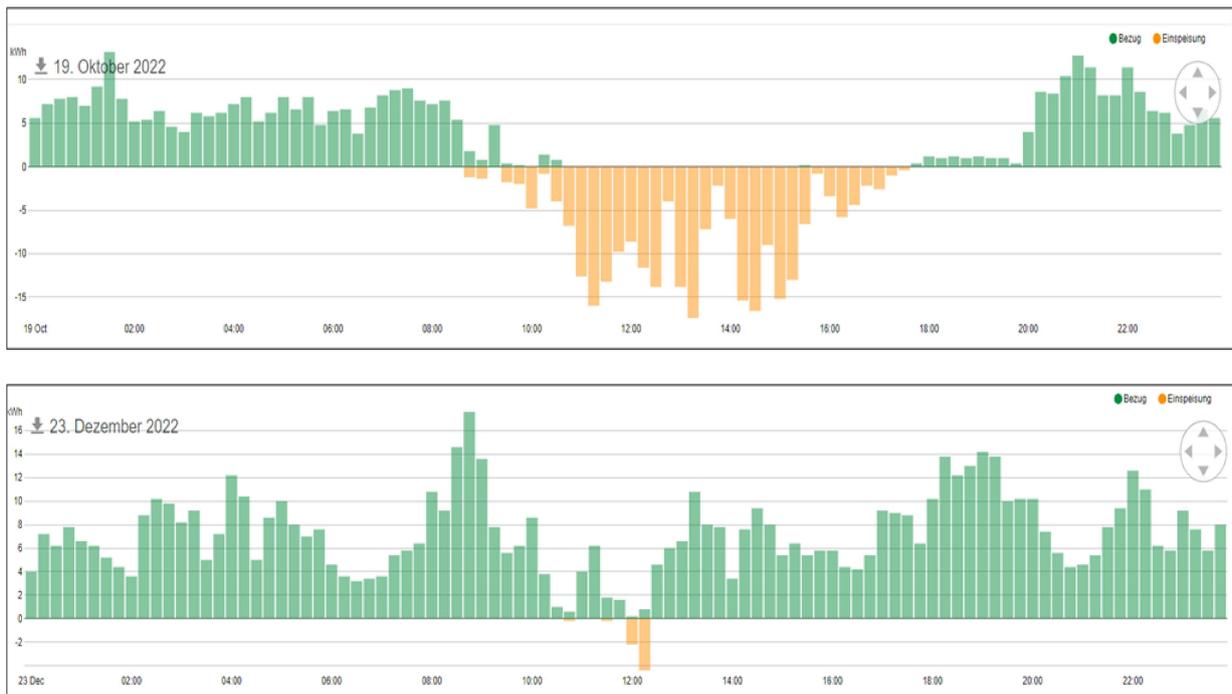


Abbildung 65: Stromnetzbezug/Stromnetzeinspeisung im Herbst (oben) und Winter (unten) im Vergleich

- *Gesamtbilanz Strombezug/-einspeisung (zentrale Stromnetz) im Jahr 2022*

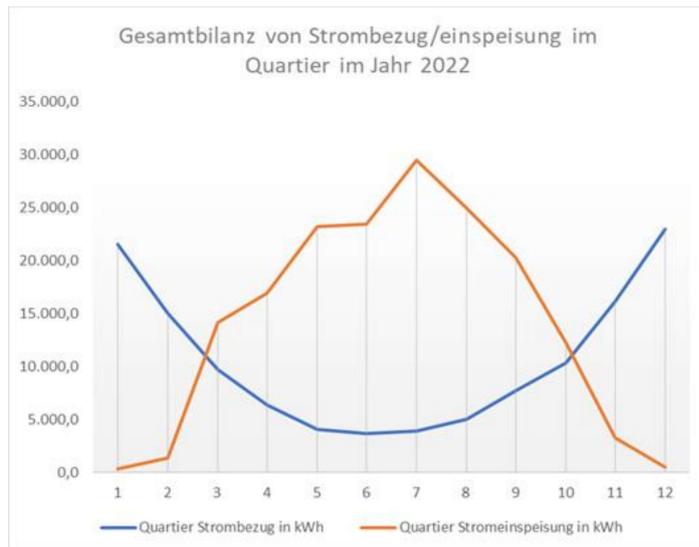


Abbildung 66: Stromnetzeinspeisung/-bezug im Jahr 2022

In der Zusammenfassung kann nach Auswertung der Tages-/ Monats- und Jahresbilanzen auch hier eine Unterteilung in die 3 Betrachtungszeiträume vorgenommen werden, welche auch Ausgangspunkt für die Anforderungen an die Steuer-/ Regelung waren. Im Ergebnis wurde eine Quartierserzeugung von 170.044,20 kWh/a für die gemessenen PV-Anlagen aufgezeigt. Es mussten aber trotz der großen PV-Anlagen im Quartier immer noch 126.301,4 kWh/a aus dem Netz bezogen werden. (s. Abbildung 66) Diese Erzeugerkapazität muss um die aufgewendeten Stromverbräuche für die Heizkartuschen (nur bei PV-Überschuss) und die Batterieladung ergänzt werden. Am Haus 4 wurden beispielsweise 22.196,60 kWh für Heizkartuschen und 8.831,70 kWh zur Batterieladung genutzt. Diese erzeugten, aber sofort gespeicherten, Energiemengen werden am Trafo weder als Bezug noch als Einspeisung gemessen.

Damit ergeben sich etwa 30.000 kWh x 7 Objekte = 210.000 kWh zusätzlich erzeugter PV-Strom. Die erzeugte Gesamtstrommenge liegt somit bei ca. 380.000 kWh/a und die damit erreichte Erzeugerkapazität unter der prognostizierten Arbeit von 490.000 kWh/a (siehe Pkt. 2.1.3). Dies dürfte daran liegen, dass die Angaben der Peak-Leistung immer auf die optimale Ausrichtung und den optimalen Winkel bezogen sind. Auch Abweichungen im Betrieb (z.B. keine Schneeberäumung) lassen den Ertrag entsprechend sinken.

Insgesamt ist der erzeugte Strom jedoch bezogen auf die Anlagengröße angemessen. Denn es muss berücksichtigt werden, dass in der Messung erst ab Mitte des Jahres 2022 die PV-Anlage am Haus 5 (incl. Carport) enthalten ist und somit ca. 36.000 kWh in die Gesamtbilanz nicht eingeflossen sind. Die sich damit ergebenden 416.000 kWh/a PV-Strom kommen sehr nah an den Optimal-Betrieb der PV-Module heran.

### 1.2.10 Weitere mögliche Energieeffizienzpotentiale im Gesamtquartiers mit Langzeitbetrachtungen

In der Betrachtung des Betriebsverhaltens der Gesamtanlage und unter Berücksichtigung der drei grundsätzlichen Betriebszustände (Pkt. 1.2.8) lassen sich weiteren Maßnahmen ableiten, die zu einer Optimierung und Energieeffizienzsteigerung der Energieversorgung beitragen können, die aber sowohl in Bezug auf die Wohnqualität als auch unter ökonomischen Gesichtspunkte zu einer nachhaltigen Akzeptanz der Nutzer und Investoren führen müssen.

Die Anlagenzustände der Wärmepumpen werden in Teilbereichen dominiert von Komforteinstellungen für die Bewohner bzw. Nutzer, die unter der Voraussetzung von unbegrenzten Energieressourcen und ohne Gewichtung von Einsparpotentialen bereits in den Produkten vorkonfiguriert sind, z.B.:

- Einschalten des Heizmodus bei Außentemperaturen  $< 9^{\circ}\text{C}$  auch im Sommer an der Wärmepumpe.
- Halten von Vorlauftemperaturen im fortlaufenden Anlagenbetrieb
- Legionellen-Betrieb in der Warmwasserbereitung

Diese Einstellungen können bereits ohne Komfortverlust über die Regelung so modifiziert werden, dass eine effektiver Umgang mit den zur Verfügung stehenden Energiemengen erreicht werden:

- Überwachung der Außentemperatur und Prognose der Tagestemperaturen führen zu der Möglichkeit die Nachheizung bei Unterschreitung von  $9^{\circ}\text{C}$  für die Monate aus der Betrachtungsperiode II abzuschalten und damit die Batterieressourcen in der Nacht zu erhalten, die sonst für diese Funktion über die Wärmepumpe verloren gehen,
- Die Vorlauftemperaturen können durch die Nutzung von Zirkulationsleitungen permanent auf Standardtemperatur gehalten werden. Die dafür aufgewendeten Energiemengen können durch ein über das Monitoring erfasstes Nutzerprofil optimiert werden, indem durch die Zirkulation die Wärme mit einer gewissen Vorlaufzeit für die signifikanten Nutzungszeiträume zur Verfügung gestellt wird. In den anderen Zeiten jedoch kann die Zirkulation heruntergefahren bzw. abgestellt werden.
- Durch den Einsatz von Frischwasserstationen für jede Wohnung wurde die 3-Liter-Regel eingehalten. Auf die energieintensive Legionellen-Heizung kann somit verzichtet werden.

Die Nutzergewohnheiten der Bewohner haben in der Vergangenheit an den technischen Anlagen zu einem Verbrauchsverhalten geführt, welches die Produkteigenschaften (von z.B. dem Wärmepumpenbetrieb) maßgeblich auf die fortwährende Bereitstellung der Maximalanforderungen angepasst haben.

- Die Bereitstellung von elektrischer Energie wird erwartungsgemäß ohne Restriktionen vorausgesetzt,
- Die thermische Nutzung in Bezug auf das Temperaturempfinden ist davon geprägt, dass die Näherung an den optimalen Zustand vom Maximum ausgehend mit einer Reduzierung des Angebotes verbunden ist.
- Der Wasserverbrauch hat durch ein stetiges Bereitstellungsmanagement einen Höchststand erreicht.

Hier muss eine aktive Änderung des Verbraucherverhaltens herbeigeführt werden. Projekte wie die EIPH-Energieinsel eignen sich durch den Quartierscharakter sowie das Mieterstrommodell mit 25 Jahre Warmmietengarantie für die Einführung solcher anderer Nutzungsmaßstäbe.

- Das Angebot für das Laden der elektrischen Autos im Quartier besteht für jede Mieteinheit. Klar ist in diesem Zusammenhang, dass das Laden von Fahrzeugen mit 11 kW Ladestationen nicht über alle Wohneinheiten gleichzeitig erfolgen kann. Hier ist ein intelligentes Lademanagement und die Mitwirkung der Anwohner vor dem Hintergrund von zugeleiteten Ladezeiten notwendig, um diese Möglichkeiten für alle präsent zu halten.
- Die Vorlauftemperaturen können im Dauerbetrieb der Nacht in den Monaten des Betrachtungszeitraumes I und II aktiv abgesenkt werden. Dafür muss intensiv mit den Bewohnern angestimmt werden, ab welchem Zeitpunkt das Gefühl des Komfortverlustes entsteht. Der Bedarf muss, soweit es geht, dem Angebot angepasst werden. Die konventionelle Produktbeschaffenheit geht bislang davon aus, dass das Angebot der Nachfrage folgen muss. Bei begrenzten Quellen muss in insbesondere den Übergangsbereichen eine Umkehr dieser Logik herbeigeführt werden.
- Der Wasserverbrauch war nicht Gegenstand des Forschungsprojektes, wurde jedoch bei den Projektgrundlagen mit betrachtet und sei hier daher erwähnt. Für die Gartenbewässerung wurde eine gebietseigene Wasserversorgung aufgebaut, welche die Nutzung des Wassers zur Bewässerung nur in dafür vorgesehenen Zeiten ermöglicht (keine Wassernutzung bei

Höchsttemperaturen am Tag). Zudem wurden alle Wasserentnahmestellen mit Sparaufsätzen versehen.

- Nicht zuletzt führt das Angebot des Investors über eine feste Warmmiete und Mieterstrommodell über 25 Jahre und den damit in der Miete verknüpften maximalen Schwellenwerten für den Verbrauch von Strom, Wärme und Wassernutzung (bei Mehrverbrauch entstehen Zusatzkosten) zu einem nachhaltigen Sparverhalten der Mieter.

Für die Jahresintervalle der Betrachtungsperiode III (Winter) stehen aufgrund der Belichtungszeiten und der witterungsbedingt reduzierten solaren Einstrahlung nicht genug Speichereinträge zur Verfügung, um eine zeitverzögerte Nutzung des Eigenstromes zu gewährleisten.

- Die Eigenstromversorgung kann durch Erhöhung der Speicherkapazitäten der Batterie und der thermischen Speicher für Tageszeiträume durch die Regelung vom Betrachtungszeitraum III in den Betrachtungszeitraum II verschoben werden.
- Es können Netzanknüpfungspunkte für eine zukünftige saisonale Stromspeicherung über Elektrolyse und somit die Erzeugung und Lagerung von Wasserstoff vorgesehen werden.
- Eine Vergrößerung der PV-Anlagen würde den Eigenstromverbrauch steigern und ggf. im Betrachtungszeitraum III den Autarkiegrad erhöhen, wobei die Wirtschaftlichkeit dafür derzeit nicht nachweisbar ist.

Die Umsetzung dieser konstruktiven Maßnahmen würde ein weiteres Potential für die Erhöhung des durchschnittlichen Eigenenergieverbrauchs schaffen.

- Die Installation zusätzlicher Speicher führt aber zum Einen zum Nettoflächenverlust in den Gebäuden, zusätzlichen baukonstruktiven und haustechnischen Maßnahmen und letztlich zu einer marginalen Verschiebung des Gebäudemanagements vom Betrachtungszeitraum II (Übergangszeit) in den Betrachtungszeitraum III (Winter). Der finanzielle Aufwand dafür rechtfertigt nicht die möglichen energetischen Gewinne.
- Der Netzanknüpfungspunkt für eine wasserstoffbasierte Speicherung und Stromerzeugung wurde auf dem Gelände an einem der Außenverteiler auf der Hochvoltverteilung vorgesehen. Anschlussmöglichkeiten an das LWL-Netz sind ebenfalls vorhanden, sodass das Stromnetz um diese Komponenten erweitert werden könnte.
- Die Vergrößerung der PV-Flächen ist bei der gewählten Bebauung nicht möglich. Alle für eine PV-Nutzung zur Verfügung stehenden Flächen (Mietshäuser und Carports) wurden unter optimaler Flächenausnutzung und Neigung genutzt.

Grundsätzlich kann somit eine Langzeiteinschätzung wie folgt vorgenommen werden:

- Für den Betrachtungszeitraum I (Sommer) besteht ein erhöhter Steuerungsbedarf für die Gebäudetemperierung. Das Stromangebot ist so groß, dass eine 100 %-ige Autarkie erzielt werden kann. Der in hohem Maße anfallende Überschussstrom wird weiter in das Netz eingespeist. Es sei denn, dass eine zukünftige Zwischenspeicherung in Form von Wasserstoff oder großen saisonalen Wärmespeichern für den Betrachtungszeitraum III erfolgt.
- Im Betrachtungszeitraum II wird der Autarkiegrad von der Regelung in Form der direkten Ansteuerung der Wärmepumpe und des Lademanagements der Batterien und der thermischen Speicher bestimmt. Die hierzu notwendigen Maßnahmen wurden durch das Monitoring ermittelt und entsprechende Maßnahmen umgesetzt (siehe Kap. 2). Dadurch lässt sich der Netzbezug weiter verringern und für einen großen Zeitraum eine 100 %-ige Energieautarkie, auch in dieser Übergangszeit, erreichen.
- Die Möglichkeiten im Betrachtungszeitraum III (Winter) zur Erhöhung des Autarkiegrades (ca. 35 % - Kapitel 1.2.7) sind begrenzt. Der für die Energieversorgung erforderliche Netzbezug kann durch keine weiteren technischen Maßnahmen im Bereich der aktuellen Gebäudetechnik verringert werden. Eine technische Möglichkeit, die sich evtl. mit der Weiterentwicklung der

Wasserstofftechnologie ergibt, ist die Gewinnung von Strom über Brennstoffzellen mit dem zuvor im Betrachtungszeitraum saisonal gespeicherten Strom.

### 1.2.11 Untersuchungen zur Akzeptanz der neuen Energieversorgungsstrukturen in enger Zusammenarbeit mit der in-novare Weimar;

#### 1.2.11.1 Allgemein

Um die Akzeptanz der neuen Energieversorgungsstrukturen zu untersuchen sowie Meinungen, Erfahrungen und Kenntnisse der Bewohner des Stadtquartiers in die Untersuchungen mit einzubeziehen, wurden einerseits die Bewohner regelmäßig über die Vorgänge im Quartier informiert, Hinweise gezielt aufgenommen und ausgewertet sowie andererseits eine gezielte Befragung im Rahmen des Projektes durch die in-novare Weimar durchgeführt.

Ein entsprechender Fragebogen wurde erarbeitet und an die Bewohner im Quartier verteilt.

Neben den allgemeinen Fragen zur Person und dem Wohnquartier wurde auch das neue Wohn- und Finanzierungskonzept (z.B. Warmmietengarantie, Mieterstrommodell) hinterfragt. Schwerpunkt der Befragung lag aber neben dem Mobilitätsverhalten (E-Lagemöglichkeiten) auf der Energieversorgung und der daraus resultierenden Behaglichkeit und Nutzerzufriedenheit der Bewohner im Quartier.

Insgesamt nahmen 40 Haushalte an der Umfrage teil, wobei in einigen Fragebögen einige Fragen nur teilweise oder nicht beantwortet wurden.

Zum Zeitpunkt (November 2022) der Befragung lebten 57,5 % der Bewohner schon mehr als 2 Jahre und 42,5 % weniger als 2 Jahre im Quartier.

Es überwiegen die Ein- (40%) und Zwei- (57,5%)-Personenhaushalte im Quartier. Nur zwei Wohnungen sind von 3 Personen bewohnt. Die Ursache hierfür wird in der Altersstruktur der Bewohner deutlich. Es sind über 95% der Befragten älter als 60 Jahre. Mehrheitlich (58%) von den Befragten bewohnen dabei Zweiraum-Wohnungen und 42% Dreiraumwohnungen.

Insgesamt sind die Bewohner mit ihrer Wohnung, dem Wohnumfeld und den Angeboten des Quartiers sehr bis zufrieden (100%). Es wurde angemerkt, dass der Wohnkomplex sehr mieterfreundlich durchdacht ist, insbesondere auch für behinderte Bewohner die Barrierefreiheit gegeben ist.

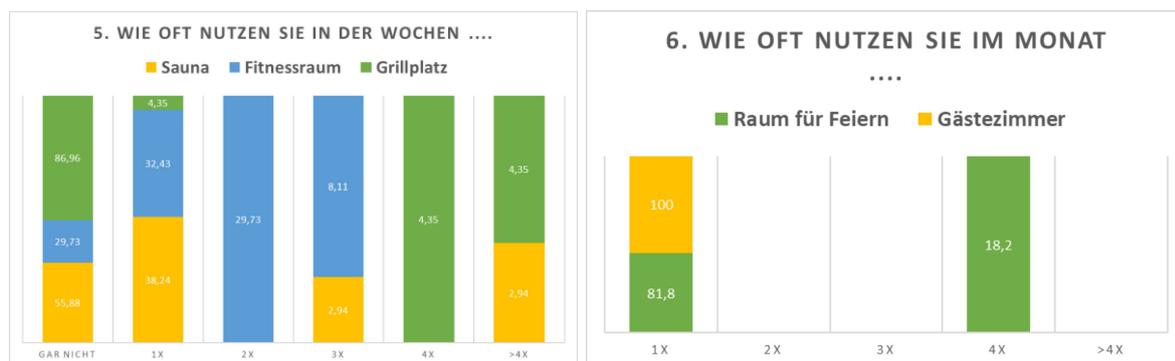


Abbildung 67: Nutzungsintensität des Zusatzangebotes (Sauna, Fitnessraum, Grillplatz links)(Gästezimmer, Raum für Feiern/Freizeitaktivitäten rechts)

Die zusätzlichen Angebote, wie Fitnessraum, die Sauna, der Raum zum Feiern sowie die zusätzlich im Quartier zur Verfügung stehenden Gästezimmer werden rege genutzt und als Zusatzgewinn für das Leben im Quartier angesehen und geschätzt (s. Abbildung 67). Die nahe Lage zu ÖPNV sowie Arzt und Einkaufsmöglichkeiten wurden als weitere positive Kriterium für das Leben in diesen Quartier genannt.

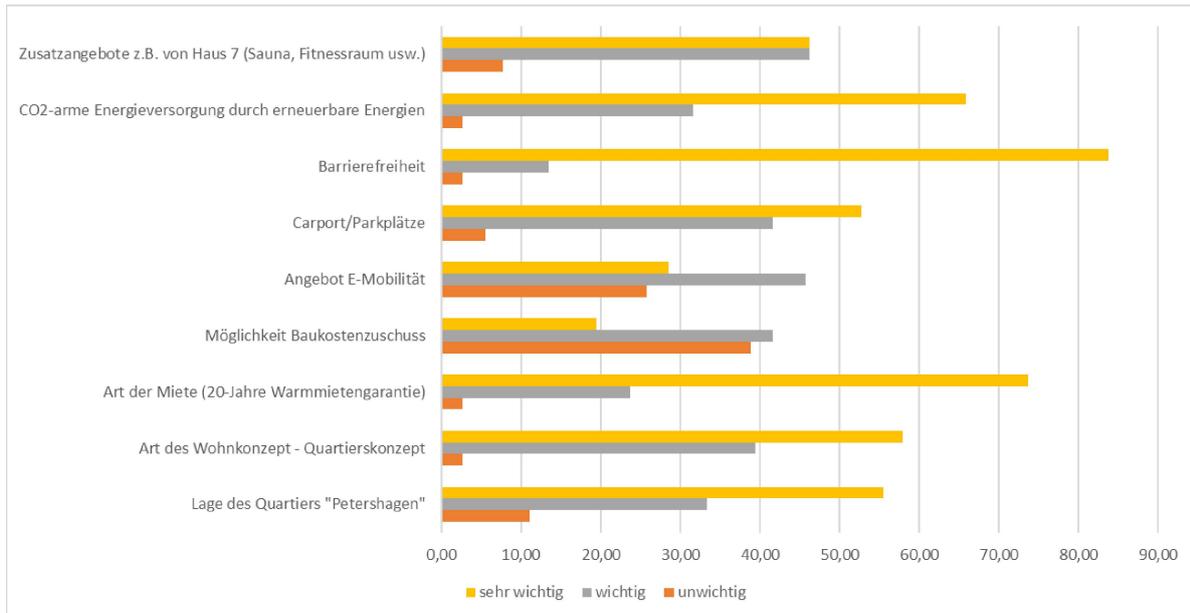


Abbildung 68: Entscheidung für Wahl des Wohnquartiers

Der hohe Stellenwert der Barrierefreiheit zeigt sich auch bei der Frage, warum man sich für dieses Quartier entschieden hat. Hier spielt die Barrierefreiheit neben der CO<sub>2</sub>-armen Energieversorgung und der 20 Jahre-Warmmietengarantie eine entscheidende Rolle (s. Abbildung 68).



Abbildung 69: Wertigkeit unterschiedlicher Ausstattungsmerkmale des Quartiers

Außerdem wurden von Vorteil bzw. als wichtiges Ausstattungsmerkmal neben dem Wohnumfeld im Haus bzw. der Wohnung die dezentralen Frischwasserstationen, die Niedertemperatur-Fußbodenheizungen und die Wohnraumlüftung/-kühlung im Sommer angesehen (s. Abbildung 69). Die „selbst regulierbare Temperatureinstellung“ wurde u.a. als positiv bewertet, wobei es zum Zeitpunkt der Befragung noch einige Probleme bei der raumbezogenen Umsetzung gab.

### 1.2.11.2 Verkehr und Mobilität im Quartier

Im Wohnquartier vorherrschend sind derzeit Autos, welche durch Benzin und Diesel angetrieben werden, gefolgt von Fahrräder ohne Antrieb. E-Bikes (Anzahl 8) und E-Auto (Anzahl 3) sowie E-Rollers sind bisher noch wenig im Quartier vertreten, so dass das Ladeverhalten auf die Stromversorgung im

Projekt nicht im Detail untersucht werden konnte bzw. das Laden der Fahrräder und E-Autos bisher keine Auswirkungen auf die Stromversorgung im Quartier hatte.

Die Autos werden in den Carports (56,6%) und auf den Parkplätzen (34%) auf dem Gelände geparkt, wobei bisher aufgrund der geringen E-Mobilität im Quartier nur 9,4% die Möglichkeiten der E-Ladestationen nutzen. 13,7% der Bewohner gaben an, dieses Angebot aber in Zukunft zu nutzen. Ein Bewohner teilte mit, dass sie sich aufgrund des im Carport vorhandenen 380V/16A Stromanschluss entschieden haben, ein E-Auto zu kaufen, nicht nur aus Umweltgesichtspunkten sondern um auch im Wohnumfeld „günstig zu tanken“. (s. Abbildung 70)

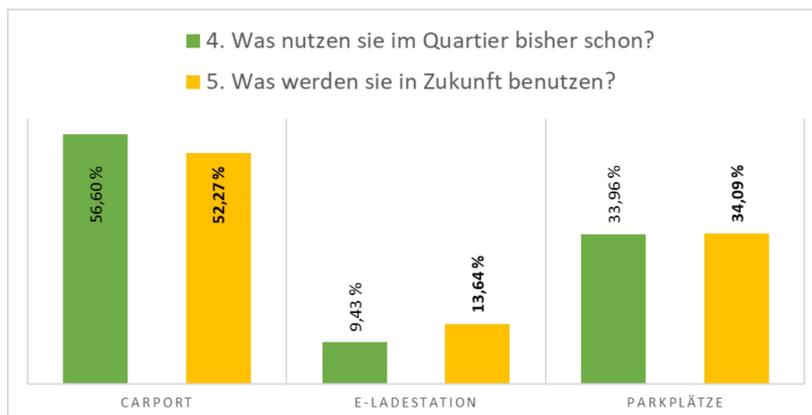


Abbildung 70: Nutzung der Park- und Lademöglichkeiten im Quartier

Wenn ein quartierseigenes E-Fahrzeug-Angebot (Sharing) eingerichtet würde, würden nur 18% der Befragten dies nutzen und dafür auf ihr eigenes Fahrzeug verzichten. Aber 73% der Befragten finden es wichtig, dass der Strom für die E-Mobilität direkt im Quartier erzeugt und bereitgestellt wird.

Ein Laden von E-Fahrzeugen nach vorgegebene Ladezeiten würden fast 70% der Befragten akzeptieren, wenn dadurch ein größerer Anteil an selbst im Quartier erzeugten Strom eingesetzt werden kann. Es gab hier eine Einschränkung, wenn dies mit der Arbeitszeit vereinbar wäre. (s. Abbildung 71)



Abbildung 71: Stromerzeugung für E-Fahrzeuge im Quartier (links) und Akzeptanz vorgegebene Ladezeiten

### 1.2.11.3 Umgesetzte Energieversorgung im Quartier

Nahezu 90% der Befragten wissen, dass das Wohnquartier fast vollständig mit erneuerbaren Energien für Strom und Wärme versorgt wird und fast 100% geben an, dass ihnen dies wichtig ist.

- Wärmeversorgung

Nur 2% gaben an weniger zufrieden mit der Wärmeversorgung mittels Niedertemperatur-Fußbodenheizung zu sein. Als Gründe wurden die individuelle Temperatureinstellung genannt, die als schwierig empfunden wurde. Auch die Kühlung im Sommer wird vom 97% Befragten als positiv bewertet (s. Abbildung 72). Es wird aber eine individuelle Temperatureinstellung pro Zimmer,

insbesondere auch im Sommer gewünscht. Da schien es beim Zeitpunkt der Befragung noch Probleme zu geben.

Im Wohnquartier wurde auch ein neuartiges Mietmodell mit einer für 20 Jahren fest geschriebenen Warmmiete umgesetzt. Bei der Frage nach der Akzeptanz dieses Modells wird deutlich, dass ca. 87 % auch weiterhin diese Vergütung der verbrauchsunabhängigen Wärmeversorgung mit Festpreis bevorzugen. Nur ca. 13 % bevorzugen eine verbrauchsabhängig Abrechnung, weitere ca. 10% kreuzten eine verbrauchsunabhängige Abrechnung über die Nebenkostenabrechnung (Festpreis) an.

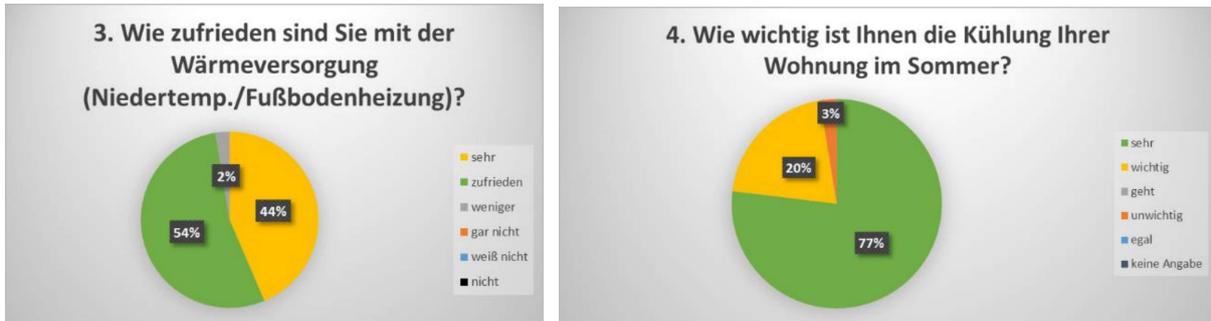


Abbildung 72: Zufriedenheit mit Wärmeversorgung (links) bzw. Kühlung (rechts)

- *Stromversorgung*

Ausschlaggebend für die Wahl des Stromversorgers waren in der Vergangenheit bei den Einwohnern zu ca. 78% die Verfügbarkeit/Sicherheit, zu 71% der Preis und immerhin zu ca.45 % das Ökostromangebot (s. Abbildung 73). Über 95% der Befragten geben an, dass es wichtig ist, den Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu beziehen.

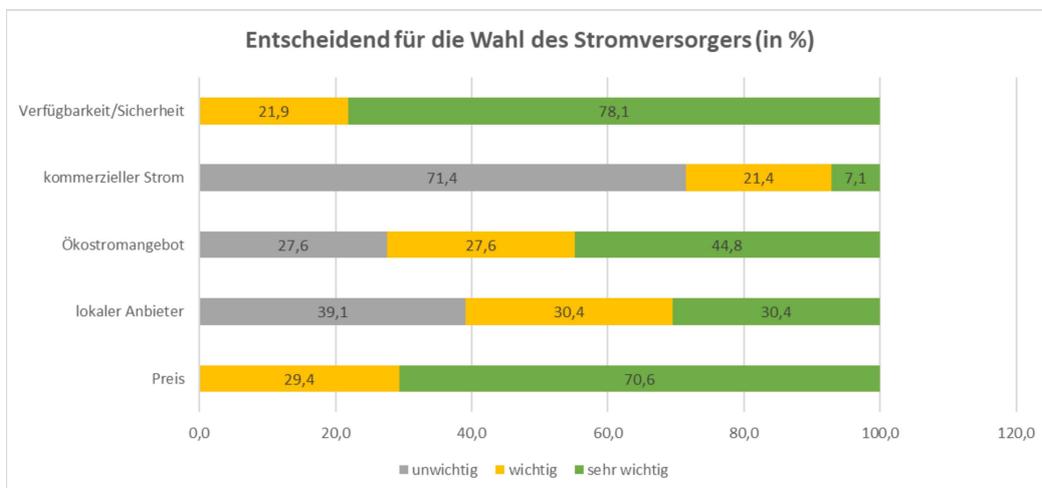


Abbildung 73: Gründe für Wahl des Stromanbieters

Eine überragende Zustimmung (90 % sehr gut und 10 % gut) gibt es deshalb auch für das Mieterstrommodell, d.h. das der selbst erzeugte PV-Strom auch im Quartier genutzt werden kann und bei den Bewohner im Quartier ankommt.

Auf die Frage, ob unterschiedliche Tarife für Tag- und Nachtstrom in den Wohnungen und Carports akzeptiert werden, bestätigen 76 % der Befragten dies. In einer Ausnahme wurde angemerkt, dass Nachtstrom nicht billiger sein sollte. (s. Abbildung 74)



Abbildung 74: Akzeptanz für Einführung von unterschiedlichen Tag-/Nachtstromtarife

## 1.3 ERZIELTE GESAMTERGEBNISSE DER ENERGIEINSELPROJEKTMANAGEMENT GMBH

### 1.3.1 Zusammengefasste Ergebnisse der Untersuchungen im Quartier

Der Gesamtwärmebedarf für das Quartier belief sich 2022 auf 423.944 kWh/a. Damit lag er um ca. 37.000 kWh/a niedriger als für die Auslegung der Erdwärmesonden-Anlage (460.800 kWh/a) aus der Heizlastberechnung angesetzt wurde.

Die Wärmeerzeugung über die Wärmepumpe (Heizung/Warmwasser) und damit die Erdwärmesonden-Anlage lag 2022 aber nur bei 287.269 kWh (Heizung: 138.286,00 kWh/a; Warmwasser: 148.983,00 kWh/a). Zusätzlich dazu wurden 136.675,00 kWh/a Wärme durch Power to Heat mittels Heizstäbe und PV-Strom in den Wärmespeichern für die Wärmeversorgung bereitgestellt.

D.h. 32% des Wärmebedarf wurden in 2022 durch Power to Heat über die Heizstäbe in den Wärmespeicher und die PV-Anlagen auf den Dächern erzeugt und nur 68% durch den Entzug von Wärme aus den Erdsondenfeldern mittels Wärmepumpe bereitgestellt.

Von dem für die Auslegung des Erdwärmesondenfeldes angesetzten Wärmebedarf von 460.800 kWh wurden so im Jahr 2022 nur 62,3 % (287.269 kWh) im Quartier für die Wärmebereitstellung genutzt. Die Erdwärmesondenanlage ist also somit viel zu groß ausgelegt. Es hätten durch Power to Heat im Quartier ca. 950 Bohrmeter und damit 8 von den kostenintensiven Erdwärmesonden eingespart werden können.

Die Gesamtstrommenge, die auf den Häusern durch die PV-Anlage bereitgestellt wurden, lag im Jahr 2022 bei 249.484 kWh.

Zusätzlich zu diesem selbsterzeugten PV-Strom auf den Häusern mussten aber immer noch 68.346,5 kWh aus dem Quartiersstromnetz bezogen werden. Dieser aus dem Quartiersnetz bezogene Strom wird einerseits durch Überschussstrom aus den anderen PV-Anlagen der anderen Häusern sowie dem erzeugten Strom auf den Carports gespeist. Wenn kein Strom im Quartiersnetz aus diesen Anlagen zur Verfügung stand, musste zusätzlich noch ein Stromnetzbezug aus dem zentralen Stromversorgungsnetz erfolgen.

Für den Betrieb der Wärmepumpe wurde 76.657,0 kWh Strom verwendet. Die Leistungszahl der Wärmepumpen lagen hierbei im Bereich von 6 in den Betriebszeiträumen I und II und durchschnittlich 4 im Betriebszeitraum III. Damit weit höher, als z.T. in der Praxis sonst erreicht wird. Durch den stromgeführten Betrieb der Wärmepumpen und die Bereitstellung von Wärme durch die Heizstäbe konnten die Anschaltungen also Taktzeiten der Wärmepumpe signifikant reduziert und die Anlaufzeiten weitestgehend in den Bereich, wenn Strom aus der PV-Stromproduktion zur Verfügung stand, verschoben werden.

Mit 136.674,9 kWh PV-Strom konnten durch die Heizstäbe (Power to Heat) Wärme in den Wärmespeichern der Häuser im Jahr 2022 als Wärme genutzt werden. In den Batterien wurden 50.883,7 kWh zwischengespeichert.

Die Energiebilanzen (auch in Herbst und Winter 2022/23) zeigen, dass immer noch vergleichsweise viel PV-Strom ins Netz eingespeist und auch PV-Strom aus dem Netz bezogen wurde. Um dies weiter zu optimieren, zeigen die Untersuchungen und Simulationen im Projekt, müssten die Stromspeicherkapazitäten in den Häusern weiter ausgebaut werden. Eine wirtschaftliche Umsetzung für den Investor konnte für diese zusätzliche Investition aber nicht aufgezeigt werden und wurde deshalb auch nicht im Vorhaben (keine Investitionsförderung) und Quartier umgesetzt.

In der Gesamtstrombilanz des Quartiers zeigt sich, dass es sich bei dem Quartier „EIPH“ um ein bilanzseitig Plus-Energie-Quartier (+43.743 kWh) handelt. Im Jahr 2022 wurden 170.044 kWh PV-Strom aus dem Quartier noch ins zentrale Stromnetz eingespeist. Gleichzeitig mussten, trotz des bereits weitestgehend optimalen Betriebs der Strom- und Wärmeversorgung im Quartier, noch 126.301 kWh Strom aus dem zentralen Stromnetz bezogen werden. Dieser zusätzliche Stromnetzbezug könnte zukünftig nur durch zusätzliche Speicherkapazitäten (z.B. Batteriespeicher oder Wasserstoffspeicher) im Quartier reduziert und damit eine komplette Unabhängigkeit des Quartiers von der Stromversorgung erreicht werden.

### 1.3.2 Integrale Planungsgrundlagen für andere Gebäude und vergleichbare Versorgungsstrukturen im Quartier

Nachfolgend wurde die wichtigsten Planungsgrundlagen für die Planung vergleichbarer Quartiere, aufgeschlüsselt auf die verschiedenen Leistungsphasen in den Honorarleistungen, zusammengeführt.

Diese dargestellten Planungsgrundlagen für andere Stadtquartiere ergaben sich aus den vorbereitenden und begleitenden Planungsaufgaben für die verschiedenen Komponenten der Sektoren (Strom-, Wärme-/Kälteversorgung/-bereitstellung) sowie den Erfahrungen aus dem begleitenden Monitoring während der Einfahrphase des Quartiers „EIPH-Petershagen“.

Im Einzelnen mussten dabei folgende Voraussetzungen geklärt werden, um die Anlagenkonfigurationen in der beabsichtigten Größe im Quartier zu errichten.

#### ➤ PV-Anlage bis 500 KW Peak (KG 400, HOAI § 73)

Leistungsphase Lph 1-3 (Entwurfsplanung)

- Anberaumung einer Netzverträglichkeitsprüfung,
- Abstimmen eines Meßstellenkonzeptes
- Auslegung und Planung einer Trafostation zur Einspeiserealisation
- Auslegung und Dimensionierung des Quartierstromnetzes
- Dimensionierung der PV-Anlagen auf den einzelnen Standorten
- Zusammenfassen der PV-Flächen zu Nutzungseinheiten < 100 kW

Leistungsphase Lph 4 (genehmigungsrechtliche Belange)

- Erarbeiten eines Brandschutzkonzeptes im Rahmen des Bauantrages und Abstimmung mit der Feuerwehr
- Erläuterung der EZE-Trennung (Sicherheitsabschaltung)
- Erarbeiten einer Gefährdungsbeurteilung für die technischen Anlagen

Leistungsphase Lph 5 (Ausführungsplanung)

- Planung der PV-Anlagen in Bezug auf den Betrieb (mit oder ohne Optimierer)
- Planung des Betriebszustandes bei Stromnetzausfall (Schwarzstart)
- Planung der FRSE's (Funkrundsteuerempfänger)
- Auslegung der Batteriegrößen zur Lastüberbrückung im sektorenübergreifenden Betrieb

Leistungsphase Lph 6/7 (Ausschreibung)

- Ausschreibung und Vergabe nach den für den Investor gültigen Vergaberichtlinien

## Leistungsphase Lph 8

- Mieterstrommodell, Anlagenteile  $\leq 100$  KW mit Inbetriebnahme jeweils nach einem Jahr und einem Tag
- Inbetriebnahmeanzeige nach physischer Errichtung
- Anmeldung der jeweiligen PV-Anlage im MaStR (Marktstammdatenregister)
- Anmeldung der jeweiligen Batterie im MaStR (Marktstammdatenregister)
- Anfrage der MAKO / MELO-ID der abgestimmten Meßstellen beim Netzbetreiber
- Zustellung der MAKO/MELO-ID an den Messstellenbetreiber
- Veranlassung der Installation der Messeinrichtung (en)
- Einbau und Inbetriebsetzung mit dem Netzmeister des Netzbetreibers
- Inbetriebsetzungsanzeige beim Netzbetreiber

### ➤ 2. Elektro-Anlage (KG 400, HOAI § 53)

#### Leistungsphase Lph 1-3 (Entwurfsplanung)

- Umsetzung des Meßstellenkonzeptes in den Stromlaufplan
- Planung eines Trafo's zur Einspeiserealisierung
- Auslegung und Dimensionierung des Quartierstromnetzes
- Einarbeitung der PV-Anlagen und Batterien in die Stromnetzplanung
- Auslegung der Datenübertragungsleitung zum Zentralserver (z.B. LWL bei  $> 100$ m)

#### Leistungsphase Lph 4 (genehmigungsrechtliche Belange)

- Erarbeiten eines Brandschutzkonzeptes für die Elektroanlage im Rahmen des Bauantrages
- Planung des Schlüsseltresors für die Abschaltung der E-Anlage im Brandfall
- Erarbeiten einer Gefährdungsbeurteilung für die technischen Anlagen

#### Leistungsphase Lph 5 (Ausführungsplanung)

- Standortplanung für Wechselrichter, Batterie
- Auslegung des Lastabfallrelais im Trafo anhand der beabsichtigten Laststufen der Inbetriebnahme
- Auslegung des 4Q-Zählers im Trafo mit sequenziertem Signal zur Erfassung des Lastzustandes
- Auslegung und Planung der für die Meßstellen erforderlichen Verteiler

#### Leistungsphase Lph 6/7 (Ausschreibung)

- Ausschreibung und Vergabe nach den für den Investor gültigen Vergaberichtlinien

#### Leistungsphase Lph 8

- Veranlassung der Installation der Messeinrichtung (en) für die Allgemeinbereiche
- Veranlassung der Installation der Messeinrichtung (en) für die Nutzereinheiten (Mieter, Carports etc.)
- Einbau und Inbetriebsetzung mit dem Netzmeister des Netzbetreibers
- Inbetriebsetzungsanzeige beim Netzbetreiber
- Berücksichtigung der externen Meßeinrichtungen aus der MSR
- Installation von Akteuren, die zusätzlich installiert werden müssen (z.B. Lastrelais für Kartuschen)
- Umsetzung der Netzwerkstruktur (z.B. LWL-Kabel mit Übergabetool)

### ➤ 3. TGA-Anlage (KG 400, HOAI § 56)

#### Leistungsphase Lph 1-3 (Entwurfsplanung)

- Ermittlung der thermischen Lasten der Gebäude für Heizen, Warmwasser, Kühlen
- Erstellen von Jahreslastprofilen
- Auslegung der thermischen Komponenten
- Auslegung der Datenübertragungsleitung zum Zentralserver (z.B. LWL bei  $> 100$ m)

#### Leistungsphase Lph 4 (genehmigungsrechtliche Belange)

- Erarbeiten einer Gefährdungsbeurteilung für die technischen Anlagen
- Nachweis des Gebäudestandards nach GEG (vormals EnEV)

#### Leistungsphase Lph 5 (Ausführungsplanung)

- Standortplanung für Wärmeerzeuger, Kühlung, Speicher

- Auslegung der Speichergrößen, Pumpengruppen und Hydrauliknetzberechnung
- Auslegung und Planung der, für die Messstellen erforderlichen, baulichen Voraussetzungen zur Verbrauchserfassung

Leistungsphase Lph 6/7 (Ausschreibung)

- Ausschreibung und Vergabe nach den für den Investor gültigen Vergaberichtlinien

Leistungsphase Lph 8

- Veranlassung der Installation der Messeinrichtung (en) für die Nutzungseinheiten
- AwSV-Abnahme der Wärmepumpenstationen

➤ 4. Geothermie-Anlage (KG 400, AHO Heft 26)

Leistungsphase Lph 1-3 (Entwurfsplanung)

- Erarbeitung der geohydrologischen Grundlagen einer thermischen Nutzung des Untergrundes
- Erarbeitung eines Versorgungskonzeptes anhand der ermittelten thermischen Lasten
- Erste Abstimmungen mit den genehmigenden Behörden (UWB, LBGR)
- Durchführung einer GRT-Bohrung (geothermal response test) mit anschließender GRT-Messung
- Auslegung und Dimensionierung des Sondenfeldes mit EED (s, Abbildung 79)

Leistungsphase Lph 4 (genehmigungsrechtliche Belange)

- Erstellen eines Standortplanes für die optimale Anlagenkonfiguration
- thermohydrodynamische 3-D-Simulation der zu erwartenden Untergrundtemperaturen

Leistungsphase Lph 5 (Ausführungsplanung)

- Festlegung der Materialien für Erdwärmesonde und Verpressmaterial
- Hydrauliknetzberechnung

Leistungsphase Lph 6/7 (Ausschreibung)

- Ausschreibung und Vergabe nach den für den Investor gültigen Vergaberichtlinien

Leistungsphase Lph 8

- Überwachung der fachgerechten Errichtung der Geothermieanlage
- AwSV-Abnahme der Anlage
- Inbetriebnahmeanzeige der Ablage bei den genehmigenden Behörden

➤ 5. Hochbau (KG 300, § 35 HOAI)

Leistungsphase Lph 1-3 (Entwurfsplanung)

- Zusammenfassung des Raumbedarfes und der Standorte der technischen Komponenten
- Einarbeitung in die Grundrisse (Gebäude und Außenanlagen)
- Erarbeitung von technischen Schnittstellen (z.B. unterschiedliche Befestigungen der PV-Anlage)

Leistungsphase Lph 4 (genehmigungsrechtliche Belange)

- Erstellen eines Gesamtbrandschutzkonzeptes (mit Feuerwehraufstellflächen und Notabschaltung) unter Berücksichtigung der PV-Stromanlagen

Leistungsphase Lph 5 (Ausführungsplanung)

- Berücksichtigung der technischen Anforderungen der haustechnischen Anlage (z.B. Durchbrüche)

Leistungsphase Lph 6/7 (Ausschreibung)

- Ausschreibung und Vergabe nach den für den Investor gültigen Vergaberichtlinien

Leistungsphase Lph 8

- Gesamtleitung in Abstimmung mit den Fachplanern

➤ 6. MSR (KG 400, § 53 HOAI)

Leistungsphase Lph 1-3 (Entwurfsplanung)

- Erarbeitung eines Reaktorenplans anhand des Messstellenkonzeptes PV, Elektro und TGA
- Erarbeitung eines Akteurenplanes anhand der geforderten Anlagenfunktionen
- Bildung einer Struktur zur Datenerfassung und Datenbankverwaltung

#### Leistungsphase Lph 4 (genehmigungsrechtliche Belange)

- Ermittlung der datenschutzrechtlichen Belange und Einholen der Genehmigung von Bauherren

#### Leistungsphase Lph 5 (Ausführungsplanung)

- Vorgabe der externen Meßeinrichtungen falls nicht in den Komponenten bereits vorhanden (z.B. Stromzähler und Wärmemengenzähler in der Wärmepumpe)
- Vorgabe von Akteuren, die zusätzlich installiert werden müssen (z.B. Lastrelais für Kartuschen)
- Vorgabe der Netzwerkstruktur und -anforderungen.

#### Leistungsphase Lph 6/7 (Ausschreibung)

- Ausschreibung und Vergabe nach den für den Investor gültigen Vergaberichtlinien

#### Leistungsphase Lph 8

- Inbetriebnahme der Meßstellen, Akteure und Reakteure
- Erfassung der Daten in Datenbanken
- erste Auswertungen der Daten
- Ansprache der Reakteure
- Ermittlung der technischen Grenzen der Reakteure
- Erfassung nötiger Steuer- und Reaktionszeiten (z.B. Einschalt- und Ausschaltzeiten WP)
- Einteilung von Anlagenzuständen für Programmalgorithmen (Betrachtungszeiträume)
- Erstellen und Präzisieren von Regelungsmodulen für Anlagenzustände

Zusammenfassend mussten bei der Planung zusätzlich zur konventionellen Errichtung solcher Anlagen die, für die sektorübergreifende Kombination, notwendigen Planungsschritte sowohl inhaltlich als auch terminlich abgebildet werden. Besondere planerische Aufmerksamkeit wurde hierbei gelegt auf:

- Kühllastberechnung als Regenerationsfaktor zum Energieentzug aus dem Erdoberflächengangermittlung und frequentierte Steuerung der Heizstäbe, um Spitzenlasten zu vermeiden,
- Anlegen eines Lastenheftes für die Darstellung der Zusammenhänge zwischen Wärme und Strom- Terminierung der physischen Fertigstellung und Anmeldung der PV-Anlagen für das Mieterstrommodell

Im Ergebnis können aus dem Projekt die planerischen Grundlagen entnommen werden, um z.B., über den Anteil der elektrisch erzeugten Wärme in adäquaten Projekten, das Geothermiefelder verkleinern zu können.

### **1.3.3 Lösungsansätze sowie deren Vor- und Nachteile auch für andere komplexe Versorgungsstrukturen und der Netzintegration in die bestehende zentrale Stromnetzinfrastruktur**

Für vergleichbare Quartiere mit geothermischer Wärme-/Kälteversorgung, stromgeführten Wärmepumpenbetrieb, großen PV-Anlagen mit Strom- und großen Wärmespeichern sowie einer eigenen Stromringleitung kann aus den Projekterfahrungen mit dem Quartier „EIPH-Petershagen“ abgeleitet werden, daß ein solches Wohnquartier weitgehend autark, insbesondere in den Sommermonaten (Betrachtungszeit I) sowie Übergangszeiten (Betrachtungszeit II) betrieben werden kann und das dieses auch wirtschaftlich umsetzbar ist. D.h. die Aufwendungen für die Versorgungsstrukturen und dem Betrieb der Anlagen decken sich mit den Einnahmen aufgrund des Mieterstrommodells aus dem Mieteinnahmen.

Aber auch ohne Mieterstrommodell sind solche sektorengerkoppelten Versorgungsstrukturen durch die Netz-Einspeisevergütung wirtschaftlich umsetzbar.

Insbesondere der Nachweis, dass durch Power to Heat die Geothermiefelder zur Wärmeversorgung erheblich kleiner ausgelegt werden können und der technische Aufwand für die Wärmespeicher und

Integration von Heizkartuschen in die Wärmespeicher vergleichsweise gering sind, bieten neue Lösungsansätze für sektorenggekoppelte Strukturen.

Im Projekt Energieinsel Petershagen liegt das Einsparungspotential bei ca. 950 Meter, d.h. mit 8 Bohrungen weniger hätten die Wärmeversorgung im Quartier sichergestellt werden können. Bei der Annahme von 6.500 Euro/Erdwärmesonde würden sich hiermit Einsparungen von 55.000 Euro für das Quartier bei geschätzten Mehrkosten von 25.000 Euro (Wärmespeicher und Heizkartuschen) ergeben.

Neben diesen ökonomischen Vorteilen kann auch der geringere Platzbedarf für die Wärmeversorgung in Innenstädten ein Vorteil sein und zukünftig zu mehr geothermischer Wärmeversorgung langfristig führen. D.h. mehr Gebäude können mit den aufzubauenden Geothermieanlagen versorgt bzw. weitere Gebäude an bestehende Anlagen angeschlossen werden.

Außerdem wird die Beeinflussung des Untergrundes durch den Wärmeentzug und die Wärmeeinspeisung infolge der geringen Energiebedarfe verringert, zeigen die Untersuchungen und Simulationen (FEEFLOW, EED) im Projekt.

Ein weiterer Vorteil des im Projekt „EIPH-Petershagen“ umgesetzten Versorgungskonzeptes ist, dass Stromlastgänge und -spitzen in den einzelnen Häusern zwischen den Häusern im Quartier ausgeglichen und außerdem die Speicherkapazitäten (Wärme) in den Häusern so optimal genutzt werden können. Es wird so nur Quartiers-Überschussstrom ins zentrale Stromnetz und nicht die Lastspitzen der PV-Anlagen auf den einzelnen Gebäuden ins zentrale Stromnetz eingespeichert.

Ein Nachteil dabei und in der umgesetzten Quartierslösung war und ist, dass die Batterien in den Häusern aufgrund der Stromsensoren bisher nur durch die hauseigenen PV-Anlagen beladen werden können, d.h. zum Lastausgleich im Quartier nicht zur Verfügung stehen. Hier sind weitergehende technische Lösungen zur Netzintegration ins Quartiersstromnetz zukünftig erforderlich und mit den Batterieanbietern zu entwickeln, insbesondere, wenn größere Stromspeicherkapazitäten in den Häusern aufgebaut werden sollen.

Für einen hohen Autarkiegrad solcher Wohnquartiere sind einerseits aber vergleichsweise große PV-Stromerzeugungskapazitäten erforderlich. Andererseits können PV-Einheiten diese Größe jedoch nur autark aufgestellt werden, wenn saisonale Energiespeicher in die Quartiere integriert werden. Dies ist zum Stromspitzenlastabbau sowie zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquote (Kurzzeitspeicherung) im Quartier unerlässlich. Dafür stehen jedoch aktuell keine geeignete stromspeichernden Medien (Batterien) zur Verfügung. Da diese Strombatterien zur Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit auf hohe Lade- und Entladezyklen angewiesen sind. Eine Langzeitspeicherung von Strom führt zur Verringerung der Speicherkapazität bzw. sogar zu einem kompletten Funktionsverlust der Batterien.

Daher sollte in solchen Projekten über Stromspeicher mittels der Erzeugung und Lagerung von Wasserstoff oder die Langzeitspeicherung von Wärme in alternativen saisonalen Speicher (Wasser-, Eis-, thermochemische Speicher, gegebenenfalls Containersystemen) nachgedacht werden. Die entsprechenden Netzanknüpfungspunkte (Verteilerschränke) oder hydraulische Weichen für Thermospeicher können problemlos vorgehalten werden.

Bei einem Betrieb einer wasserstoffbasierten Eigenstromversorgung auf Basis selbsterzeugten PV-Stroms ist jedoch zu beachten, dass ein Inselbetrieb nur möglich ist, wenn bei Netzausfall eine komplette Netztrennung mit einer Eigenfrequenzerzeugung von 50 Hz erfolgen kann. Das bedingt ein umfangreiches Lastenmanagement mit einer entsprechenden Netzübergabestation.

Eine weitere Möglichkeit der Energieeffizienzsteigerung bietet die Einbindung von bestehenden Infrastrukturen zur Unterstützungsverorgung in Nahwärme- oder auch Nahkältenetzen. Über die Einbeziehung von externen Wärmeerzeugern, wie z.B. dem Nahwärmenetz eines örtlichen Energieversorgers in das Kaltwärmenetz einer Geothermieanlage lassen sich die Temperaturen in dem dezentralen Netz entsprechend hoch halten. Damit kann der Wirkungsgrad der Wärmepumpen erhöht

und/oder auch Mischstrukturen mit Altbaubeständen in die Gesamtversorgungsstruktur integriert werden. Die dafür erforderlichen Vorlauftemperaturen für Hochtemperaturwärmepumpen lassen sich über einen so genannten „Wärmetrafo“ realisieren. Ein entsprechender Patentantrag für diese technische Lösung und Umsetzung wurde am Rande des Projektes von der Energieinsel Projektentwicklung GmbH gestellt und befindet sich aktuell in der Bearbeitung.

Insgesamt kann festgestellt werden, auch wenn eine Eigenstromversorgung, wie im Projekt EIPH, beabsichtigt ist, ob für den Strombezug und/oder die Wärmeversorgung, muss die Anlagenerrichtung unter Einbindung in das öffentliche Netz an einem Netzanknüpfungspunkt erfolgen.

Die Auswirkungen auf das öffentliche Netz verhalten sich technisch bedingt divergent zum Autarkiegrad des Quartiers. Während im Betrachtungszeitraum I (Sommer) mit 70 % der Erzeugerleistung die Einspeisung sehr hoch ist, im Betrachtungszeitraum II (Übergangszeit) die Einspeisung und der Bezug sehr niedrig ausfallen, liegt der Bezug im Betrachtungszeitraum III (Winter) zwischen 70 und 100 % des Quartiersbedarfes an Strom.

Dieser Zustand hat genau die Auswirkungen, welche im Vorfeld eines solchen Projektes eine Netzverträglichkeitsprüfung erforderlich machen und inzwischen auch bereits zu Absagen von PV-Flächen seitens der Netzbetreiber führen. Hintergrund dafür sind die aktuell gebräuchlichen, statischen Trafos, welche auf der Versorgungsseite (Netzeingang) für einen Strombezug und auf der Ausgangsseite (Stromabgabe in Ort, Quartier oder Straße) für eine im Voraus berechnete Stromabnahme konfektioniert sind und damit einen innerhalb eines Rahmens stattfindenden Verbrauch sicherstellen.

Mit zunehmendem Ausbau von PV-Anlagen sinkt im Betrachtungszeitraum I die Abnahme und wandelt sich in einen entgegengesetzten Stromanstieg um. Dieser kann auf der Ausgangsseite der Trafos nicht mehr verarbeitet werden, wodurch diese entweder zwangsabgeschaltet werden müssen oder Schaden nehmen.

Die Lösung dafür wären dynamische Trafos, die sich dem Stromanstieg und -abfall auf der Versorgungs- und Ausgangsseite anpassen können bzw. in der Lage sind, die Versorgungssituation umzukehren. Diese stehen zwar technisch bereits zur Verfügung, die Umrüstung ist jedoch mit erheblichen Kosten und technischen Problemen verbunden, wodurch der Netzausbau momentan noch sehr gering ausfällt. Mit diesem Umstand einher geht die vorhandene Dimensionierung der Versorgungsleitungen, deren Querschnitte ebenfalls auf die normalen Nutzungsprofile ausgelegt sind.

Um einen hohen Autarkiegrad eines Projektes der Größe der Energieinsel zu halten oder im besten Fall diesen zu erhöhen, sind jedoch PV-Anlagen mit Erzeugerkapazitäten erforderlich, die technisch bedingt im Betrachtungszeitraum I eine erhebliche Überschussproduktion ins Netz abgeben. Lösungen gegen die Ablehnungen solcher Anlagen wären entweder dezentrale Netzdienstleister zur Glättung von Spitzenlasten in Form von Strom- oder Wärmespeichern in der Nähe der Erzeugeranlagen oder die Möglichkeit der aktiven Einspeisedrosselung durch den Anlagenbetreiber, welche in der Praxis bis dato noch nicht gegeben ist. Ein Grund dafür liegt, nachvollziehbar, in Sicherheitsaspekten. Wenn die Abschaltung oder Drosselung sowie die Wartung der Sicherheitsanlagen dem Anlagenbetreiber überlassen wird, kann dies zu Funktionsbeeinträchtigungen führen. Dieses Risiko kann bei Arbeiten am öffentlichen Netz Gefahrenpotential bergen, da die Versorgungsseite durch den Netzbetreiber abgeschaltet werden kann, die Abnahmeseite, welche im Fall der Eigenproduktion ebenfalls zur Versorgungsseite wird, jedoch weiter ins Netz einspeist.

Grundsätzlich liegen für dezentrale Versorgungskonzepte mit einem Potential zur Energielieferung noch keine gesetzlichen Regelungen vor, die den Betrieb solcher Anlagen gewährleisten und die Lastenübergänge sowie die verlässliche Zuständigkeit bei der Übergabe und der Betriebsverantwortung klären. Grundsätzlich lassen sich energieautarke oder teilweise energieautarke Projektstrukturen in die bestehenden Netze integrieren. Dabei muss bei einer Sektorenkoppelung auf die speziellen Bedingungen des allgemeinen Netzbetriebes eingegangen werden.

Diese Verpflichtung entsteht aus dem Versorgungsauftrag des Netzbetreibers und der Absicherung des Inselbetreibers für den Fall des Anlagenausfalls. Zudem laufen die PV-Anlagen netzgeführt, d.h. die Frequenz, in der die Wechselrichter den Strom ins Netz abgeben, wird vom allgemeinen Netz erfasst und übernommen. Eine Abweichung in der Netzfrequenz würde unmittelbar Störungen bei den Netzabnehmern hervorrufen. Diese Netzanbindung hat jedoch zur Folge, dass vor dem Errichten vom Netzbetreiber eine Freigabe der geplanten Anlage nach einer Netzverträglichkeitsprüfung zu erfolgen hat. Auch nach der Errichtung behält sich der Netzbetreiber vor, die Anlage bei technischer Notwendigkeit außer Betrieb zu setzen. Dies trifft zu, wenn im Netz unvorhergesehene Spitzenlasten eintreten oder Reparaturarbeiten am öffentlichen Netz im Schaltbereich der PV-Anlage durchgeführt werden müssen.

Ein Inselbetrieb ist aus den Erkenntnissen des Forschungsprojektes aufgrund der energetischen, wenn auch geringen, Unterdeckung nicht möglich bzw. aktuell aufgrund der gesetzlichen Rahmenbedingungen auch nicht zulässig.

Hier wäre eine gesetzliche Regelung erforderlich, die es ermöglicht PV-Anlagen in der geforderten Größe zu errichten und den überschüssigen Strom, sofern dieser nicht benötigt wird und auch nicht ins Netz abgegeben werden kann, im Quartier (z.B. auch in saisonale Wärmespeicher) abzuleiten oder die Erzeugung selber herunter zu regeln ist.

## **1.4 GEOTHERMIEFELD UND HYDROGEOLOGISCHE STANDORTBEDINGUNGEN (AQUA-THERMIC INGENIEURGESELLSCHAFT MBH)**

### **1.4.1 Messtechnische Erfassung/Auswertung des Energieaustausch aus der Erdwärmesonden-Anlagen sowie Optimierung der Gesamtversorgung unter Berücksichtigung der hydrogeologischen Standortbedingungen**

#### **1.4.1.1 Geologische und hydrogeologische Grundlagen für die Auslegung und das Monitoring der Geothermie-Anlage des Quartiers**

Für die Auslegung und das Monitoring der Geothermie-Anlage des Quartiers sind die hydrogeologischen Standortbedingungen entscheidend.

Zur Erstellung des hydrogeologischen Schichtmodells des Geothermiefeldes am Standort des Wohnquartiers „EIPH“ wurden entsprechende Datengrundlagen vom webbasierten Geoportal des LBGR Brandenburg [U1], [U2] bezogen, so dass zur Charakterisierung der geologischen, hydrogeologischen und geothermischen Gegebenheiten im Untersuchungsgebiet ausreichende Projektdaten zur Verfügung standen. Hierzu zählen geologische Bohrdaten, sowie Kartenmaterial zu den Themen Grundwasserdynamik und Flurabstand. Die zur Berechnung notwendigen geohydrologischen Kenndaten wurden, über einer GRT-Messung, an einer vollständig ausgebauten Erdwärmesonde ermittelt.

Zur Abgrenzung des Modellgebietes wurde die hydraulischen Fließlänge in Abstromrichtung für 25 Jahre (L<sub>25</sub>) abgeschätzt. Auf dieser Grundlage erfolgte die Festlegung des Modellgebietes in ausreichender Größe, um die thermischen Auswirkungen eines 25-jährigen Anlagenbetriebes berechnen zu können. Der Grundwasserleiter 1 (17-35m) ist am Standort nur eingeschränkt wasserführend. Für die Berechnung der Fließlänge wurde deshalb ein mittlere  $k_F$ -Wert von  $5 \cdot 10^{-4}$  m/s angesetzt.

Im Ergebnis der Simulation wurde eine hydraulische Fließlänge von ca. 1.190 m abstromig des EWS-Feldes berechnet. Ca. 1,7 km abstromig des Standortes liegt die Isohypse 44 m NHN, welche als abstromige Modellgrenze definiert wurde. Somit ist das Modellgebiet ausreichend groß gewählt worden.

Die westliche und östliche Modellgrenzen wurden entlang von Randstromlinien so gewählt, dass dort sogenannte No-flow Randbedingungen im numerischen Modell zur Anwendung kamen. Das Modell-



Sondenunterkante liegt in einer Tiefe von -44 m NHN, so dass zwischen Sondenunterkante und Modellunterkante noch 33 m verbleiben.

Das Grundstück liegt regionalgeologisch auf der Barnim-Hochfläche nördlich vom Berliner Urstromtal. In einer Niederung ca. 3 km südöstlich befindet sich der Stienitzsee. Es handelt sich dabei um eine Grundmoränen und Sanderflächen mit vorwiegend weichselzeitlichen Ablagerungen (qw). Die Angaben der geologischen Karte im Maßstab 1:25.000 (GK25) und der hydrogeologischen Profischnitte wurden durch die Schichtansprache der GRT-Bohrung weitestgehend bestätigt.

Der Standort ist oberflächennah durch Ablagerungen der Schmelzwasser der Weichsel-Kaltzeit (qw1, sdr) und Grundmoränenbildungen der Weichsel-Kaltzeit (qw1, gm) gekennzeichnet. Die Teufe der GRT-Bohrungen beträgt 99,5 m u. GOK. In der GRT-Bohrung wurden ausgehend von der Geländeoberkante ca. 1,5 m Kies erbohrt, welche dem GWL1 zugerechnet werden kann. Unterhalb der grundwasserführenden Schichten sind ca. 24 m (54-78 m u. GOK) Schluff und Ton im Ergebnis der GRT-Bohrung angeschnitten worden, welche der grundwasserhemmende Schicht der Saale-Kaltzeit (qs) zugeordnet werden. Durch diese Schicht werden der GWL2 und der GWL3 voneinander hydraulisch getrennt. Unterhalb der grundwasserhemmenden Schicht wurden 17 m (78-95 m u. GOK) Sand bis Kies erbohrt, welche dem GWL3 der Holstein- Warmzeit (qhol) zugerechnet werden kann. (s. Abbildung 76 und Tabelle 14)

Unterhalb der grundwasserführenden Schicht wurden 4,5 m Schluff und Mergel in der GRT-Bohrung bis zur Endteufe bei ca. 99,5 m u. GOK erbohrt, welche der Elster-Kaltzeit (qe) zugerechnet wird. Wie aus den Auswertungen des Profils abzuleiten ist, wechselt sich Lockergestein mit feinkörnig bis bindigem eng gelagerten Schichten ab. Die Aufteilung der wassergesättigten und bindigen Schichten liegt etwa im Verhältnis 54 % wasserdurchströmt zu 46 % bindiger Böden.

Infolge der relativ hohen Fließgeschwindigkeit durch den Durchlässigkeitsbeiwert  $k_f$ -Wert  $8 \times 10^{-3}$  m/s der relevanten Grundwasserleiter stehen in der energetischen Betrachtung große Energieerträge aus diesen zur Verfügung. Dies spiegelt die durchschnittliche spezifische Wärmeleitfähigkeit von 2,4 W/mK wieder. Andererseits führen die mit 46 % anteilig vorhandenen eng gelagerten Schichten zu ebenfalls sehr guten Bedingungen der Speicherung von Energieeinträgen im Sommer. Dies kann zu einer Bereitstellung einer hohen Soletemperatur zu Beginn der Heizperiode führen, wurde im Rahmen der Planung der Anlage eingeschätzt und konnte im Rahmen des Projektes bestätigt werden. (s. Abbildung 76 und Tabelle 14)

*Tabelle 14: Geohydrologische Kenndaten des HSM-Modells*

| Modellschicht (HSM) | Lithologie                          | Mächtigkeit [m] | $k_r$ (horizontal) [m/s]* | Effektive Porosität [-] | Effektive Wärmespeicherkapazität [MJ/m <sup>3</sup> x K] | Effektive Wärmeleitfähigkeit [W/m x K] | GWL/ GWH |
|---------------------|-------------------------------------|-----------------|---------------------------|-------------------------|--|--|----------|
| 1                   | Kies, Sand                          | 1,5             | 5,00E-04                  | 0,20                    | 2,45   | 3,0                                    | GWL1     |
| 2                   | Ton, Schluff, Fein- bis Mittelstand | 13,0            | 5,00E-06                  | 0,05                    | 2,40   | 2,4                                    | GWH      |
| 3                   | Mergel kalkfrei bis kalkhaltig      | 8,0             | 1,00E-06                  | 0,05                    | 2,00   | 2,00                                   |          |
| 4                   | Feinsand, Mittelkies                | 11,5            | 1,00E-04                  | 0,20                    | 2,40   | 2,60                                   | GWL2     |
| 5                   | Sand, Mergel                        | 8,0             | 5,00E-05                  | 0,20                    | 2,25   | 2,50                                   |          |
| 6                   | Fein- bis Mittelkies                | 12,0            | 5,00E-04                  | 0,20                    | 2,40   | 2,60                                   | GWH      |
| 7                   | Schluff, Ton                        | 24,0            | 1,00E-06                  | 0,05                    | 2,40   | 1,80                                   |          |
| 8                   | Kies, Sand                          | 17,0            | 5,00E-04                  | 0,20                    | 2,45   | 2,80                                   | GWL3     |
| 9                   | Schluff, Mergel                     | 35,00           | 1,00E-06                  | 0,05                    | 2,20   | 2,00                                   | GWH      |

#### 1.4.1.2 Auslegung der Geothermie-Anlage für das Quartier

Aufgrund der Größe des Wohngebietes und des erforderlichen Energiebedarfs wurde das Erdwärmesondenfeld für das Gesamtquartier auf Basis eines Thermal Response Tests (GRT) und einer darauf aufbauenden Modellbildung mit thermohydrologischen Simulationen ausgelegt (s. Abbildung 77).

Aus den geologischen und hydrogeologischen Untersuchungen der Grundwasserverhältnisse geht hervor, das Schichtenwasser in unterschiedlichen Tiefen (ca. 1,50 bis 6,20 m unter GOK) vorhanden ist und beim Thermal Response Test wurde eine Wärmeflussdichte von  $0,07 \text{ W/m}^2$  ermittelt.

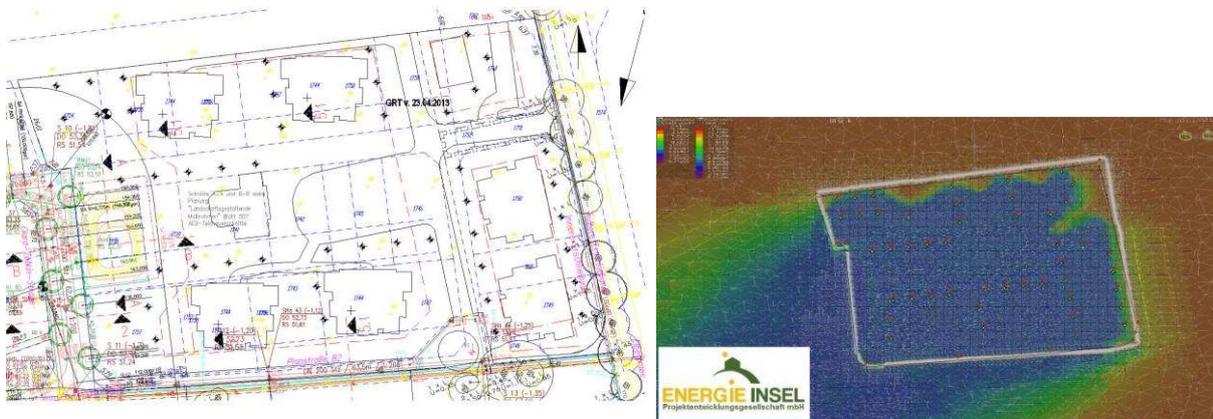


Abbildung 77: Bohrfeld und Bohrfeldsimulationen für die Doppel-U-Rohr-Erdwärmesonden

Aus diesen Ergebnissen und der entsprechenden thermohydrologischen Simulation wurde bei einem geplanten Sondenabstand von 10 m, eine Gesamtentzugsleistung von 460.000 kWh/a und für die Einzelbohrung von ca. 38 W/m ermittelt. Hieraus ergibt sich ein Sondenfeld mit 45 Erdsonden a 99,8 m Bohrtiefe für die Wärmeversorgung des Stadtquartiers „EIPH Energieinsel Petershagen“.

Es konnte anhand dieser Untersuchungen auch nachgewiesen werden, dass, durch den starken Zustrom des Grundwassers, die mittlere Untergrundtemperatur während des Belastungszeitraums eines Betriebsjahres nicht unter  $8^\circ\text{C}$  absinkt und in der Regenerationsphase die ungestörte Untergrundtemperatur nahezu wieder erreicht wird. Damit konnte die Einhaltung der entsprechenden Anforderungen an den Bau von großen Geothermiefeldern am Standort Petershagen nachgewiesen werden. In Abbildung 78 ist die im Rahmen der Simulationen (FEFLOW) prognostizierte Temperaturfahne, auf Basis des GRT-Tests sowie der geologischen und hydrogeologischen Standortbedingungen für eine Laufzeit von 25 Jahren im Vorfeld der Planung und Umsetzung ermittelt worden.

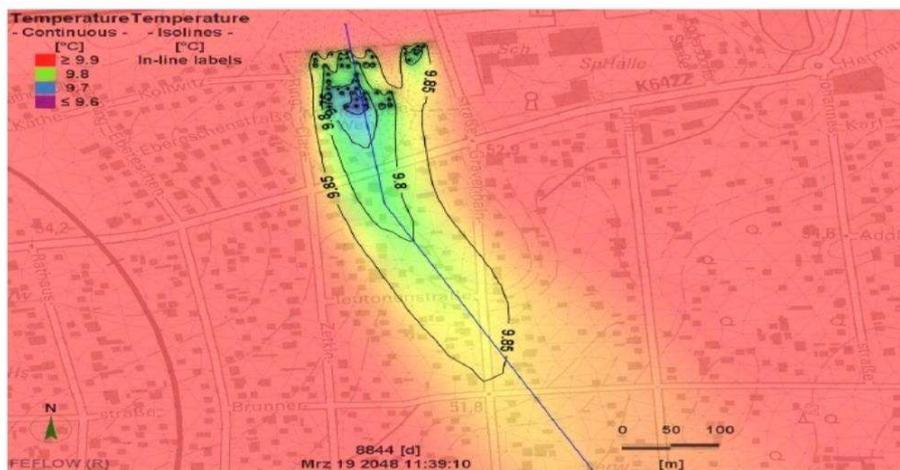


Abbildung 78: Prognostizierte Temperaturfahne Untersuchungsgebiet Energieinsel Petershagen [29]

#### 1.4.1.3 Messtechnische Erfassung und Auswertung des Energieaustausch aus den Erdwärmesonden-Anlagen

In Kapitel 1.2.7 wurden die gemessenen Wärmeerträge ausgewertet und zusammengefasst dargestellt.

Mit den 6 Wärmepumpen wurde 287.269 kWh/a Wärme im Gesamtjahr 2022 erzeugt. Davon wurden 148.983 kWh/a für Warmwasser und 138.286 kWh für Heizwärme verwendet. Der Stromverbrauch

der Wärmepumpen lag bei 76.657,00 kWh/a. Die durchschnittliche Leistungszahl der Wärmepumpe lag somit bei 3,75.

Der Gesamtwärmeverbrauch im Quartier lag bei 423.944 kWh/a. Beachtlich ist, das mit 136.675 kWh/a fast 1/3 des Gesamtwärmeverbrauchs durch den Heizstäbe bereitgestellt wurde.

D.h. bei einer Auslegung des Quartiers mit einem Gesamtwärmebedarf (Ohne Power to Heat ) von nur 287.269 kWh/a hätten die Anzahl an Bohrmeter um 950 Meter (ca. 8 Erdwärmesonden) reduziert und damit erhebliche Investitionskosten eingespart werden können. Mehrinvestitionen für Heizstäbe, Warmwasserspeicherkapazitäten und Quartiersstromringleitung rechnen sich damit. Die Wirtschaftlichkeit und damit Umsetzung solcher Quartierslösungen kann mit diesen Erkenntnissen zukünftig erheblich gesteigert werden.

Diese Erkenntnisse konnten auch an den Messergebnissen in den ersten Monaten des Jahres 2023 weitgehend bestätigt werden.

#### 1.4.1.4 Wechselwirkungen des Geothermiefeldes mit den anstehenden geologischen/hydro-geologischen Standortbedingungen

Um den Einfluss der Geothermie-Anlagen auf die Untergrundtemperaturen zu untersuchen, wurden die Vor-/Rücklaufsoletemperaturen an den 6 Wärmepumpen im Heiz-/Kühlbetrieb und die Untergrundtemperaturen an einer Messstelle (Brunnen) erfasst sowie zusätzliche thermodynamische Simulationen auf Basis der durchgeführten Messungen und Messdaten durchgeführt.

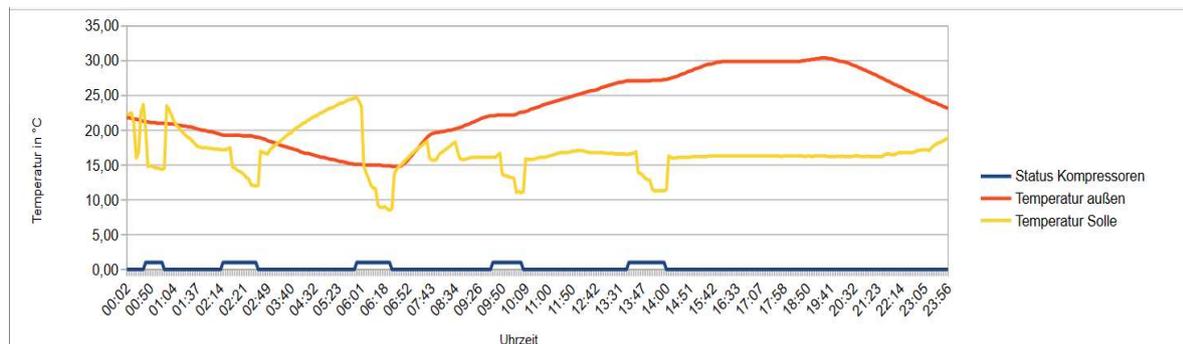


Abbildung 79: Soletemperatur im Vergleich mit der Außentemperatur im Sommer

Abbildung 79 und Abbildung 80 enthält exemplarisch die Soletemperaturen und Taktzeiten einer Wärmepumpe an einem Tag im Sommer und im Vergleich dazu im Winter mit der jeweiligen Außentemperatur.

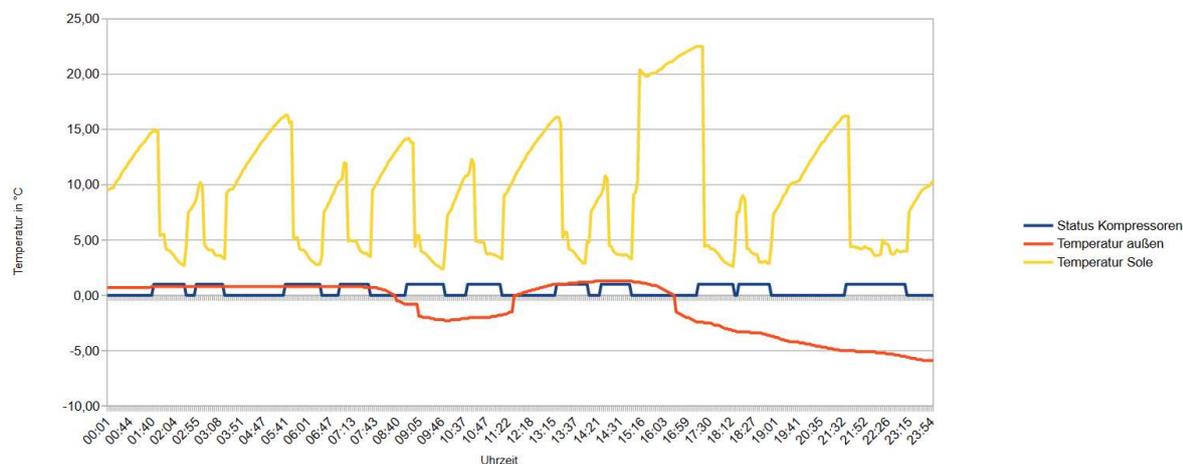


Abbildung 80: Soletemperatur im Vergleich mit der Außentemperatur im Winter

In Abbildung 81 (rechts) wurden die Messergebnisse der Temperaturmessungen an einem Brunnen (96 m Tiefe) im Quartier (Feldmitte des Hauses 4 = am längsten in Betrieb) aufgezeigt. Diese Temperaturmessungen wurden mit den Temperaturprognosen aus den numerischen Simulationen (FEFLOW) verglichen (s. Abbildung 81 rechts).

Die prognostizierten Temperaturen aus der Simulation ergaben im 4. Jahr im Dezember zwischen 5,2 und 5,8 Grad. Am Brunnen gemessen wurden im Mittel 5,59 °C. D.h. die Simulationsergebnisse konnten bestätigt werden und es findet keine übermäßige Erwärmung durch die Wärmeinspeisung (Kühlung) und Abkühlung durch den Wärmeentzug (Heizen) des Untergrundes statt.

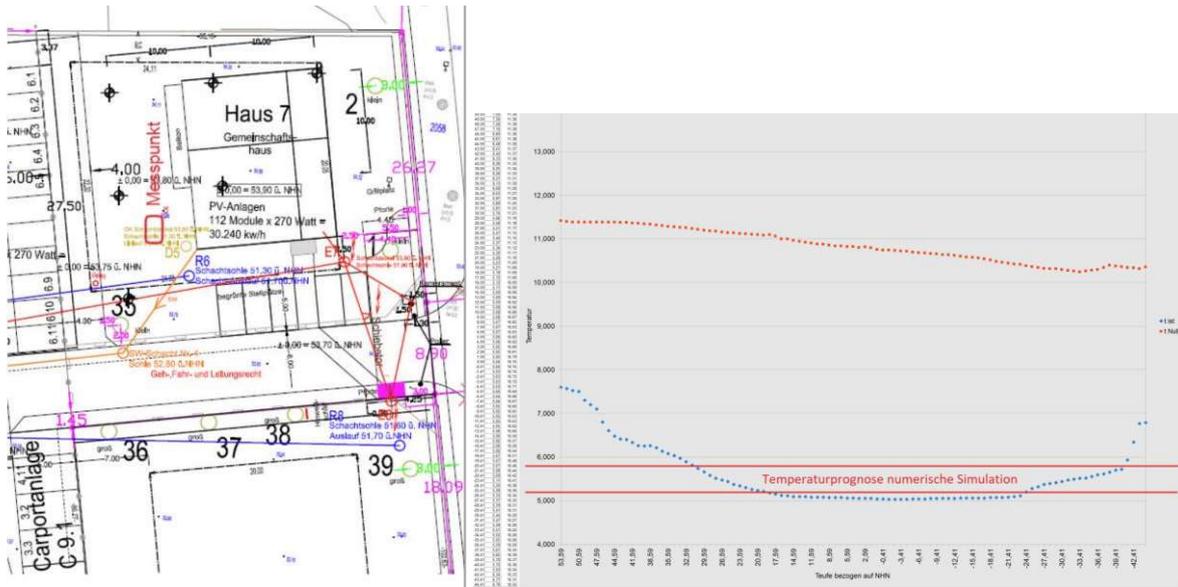


Abbildung 81: Messpunkt der Untergrundtemperaturmessung (rechts) und Messergebnis im Vergleich mit numerischen Simulationsergebnissen

Zusätzlich zu diesen Untersuchungen wurden auf Basis der Messergebnisse weiterführende instationäre Berechnung und Auswertung des 25-jährigen Betriebs der Erdwärmesondenanlage unter Berücksichtigung der Grundwasserströmung mit der Simulationssoftware FEFLOW durchgeführt. Auch der Einfluss des verringerten Wärmeentzugs durch die zusätzliche Wärmebereitstellung mittels Heizstab und PV-Strom wurde dabei gezielt betrachtet.

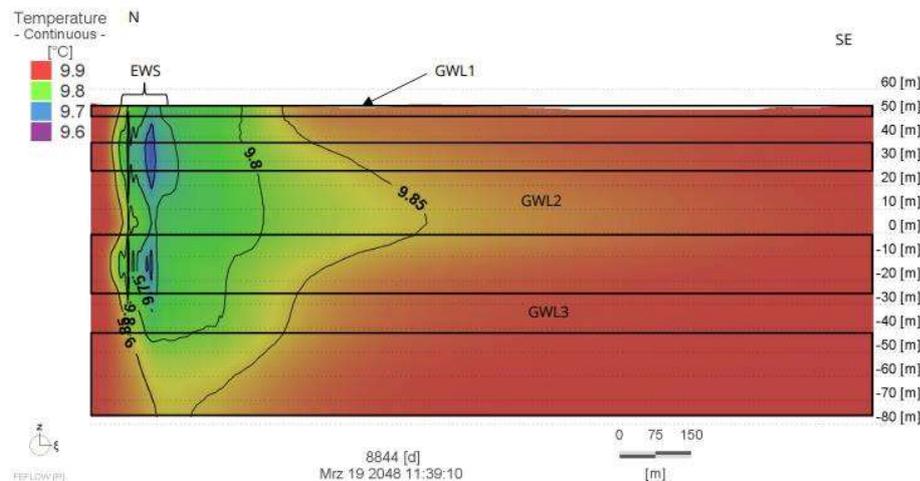


Abbildung 82: Isotherme im 25. Betriebsjahr des Erdsondenfeldes entlang des vertikalen Schnittes, 5-fach überhöht [29]

In Abbildung 82 sind die Simulationsergebnisse, d.h. die Isotherme im 25. Betriebsjahr des Erdsondenfeldes entlang des vertikalen Schnittes, 5-fach überhöht dargestellt. Abbildung 83 zeigt die berechneten

Temperaturlinien über 25 Jahre am fiktiven Beobachtungspunkt MP2 an der südlichen Erdwärmesonde. Auch diese Untersuchungen zeigen, dass keine nachteiligen Temperaturbeeinflussungen beim Betrieb des Erdsondenfeldes für den Untergrund zukünftig zu erwarten sind.

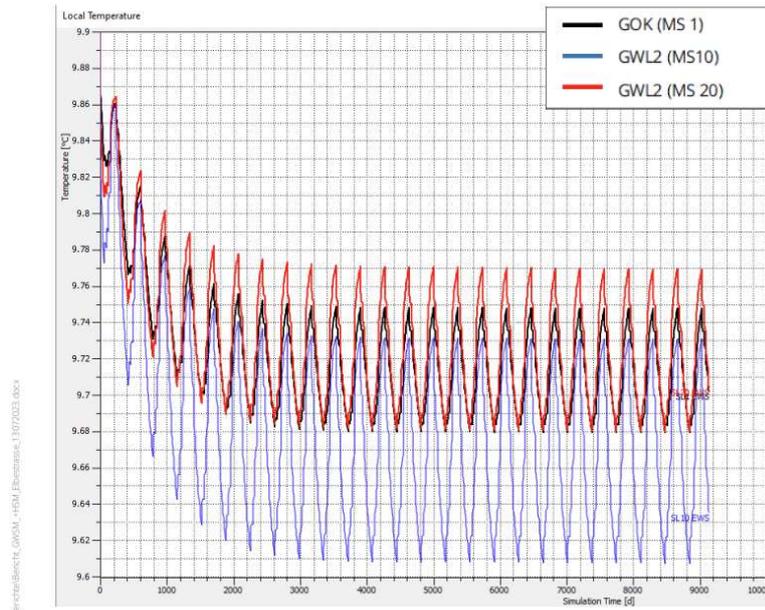


Abbildung 83: Prognostizierte Temperaturlinien über 25 Jahre am fiktiven Beobachtungspunkt MP2 an der südlichen Erdwärmesonde<sup>1</sup>

Um den Einfluss der geothermischen Anlage auf den Untergrund und die Fluidtemperatur zu überprüfen, wurde außerdem anhand der gemessenen Vorlauftemperaturen der Wärmepumpe das Verhalten des geothermischen Feldes simuliert und mit den Simulationsergebnissen aus dem GRT und der Auslegung der geothermischen Anlage überprüft. Es konnte so gezeigt werden, dass (s. Abbildung 84) die Temperaturen, die aus den Wärmepumpen ausgelesen werden, denen aus der Planung entsprechen und sich das Sondenfeld so verhält, wie es in der Planung prognostiziert wurde. Die minimal bzw. maximal gemessenen Vorlauftemperaturen bewegen sich an den Grenzen der zugelassenen Temperaturen - Heizfall 0 °C und bei Kühlung 20 °C. Im besonders heißen Sommer 2021 lagen die Temperaturen aufgrund des hohen Kühlbedarfs sogar noch leicht über 20°C. Dann gingen die Wärmepumpen aber außer Betrieb.

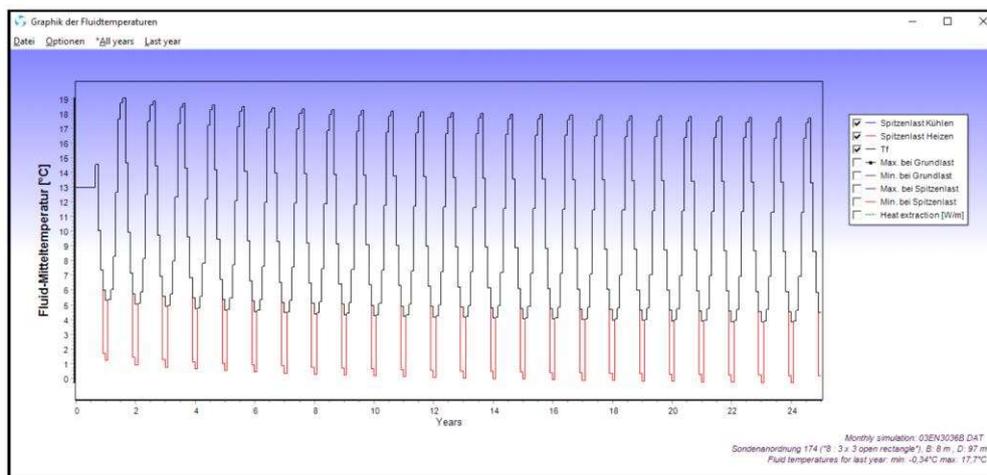


Abbildung 84: Simulation der Fluidtemperatur an der Erdsondenanlage über die Laufzeit von 25 Jahren

Der Temperaturerhöhung über 20°C wurde durch den temperaturabhängigen, vorlaufgesteuerten Betrieb der Wärmepumpe (Warmwasserbereitung und damit Wärmeentzug) sowie Begrenzung der

Kühlung beim Verbraucher gezielt im Projekt entgegengewirkt, so dass eine nachteilige Beeinflussung der Untergrundtemperatur so ausgeschlossen werden kann.



Abbildung 85: Simulation der Temperaturfahne an der Erdsonden-Anlage über die Laufzeit von 25 Jahren im Rahmen der Planung der Geothermieanlage (links) und mit den gemessenen Ist-Daten im EIPH-Projekt (rechts)

Die Ergebnisse der Berechnung der Untergrundtemperaturen führten in der Umkehrbetrachtung dazu, dass zusätzliche energetische Potentiale erkennbar wurden, welche in ein externes Kaltnetz eingespeist werden könnten. Diese Überlegungen führten zu dem Ansatz der Bereitstellung von dezentralen Geothermieanlagen und deren Einbindung in ein Kaltnetz, welches als Ergänzung zu einem bestehenden Fernwärmenetz über einen „Wärmestrafo“ betrieben werden könnte. So ließen sich von außen nach innen Infrastrukturen eines Hochtemperaturnetzes sukzessive in einen Niedrigtemperaturbetrieb überführen.

Zudem konnte in der Simulation unter den tatsächlichen thermischen Lasten rechnerisch nachgewiesen werden, dass die Temperaturbeeinträchtigung des Untergrundes, speziell der wasserführenden GWL unter dem Anlagenbetrieb, mit Eingriff durch die Regelung in die Wärmepumpenfunktionen, geringer ausfällt als ohne den Einfluss der Steuerung auf die Wärmeproduktion. Das liegt zum einen an der gezielten Kühlung im Sommer, aber auch der Heizungsunterstützung durch Power-to-Heat im Betrachtungszeitraum II (s. Abbildung 85).

#### 1.4.2 Wärmepumpenbetrieb in Wechselwirkung mit den anderen Versorgungsanlagen (PV-Stromerzeugung, große Wärmespeicher mit Heizpatronen)

Die Wärmepumpen ermöglichen gegenüber Heizpatronen eine Wärmeerzeugung in einem Aufwands-Ertragsverhältnis, welches abhängig ist von der Quellentemperatur (im Projekt EIPH Geothermie) und der Temperaturebene der Wärmeerzeugung (erforderliche Heizungstemperatur bzw. notwendige Warmwassertemperatur). Dieses Verhältnis wird als COP bezeichnet und bildet den Quotienten aus aufgewendeter elektrischer Energie zur erzeugten Wärmeenergie.

Im Vergleich dazu stehen die elektrischen Heizpatronen, welche mit einer direkten Wärmeerzeugung einen Wirkungsgrad von nahezu 100 % ausweisen, d.h. pro 1 kWh aufgewendetem Strom wird 1 kWh Wärme erzeugt. Durch diese unterschiedlichen Betriebsweisen entstehen neben dem verfügbaren Anteil an regenerativer Energie bei der Wärmepumpe auch Unterschiede im Zeitaufwand für die Energieerzeugung und der möglichen Menge an erzeugter Energie.

Während die Wärmepumpe aufgrund des COP in der Lage ist, aus einer 1 kWh Strom bis zu 6 kWh Wärme zu erzeugen bietet die Heizpatrone im gleichen Zeitraum nur die Möglichkeit 1 kWh Wärme abzugeben.

Stehen also, wie im Projekt EIPH, eine Kompressorleistung der Wärmepumpe von 8 KW einer Heizpatronenleistung von 8 KW gegenüber, können mit der Wärmepumpe in 1 h bis zu 48 kWh Wärme erzeugt werden, wohingegen die Heizpatrone nur 8 kWh Wärme erzeugen kann. Dieser grundsätzliche

Unterschied musste bei der Betrachtung der Tagesbetriebszeiten, insbesondere ggf. verbleibender Sonnenstunden zur Stromnutzung in der Regelung Berücksichtigung finden.

Darüber hinaus erfüllten die Wärmepumpen aufgrund der sommerlichen Energieeinträge (Temperierung der Wohnungen) im Betrachtungszeitraum I eine wesentliche Funktion in Bezug auf die notwendige Auskühlung der Geothermieanlagen.

Diese Wechselwirkung und die vorgenannte höhere Effektivität bei der Wärmeerzeugung führten zu einem kontrollierten temporären Einsatz der Wärmepumpen auch im Betrachtungszeitraum I. Hier konnte durch die Energiezufuhr in die Erdwärmeanlagen im Betrachtungszeitraum I und teilweise auch im Betrachtungszeitraum II zu Beginn der Heizperiode eine durchschnittliche Soletemperatur von 18 °C erreicht werden. Da die Wärmepumpen für die Heizung nur ein Temperaturniveau von 40 °C zur Verfügung stellen müssen und die Warmwasserbereitung durch die wohnungsbezogenen Frischwasserstationen das Warmwasser auf 48 °C erhitzt wird, beginnen die Wärmepumpen den Heizbetrieb mit einem COP von 6,0.

Diesen COP halten die Wärmepumpen bei der Warmwasserbereitung im sommerlichen Kühlbetrieb auch über die Betrachtungszeiträume I und II. Wird also die Wärmepumpe zur Wärmeerzeugung eingesetzt, verringert sich der Zeitaufwand für eine vergleichbare Menge an erzeugter Wärmeenergie nicht nur, sondern es steht auch der ersparte Strom in diesem Zeitraum für andere Anwendungen zur Verfügung. Diese Abwägung führte im Betrachtungszeitraum II zur lastenoptimierten Programmierung der strombasierten Komponenten und somit des Stromeinsatzes.

Eine Verfolgung der Soletemperaturen erfolgte hier ausschließlich im Betrachtungszeitraum I, da hier die Überwachung der Kühltemperaturen zur Sicherstellung der passiven Kühlung und Vermeidung einer Abschaltung der Wärmepumpen, aufgrund zu hoher Soletemperaturen (20°C), vermieden werden musste.

Der Wärmepumpeneinsatz wurde hierfür im Sommer so optimiert, dass die Warmwasserbereitung durch die Wärmepumpe gezielt eingesetzt wurde, um die Sole herunter zu kühlen. Im Betrachtungszeitraum II lag der primäre Fokus auf der zeitoptimierten Wärmeerzeugung über die Wärmepumpen und im Betrachtungszeitraum III erfolgte aufgrund der vorgenannten technischen Möglichkeiten der Einsatz der Heizkartuschen nur noch, wenn die erforderliche Strommenge für den Betrieb der Wärmepumpen nicht mehr ausreichend war und der Einsatz der Heizpatronen (regelbar von 4 bis 8 KW) die einzige Möglichkeit der Umwandlung von Strom in Wärme boten.

Die nach Beendigung des Projektes von verschiedenen Herstellern angebotenen modulierenden Wärmepumpen im Bereich von 20 bis 40 KW könnten in zukünftigen Projekten auch hier noch eine Anpassung der Regelalgorithmen bewirken. Diese Wärmepumpen sind aufgrund der drehzahlgesteuerten Kompressoren auch in der Lage geringere Strommengen zur Wärmeerzeugung zu nutzen.

### **1.4.3 Vor- und Nachteile sowie Grenzen in der Betriebsführung solcher, großen Quartiers- Geothermieanlagen**

Die Vorteile von Geothermiefeldern bestehen darin, dass die Geothermie als bergfreier Bodenschatz dem jeweiligen Grundstückseigentümer in der Nutzung kostenlos zur Verfügung steht. Dies betrifft sowohl die Potenziale in Bezug auf die Heizung als auch die Kühlung.

Ein weiterer Vorteil dieser Art der Energiegewinnung ist, dass die Anlagen nach ihrer Installation (dem Bohren und den Anschlussarbeiten) absolut wartungsfrei betrieben werden können. Das verwendete Material (PE HD 100 RC) bietet zudem eine Langzeitbeständigkeit, die mit anderen Werkstoffen nicht erreichbar ist. Für das Projekt EIPH sind diese Anlageneigenschaften von Bedeutung, da mit reduziertem Wartungs- und Reparaturaufwand die finanziellen Aufwendungen sinken und damit die

Betriebskosten der Wohnanlage in Bezug auf die Mieten stabil gehalten werden können. Dies bildet die Grundlage für die im Quartier umgesetzte 20-jährige Warmmietengarantie für die Bewohner.

Für die Wärmeversorgung im Projekt EIPH werden ca. 4/5 der erforderlichen Energie zur Wärmeerzeugung durch die Geothermieanlage bereitgestellt. Das ergibt sich aus dem ermittelten Quotienten in Betrachtungszeitraum III (4,0) und dem ausgewiesenen COP nach Herstellerangaben im Betrachtungszeitraum I und II (6,03) im Mittel mit ca. 5,0. Dieser Wert bedeutet, dass aus 1 KW Strom 5 KW Wärme erzeugt werden können, mithin 4/5 aus regenerativen Energien bereitgestellt werden. Der verbleibende Anteil ist durch den strombasierten Betrieb der Wärmepumpen aufzubringen. Für die Kühlarbeit kann die Energie sogar 1:1 in die Geothermieanlage abgefahren werden.

Der Nachteil in der Betriebsführung liegt darin, dass die Geothermieanlagen immer auf das zu versorgende Gebäude berechnet, ausgelegt und errichtet werden muss. Eine nachträgliche Erhöhung des Energieertrages aufgrund eines höheren Energiebedarfes (z.B. Gebäudeerweiterung oder -aufstockung) ist nicht möglich. Hier müssten die erdverlegten Anschlussleitungen freigelegt, zusätzliche Bohrungen abgeteuft und anschließend in einem Gesamtsystem wieder zusammengefaßt werden. Damit ist dieses Versorgungssystem auf eine flexible Entwicklung der Bebauung nicht anwendbar. Ein weiterer Nachteil besteht darin, daß es sich um ein irreversibles Bauwerk handelt. Die Anschlussleitungen in bis zu 1,5 m Tiefe könnten mit einem entsprechenden technischen Aufwand wieder freigelegt und entfernt werden. Die Bohrungen in bis zu 99m Tiefe hingegen lassen einen Rückbau nicht mehr zu. Hier könnte die Nachrüstung von großen Wärmespeichern mit Heizpatronen, d.h. Power to Heat auf PV-Basis, eine Lösung darstellen, zeigen die Untersuchungen im Projekt.

Andere Grenzen bestehen im Grad der Nutzung. Ein zu starker Kühlbedarf (z.B., wärmeintensive Industrieprozesse, große Rechenzentren) bedingt eine aktive Kühlung. Die dabei erzeugten Temperaturen können vom Sondenfeld nicht mehr absorbiert werden, zeigen auch die Untersuchungen im Projekt. Anlagen ohne Kühlbetrieb mit ausschließlichem Energieaustrag lassen das Sondenfeld stark abkühlen und vermindern so den Wirkungsgrad der Wärmepumpe.

Sehr große Geothermiefelder benötigen zudem sehr hohe Volumenströme im System. Dies führt zu unverhältnismäßig großen Rohrquerschnitten und laminaren Strömungen in den Erdwärmesonden. Im Projekt EIPH wurde sich daher in der Planung dazu entschieden, mehrere kleine Sondenfeldern zu errichten und diese den jeweiligen Gebäuden zuzuordnen. Dies verringert die notwendige Förderleistung in den einzelnen Geothermieanlagen und garantiert eine turbulente Strömung in den Erdwärmesonden und damit eine maximale Entzugsleistung für den Energieaustrag und eine maximale Energieabgabe für den Kühlbetrieb.

Dadurch wird die Leistung des Sondenfeldes um 20 - 25 % reduziert. In sehr großen und kompakt angeordneten Sondenfeldern reduzieren sich auch die absoluten Entzugsleistungen der in Mitte des Sondenfeldes liegenden Erdwärmesonden drastisch.

Das Projekt EIPH zeigt die Grenzen der Anlage insofern auf, dass unter der möglichen Bebauung des Geländes (GRZ) energetisch noch eine Erhöhung der Geschossanzahl (GFZ) möglich gewesen wäre. Die Temperaturgrenzen für Heizung und Warmwasser nach VDI 4640 (Grundlastbetrieb > 0°C, Spitzenlastbetrieb >-5°C) sowie für die Kühlung (Grundlast ungestörte Untergrundtemperatur + 15 K, Spitzenlast ungestörte Untergrundtemperatur + 20K) wurden nicht ausgereizt.

Sowohl die Wahl der Bohrfeldkonfiguration als Ringanordnung um die jeweiligen Gebäude als auch die dezentrale Versorgung von einzelnen Wärmepumpen führen zu einem optimalen Wirkungsgrad, zeigen die Untersuchungen im Vergleich mit anderen Geothermiefeldern.

#### 1.4.4 Planungsgrundlagen für den optimalen Betrieb (Heizen und Kühlen) vergleichbarer sektorengekoppelter Stadtquartiere

Eine Planungsgrundlage für den optimalen Betrieb von großen Erdwärmesondenfeldern wird bereits in den Leistungsphasen 1-3 der Planung gelegt. Dabei spielen die, der Auslegung des Sondenfeldes zugrunde liegenden, thermischen Lasten aus der Gebäudenutzung eine signifikante Rolle. Diese Daten (Heizlast, Kühllast, Jahresverteilung der Heiz- und Kühllasten, Volumenströme) müssen exakt für das zu errichtende Gebäude ermittelt werden. Die Geothermieanlage ist ein fixes und irreversibles Bauwerk, welches für den konkreten Lastfall bemessen wird. Spätere Änderungen der thermischen Lasten führen zu einem Verlust des Wirkungsgrades oder sogar Funktionsverlust des Erdwärmefeldes.

Für das Projekt EIPH wurde für jedes Gebäude, auch wenn es nur marginale bauliche Unterschiede gab, eine Heiz- und Kühllastberechnung durchgeführt. Damit standen nicht nur die thermischen Lasten fest, sondern es konnten auch die exakten Volumenströme ermittelt werden und auf den späteren hydraulischen Abgleich angewendet werden. Insbesondere die Volumenströme in den Geothermieanlagen sind maßgeblich für die Funktionsweise der späteren Erdwärmesonden. Wird der Volumenstrom zu gering bemessen oder fallen aufgrund baulicher Umstände große Widerstände bei der Verlegung der Leitungen (z.B. durch die Verwendung von Bögen) an, kann sich eine laminare Strömung in den Erdwärmesonden einstellen. Die Entzugsleistung der gesamten Geothermieanlage reduziert sich dann um 15 bis 20 %.

Die Berechnung einer Geothermieanlage dieser Größe sollte ebenfalls immer auf der Basis einer GRT-Messung, also der Messung der ortsspezifischen, geohydrologischen Kenndaten sowie der Erfassung des Bohrprofils erfolgen. Die maßgeblichen Kennwerte, wie Wärmeleitfähigkeit, Wärmekapazität und Bohrlochwiderstand sind an jedem Standort anders und müssen so zu einer ortsspezifischen Betrachtung führen.

Die Meßergebnisse aus einer solchen Erkundungsbohrung (2015) flossen auch in die Berechnungen zur Dimensionierung im Projekt EIPH ein. Diese war nicht nur technische Voraussetzung zur Umsetzung sondern war auch aus genehmigungsrechtlicher Sicht relevant.

Die Planung von Wärmespeichern und deren Speichergrößen muss in diesem Zusammenhang so erfolgen, dass bei einem temperaturgeführten Heizbetrieb der Wärmepumpe die Beladung der Speicher nur so lange dauert, dass eine ausreichende Regenerationsphase des Sondenfeldes bis zum nächsten Wärmepumpenbetrieb gewährleistet ist. Aus diesem Grund wurden an den zusätzlichen Speichern im Projekt EIPH entsprechende Stellmotoren vorgesehen, welche eine Abriegelung der zusätzlichen Volumina ermöglichen, sobald keine Ressourcen mehr für eine Power-to-Heat Anwendung zur Verfügung stehen und die Wärmepumpen die Energieerzeugung komplett übernehmen (Betrachtungszeitraum III).

Eine grundsätzliche Planungsgrundlage für Erdwärmesondenanlagen bilden die nach VDI 4640 für das Genehmigungsverfahren geltenden Temperaturgrenzen in der Geothermieanlage, dem thermisch genutzten Untergrund über die Fläche als Mittelwert, sowie an der Grundstücksgrenze. Zudem behalten sich untere Wasserbehörden aus verschiedenen Landkreisen eigene Vorgaben zu den zulässigen Temperaturen vor. (z.B. Berlin). Sofern diese ortsspezifischen Regeln bekannt und anwendbar sind, ist ebenfalls zu überprüfen, ob der zur Verfügung stehende Platz auf dem vorgesehenen Grundstück ausreichend ist.

Im Projekt EIPH wurde die Größe des Geothermiefeldes und die Anordnung der Sonden so gewählt, dass weder die Temperaturgrenzen für den Anlagenbetrieb noch die thermischen Beeinträchtigungen an den Grundstücksgrenzen (vorrangig Abstromrichtung der Anlage) erreicht werden. Dies wurde u.a. durch die entsprechende Regenerierung mittels Kühlbodus im Sommer erreicht.

Aus den Erkenntnissen des Forschungsprojektes lassen sich somit zwei optionale Herangehensweisen ableiten, welche in Projekten zu einer Genehmigungsfähigkeit von Geothermieanlagen führen können, wo, bei konventioneller Bauweise, keine Genehmigung erlangt werden kann.

So lassen sich entweder die in der Erdwärmeanlage eintretenden mittleren Temperaturen durch Power-to-Heat anheben bzw. durch den Kühlbetrieb der Wärmepumpen absenken. Dies kann, wie im Projekt umgesetzt, durch die Integration einer intelligenten Steuerung erreicht werden, indem die Soletemperatur in die Steuerung gezielt mit einbezogen und als eine Steuergröße verwendet wird. Zum anderen kann ein Sondenfeld bei gleichbleibender thermischer Belastung verkleinert und damit auf engerem Raum errichtet werden.

Weiterhin können energetische Potentiale freigesetzt werden, welche in ein externes Kältenetz eingespeist werden können. Diese Überlegungen führen zu einer Dezentralisierung von Geothermieanlagen als Bestandteil eines übergeordneten Kaltnetzes zur dezentralen Versorgung von Wärmepumpen. Diese Anlagen und deren Einbindung könnten als Ergänzung zu einem bestehenden Fernwärmenetz über einen „Wärmetrafo“ dienen. So könnten Hochtemperaturnetze in angemessenen Zeiträumen von den am weitest entfernten, ans Netz angeschlossenen Verbrauchern hin zur Wärmequelle umgebaut werden, um die oft sehr hohen Versorgungstemperaturen in den Fernwärmenetzen zu senken.

Die Grundsätze und Richtlinien für den Betrieb von Geothermieanlagen lassen sich generell aus den für die Genehmigung dieser Anlagen von den Behörden zitierten Normen und Erdwärmeleitfäden ableiten. Dazu gehören die Vorgaben für die Temperaturgrenzen im Energieertrags- und eintragsfall. Die Soletemperatur darf im Grundlastfall der Wärmeerzeugung 0°C nicht unterschreiten. Im Spitzenlastfall darf die Temperatur nach VDI 4640 bei -5 °C liegen. Ausnahmen bilden Regelungen in Bundesländern wie Berlin, wo diese Mindesttemperatur auf -3°C begrenzt worden ist.

Für die Kühlung stehen im Grundlastfall 15 K über der ungestörten Untergrundtemperatur zur Verfügung. Da diese z.B. am Standort bereits bei 26 °C liegt, ist dieser Zustand bereits auszuschließen, da die Wärmepumpen nur bis 20 °C noch die Warmwasserbereitung aufnehmen. Der Spitzenlastfall bis 20K über der ungestörten Untergrundtemperatur mit 31 °C nach VDI 4640 fällt dementsprechend aus jeglicher Betrachtung.

Dazu kommen die Vorgaben zur Temperaturentwicklung an den Grundstücksgrenzen, vornehmlich im Abstrombereich. Hier darf die Untergrundtemperatur bei der Nutzung des Untergrundes nach 25 Betriebsjahren nicht um mehr als +/- 3 K im Jahresmittel von der ungestörten Untergrundtemperatur abweichen. Diese Überwachung erfolgt bei aktuellen Projekten in Form der Errichtung und Überwachung von Temperaturmeßstellen, an welchen 2x jährlich nach Beendigung der Kühl- und Heizperiode die Untergrundtemperatur gemessen werden. Diese Praxis bestand im Rahmen des Genehmigungsverfahrens zum Zeitpunkt der Beantragung des Projektes in Petershagen (vor 8 Jahren) noch nicht. Hier können die Temperaturen nur, wie bereits erfolgt, durch numerische Berechnungen anhand der tatsächlichen thermischen Lasten ermittelt werden.

Die Überwachung der Sole-Temperaturen ist ebenfalls ein elementarer Bestandteil einer betriebsbereiten Anlage. Diese Überwachung muss dazu genutzt werden, im Falle einer Abweichung in den Soletemperaturen (< 0°C oder höher 20 °C) eine Abschaltung der Anlage herbeizuführen. Bei exakter Auslegung der Wärmepumpe und des Sondenfeldes können solche Vorfälle nur durch eine Fehlfunktion oder -nutzung eintreten, deren Behebung dann veranlasst werden muss. Als plakatives Beispiel sei eine dem Planer bekannte Geothermieanlage angesprochen, die sich im Winter auf 30 °C erwärmt hat, weil ein Umschaltventil aus der sommerlichen Kühlung defekt war und die bivalente Ölheizung über den Kühlwärmetauscher vom Vorlauf des Heizsystems mit 55 °C warmes Wasser an die Geothermieanlage abgegeben hat. Solche Beispiele mahnen zur vorgenannten Überwachung der Betriebszustände in den errichteten haustechnischen Anlagen und den Geothermieanlagen.

Die Planungsgrundlagen beinhalten somit eine absolut ortsspezifische Betrachtung. Aufgrund der geohydrologischen Bedingungen, welche sich von Standort zu Standort erheblich unterscheiden können, ändern sich auch die entsprechenden Ansätze für Energieerträge und -speicherung. Dies wiederum hat Einfluss auf die einzusetzenden Komponenten zur Wärme- und Kältelieferung.