Durchführung einer Machbarkeitsstudie für ein Wärmenetz 4.0
Abschlussbericht

Projekt:

Neubau eines Wärmenetzes 4.0 in Herborn-Guntersdorf

Erstellt am: 15.02.2022

Ansprechpartner:

Jürgen Bepperling (Geschäftsführer)
Stadtwerke Herborn GmbH
Walkmühlenweg 12
35745 Herborn
Telefon: +492772502300
E-Mail: bepperling@stadtwerke-herborn.de

Jonathan Petter
Innovative WärmeNetze GmbH
Ella-Barowsky-Straße 44
10829 Berlin
+49 175 9909308
J.Petter@iwn.berlin

Inhaltsverzeichnis

1 Lage/Standort und Projektbeschreibung 7
2 Grundlagenermittlung 8
2.1 Bedarfsanalyse 8
2.1.1 Wärmebedarf 8
2.1.2 Temperaturniveau 10
2.1.3 Lastgänge und Heizlasten 10
2.1.4 Potenzialanalyse Wärmebedarf und Kundeninteresse 13
2.1.5 Entwicklung des Wärmebedarfs 13
2.2 Potenziale Erneuerbarer Energien 13
2.2.1 Rohwassernutzung als Umweltwärmequelle 13
2.2.2 Tiefengeothermie 14
2.2.3 Oberflächennahe Geothermie 15
2.2.4 Biomasse 16
2.2.5 Solarthermie 17
2.2.6 Weitere Umweltwärmequellen 17
3 Entwicklung der Varianten 17
3.1 Referenzvariante 17
3.1.1 Ist Zustand 17
3.1.2 Dezentrale Variante 21
3.2 Variante 1-1 23
3.3 Variante 2 27
3.4 Variante 3 29
3.5 Variante 4 31
3.6 Variante 4-1 33
3.7 Variante 5 36
4 Bewertung der Varianten 40
4.1 Wirtschaftliche Bewertung 40
4.1.1 Investitionskosten 42
4.1.2 Betriebsgebundene Kosten 45
4.1.3 Verbrauchsgebundene Kosten 46
4.1.4 Wärmegestehungskosten 47
4.1.5 Kapitalwert 49
4.1.6 Ökologische Bewertung 50
4.1.7 Gegenüberstellung 52
5 Vorzugsvariante 53
5.1 Beschreibung 53

5.2 Betriebsstrategie ... 56
5.2.1 Betriebsstrategie im Auslegungszustand (Winter) ... 56
5.2.2 Betriebsstrategie in den Übergangsmonaten ... 56
5.2.3 Betriebsstrategie in den Sommermonaten ... 56
5.3 Komponentenauslegung und Dimensionierung ... 57
5.3.1 Erdkollektoren ... 57
5.3.2 Holzhackschnitzel Anlage ... 60
5.3.3 PVT ... 62
5.3.4 Wärmepumpe ... 63
5.4 Aufstellplan ... 64
5.5 Detaillierte Kostenrechnung ... 66
5.5.1 Investitionskosten ... 66
5.5.2 Kapitalkosten ... 69
5.5.3 Betriebsgebundene Kosten ... 70
5.5.4 Verbrauchsgebundene Kosten ... 71
5.5.5 Stromeinnahmen ... 73
5.5.6 Wärmeeinnahmen und Wärmegestehungskosten ... 74
5.5.7 Hausanschlusskosten ... 76
5.5.8 Kapitalwert ... 76
5.5.9 Sensitivitätsanalyse ... 77
6 Verteilung der Wärme ... 79
6.1 Konzepte ... 79
6.2 Netzdimensionierung ... 81
7 Hausübergabestationen ... 84
8 Speicherkonzept ... 87
8.1 Zentrale Speicher ... 87
8.2 Dezentrale Speicher ... 87
9 Sektorkopplung und Stromarktdienlichkeit ... 88
10 Rechtliche Genehmigungsfähigkeit ... 89
11 Online-Monitoring ... 92
11.1 Messkonzept ... 92
11.2 Lean Heat als Softwarelösung ... 97
11.3 AVAT Softwarelösung ... 99
12 Veröffentlichung Ergebnisse ... 101
13 Zeitplan- und Ressourcenplan ... 102
Anhang ... 103

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 – Ort Guntersdorf und Aufschlüsselung der Bestandswärmeversorgungsstruktur 8
Abbildung 2: Wärmebedarf Grundvarianten (kundenseitig) 11
Abbildung 3: Jahresdauerlinie Grundvarianten (kundenseitig) 12
Abbildung 4: Wärmebedarf Vorzugsvariante (kundenseitig) 12
Abbildung 5: Jahresdauerlinie Vorzugsvariante (kundenseitig) 13
Abbildung 6: Möglichkeiten des Rohwasserentzugs im Jahresüberblick 15
Abbildung 7: Schema Grundwasserbrunnen (nach Kaltschmitt M., Streicher W., Wiese A.: Erneuerbare Energien, 2006) 16
Abbildung 8: System von Erdkollektoren (Quelle: GeoCollect) 17
Abbildung 9: Wärmesteckbrief Herborn Guntersdorf des Energie- und Klimaschutz Konzept Lahn-Dill 20
Abbildung 10: Beispiele für Kessel für Bereitstellung von Heizwärme (Links) und für Durchlauferhitzer für die Bereitstellung von Trinkwarmwasser (Rechts) 21
Abbildung 11: Anlagenschema der dezentralen Referenzvariante 23
Abbildung 12: Stündliche Wärmeerzeugung der dezentralen Referenzvariante 24
Abbildung 13: Mögliche Nutzungszeiten des Rohwasser 25
Abbildung 14: Schematische Darstellung des Konzepts Variante 1-1 26
Abbildung 15: Simulationsergebnisse Variante 1-1 27
Abbildung 16: Schematische Darstellung des Konzepts Variante 2 28
Abbildung 17: Stündliche Simulationsergebnisse Variante 2 29
Abbildung 18: Schematische Darstellung des Konzepts Variante 3 31
Abbildung 19: Stündliche Simulationsergebnisse Variante 3 31
Abbildung 20: Schematische Darstellung des Konzepts Variante 4 33
Abbildung 21: Simulationsergebnisse Variante 4 34
Abbildung 22: Schematische Darstellung des Konzepts Variante 4-1 35
Abbildung 23: Simulationsergebnisse Variante 4-1 36
Abbildung 24: Schematische Darstellung des Konzepts Variante 5 37
Abbildung 25: Temperaturprofil Sole 38
Abbildung 26: Temperaturen PVT Austritt 39
Abbildung 27: Simulationsergebnisse Variante 5 40
Abbildung 28: Gegenüberstellung der Investitionskosten ohne Förderung 43
Abbildung 29: Gegenüberstellung der Investitionskosten mit Förderung 45
Abbildung 30: Gegenüberstellung der Betriebskosten im Jahr 2024 46
Abbildung 31: Gegenüberstellung der verbrauchsgebundenen Kosten im Jahr 2024 47
Abbildung 32: Gegenüberstellung Entwicklung Wärmegestehungskosten inkl. Zinsen 49
Abbildung 33: Entwicklung des kumulierten Barwerts aller Varianten über 20 Jahre 51
Abbildung 34: Gegenüberstellung PEF und CO2 Emissionen der Grundvarianten 52

Abbildung 35: Technische und ökologische Gegenüberstellung 53
Abbildung 36: Ökonomische Gegenüberstellung 53
Abbildung 37: Simulation Wärmerzeugung 56
Abbildung 38: Temperaturprofil Erdkollektor für Simulation 59
Abbildung 39: Ideale Bodenbeschaffenheit für Geocollect – Standardauslegung [1] 59
Abbildung 40: Einbau bei einer Verlegung mit Neigung und einem Kies Sumpf am tiefsten Punkt [1] 60
Abbildung 41: Verlegung von GeoCollect Anlagen größer 100 kW [1] 61
Abbildung 42: Mögliche Aufständerung PVT-Modul 64
Abbildung 43: Temperaturen kondensatorseitig und Leistungsaufnahme in Abhängigkeit der Quellen Eintrittstemperatur für Ochsner ISWS_390-ER2c1 Wärmepumpe. 65
Abbildung 44: 3D Ansicht der Energiezentrale aus Südwesten 66
Abbildung 45: 3D Ansicht der Energiezentrale aus Nordosten 66
Abbildung 46: Aufstellplan Energiezentrale 67
Abbildung 47: Detaillierte Investitionskosten vor Förderung 68
Abbildung 48: Detaillierte Investitionskosten nach Förderung 69
Abbildung 49: Förderbetrag der Investitionskosten 69
Abbildung 50: Entwicklung der Kapitalkosten 71
Abbildung 51: Aufteilung der betriebsgebundenen Kosten nach Positionen im Jahr 2024 71
Abbildung 52: Entwicklung der betriebsgebundenen Kosten 72
Abbildung 53: Aufteilung der verbrauchsgebundenen Kosten nach Positionen im Jahr 2024 (links) und 2029 (rechts) 73
Abbildung 54: Entwicklung der verbrauchsgebundenen Kosten 73
Abbildung 55: Entwicklung der Stromeinnahmen 75
Abbildung 56: Entwicklung Wärmeeinnahmen 76
Abbildung 57: Entwicklung Wärmegestehungskosten 76
Abbildung 58: Entwicklung des Gewinns vor Steuern 77
Abbildung 59: Kumulierter Barwert der Vorzugsvariante 77
Abbildung 60: Sensitivität der Energieträger und Invest. Kosten der Vorzugsvariante 78
Abbildung 61: Sensitivität der Invest. Kosten für Referenz- und Vorzugsvariante 79
Abbildung 62: Sensitivität des Strompreises für Referenz- und Vorzugsvariante 79
Abbildung 63: 2-Leiter System mit Rücklaufanbindung 80
Abbildung 64: 3-Leiter-System 80
Abbildung 65: Rohrnetzberechnung Gebiet Norden 82
Abbildung 66: Rohrnetzberechnung Gebiet Süden 83
Abbildung 67: Vergleich Wärmedämmung FibreFlex Plus vs. KMR Dämmstärke 1-3 (Quelle: Enerpipe) 84

Abbildung 68: Konzept Hausübergabestation Niedertemperatur Fernwärme (Eigene Darstellung. Angelehnt an Danfoss) 86
Abbildung 69: Konzept Hausübergabestation Niedertemperatur Fernwärme (Darstellung Kring) 86
Abbildung 70: Exemplarischer Aufstellplan eines Hausanschlussraum mit 20 kW Leistung (Frontansicht) 86
Abbildung 71: Exemplarischer Aufstellplan eines Hausanschlussraum mit 20 kW Leistung (Draufsicht) 87

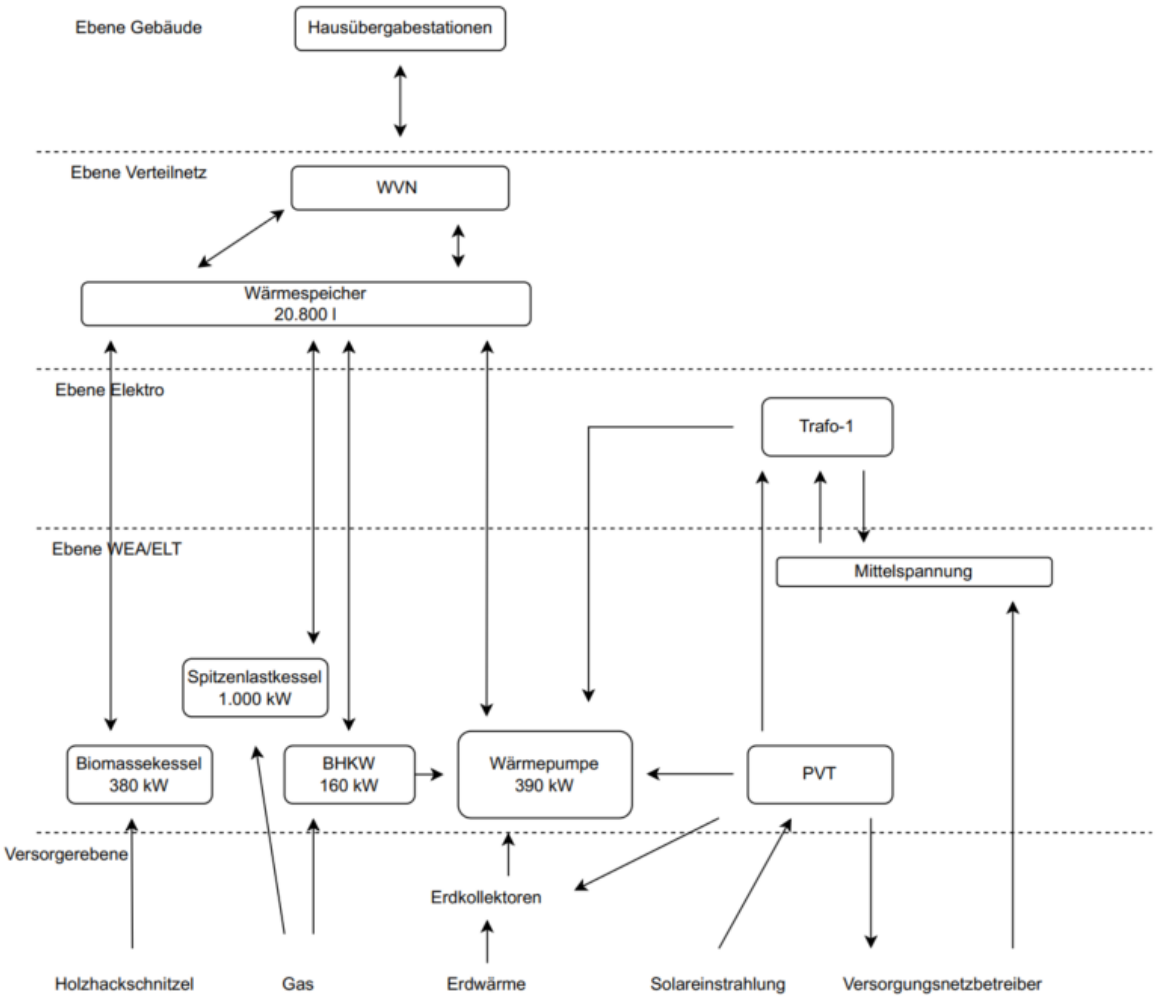


Abbildung 72: Energieerfassung des Gesamtsystems 94
Abbildung 73: Schematische Darstellung des Wärme- Messkonzepts in der Heizperiode 95
Abbildung 74: Schematische Darstellung des Strom-Messkonzeptes 95
Abbildung 75:Systemarchitektur 101

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Heizwärmebedarf Guntersdorf (gebäudeseitig) 9
Tabelle 2: Heizwärmebedarf Guntersdorf (gebäudeseitig) 10
Tabelle 3: Heizwärmebedarf Guntersdorf (erzeugerseitig) 10
Tabelle 4: Ökologische Bewertung der Referenzvariante (Bestandssituation)* 22
Tabelle 5: Wärmemengen des Hybridsystem 23
Tabelle 6: Simulationsergebnisse Variante 1-1 27
Tabelle 7: Simulationsergebnisse Variante 2 30
Tabelle 8: Simulationsergebnisse Variante 3 32
Tabelle 9: Simulationsergebnisse Variante 4 33
Tabelle 10: Simulationsergebnisse Variante 4-1 35
Tabelle 11: Simulationsergebnisse Variante 5 38
Tabelle 12: Auslegungsparameter der Grundvarianten 41
Tabelle 13: Auslegungsparameter dezentrale Referenzvariante 42
Tabelle 14: Anteil der Investitionskosten vor Förderung für ausgewählte Komponenten 44
Tabelle 15: Gegenüberstellung der Investitionskosten mit und ohne Förderung 45
Tabelle 16: Investitionskostendarstellung der Referenzvariante ohne Förderung 46
Tabelle 17: Wirtschaftliche Gegenüberstellung der Grundvarianten (Variante 1, da nicht förderfähig wurde vernachlässigt) 50
Tabelle 18: Tabellarische Darstellung der ökologischen Kennwerte 52
Tabelle 19: Simulationsergebnisse der Vorzugsvariante 55
Tabelle 20: Strombilanz der Vorzugsvariante für zwei unterschiedliche Betriebsfälle 56
Tabelle 21: Spezifikation zu Holzhackschnitzel Qualitätsklassen 61
Tabelle 22: Spezifikation zu Größenklassen von Hackschnitzeln nach DIN EN ISO 17225-4 62
Tabelle 21: technische Daten PVT TD SOLINK 450LH je Modul 63
Tabelle 22: Komponenten und Messpunkte des Messkonzepts 96

1 Lage/Standort und Projektbeschreibung

Die Stadt Herborn liegt an der Autobahn A45 im mittleren Dilltal zwischen den Städten Wetzlar und Siegen. Herborn wurde im Jahr 1048 erstmals urkundlich erwähnt und erhielt im Jahr 1251 die Stadtrechte. Die Fläche der Stadt Herborn umfass 6.380.46 ha, davon 2.279,70 ha Stadtwald. Die Einwohnerzahl, Stand 01.01.2020 beträgt 20.457. Betrachtet soll hier der Stadtteil Guntersdorf mit 344 Einwohner und ca. 120 Heizungsanlagen.

Das betrachtete Quartier besteht aus überwiegend Wohngebäuden sowie öffentliche Einrichtungen und Gewerbe mit geringer Bebauungsdichte und ist ländlich geprägt. Neben Mehrfamilienhäusern gibt es auch Einfamilien- und Reihenhäuser. Die bestehende dezentrale Wärmeversorgung, welche durch ein Wärmenetz 4.0 ersetzt werden soll, besteht aus überwiegend kleinen Anlagen unter 100 kW und werden mit Heizöl, Erd- und Flüssiggas sowie Festbrennstoffen versorgt. Bei den potenziellen Kunden handelt es sich vorwiegend um private Haushalte.

In der nachfolgenden Abbildung ist der Ort Guntersdorf sowie die Aufschlüsselung der Bestandswärmeversorgungsstruktur aus einem Energie- und Klimaschutz Konzept abgebildet.

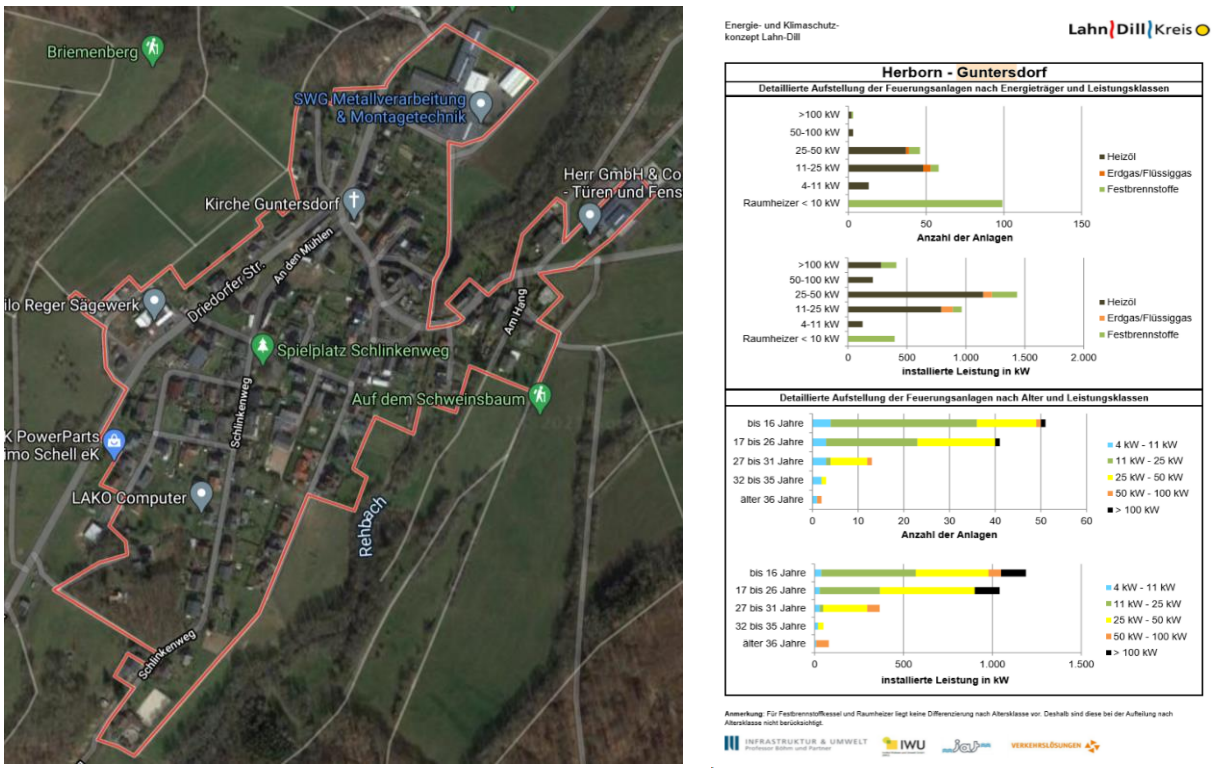


Abbildung 1 – Ort Guntersdorf und Aufschlüsselung der Bestandswärmeversorgungsstruktur

2 Grundlagenermittlung

2.1 Bedarfsanalyse

2.1.1 Wärmebedarf

Zur Ermittlung des Wärmebedarf wurden, im ersten Schritt, die Daten des Katasteramtes herangezogen und ausgewertet. Auf diese Weise wurde die Anzahl der Gebäude sowie eine erste Abschätzung der beheizten Grundflächen im Ortsteil Herborn-Guntersdorf ermittelt. Die insgesamt 137 identifizierten Gebäude im Ortsteil entsprechen größtenteils dem Stand der Wärmeschutzverordnung (WSV) von 1995, somit wird im ersten Schritt ein spez. Heizwärmebedarf von 109 kWh/m² zugrunde gelegt. Zur Reduzierung der Ungenauigkeit dieser Wärmebedarfsbestimmung wurde anschließend ein Erfassungsbogen zur Ermittlung der realen Wärmeverbrauche erarbeitet und an alle potenziellen Kunden versendet. Die insgesamt 56 Rückläufer der Erfassungsbögen tragen maßgeblich zur Konkretisierung des realen Wärmebedarf bei. So liegt der reale Wärmebedarf im Mittel bei 96 kWh/m² und somit 17 % unter dem prognostizierten Wärmbedarf. In folgender Tabelle wird der Wärmebedarf und die Heizleistung für Guntersdorf als Ergebnis der Untersuchung dargestellt.

Tabelle 1: Heizwärmebedarf Guntersdorf (gebäudeseitig)

	Wärmebedarf (gebäudeseitig)
Heizwärmebedarf Guntersdorf	3.687 MWh/a
TWW Bedarf	281 MWh/a
Wärmebedarf gesamt	3.968 MWh/a
Heizleistung bei 1.500 VBH	2.646 kW

Nach aktuellen Befragungen der Anwohner wird mit einer Anschlussquote von 80 % im weiteren Verlauf gerechnet. Im Herborn-Guntersdorf sind neben Wohngebäuden auch vereinzelte verarbeitende Unternehmen ansässig wie das Unternehmen SWG Metallverarbeitung (Driedorfer Straße 1) dessen Wärmebedarf über einen Erfassungsbogen mit 197 MWh/a zu Verfügung steht. In der Driedorfer Straße 14 befindet sich ein Gewerbe mit einem prognostizierten Wärmebedarf von 129 MWh/a. Weitere Schlüsselkunden könnten in dem Gebiet nicht identifiziert werden. Im Rahmen der Grundvariante ergibt sich somit ein gebäudeseitgier Wärmebedarf von 3.200 MWh/a. Unter Berücksichtigung von Netzverlusten liegt die erzeugerseitige Wärmebereitstellung bei 3.600 MWh/a. Die Heiznennleistung reduziert sich dementsprechend auf 2.100 kW.

Im Rahmen der Vorzugsvariante wird bei der Festlegung des Wärmebedarf zusätzlich mit einem Wert zur Effizienzsteigerung der Gebäude von 20 % gerechnet. Dies berücksichtigt zum einen die gebäudeseitige energetische Sanierung als auch Erzeugungsmaßnahmen wie dezentrale Solarthermieanlagen oder Biomasseverbrennung. Aufgrund der avisierten dezentralen/gebäudeseitigen Nachheizung, für den Fall von gebäudeseitigen Temperaturen > 60 °C, reduziert sich der erzeugerseitige Wärmebedarf noch einmal um voraussichtlich 87 MWh/a. Im Rahmen der Vorzugsvariante wird demzufolge mit einem gebäudeseitigen Wärmbedarf von 2.497 MWh/a simuliert.

Tabelle 2: Heizwärmebedarf Guntersdorf (gebäudeseitig)

	Wärmebedarf (gebäudeseitig)
Resultierender Heizwärmebedarf	2.316 MWh/a
TWW-Bedarf	181 MWh/a
Gesamtwärmebedarf (gebäudeseitig)	2.497 MWh/a
Heizleistung bei 1.500 VBH	1.693 kW

Tabelle 3: Heizwärmebedarf Guntersdorf (erzeugerseitig)

	Wärmebedarf (erzeugerseitig)
überschlägige Netzverluste	299 MWh/a
Gesamtwärmebedarf (erzeugerseitig)	2.797 MWh/a
Heizleistung bei 1.500 VBH	1.693

Für die Trinkwarmwasserversorgung wurde in Anlehnung an die DIN V 4701-10 mit 17 kWh/m²/a und einem Anteil zentraler TWW-Bereitung von 30 % gerechnet.

2.1.2 Temperaturniveau

Das benötigte Temperaturniveau der Gebäude ist maßgeblich abhängig vom eingesetzten Wärmeübergabesystem im Gebäude. Die zu versorgenden Gebäude besitzen unterschiedliche notwendige gebäudeseitige Vorlauftemperaturen. Diese variieren stark zwischen 40 °C für Neubau mit Flächenheizung und 70 – 80 °C für Bestandsgebäude mit veralteten Radiatoren und überdimensionierten Steigleitungen. Die Durchführung eines erfolgreichen hydraulischen Abgleiches sollte die Vorlauftemperatur im Winter bei allen Gebäuden auf maximal 70 °C begrenzen. In den Übergangszeiten kann die Heiz-Vorlauftemperatur auf 65°C abgesenkt werden.

Mittel- bis langfristig wird für alle älteren Gebäude eine Temperaturabsenkung unterstellt, sodass eine Begrenzung der Vorlauftemperatur des Wärmenetz auf 65 °C im Rahmen der Vorzugsvariante angestrebt wird. Die durch die Temperaturbegrenzung niedrigeren Vor- und Rücklauftemperaturen wirken sich positiv auf die Erzeugungsanlagen wie der Wärmepumpe aus und reduzieren die Wärmeverluste im Wärmenetz. Für die Gebäude mit zentraler TWW-Bereitstellung wird die Temperaturabsicherung auf 60 °C elektrisch unterstellt. Eine Reduzierung der gebäudeseitigen Vorlauftemperatur im Heizkreis erhöht die Effizienz des Gesamtsystem somit signifikant und macht das gesamte Netz zukunftsfähiger. Der Ansatz das Netz auf den schlechtesten Verbraucher im System auszulegen ist aufgrund der dezentralen el. Nachheizung nicht notwendig und für ein zukunftsfähiges Wärmenetz der 4.0 Generation nicht zielführend.

2.1.3 Lastgänge und Heizlasten

Die Abbildung zeigt den kundenseitigen Wärmebedarf in stündlicher Auflösung auf Basis der Außentemperaturskalierung des Heizraumwärme- und Trinkwarmwasserbedarfs des untersuchten Gebiets für die Grundvarianten.

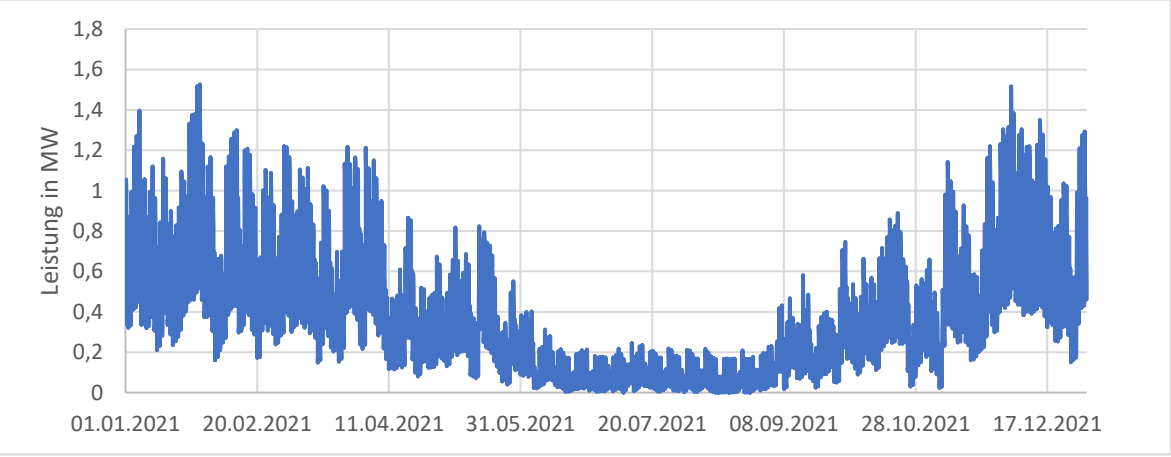


Abbildung 2: Wärmebedarf Grundvarianten (kundenseitig)

Daraus lässt sich eine geordnete Jahresdauerlinie für den kundenseitigen Bedarf ableiten. Diese stellt den Leistungsbedarf des Gebiets auf Basis der jeweiligen Nutzungszeit dar. Die kundenseitige Jahresdauerlinie ist in der folgenden Abbildung graphisch dargestellt.

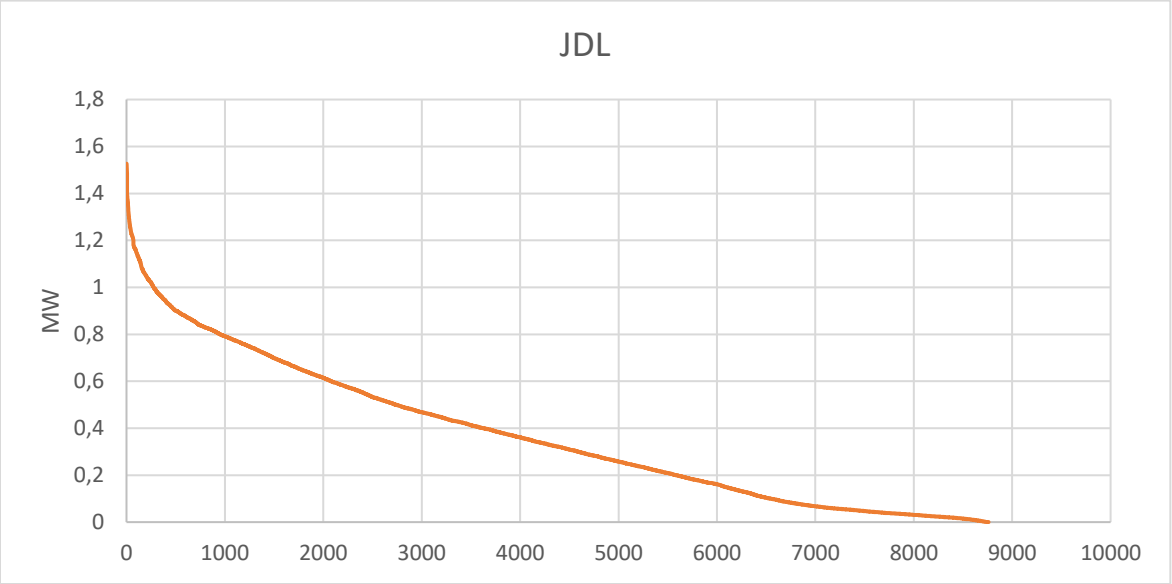


Abbildung 3: Jahresdauerlinie Grundvarianten (kundenseitig)

Die Abbildung zeigt den kundenseitigen Wärmebedarf in stündlicher Auflösung auf Basis der Außentemperaturskalierung des Heizraumwärme- und Trinkwarmwasserbedarfs des untersuchten Gebiets für die Vorzugsvariante.

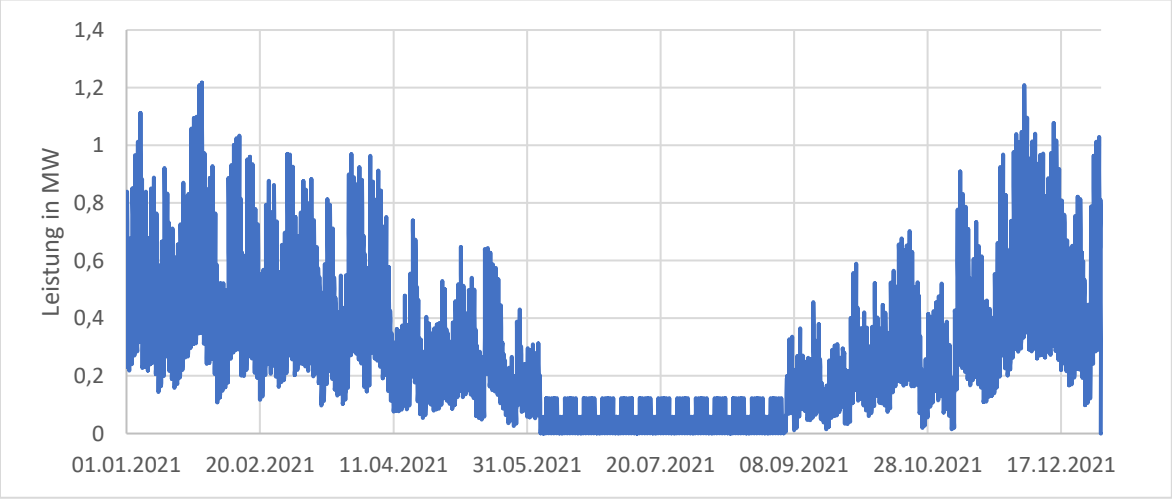


Abbildung 4: Wärmebedarf Vorzugsvariante (kundenseitig)

Daraus lässt sich eine geordnete Jahresdauerlinie für den kundenseitigen Bedarf ableiten. Diese stellt den Leistungsbedarf des Gebiets auf Basis der jeweiligen Nutzungszeit dar. Die kundenseitige Jahresdauerlinie ist in der folgenden Abbildung graphisch dargestellt.

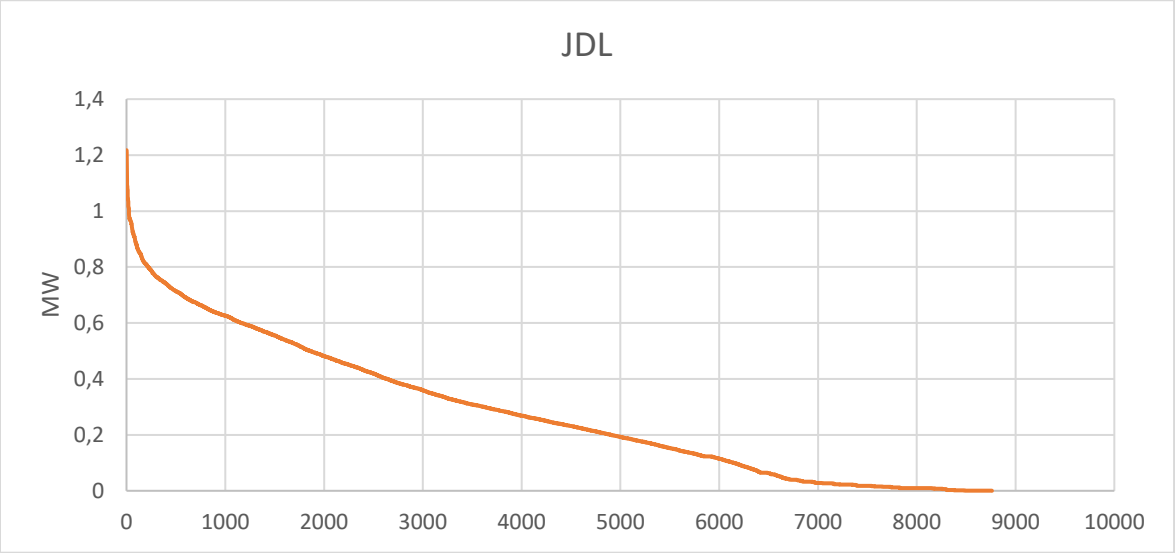


Abbildung 5: Jahresdauerlinie Vorzugsvariante (kundenseitig)

2.1.4 Potenzialanalyse Wärmebedarf und Kundeninteresse

Es wird davon ausgegangen, dass langfristig alle Gebäude im Gebiet an das Wärmenetz angeschlossen werden. Mit dem geplanten Wärmenetz wird für die Wärmeversorgung eine attraktive Lösung angeboten. Zudem ist keine Erschließung mit dem Erdgasnetz seitens der Stadtwerke vorgesehen. Mittelfristig wird somit mit weiterem Anschlussinteresse gerechnet, bedingt durch die zu erwartenden Verschärfungen des energetischen Gebäudestandards sowie der Einführung des CO_2-Preises und der damit verbundenen Preiserhöhung für fossile Brennstoffe. Aktuell befindet sich ein Neubaugebiet mit einer voraussichtlichen Gesamtheizleistung von ca. 95 kW im Bebauungsplanverfahren.

2.1.5 Entwicklung des Wärmebedarfs

Basierend auf die Erkenntnisse aus den Abschnitten „Wärmebedarf" und „Potenzial Neuanschlüsse" kann die Entwicklung des Wärmebedarfs für 30 Jahre als überwiegend konstant prognostiziert werden. Die Neuanschlüsse größer der prognostizierten 80% Marke werden voraussichtlich die Effizienzsteigerung der Gebäude langfristig kompensieren.

2.2 Potenziale Erneuerbarer Energien

Hinsichtlich des angestrebten Zieles einer innovativen und klimafreundlichen Wärmebereitstellung sollen möglichst alle zur Verfügung stehenden erneuerbaren Energiequellen in der Umgebung des Gebiets eingesetzt werden. In diesem Kapitel werden daher die untersuchten energetischen Potenziale erneuerbarer Energien am Standort erläutert.

2.2.1 Rohwassernutzung als Umweltwärmequelle

In unmittelbarer Nähe des Aufstellort für die Energiezentrale befindet sich ein Wasserwerk der Stadtwerke Herborn. Dieses Wasserwerk bietet die Möglichkeit über einen Wärmetauscher dem Rohwasser Wärme zu entziehen und die gewonnene Wärme mittels Wärmepumpe zur Versorgung des Wärmenetzes zu nutzen. Rohwasser ist das Vorprodukt der Trinkwassererzeugung und stellt somit eine sensible Wärmequelle mit hohen Anforderungen an die Trinkwassersicherheit dar. Aus diesem Grund ist es nicht gestattet den Wärmetauscher mit gesundheitsgefährdenden Stoffen zu durchströmen. Die Installation eines Zwischenkreislaufes dient dazu, den direkten Kontakt des Roh- oder Trinkwassers mit dem Kältemittel aus dem Arbeitsmittelkreislauf der Wärmepumpe oder dem Wasser-Glykol Gemisch aus dem Solekreislauf zu verhindern und somit einer eventuellen Verunreinigung im Schadensfall vorzubeugen. Bei diesem Aufbau wird die Wärme aus dem Wasser mittels eines Wärmetauschers auf den Zwischenkreislauf übertragen und das abgekühlte Wasser wieder in eine Rohrleitung eingespeist. Der Zwischenkreislauf ist meist mit einer nicht gesundheitsgefährdenden Substanz gefüllt, die gleichzeitig ein Einfrieren verhindert (z. B. ein Wasser-Alkohol Gemisch). Die

Wärme wird anschließend über einen weiteren Wärmetauscher auf das Kältemittel des Arbeitsmittelkreislaufs übertragen. Der Zwischenkreiskauf verhindert folglich, dass bei einer auftretenden Leckage das Kältemittel in das Wasser gelangt.

Deutschlandweit sind über 35 Anlagen zur Wärmegewinnung aus Roh- und Trinkwasser installiert. Die Rückspeisung des thermisch genutzten Wassers dieser Anlagen findet sowohl ins Roh- als auch ins Trinkwasser statt.

Abbildung 6 zeigt, dass die entziehbare Wärmeleistung am Standort nur zwischen Juli und Dezember verfügbar ist. Grund hierfür ist die zu geringe Temperatur des Wassers zwischen Dezember und Juni, womit die Wärmepumpe nicht arbeiten kann.

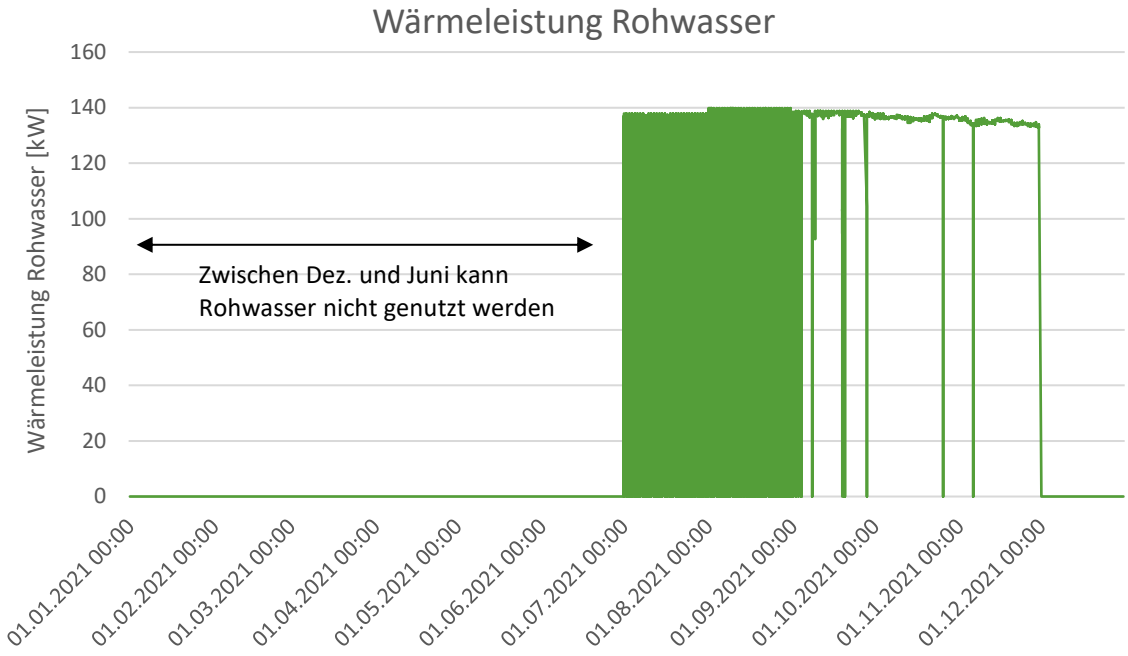


Abbildung 6: Möglichkeiten des Rohwasserentzugs im Jahresüberblick

2.2.2 Tiefengeothermie

Die Nutzung von Geothermie ist eine vielversprechende Möglichkeit, um Umweltwärme mithilfe einer Wärmepumpe nutzbar zu machen. Als Tiefengeothermie bezeichnet man Erdwärmenutzung ab einer Tiefe von 400 m. Aufgrund des Temperaturprofils ist diese Variante erst ab einer Tiefe von etwa 2.000 m wirtschaftlich attraktiv. Gegen die Tiefengeothermie sprechen insbesondere die hohen Investitionskosten und das aufwendige Genehmigungsverfahren (> 2 Jahre). Die Untersuchungen wurden somit auf die Oberflächennahe Geothermie fokussiert.

2.2.3 Oberflächennahe Geothermie

Der klassische Fall von oberflächennaher Geothermie sind Grundwasserbrunnen, Erdwärmesonden oder oberflächennahe Kollektorsysteme.

Im Fall der offenen Nutzung mit einer Brunnenanlage werden ein Förder- und Versenkbrunnen vorgesehen. Das Grundwasser fungiert hier als Umweltwärmequelle für die Wärmepumpe. Es wird an einer Stelle im Gebiet an die Oberfläche gefördert. An der Oberfläche wird die Wärme aus dem Grundwasser in den Heizkreislauf getauscht. Das abgekühlte Grundwasser wird dann an einer anderen Stelle durch den Versenkbrunnen wieder in das Erdreich gepumpt. Wie in Abbildung 7 dargestellt, ist dabei zu beachten, dass die Brunnenanlage dem Grundwassergefälle folgt.

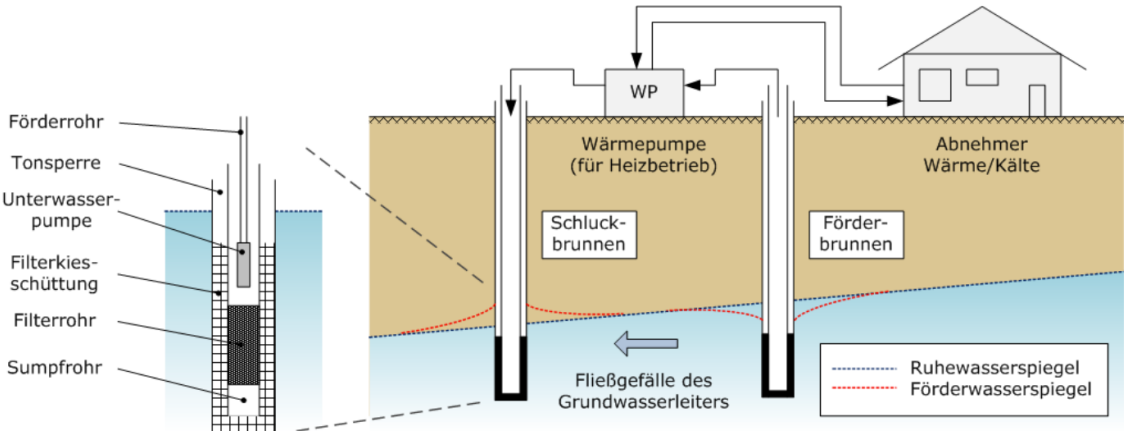


Abbildung 7: Schema Grundwasserbrunnen (nach Kaltschmitt M., Streicher W., Wiese A.: Erneuerbare Energien, 2006)

Brunnenanlagen sind nicht wartungsfrei und unterliegen natürlichen Alterungsprozessen, die zu einer Verminderung der Brunnenleistung führen. Durch regelmäßige Regenerationsarbeiten kann die Lebensdauer eines Brunnens deutlich verlängert werden. Die Lebensdauer bzw. die Abstände der Regenerationsarbeiten sowie die Kosten hierfür werden dabei maßgeblich von der Fördercharakteristik und der Wasserqualität bestimmt.

Bei Erdwärmekollektoren handelt es sich um ein geschlossenes System. Die Kollektoren werden flächenhaft oder in flachen Gräben verlegt. Die Installation erfolgt normalerweise in einer geringen Tiefe von ca. 1,2 m und 1,5 m u. GOK. Sie dürfen allerdings nicht überbaut werden. Ein Vorteil von Erdwärmekollektoren ist, dass diese wartungsfrei sind. Da die spezifische Entzugsleistung relativ gering ist, wird eine große Fläche bzw. Anzahl an Kollektoren benötigt, um einen relevanten Wärmeertrag zu generieren. In der vorliegenden Machbarkeitsstudie wurde untersucht, wie als Umweltwärmequelle ein Kollektorsystem genutzt werden kann, das in ca. 2 m Tiefe vergraben wird. Abbildung 8 zeigt, wie mehrere Wärmeentzugselemente in Reihe zu Strängen verschaltet werden und von einem Wärmeträgerfluid durchströmt werden.

Dabei nimmt das Fluid Wärme aus dem Erdreich auf und liefert Energie an den Verdampfer der Wärmepumpe.

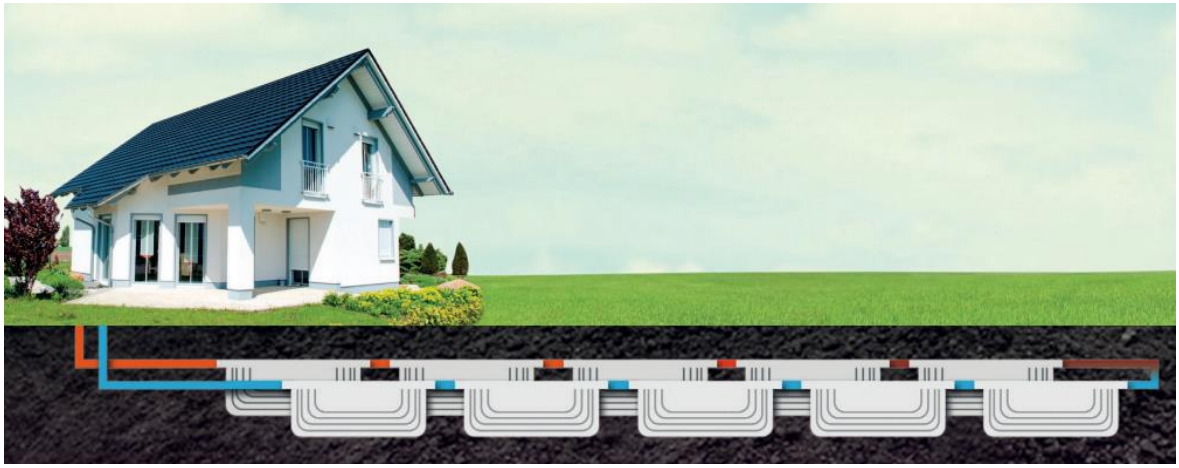


Abbildung 8: System von Erdkollektoren (Quelle: GeoCollect)

Bei großem Wärmebedarf im Winter kann das umliegende Erdreich auch bewusst eingefroren werden. Es sollte dann eine thermische Regeneration des Untergrunds stattfinden. Weiterhin kann die Anzahl der Kollektorelemente deutlich verringert werden, wenn eine thermische Untergrundregeneration erfolgt, z. B. durch Wärmeeinspeisung aus einer Gebäudekühlung im Sommer oder Überschusswärme aus Solarkollektoren.

Erdsonden stellen ebenfalls ein geschlossenes System dar. Eine Erdwärmesonde ist ein Erdwärmeübertrager, in dem eine Wärmeträgerflüssigkeit, bezeichnet als Sole, zirkuliert. Dem Erdreich wird so Wärme entzogen, welche an der Oberfläche durch den Einsatz von Wärmepumpen auf ein höheres Temperaturniveau gehoben wird. Wie Erdwärmekollektoren sind Erdsonden wartungsfrei. Die optimale Tiefe der Erdsonden beträgt 130 bis 150 m. Je tiefer die Bohrung, desto höher die spezifische thermische Entzugsleistung. Zudem kann eine Tiefe bis zu 150 m an einem Tag gebohrt und als Erdsonde ausgebaut werden, was sich in geringeren Kosten ggü. mehrtägigen Bohrungen niederschlägt.

2.2.4 Biomasse

Die Wärmebereitstellung durch feste Biomasse ist im Rahmen der Förderkriterien auf maximal 50 % des Anteils an EE beschränkt. Ein erhöhter Biomasseanteil ist zulässig, falls mindestens 25 % brennstofffreie regenerative Energie eingespeist wird. In diesem Fall wird der erhöhte Anteil an Biomasse als Wärme aus fossil befeuerten KWK-Anlagen bewertet.

Der Einsatz von fester Biomasse stellt eine klima-neutrale Alternative zu Öl oder Gas dar, da das Holz in der Entstehung die gleiche Menge an CO2-Äquivalent bindet, wie bei der Verbrennung wieder freigesetzt wird. Für die Holzhackschnitzel wird ein Lager benötigt, von wo diese automatisch über eine Förderschnecke zum Biomassekessel transportiert werden.

2.2.5 Solarthermie

Solare Strahlungsenergie wird von Solarthermieanlagen über Flach- oder Vakuumröhrenkollektoren in Wärmeenergie gewandelt und somit für die Raumheizung oder Trinkwarmwassererwärmung nutzbar gemacht. Das durch die Kollektoren strömende Wärmeträgermedium nimmt die Sonnenenergie auf und lädt über einen Wärmeübertrager einen sekundärseitigen Pufferspeicher. Die Kollektoren werden dabei auf Dach- oder Bodenfreiflächen installiert. Der Wärmeertrag wird nicht nur durch die Witterung beeinflusst, sondern auch über die Ausrichtung und den Aufstellwinkel der Solarthermiekollektoren.

2.2.6 Weitere Umweltwärmequellen

Alternativ zu Solarthermiekollektoren können auch PVT- (Photovoltaik-thermische) Kollektoren eingesetzt werden. Diese Art von Kollektoren ist eine Mischung aus PV-Modul und thermischen Kollektor. An der Rückseite des Moduls befindet sich ein Wärmetauscher, der die anfallende Wärme des PV-Moduls abführt und für eine Wärmepumpe nutzbar macht. Darüber hinaus kann der Wärmetauscher bei einigen Produkten auch der Luft, die hinter den Modulen vorbeiströmt, Wärme entziehen.

Die Umweltwärmequelle Luft ist am einfachsten erschließbar und kann mit einer Luftwärmepumpe nutzbar gemacht werden. Dagegen sprechen allerdings der hohe Strombedarf die stark mit der fallenden Außentemperatur abnehmende Heizleistung und die zu prüfende Lärmbelastung.

3 Entwicklung der Varianten

Auf Basis der im Rahmen der Grundlagenermittlung gewonnenen Wärmebedarfe und der potenziellen erneuerbaren Wärmequellen, werden verschiedene Konzepte zur nachhaltigen Wärmeversorgung entwickelt sowie ökologisch und ökonomisch gegenübergestellt.

3.1 Referenzvariante

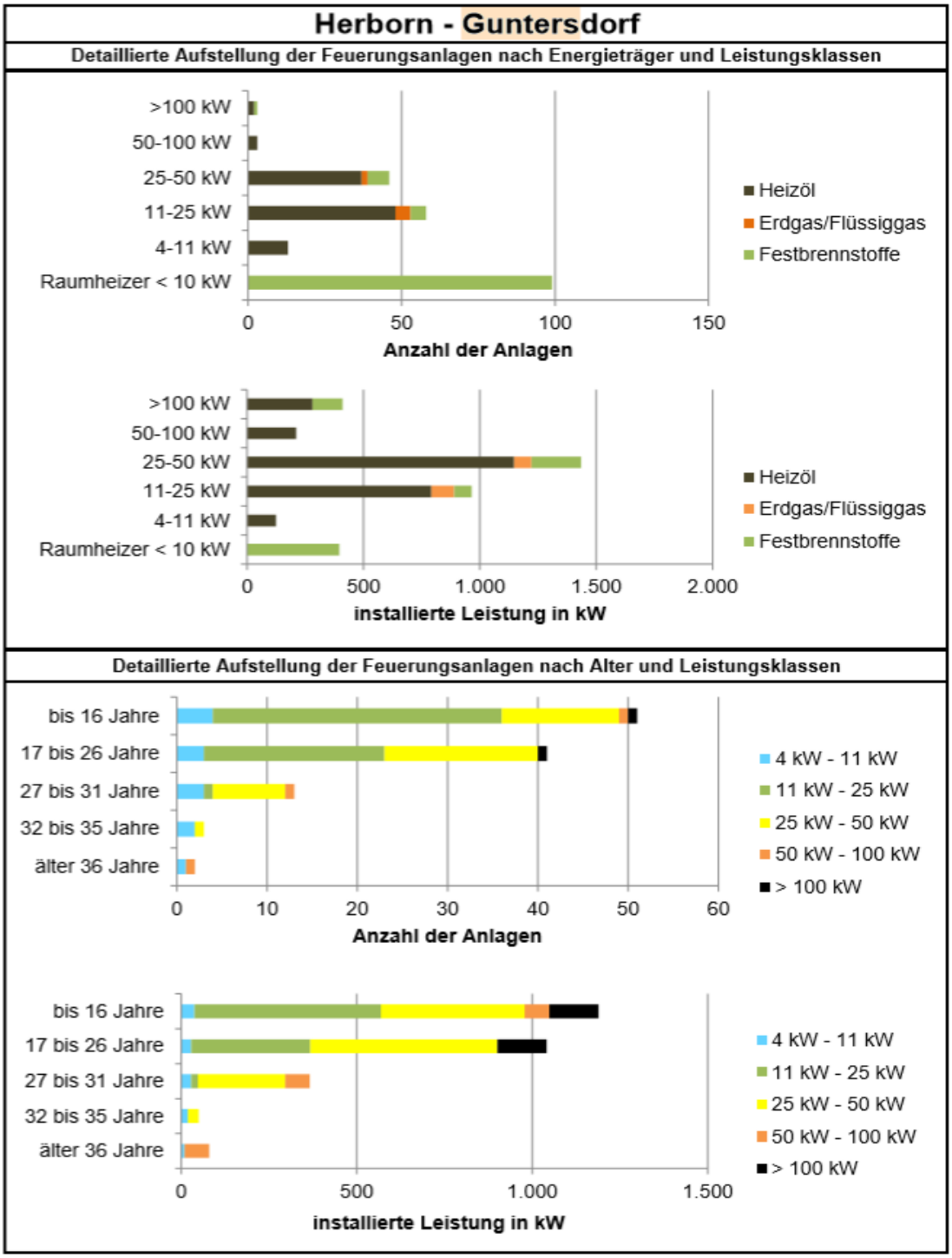
3.1.1 Ist Zustand

Im aktuellen Zustand sind die Gebäude bzw. Wohneinheiten mit unterschiedlicher Anlagentechnik zur Bereitstellung von Heizwärme und Trinkwarmwasser ausgestattet. Die Heizwärme wird bei einem Großteil der Gebäude über einen mit Heizöl betriebenen Kessel bereitgestellt. Dies lässt sich dem Wärmesteckbrief in Abbildung 9 entnehmen. 55 der insgesamt 123 zentralen Heizungsanlagen besitzen eine Nennleistung von 11 – 25 kW. Weitere 45 Anlagen weisen eine Heizleistung von 25 – 50 kW auf. In Herborn-Guntersdorf werden zudem knapp 100

Kamine mit einer Feuerungsleistung < 10 kW verortet. Zum Alter der Anlagen lässt sich sagen, dass rund 60 der 123 Anlagen älter als 16 Jahre sind und damit zeitnah ersetzt werden müssen.

Energie- und Klimaschutz-
konzept Lahn-Dill

Lahn Dill Kreis



Anmerkung: Für Festbrennstoffkessel und Raumheizer liegt keine Differenzierung nach Altersklasse vor. Deshalb sind diese bei der Aufteilung nach Altersklasse nicht berücksichtigt.

INFRASTRUKTUR & UMWELT Professor Böhm und Partner · IWU · jsv · VERKEHRSLÖSUNGEN

Abbildung 9: Wärmesteckbrief Herborn Guntersdorf des Energie- und Klimaschutz Konzept Lahn-Dill

Bei der Bereitstellung von Trinkwarmwasser wird angenommen, dass einige der Gebäude eine zentrale und andere eine dezentrale TWW-Bereitung mit Durchlauferhitzern besitzen. Anlagenbeispiele für die Erzeugung von Heizwärme in den Gebäuden sowie von Trinkwarmwasser in den Wohneinheiten sind nachfolgend exemplarisch abgebildet.



Abbildung 10: Beispiele für Kessel für Bereitstellung von Heizwärme (Links) und für Durchlauferhitzer für die Bereitstellung von Trinkwarmwasser (Rechts)

Im Rahmen der Referenzvariante wird die aktuelle Situation zugrunde gelegt wie sie in Abbildung 9 dargestellt wird. In diesem Fall deckt die Biomasseverbrennung 397 MWh (16%) des jährlichen Wärmebedarf. Die restlichen 2.100 MWh (84 %) stammen aus Öl und Gaskesseln mit einem Wirkungsgrad von 91 %. Somit ergibt sich für das zu versorgende Gebiet zum aktuellen Zeitpunkt ein jährlicher CO2 Ausstoß von 727 t/a sowie ein PEF von 1,06. Dies entspricht spezifischen CO2 Emissionen von 291 g/kWh. Somit emittiert die, im Rahmen der Machbarkeitsstudie ausgearbeitete, Vorzugsvariante (Siehe Kapitel Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.) gegenüber der aktuellen dargestellten Situation 174 Tonnen weniger CO2 pro Jahr bzw. eine Einsparung von 174 Tonnen CO2 pro Jahr.

Tabelle 4: Ökologische Bewertung der Referenzvariante (Bestandssituation)*[*]

Ökologische Kriterien	
PEF*	1,06
CO2 Emission*	727 t/a
spz. CO2 Emission	291 g/kWh

3.1.2 Dezentrale Variante

Aufgrund des Alters der Bestandsanlagen ist in den nächsten Jahren mit einem signifikanten Modernisierungsaufwand bei den meisten Anlagen zu rechnen. Bei einem Austausch der Altanlage darf gesetzlich geregelt kein neuer Ölkessel verbaut werden.

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wird die in diesem Abschnitt vorgestellte „dezentrale Variante" den erarbeiteten zentralen Varianten gegenübergestellt, um den Eigentümern der Gebäude eine optimale Vergleichbarkeit zu ermöglichen. Die „aktuelle Situation" wird herangezogen, um die absolute CO2 Einsparung zu bewerten.

Eine häufig eingesetzte Alternative zu monovalenten Ölkesseln sind Hybridheizungen. Diese Kompaktgeräte vereinen einen Öl- oder Gas-Brennwertkessel in Kombination mit einer Wärmepumpe. Wobei die Umweltwärmequelle der Wärmepumpe im einfachsten Fall Außenluft darstellt. In folgender Abbildung ist ein solches System exemplarisch auf Gebäudeebene für eine Heizleistung von 21 kW bzw. für ein Ein- oder Zweifamilienhaus dargestellt. Ein entsprechendes exemplarisches Anlagenschemata auf Gebäudeebene ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

[*] PEF und CO2 Emissionen nach AGFW FW 309 Teil 1

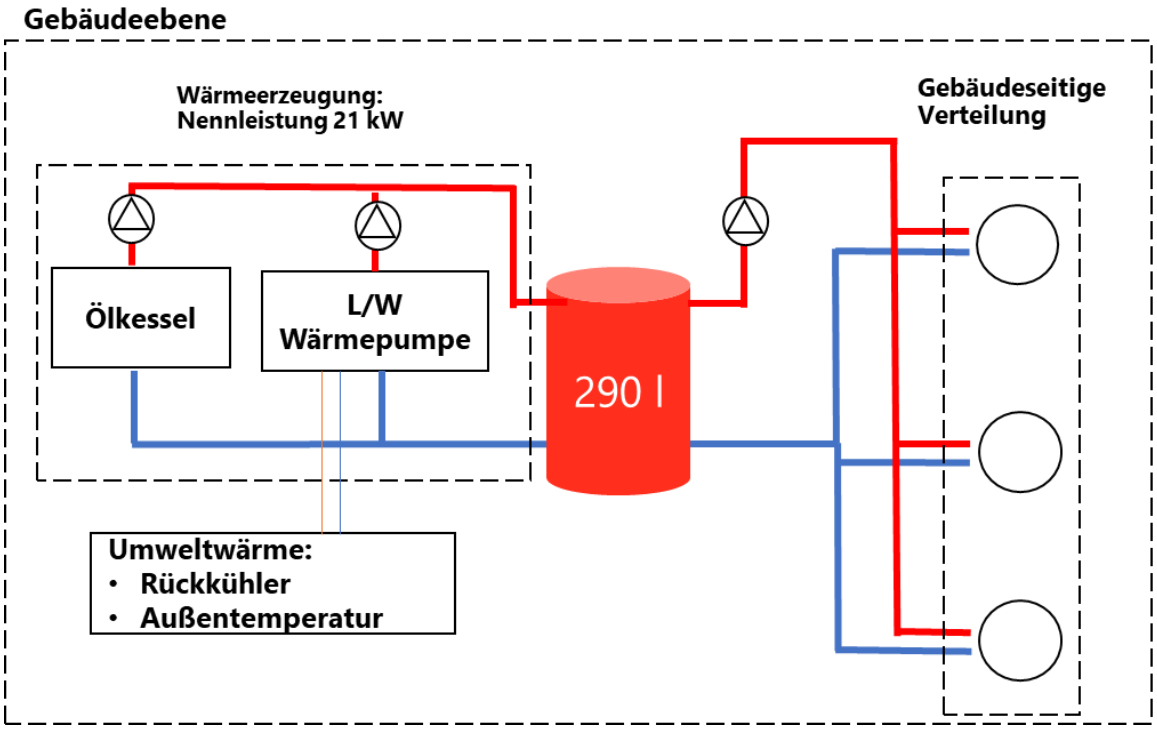


Abbildung 11: Anlagenschema der dezentralen Referenzvariante

In folgender Tabelle sind die erzeugten Wärmemengen des Hybridsystem mit Anteil aufgeschlüsselt.

Tabelle 5: Wärmemengen des Hybridsystem

	Wärmeerzeugung	Anteil
Einheit	MWh	%
Öl-Kessel (Nennleistung 22 kW)	6,25	25
Luft-Wasser-Wärmepumpe (WLW196i A H 8 kW)	18,75	75
Summe	25	

In folgender Abbildung wird die stündliche Wärmeerzeugung anhand einer Simulation dargestellt. Die Luft-Wasser Wärmepumpe deckt dabei 75 % des Wärmeanteils. Der Ölkessel wird somit für den bivalent alternativen Betrieb mit einem Abschaltpunkt von 0°C auf einen Anteil von 25 % reduziert. Für das untersuchte dezentrale System ergibt sich ein PEF von 0,73 bei spezifischen CO2 Emissionen von 215 g/kWh.

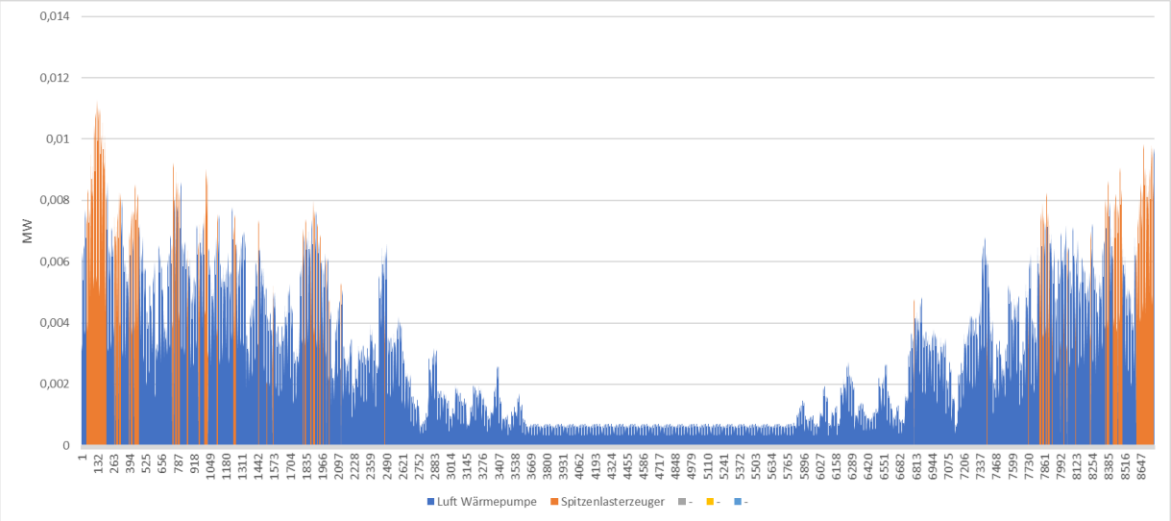
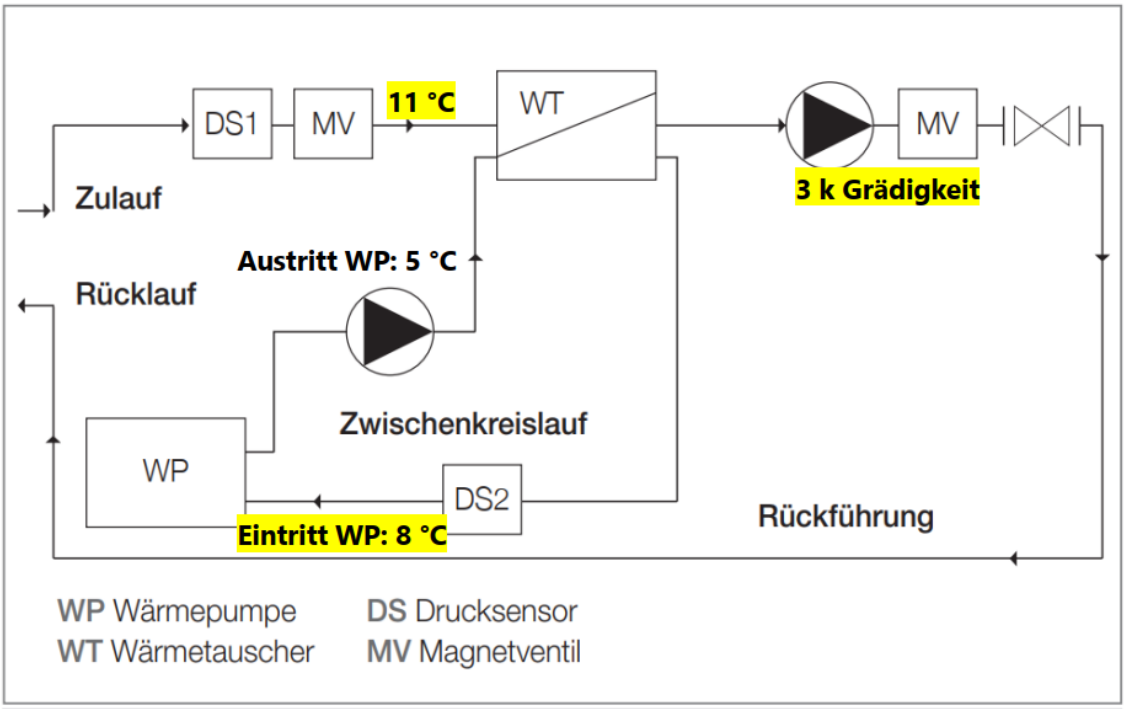


Abbildung 12: Stündliche Wärmeerzeugung der dezentralen Referenzvariante

3.2 Variante 1-1

Es wurden mehrere Varianten entwickelt, mit dem Ziel erneuerbare Energieerzeuger zu integrieren und so zum einen die CO_2-Emmisionen zu vermindern und zum anderen, den nach dem Förderungsprogramm „Wärmenetz 4.0“ vorgegebenen EE-Anteil zu erreichen. Im Mittelpunkt der Variante 1-1 steht die Rohwassernutzung mit Wärmepumpen.

Die Rohwassertemperatur in 3 Metern Tiefe ist starken saisonalen Schwankungen unterworfen. So liegt die maximale Temperatur bei voraussichtlich 16 °C und die minimale bei 7 °C. Eine Wasser/Wasser Wärmepumpe besitzt eine minimale verdampferseitige Austrittstemperatur von 4-5 °C. Fällt die Temperatur des Rohwasser auf <= 11 °C schaltet die Wärmepumpe, bei einer unterstellten Grädigkeit des Wärmetauschers von 3 k und einer Abkühlung in der WP von 3 k, ab. In folgender Abbildung wird die minimale Rohwassertemperatur exemplarisch in einem hydraulischen Schema dargestellt.



Quelle: DVGW-Forschungsstelle TU Hamburg-Harburg

Abb. 1: Skizze einer Wärmepumpenanlage zur thermischen Energienutzung aus Trinkwasser im Bypass zu Wasserverteilungsanlagen.

Demzufolge kann das Rohwasser in den Monaten Dez. – Juni aufgrund der Unterschreitung der Mindesttemperatur von 11 °C nicht genutzt werden. In den Monaten Juli bis November kann dem Rohwasser aufgrund des vorherrschenden Volumenstrom eine kontinuierliche Wärmeleistung von 140 kW entnommen werden, dargestellt in folgender Abbildung.

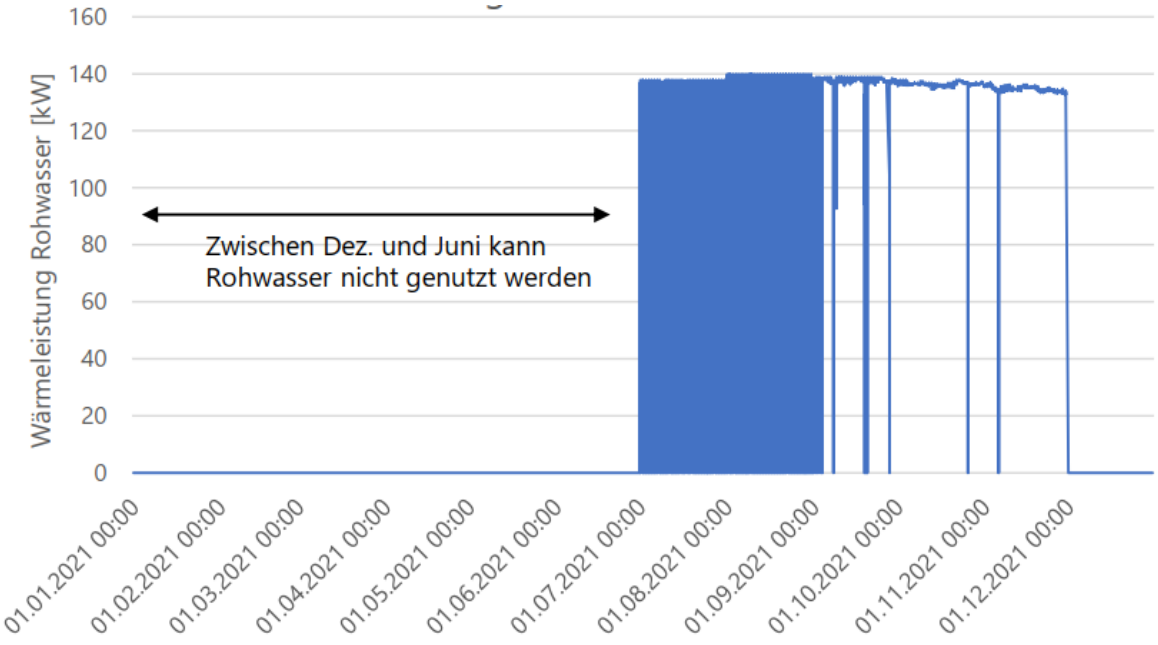


Abbildung 13: Mögliche Nutzungszeiten des Rohwasser

Für dieses Konzept sind folgende Energieerzeuger vorgesehen:

- Erdgas BHKW 160 kW el
- Biomasse 500 kW
- Wasser/Wasser Wärmepumpe WP-IWWHS 200 ER2c2
- Kessel 1.000 kW

Zudem ist ein Pufferspeicher mit 20 m³ in der Energiezentrale für die Laufzeitoptimierung der Energieerzeuger geplant. Abbildung 14. stellt das Konzept der Variante 1-1 schematisch dar.

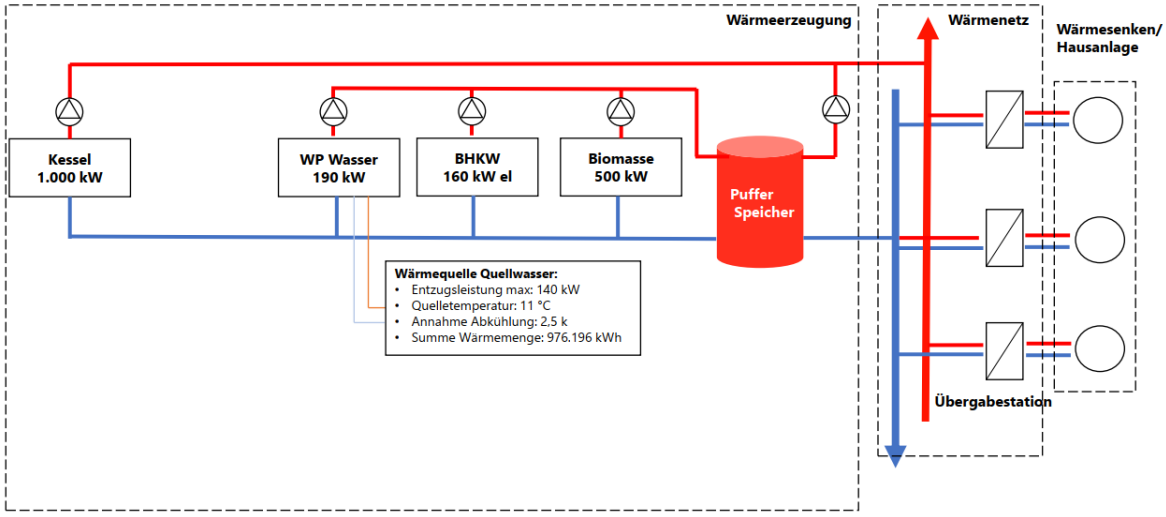


Abbildung 14: Schematische Darstellung des Konzepts Variante 1-1

Das Konzept wurde mit der Software EnergyPRO abgebildet und simuliert. Die Simulationsergebnisse können anhand der Abbildung 15 ausgewertet werden.

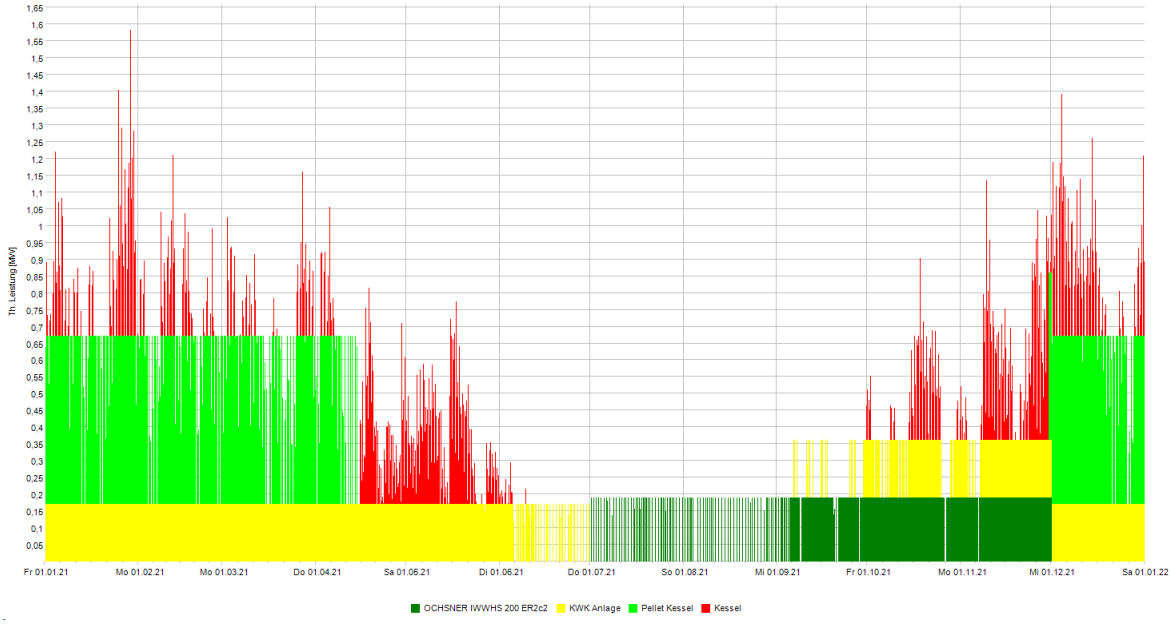


Abbildung 15: Simulationsergebnisse Variante 1-1

Deutlich wird, dass das BHKW die Grundlast in den Wintermonaten übernimmt. Die Wärmepumpe mit der Umweltwärme Rohwasser die Grundlast in den meisten Übergangszeiten. Die Biomasse deckt die Mittellast in den Wintermonaten. Der Spitzenlastkessel ist für die Deckung der Spitzenzeiten verantwortlich sowie für einige Stunden in den Übergangzeiten. Die Simulationsergebnisse lassen sich in Tabelle 6 zusammenfassen.

Der vorgeschriebene Anteil erneuerbarer Energien nach WN 4.0 von min. 50% kann in dieser Variante nicht eingehalten werden. Zum einen ist der Gesamtanteil zu gering und zum anderen wird der Spitzenlastanteil von 10 % überschritten. Der als erneuerbar anrechenbare Biomasseanteil darf den EE-Anteil aus anderen Erzeugern nicht überschreiten. Somit wird der Anteil der Biomasse in diesem Fall auf 12% bzw. dem Anteil aus WP gedeckelt. Aus diesen Gründen wird die Variante im weiteren Verlauf nicht betrachtet.

Tabelle 6: Simulationsergebnisse Variante 1-1

	Wärmeerzeugung [MWh]	Energieverbrauch [MWh]	Wärmeanteil [%]	EE-Anteil [%]
BHKW 160 kW el	1.060	2.434 (Gas)	29	-
Biomasse 500 kW	1.405	1.561 (Biomasse)	39	12
WP IWWHS 200	1.405	139 (Strom)	14	12
Kessel 1 MW	496	717 (Gas)	18	-
Summe	3.612		100	24

3.3 Variante 2

Im Mittelpunkt dieser Variante 2 steht die Maximierung der EE-Anteile. Aus diesem Grund wird das bestehende Anlagenkonzept um eine Luft/Wasser Wärmepumpe erweitert. Es sind folgende Energieerzeuger vorgesehen:

- Erdgas BHKW 160 kW el
- Biomasse 500 kW
- Wasser/Wasser Wärmepumpe WP-IWWHS 200 ER2c2
- Luft/Wasser Wärmepumpe
- Kessel 1.000 kW

Ebenfalls wird ein Pufferspeicher mit 20 m^3 in der Energiezentrale für die Laufzeitoptimierung der Energieerzeuger geplant. Nachfolgend die schematische Darstellung dieser Variante.

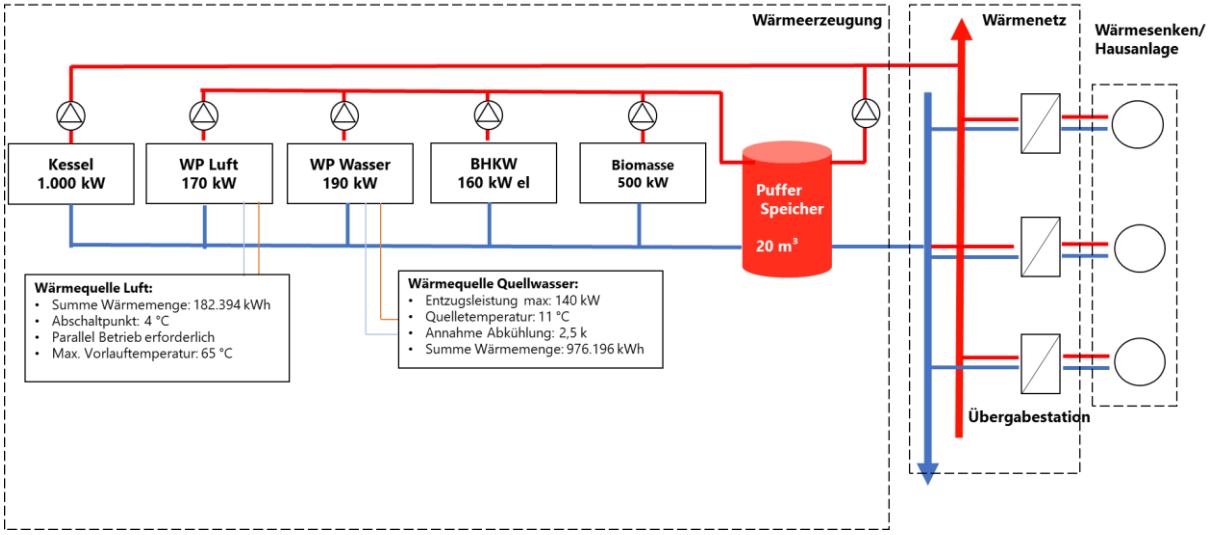


Abbildung 16: Schematische Darstellung des Konzepts Variante 2

Die Lastgänge der Erzeugungsanlagen sind nachfolgend abgebildet.

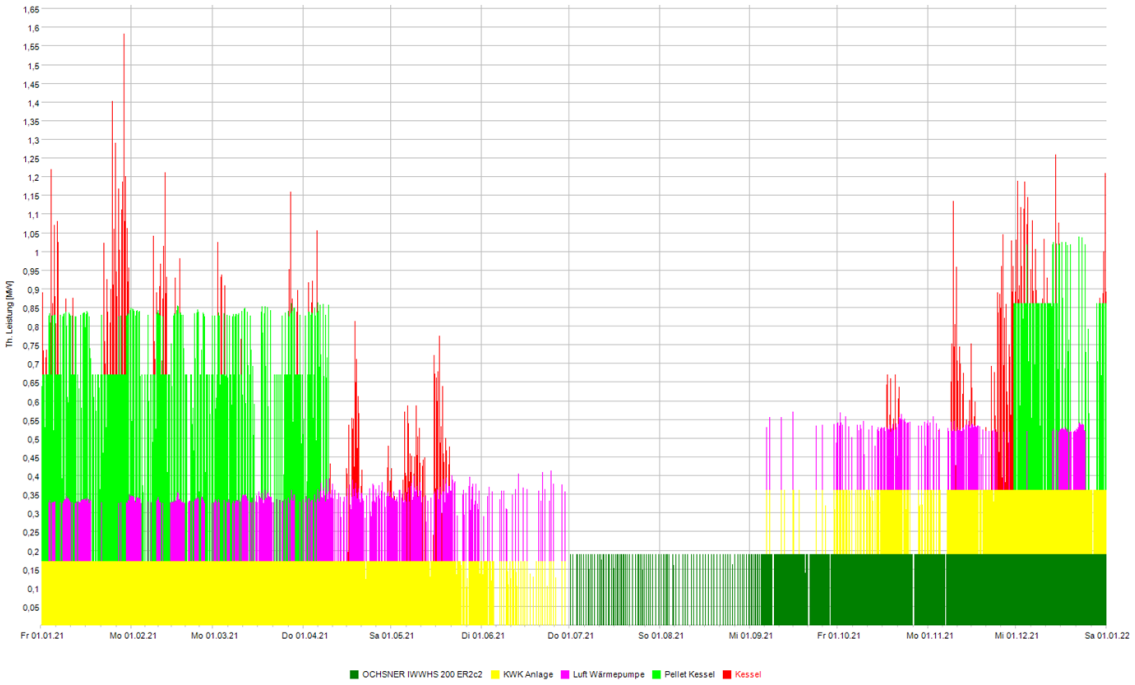


Abbildung 17: Stündliche Simulationsergebnisse Variante 2

Nach diesem Konzept übernimmt die Wärmepumpe mit Rohwasser die Grundlast zwischen Spätsommer und Jahresende. Das BHKW stellt die Grundlast im ersten und zweiten Quartal des Jahres bereit. Die Mittellast wird von dem Biomassekessel in Kombination mit der Luft Wärmepumpe gedeckt. Der Spitzenlastkessel fährt im Winter in den kalten Zeiten an und sorgt für die Deckung der Spitzenlast.

Die tabellarische Zusammenfassung der Simulationsergebnisse in Tabelle 7 zeigt den zu erwartenden EE-Anteil. Der EE-Anteil nach WN 4.0 beträgt 54 %. Der erneuerbare Anteil von Wärmepumpen berücksichtigt nach WN 4.0 Vorgaben den Netzstrom. Dieser liegt nach BAFA bei 40 % EE-Anteil, der übrige Anteil wird als konventionell bewertet. Nach BEW ist abweichend zu WN 4.0 der komplette Wärmeanteil als erneuerbar anzusetzen. Die Summe des EE-Anteil der WP beläuft sich auf 27 % somit wird die Biomasse ebenfalls auf 27 % begrenzt.

Tabelle 7: Simulationsergebnisse Variante 2

	Wärmeerzeugung [MWh]	Energieverbrauch [MWh]	Wärmeanteil [%]	EE-Anteil [%]
BHKW 160 kW el	995	2.284 (Gas)	28	-
Biomasse 500 kW	1.149	1.277 (Biomasse)	32	27
WP IWWHS 200	639	174 (Strom)	18	15
Luft Wärme-pumpe	563	210 (Strom)	16	12
Kessel 1 KW	268	295 (Gas)	7	-
Summe	3.612		100	54

Ein erhöhter Biomasseanteil ist zulässig, falls mindestens 25% brennstofffreie regenerative Energie eingespeist wird. Der erhöhte Anteil Biomasse wird in diesem Fall als Wärme aus fossil befeuerten KWK-Anlagen bewertet. Der Biomasseanteil der über 50% des Anteils erneuerbaren Energien liegt, wird damit nicht bei der Berechnung der Förderquote (Nachhaltigkeitsprämie) mitberücksichtigt.

3.4 Variante 3

Im Rahmen dieser Variante wurde ein Konzept Ohne Biomasse und stattdessen mit Solarthermie betrachtet. Aus diesem Grund wird die Leistung der Luft/Wasser Wärmepumpe sowie die des BHKW, zu Versorgung der Wärmepumpen mit el. Antriebsenergie erhöht. Es sind folgende Energieerzeuger vorgesehen:

- Erdgas BHKW 250 kW el
- Wasser/Wasser Wärmepumpe WP-IWWHS 200 ER2c2
- Luft/Wasser Wärmepumpe (230 kW)
- Kessel 1.000 kW
- Solarthermie 800 m² Kollektorfläche

Es wird ein Pufferspeicher mit 70 m³ Speichervolumen für die Laufzeitoptimierung der Energieerzeuger und die Kurzzeitspeicherung der Solarthermie geplant. Nachfolgend die schematische Darstellung dieser Variante.

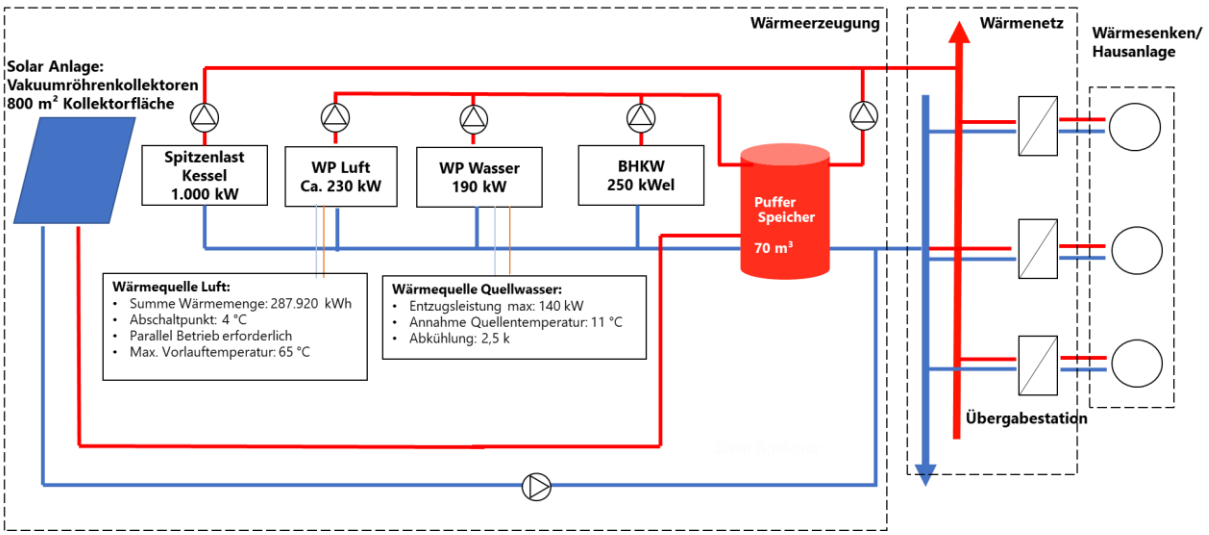


Abbildung 18: Schematische Darstellung des Konzepts Variante 3

Die Lastgänge der Erzeugungsanlagen sind nachfolgend abgebildet.

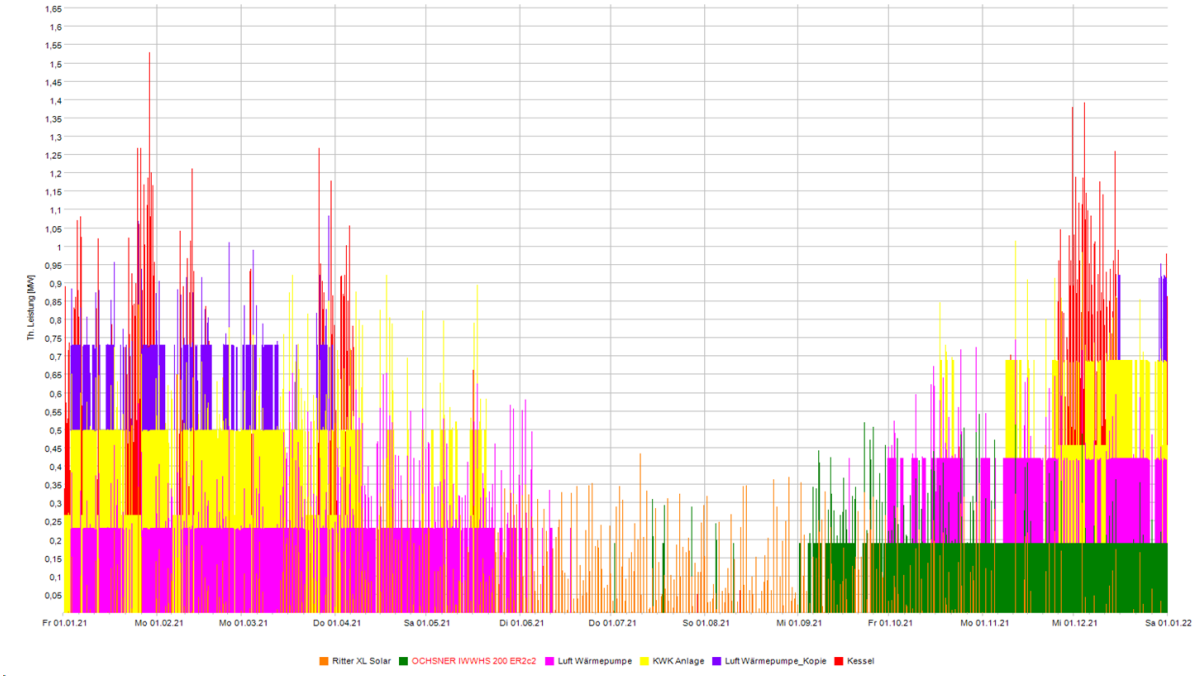


Abbildung 19: Stündliche Simulationsergebnisse Variante 3

Nach diesem Konzept übernimmt die Wärmepumpe mit Rohwasser die Grundlast zwischen Spätsommer und Jahresende. Die Luft/Wasser Wärmepumpe stellt die Grundlast im ersten und zweiten Quartal des Jahres bereit, aufgrund der Laufzeit in den Wintermonaten liegt die JAZ bei voraussichtlich 2,5. In den Sommer und Übergangsmonaten stellt die Solarthermie aussprechend solare Wärme zur Versorgung des Netzes zu Verfügung, konkurriert jedoch

mit der Luft Wärmepumpe, da diese in den Sommermonaten ebenfalls einen guten COP aufweist. Die Mittellast wird von dem BHKW in Kombination mit der Luft Wärmepumpe gedeckt. Der Spitzenlastkessel fährt im Winter in den kalten Zeiten an und sorgt für die Deckung der Spitzenlast.

Die tabellarische Zusammenfassung der Simulationsergebnisse in Tabelle 8 zeigt den zu erwartenden EE-Anteil. Der EE-Anteil nach WN 4.0 beträgt 53 %. Der EE Anteil der Wärmepumpen wird wie in Variante 2 erläutert unter Berücksichtigung des Netzstrom, mit einem vorgegebenen EE Anteil von 40 %, berücksichtigt.

Tabelle 8: Simulationsergebnisse Variante 3

	Wärmeerzeugung [MWh]	Energieverbrauch [MWh]	Wärmeanteil [%]	EE-Anteil [%]
BHKW 250 kW el	993	2.298 (Gas)	27	-
Solar Vakuum 800 m²	369	-	10	10
WP IWWHS 200	537	151 (Strom)	15	13
Luft Wärmepumpe*	1.109	436 (Strom)	31	24
Luft Wärmepumpe*	289	119 (Strom)	8	6
Kessel 1 KW	316	348	9	-
Summe	3.612		100	53

* Parallelbetrieb erforderlich, Abschaltpunkt 0 °C

3.5 Variante 4

Im Rahmen dieser Variante wurde ein Konzept ohne die Wasser/Wasser Wärmepumpe und stattdessen mit einer Erdwärmepumpe betrachtet. Die Kollektorfläche der Solarthermie wurde auf 500 m² und das BHKW auf 160 kW verkleinert. Es sind folgende Energieerzeuger vorgesehen:

- Erdgas BHKW 160 kW el
- WP-ISWHS_390 ER6c2 mit Erdsonden (250 kW Heizleistung)
- Biomassekessel 500 kW
- Kessel 1.000 kW
- Solarthermie 500 m² Kollektorfläche

Es wird ein Pufferspeicher mit 50 m³ Speichervolumen für die Laufzeitoptimierung der Energieerzeuger und die Kurzzeitspeicherung der Solarthermie geplant. Nachfolgend die schematische Darstellung dieser Variante.

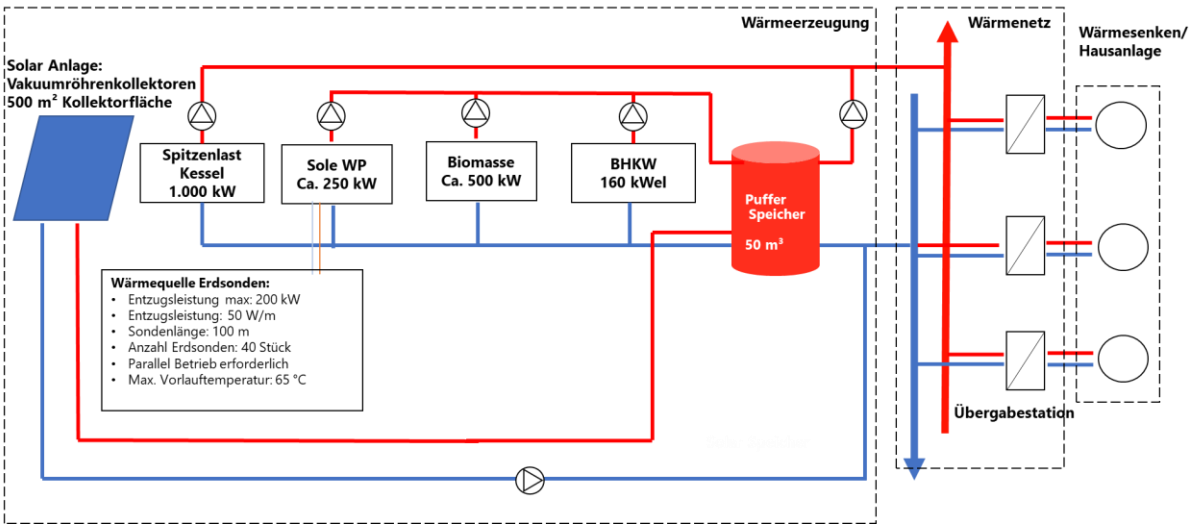


Abbildung 20: Schematische Darstellung des Konzepts Variante 4

In diesem Konzept wird als Umweltwärmequelle für die Wärmepumpe geothermische Energie verwendet. Diese wird in der Form von 40 Erdwärmesonden, mit einer Tiefe von 100 Metern, nutzbar gemacht, um eine notwendige Entzugsleistung von 200 kW zu Verfügung zu stellen. Die Wärmepumpe stellt in dieser Variante eine maximale VL-Temperatur von 65 °C zu Verfügung, in den Übergangsmonaten wird ein Parallelbetrieb der WP zur Erhöhung der VL-Temperatur unterstellt. Die JAZ der Wärmepumpe liegt anhand der Simulation bei voraussichtlich 2,9. Die benötigte Aufstellfläche der Geothermie beträgt überschlägig 2.000 m² bei einer zugrunde gelegten Entzugsleistung von 50 W/m. Das BHKW deckt hier wieder die Grundlast und der Biomassekessel kommt vor allem in den Wintermonaten zum Einsatz. Der Spitzenlastkessel fährt im Winter in den kalten Zeiten an und sorgt für die Deckung der Spitzenlast. Die tabellarische Zusammenfassung der Simulationsergebnisse in Tabelle 9 zeigt den zu erwartenden EE-Anteil. Der EE-Anteil nach WN 4.0 beträgt 51 %.

Tabelle 9: Simulationsergebnisse Variante 4

	Wärmeerzeugung [MWh]	Energieverbrauch [MWh]	Wärmeanteil [%]	EE-Anteil [%]
BHKW 160 kW el	1.088	2.499 (Gas)	30	
Solarthermie 500 m²	276		8	8
Sole Wärmepumpe 250 KW	806	276 (Strom)	22	18
Biomasse 500 kW	1.262	1.401 (Biomasse)	34	25
Kessel 1.000 kW	243	267 (Gas)	7	
Summe	3.675		100	51

Aus Abbildung 21 geht hervor, dass die Wärmepumpe nicht in den Wintermonaten läuft und im Sommer- und den Übergansmonaten zusammen mit dem BHKW die Last deckt. Der Biomassekessel läuft mit einer hohen Auslastung nur in den Wintermonaten.

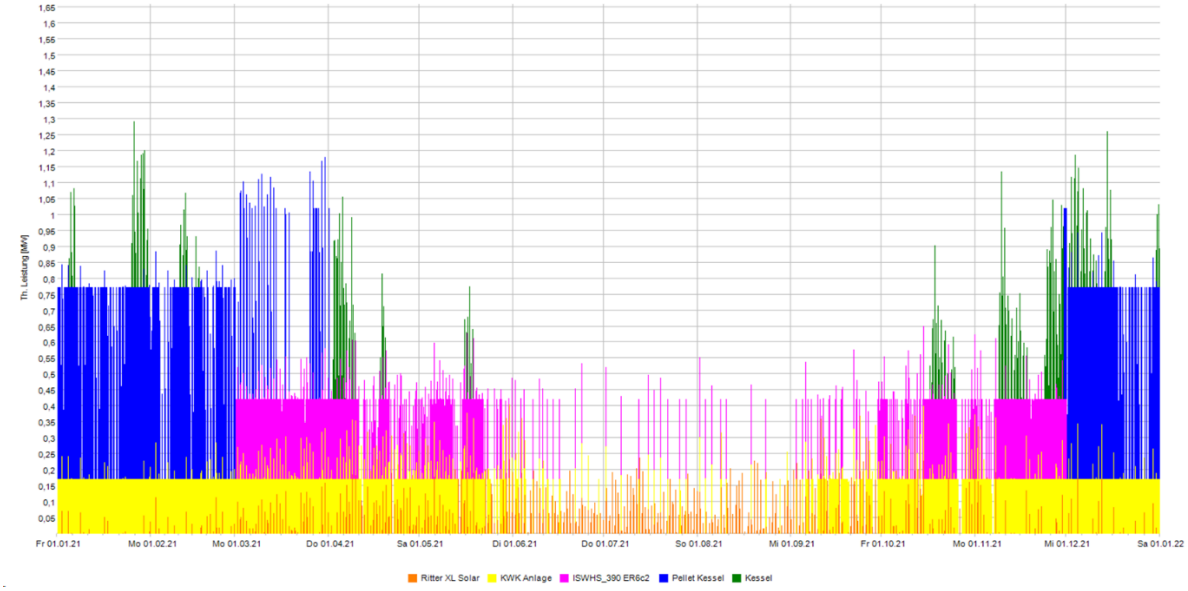


Abbildung 21: Simulationsergebnisse Variante 4

3.6 Variante 4-1

In Variante 4-1 wurde im Vergleich zur Variante 4 die Speichergröße und die Kollektorfläche für Solarthermie verkleinert. Zusätzlich würde die VL-Temperatur des Wärmenetz auf 65 °C begrenzt. Es sind folgende Energieerzeuger vorgesehen:

- Erdgas BHKW 160 kW el
- Sole Wärmepumpe ISWHS_390 ER6c2 mit Erdsonden
- Biomassekessel 500 kW
- Kessel 1.000 kW
- Solarthermie 300 m² Kollektorfläche (vorher 500 m²)

Es wird ein zentraler Pufferspeicher mit 50 m³ Speichervolumen für die Laufzeitoptimierung der Energieerzeuger und die Kurzzeitspeicherung der Solarthermie geplant. In den dezentralen Pufferspeichern ist ein E-Heizstab für eine mögliche Nachheizung vorgesehen. Nachfolgend ist das Schema der Variante abgebildet:

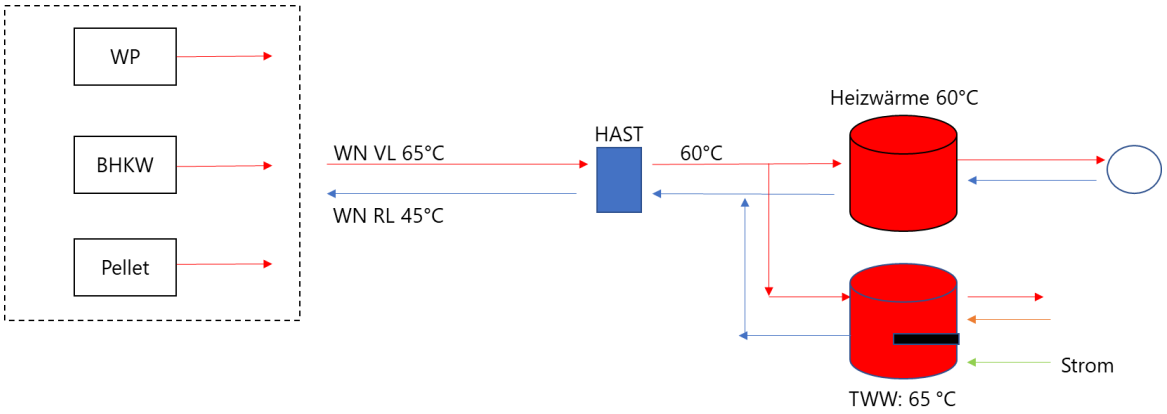


Abbildung 22: Schematische Darstellung des Konzepts Variante 4-1

In dieser Variante werden zusätzlich 40 Erdwärmesonden mit einer Tiefe von 100 Metern vorgesehen. Die benötigte Aufstellfläche beträgt überschlägig 2.000 m² bei einer zugrunde gelegten Entzugsleistung von 50 W/m. Ein Geothermal Response Test aus Herborn-Seelbach lässt vermuten, dass die Geologischen Verhältnisse am Standort jedoch pessimistischer einzuschätzen sind bzw. eine Entzugsleistung von 50 W/m nicht eingehalten werden kann.

Die Wärmepumpe stellt in dieser Variante eine maximale VL-Temperatur von 55 °C zu Verfügung, in den Übergangsmonaten wird ein Parallelbetrieb der WP zur Erhöhung der VL-Temperatur unterstellt. Bei einer Begrenzung der VL-Temperatur verbessert sich die JAZ der Wärmepumpe von 2,9 auf 3,8 in der Variante 4-1. In Tabelle 10 sind die Simulationsergebnisse dargestellt. Variante 4-1 hat demnach mit 54 % einen etwas höheren EE-Anteil als Variante 4, da trotz reduzierter Fläche für Solarthermie die Wärmepumpe einen höheren Anteil an der Wärmeerzeugung beiträgt. Im Rahmen der Netztemperaturabsenkung sowie der Abschätzung eines gebäudeseitig anfallenden Strombedarf zur dezentralen TWW-Anhebung von voraussichtlich 88 MWh/a reduziert sich die Wärmeerzeugung in dieser Variante von 3.612 MWh/a auf 3.496 MWh/a.

Tabelle 10: Simulationsergebnisse Variante 4-1

	Wärmeerzeugung [MWh]	Energieverbrauch [MWh]	Wärmeanteil [%]	EE-Anteil [%]
BHKW 160 kW	931	2.137 (Gas)	27	
Solarthermie 300 m²	138		4	4
Sole Wärmepumpe	946	261 (Strom)	27	23
Biomasse	1.272	1.415 (Biomasse)	36	27
Kessel 1.000 kW	209	230 (Gas)	6	
Summe	3.496		100	54

Abbildung 23 zeigt die Simulationsergebnisse grafisch über das Jahr dargestellt. Die Ergebnisse sind ähnlich zu Variante 4. Der Biomassekessel zeigt hier allerdings eine geringere Auslastung, läuft aber mehr Stunden im Jahr als bei Variante 4.

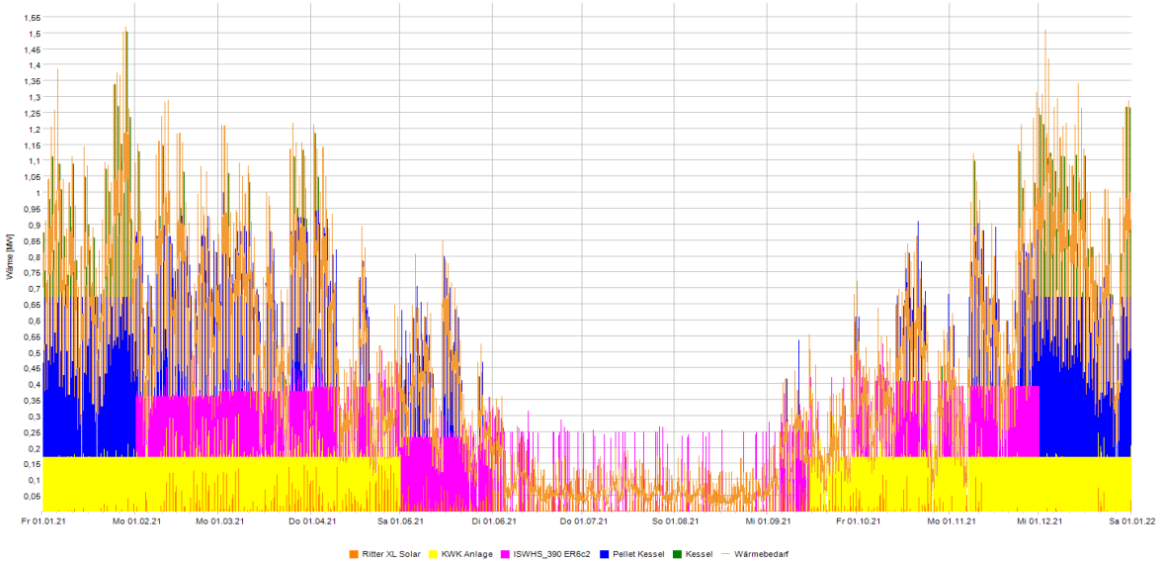


Abbildung 23: Simulationsergebnisse Variante 4-1

Das vorgewärmte TWW wird in dieser Variante soweit notwendig, dezentral auf die gewünschte Temperatur angehoben. Somit erhöht die Begrenzung der gebäudeseitigen Vorlauftemperatur die Gesamteffizienz das Versorgungssystem signifikant. Gebäude mit einem VL des Heizkreis > 65 °C sind somit angehalten gebäudeseitige Maßnahmen zur Netztemperaturabsenkung zu ergreifen oder alternativ die notwendige Temperaturerhöhung über einen E-Heizstab zu realisieren.

3.7 Variante 5

In der Variante 5 werden die Vakuumröhrenkollektoren durch PVT-Kollektoren ersetzt. Diese Art Kollektoren erzeugen Strom und stellen gleichzeitig eine Umweltwärmequelle für die Wärmepumpe dar. Die im Sommer erzeugte Wärme kann auch zur Regeneration der Erdwärmesonden genutzt werden. Es sind folgende Energieerzeuger vorgesehen:

- Erdgas BHKW 160 kWel
- Sole Wärmepumpe ISWHS_390 ER6c2 mit Erdsonden
- Biomassekessel 500 kW
- Kessel 1.000 kW
- PVT-Kollektoren 150 kWp

Nachfolgend die schematische Darstellung dieser Variante.

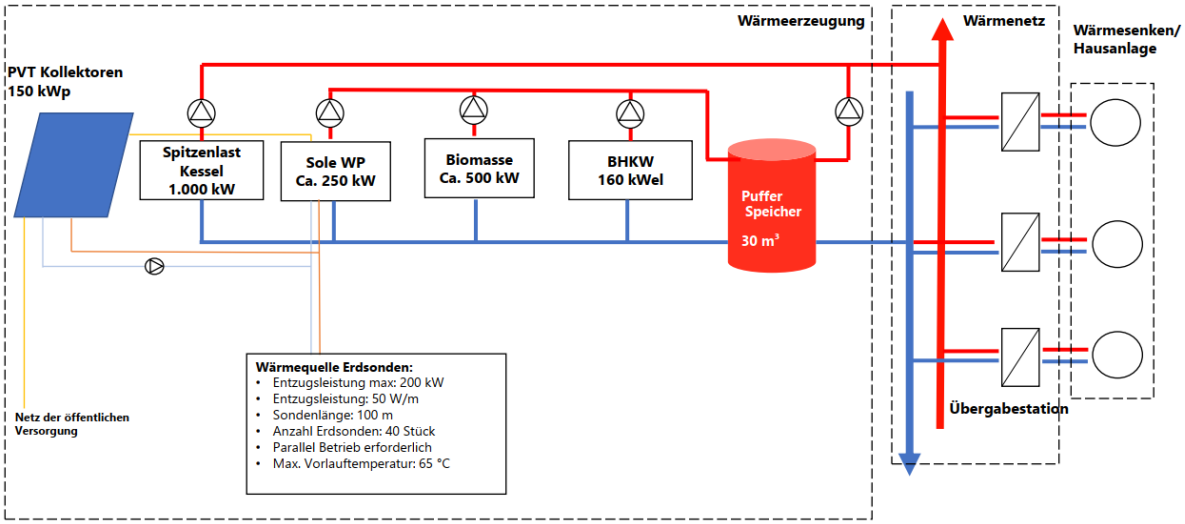


Abbildung 24: Schematische Darstellung des Konzepts Variante 5

Das BHKW deckt hier wieder die Grundlast und der Biomasse- und Spitzenkessel kommt vor Allem in den Wintermonaten zum Einsatz. Die tabellarische Zusammenfassung der Simulationsergebnisse in Tabelle 11 zeigt den zu erwartenden EE-Anteil. Der EE-Anteil nach WN 4.0 beträgt 52 %.

Tabelle 11: Simulationsergebnisse Variante 5

	Wärmeerzeu-gung [MWh]	Energieverbrauch [MWh]	Wärmeanteil [%]	EE-Anteil [%]
BHKW 160 kW	933	2.142 (Gas)	27	
Biomasse	1.293	1.438 (Biomasse)	37	26
Spitzenlastkessel	220	243 (Gas)	6	
Sole Wärmepumpe	1.050	275 (Strom)	30	26
Summe	3.496	4.098	100	52

Die Sole Wärmepumpe wird über ein entsprechendes Quellmanagement von den Erdsonden und der PVT-Anlage gespeist. Im Sommer ergibt sich ein Verhältnis von 65 % Erdsonden und 45 % PVT. In folgender Abbildung wird das in der Simulation zugrunde gelegte Temperatur-profil der Umweltwärmequellen für die Sole Wärmepumpe dargestellt.

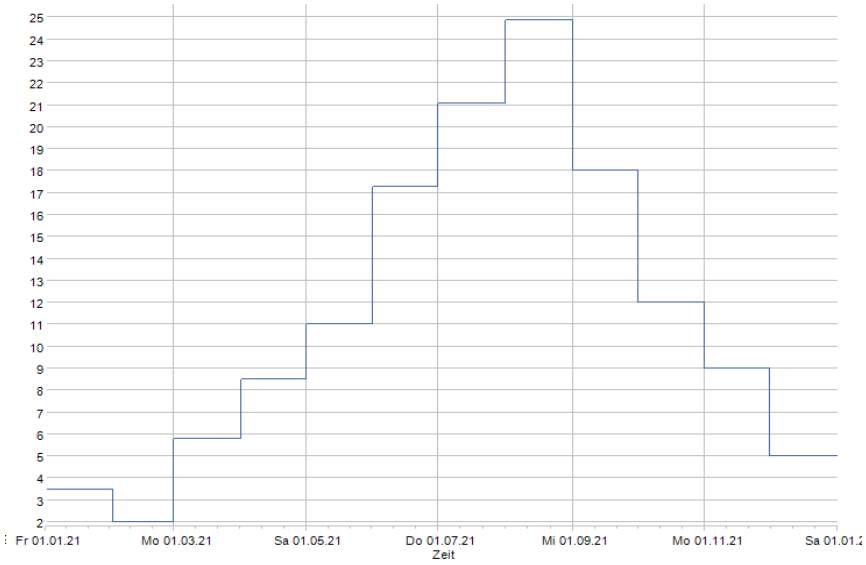


Abbildung 25: Temperaturprofil Sole

Die Austrittstemperaturen PVT wurden ebenfalls im Rahmen der Simulation betrachtet und werden in folgender Abbildung dargestellt. Die maximalen Austrittstemperaturen liegen demzufolge bei um die 30 °C. In den Wintermonaten liegen die Temperaturen hingegen bei

bis zu – 12 °C.

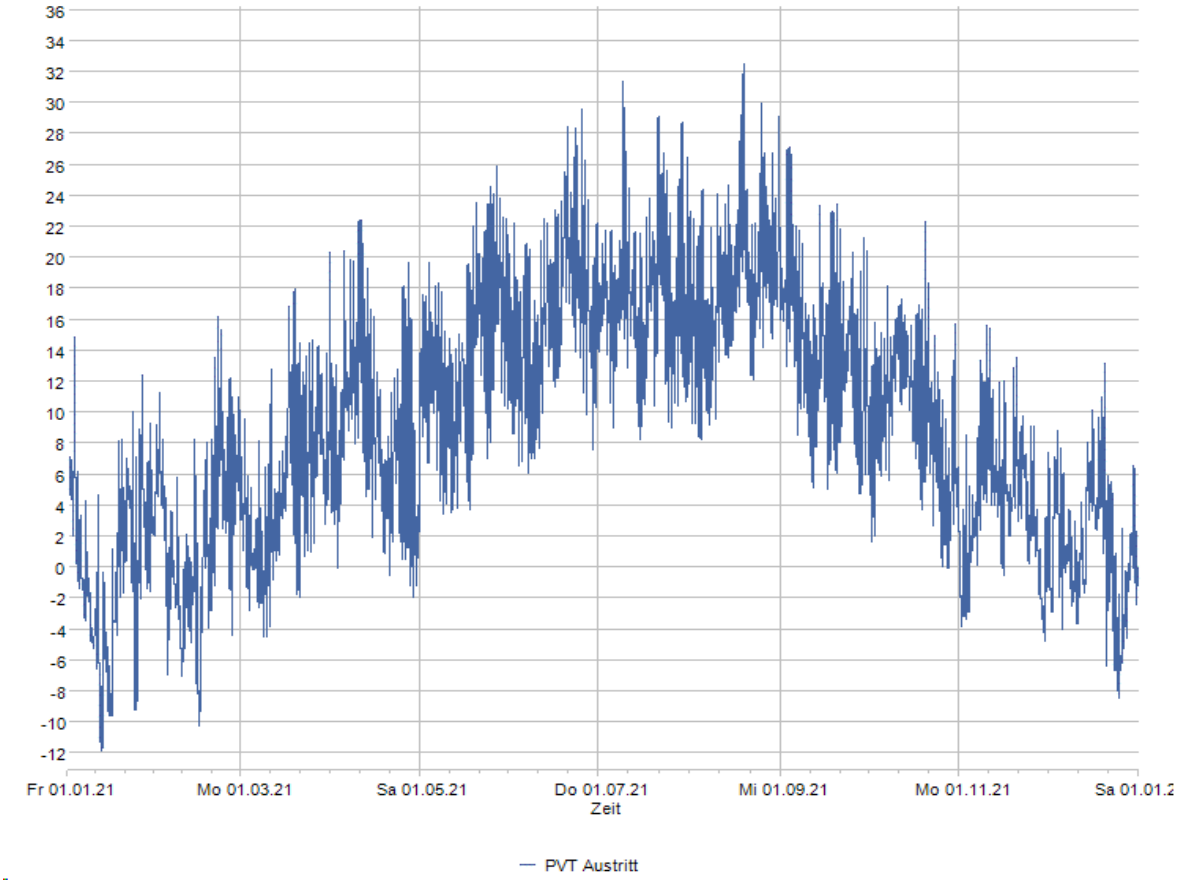


Abbildung 26: Temperaturen PVT Austritt

Abbildung 27 zeigt die Deckung des Wärmebedarfs im Jahresverlauf. Das BHKW und die Wärmepumpe decken eine Grundlast, während die beiden Kessel relativ schnell an- und abgefahren werden können und somit die Lastspitzen abdecken. Das BHKW arbeitet in den Sommermonaten nicht, da der Wärmebedarf allein mit der Wärmepumpe gedeckt werden kann.

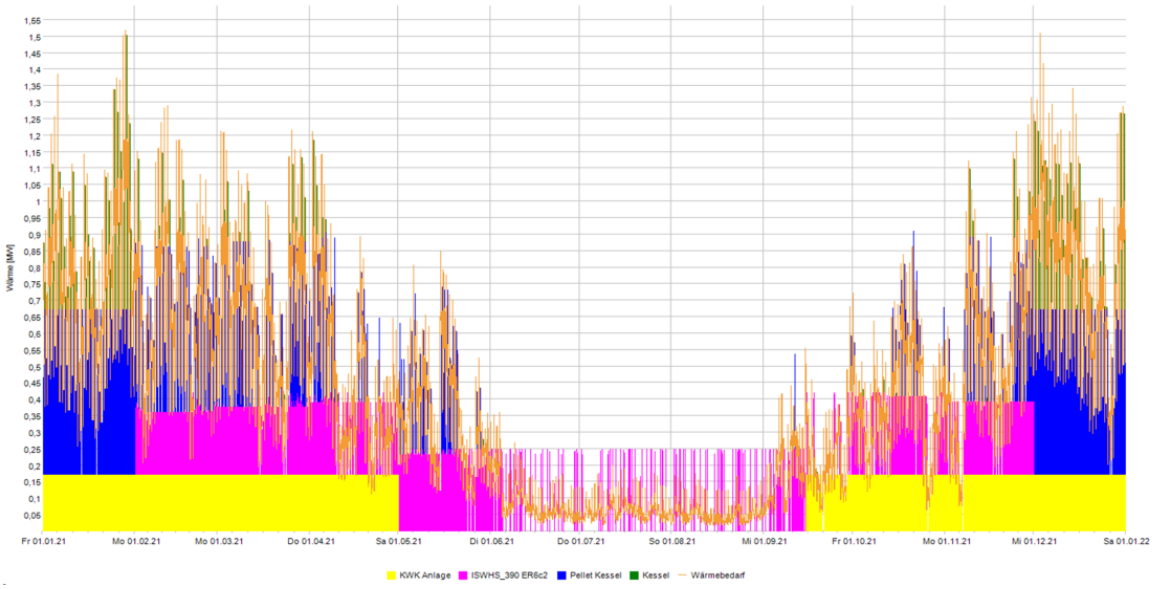


Abbildung 27: Simulationsergebnisse Variante 5

4 Bewertung der Varianten

4.1 Wirtschaftliche Bewertung

Um eine größere Akzeptanz und schnellere Umsetzung zu erreichen, ist das Modelle einer Energiegenossenschaft gemeinsam mit dem AG angestrebt. Aktuell ist eine Mehrheitsbeteiligung der Genossenschaft von 74,1% an der zu gründenden Wärmeversorgung GmbH vorgesehen.

Um eine fundierte Aussage über die Wirtschaftlichkeit zu treffen, wurden alle Varianten mit der Kapitalwertmethode berechnet und gegenübergestellt. Der wirtschaftlichen Rechnung wurden die in Tabelle 12 dargestellten und mit dem AG abgestimmten Parameter zu Grunde gelegt.

Tabelle 12: Auslegungsparameter der Grundvarianten

	Wert	Einheit
Berechnungszeitraum	20	Jahre
Beginn Wärmeversorgung	Q1 2024	
Finanzierung Genossenschaft	20	%
Kreditlaufzeit Genossenschaft	10	Jahre
Finanzierung Bank	80	%
Kreditlaufzeit Bank	20	Jahre
Zinsen Fremdkapital	3	%
Unternehmens-Steuersatz	30	%
Kalkulationszins	5	%
Inflationsrate Strom	3,5	% p.a.
Inflationsrate Material	3	% p.a.
Inflationsrate Wärmepreis	3	% p.a.
Inflationsrate Gas	3	% p.a.
Inflationsrate Biomasse	3	% p.a.
Abschreibungsdauer Energiezentrale	50	Jahre
Abschreibungsdauer Biomassekessel	15	Jahre
Abschreibungsdauer BHKW	10	Jahre
Abschreibungsdauer Kessel	20	Jahre
Abschreibungsdauer Solarthermie	20	Jahre
Abschreibungsdauer Wärmepumpe	20	Jahre
Abschreibungsdauer TGA	15	Jahre
Strompreis (2024)	300,1	€/MWh

Gaspreis (2024)	95,5	€/MWh
Biomassepreis (2024)	45	€/MWh
CO2 Kosten (2025)	55	€/t
Vergütung Netzeinspeisung Strom (EEX)	77	€/MWh
Brennstoffsteuer Rückerstattung für BHKW	5,5	€/MWh
FK-Zins Erstinvestition	3	%
FK-Zins Reinvestition	3	%
EEG-Umlage	0	EUR/MWh

Der dezentralen Referenzvariante wurden folgende Auslegungsparameter, welche sich zur besseren Vergleichbarkeit an denen der Grundvariante orientieren, zugrunde gelegt. Gegenüber den grundvarianten wird bei der Referenzvariante ein Eigenkapitalanteil von 100 % unterstellt.

Tabelle 13: Auslegungsparameter dezentrale Referenzvariante

	Wert	Einheit
Berechnungszeitraum	20	Jahre
Beginn Wärmeversorgung	Q1 2023	Jahr
Eigenkapital Zinsen	1	%
Eigenkapital Anteil	100	%
Förderquote (GEG)	35	%
Inflationsrate Öl	3,5	%/a
Inflationsrate Strom	3,5	%/a

4.1.1 Investitionskosten

Bei der Bewertung der untersuchten Varianten spielen die Investitionskosten eine wichtige Rolle. Diese unterscheiden sich stark, je nach Variante und vorgesehener Anlagenkonfiguration. Die Investitionskosten ohne Förderung sind in der Abbildung 28 detailliert gegenübergestellt. „Weitere Kosten" umfassen die Kosten für die Druckhaltungsanlage, die Pumpen, MSR-System und die Planung. Alle Investitionskosten beinhalten die Kosten für die Komponenten, Installations- und Inbetriebnahme.

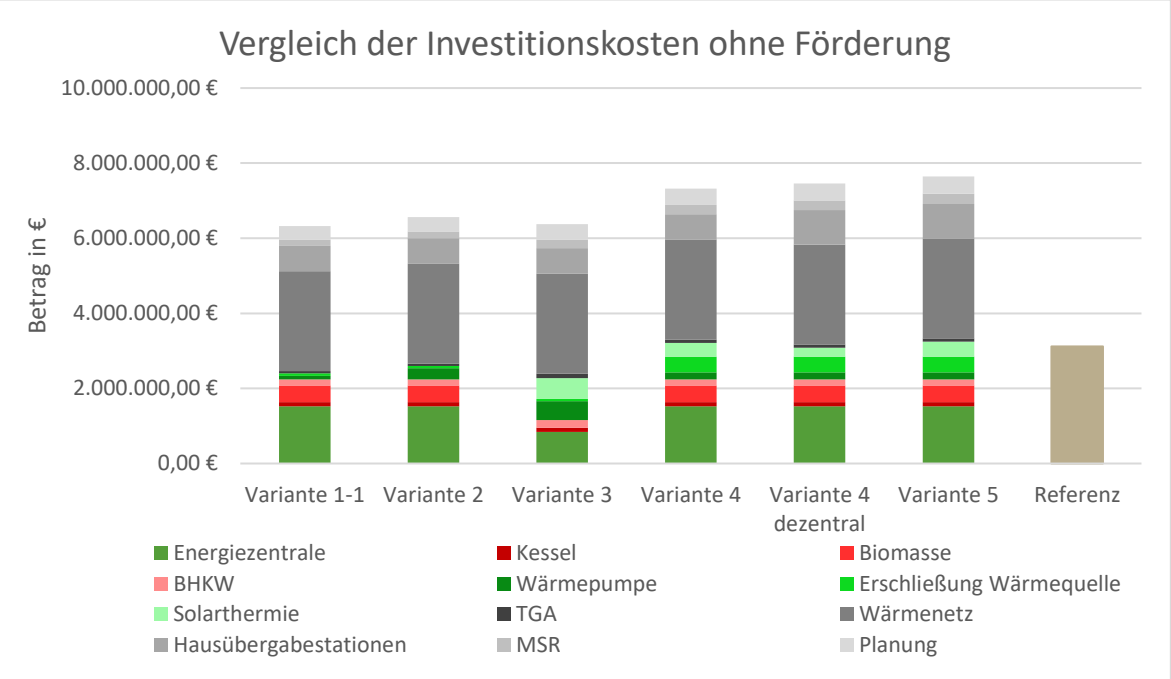


Abbildung 28: Gegenüberstellung der Investitionskosten ohne Förderung

Aus der folgenden Tabelle ist ersichtlich, dass das Wärmenetz den größten Anteil der Investitionskosten mit 35 – 42 % der Gesamtkosten ausmacht. Danach folgt die Energiezentrale mit 13 – 24 % und die Hausübergabestationen mit 9 – 12 %. Die Investitionskosten des Wärmenetz sind, aufgrund seiner Länge und geringen Wärmedichte von < 1 MWh/m, verhältnismäßig hoch. Die Kosten der Energiezentrale wurden im Rahmen der Grundvarianten anhand einer Kostenschätzung eines Architekten ermittelt. Im Rahmen der Vorzugsvariante wird eine erneute Kostenschätzung auf Grundlage der wirklichen benötigten Flächen und Anforderungen durchgeführt.

Tabelle 14: Anteil der Investitionskosten vor Förderung für ausgewählte Komponenten

Komponenten	1-1	2	3	4	4-1	5
Wärmenetz	42%	41%	42%	36%	36%	35%
Energiezentrale	24%	23%	13%	21%	20%	20%
Hausübergabestationen	11%	10%	11%	9%	12%	12%
Erzeugungstechnik	14%	16%	23%	23%	21%	22%

Die Investitionskosten der Energiezentrale in Variante 3 sind deutlich geringer da in dieser kein Holzhackschnitzellager und entsprechende Aufstellflächen für den Biomassekessel vorzusehen sind. Die Hausübergabestationen sind in den Varianten 4.1 und 5 gegenüber den anderen Varianten teurer da zusätzlich auf der Gebäudeseite Wärmespeicher mit Heizpatronen und eine Ansteuerung vorgesehen werden. Die Erzeugungstechnik macht einen Anteil von 14 – 23 % der Gesamtinvestitionskosten aus. Variante 1-1 weist mit 14 % die geringsten Investitionskosten auf, in dieser Variante ist die Förderfähigkeit jedoch nicht gegeben, sodass sie nach Berücksichtigung der Förderung die höchsten Investitionskosten besitzt. Insgesamt lässt sich erkennen, dass die Referenzvariante die geringsten Investitionskosten aufweist. Die Abbildung 29 stellt die Investitionskosten mit Förderung detailliert gegenüber.

Aus Abbildung 29 wird ersichtlich, dass Variante 3 die niedrigsten Investitionskosten besitzt. In Abhängigkeit des prognostizieren EE-Anteils bei jeder Variante ändert sich die Förderquote.

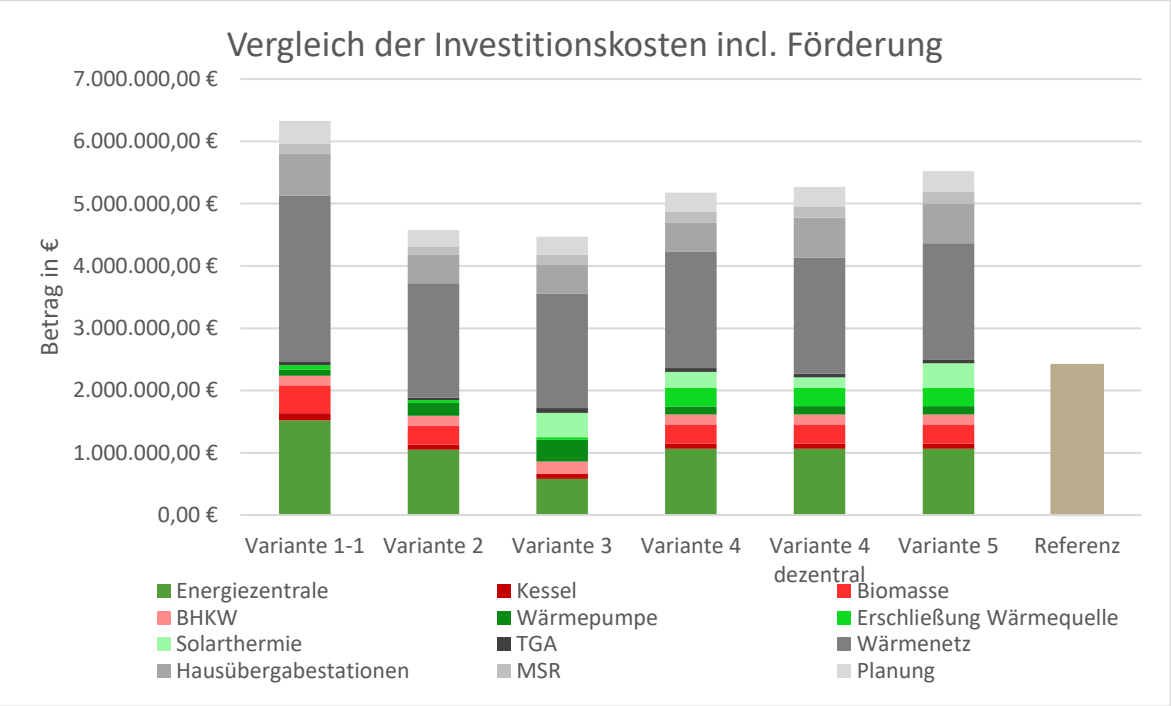


Abbildung 29: Gegenüberstellung der Investitionskosten mit Förderung

Für alle zentralen Varianten gilt, dass die Investitionskosten für das BHKW nicht im Rahmen des Förderprogramms „Wärmenetz 4.0" bezuschusst werden, da dieses nach dem Kraft-Wärme-Kopplung-Gesetzt (KWKG) gefördert werden soll. Somit erhält der Betreiber den KWK-Zuschlag für den ins öffentliche Stromnetz eingespeisten Strom. Die Tabelle 15 fasst die Investitionskosten alle Varianten mit und ohne Förderung nochmal zusammen.

Tabelle 15: Gegenüberstellung der Investitionskosten mit und ohne Förderung

	Investitionen [€]	Förderquote [%]	Förderung [€]	Mit Förderung [€]
Referenz	3.116.727	35	705.938	2.410.788
Variante 1	6.328.266	0	0	6.328.266
Variante 2	6.564.144	31	1.986.144	4.577.999
Variante 3	6.377.962	31	1.907.794	4.470.168
Variante 4	7.325.257	30	2.145.909	5.179.348
Variante 4-1	7.456.142	30	2.186.142	5.270.000
Variante 5	7.649.074	30	2.128.222	5.520.851

Die Investitionskosten ohne Förderung der dezentralen Variante wurden anhand von Materiallisten und Referenzangeboten bestimmt. Neben Material, Montage und Verwaltung wurde ein Gewinn von 10 % unterstellt.

Tabelle 16: Investitionskostendarstellung der Referenzvariante ohne Förderung

	Kosten in € je Anlage	Kosten in € gesamt
Material	20.316	x 110 Anlagen
Montage	4.641	x 110 Anlagen
Verwaltung	800	x 110 Anlagen
Gewinn (10%)	2.575	x 110 Anlagen
Summe (netto)	28.333	3.116.727

4.1.2 Betriebsgebundene Kosten

Bei den jährlichen betriebsgebundenen Kosten sind Wartungskosten, Instandhaltungskosten sowie Inspektionskosten der Komponenten in Anlehnung an die VDI 2067-1 berücksichtigt. Abbildung 30 stellt die betriebsgebundenen Kosten aller Varianten grafisch dar. Für den Biomassekessel wird zusätzlich ein Aufwand für Bedienung von 27.000 €/a, zusammengesetzt aus 600 h/a je 45 €/a, zugrunde gelegt. Zusätzlich zu den betriebsgebundenen Kosten für die technischen Komponenten wird die Abrechnung und Geschäftsführung mit 55.000 €/a zugrunde gelegt.

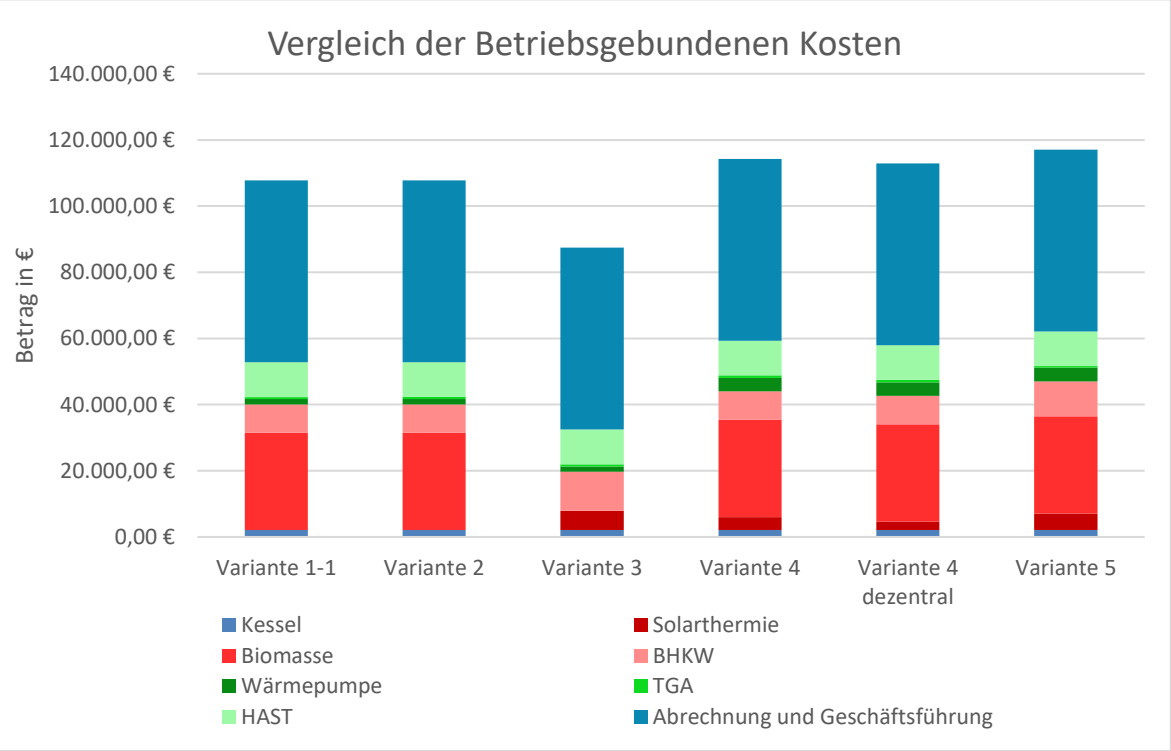


Abbildung 30: Gegenüberstellung der Betriebskosten im Jahr 2024

Die Kosten für den Betrieb der Anlagen variieren zwischen den Varianten. Prinzipiell lässt sich feststellen, dass die betriebsgebundenen Kosten der Variante 3, aufgrund des Konzepts ohne

Biomasseanlage, am niedrigsten sind. Unter den Varianten mit Einbindung von Biomasse weisen die Varianten 1 und 2 die niedrigsten Betriebskosten auf.

4.1.3 Verbrauchsgebundene Kosten

Diese Kosten umfassen alle durch den Verbrauch von Energieträgern anfallenden Kosten. Darunter sind nicht nur Kosten für Brennstoffe und Strom, sondern auch die CO2-Kosten zu verstehen. Diesen Ausgaben werden die jährlichen Einnahmen durch Stromeinspeisung, KWK-Zuschlag, Vermiedene Netzentgelte und Energiesteuerrückerstattung gegenübergestellt. Das 2022 verabschiedete Osterpaket der Bundesregierung wurde bei der Berechnung des KWK-Zuschlags berücksichtigt. Die Rückerstattung der Brennstoffsteuer bezieht sich nur auf den Erdgaseinsatz im BHKW. Eine Gegenüberstellung der Variante zeigt die Abbildung 31.

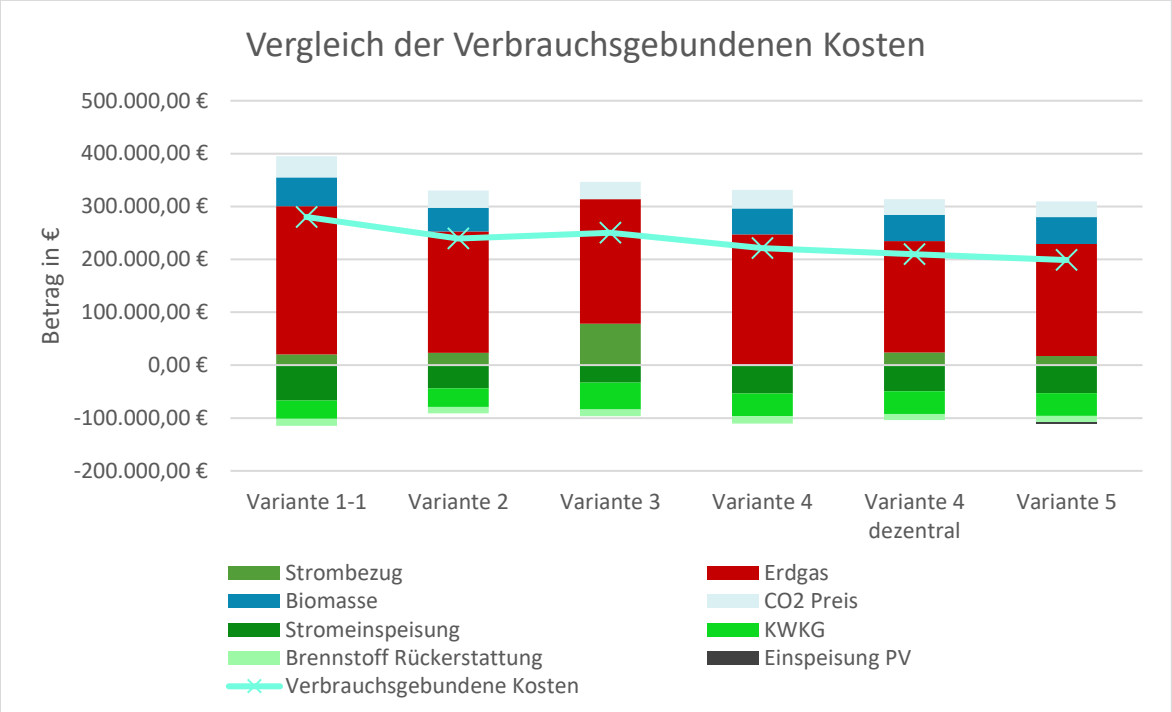


Abbildung 31: Gegenüberstellung der verbrauchsgebundenen Kosten im Jahr 2024

Auffällig ist, dass die Brennstoffkosten bei der Variante 1 im Vergleich zu anderen Varianten am höchsten sind. Auch die Kosten für CO2 sind bei dieser Variante am höchsten. Dagegen sind die Einnahmen der Basisvariante durch den hohen KWK-Anteil ebenfalls am höchsten, dicht gefolgt von Variante 4. Der Strombezug der Variante 3 ist mit 78620 €/a maximal, da in diesem Konzept zwei Luft-Wasser WP mit einer JAZ zwischen 2,4 und 2,5 eingesetzt werden. Der Strombezug in Varinate 4 fällt hingegen mit 900 €/a minimal aus. Die Varianten, bei denen eine Solarthermieanlage bzw. PVT vorgesehen ist, haben die niedrigsten verbrauchsgebundenen Kosten. Aufgrund des optimierten EE-Anteils weist Variante 5 die niedrigsten ver-

brauchsgebundenen Kosten auf und besitzt somit auch die größte Resilienz bezüglich Energiepreisänderungen. Auch nach Addition der Einnahmen zu den Ausgaben zeigt sich, dass die Varianten 5 die geringsten Verbrauchsgebundenen Kosten aufweist. In der Variante 4-1 bzw. 5 ist die dezentrale (gebäudeseitige) Nachheizung, nicht berücksichtigt. Voraussichtlich beläuft sich die dezentrale Nachheizung, welche gebäudeseitig anfällt und daher nicht berücksichtigt wird bei ca. 89 MWh/a bzw. 26.700 €/a.

4.1.4 Wärmegestehungskosten

Aus den zuvor beschriebenen Kosten ergeben sich die Wärmegestehungskosten (WGK) inkl. Zinsen der Grundvarianten, die in

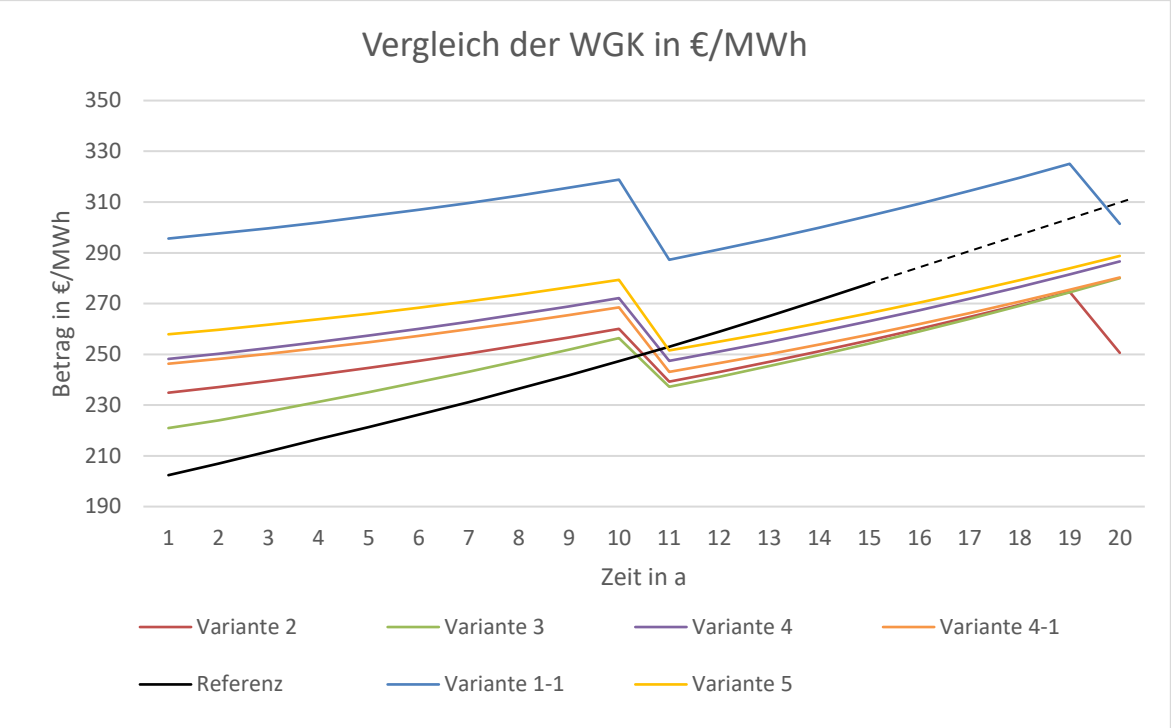


Abbildung 32 grafisch dargestellt sind. Die WGK werden inkl. Zinsen dargestellt, um die Vergleichbarkeit gegenüber der Referenzvariante zu erhöhen.

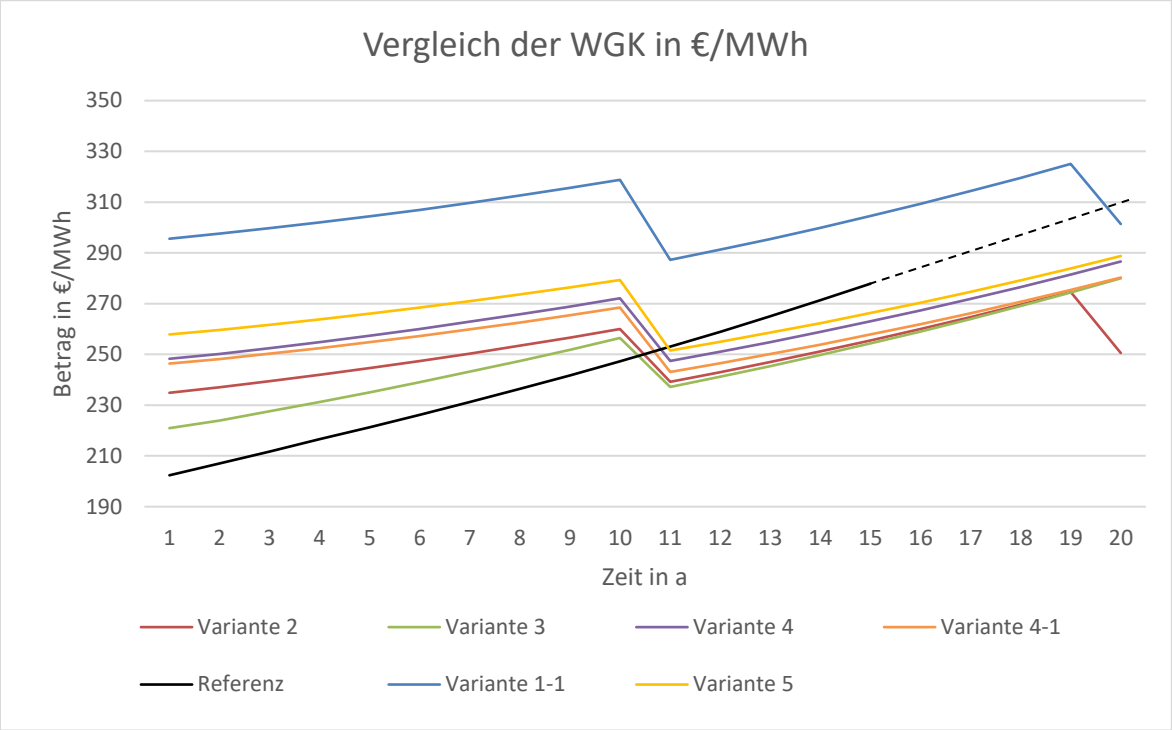


Abbildung 32: Gegenüberstellung Entwicklung Wärmegestehungskosten inkl. Zinsen

Aus der Abbildung wird deutlich, dass die WGK in allen Varianten ansteigen. Dies liegt an den angesetzten Preissteigerungen. Daneben sind die Steigerungsraten der WGK unterschiedlich je nach Variante. Bei allen Varianten, bis auf die Referenzvariante, sind kurzzeitig fallende Wärmepreise zu erkennen. Dies liegt unteranderem an der vollständigen Rückzahlung des Fremdkapitals inkl. Zinsen der Genossenschaft nach 10 Jahren. Zu diesem Zeitpunkt fällt die Tilgung und Zinszahlung weg und entlastet den Wärmepreis. Die Referenzvariante startet mit deutlich niedrigeren Wärmegestehungskosten um die 202 €/MWh besitzt anschließend jedoch eine deutlich stärkere Steigung als die untersuchten Varianten. Die Wärmegestehungskosten der zentralen varianten liegen im ersten Jahr zwischen 220 und 295 €/MWh.

Die mittleren Wärmegestehungskosten der einzelnen Varianten werden in der folgenden Tabelle dargestellt. Neben den Wärmegestehungskosten im ersten Jahr bilden die mittleren WGK über 15 Jahre bei neutralem Kapitalwert (schwarze null) ein wichtiges Entscheidungskriterium dar. Die Betrachtung über 15 Jahre, ausschließlich für die Wärmegestehungskosten, wurde gewählt, um die Vergleichbarkeit mit der dezentralen Variante zu gewährleisten. Die Gewinn- und Verlustberechnung einer jeden Variante betrachtet den vorgeschriebenen Zeitraum von 20 Jahren. Alle netzgebundenen Varianten sind in der Darstellung geringfügig teurer als die dezentrale Referenzvariante, wobei die Variante 3 mit 240 €/MWh die günstigste Netzgebun-

dene Variante darstellt, jedoch nicht die vom AG geforderte Nutzung von Biomasse berücksichtigt. Die Variante 5 ist besitzt die höchsten WGK jedoch auch den besten PEF und die niedrigsten CO2 Emissionen, wie sich dem Kapitel Ökologie entnehmen lässt.

Tabelle 17: Wirtschaftliche Gegenüberstellung der Grundvarianten (Variante 1, da nicht förderfähig wurde vernachlässigt)

Grundvarianten	2	3	4	4-1	5	Referenz (dezentral)
Wärmegestehungskosten (2024)	234	220	248	246	257	202
Mittlere Wärmegestehungskosten über 15 Jahre in €/MWh	246	240	257	254	264	237
Abweichung gegenüber Referenz	4 %	1 %	9 %	7 %	12 %	-
Wärmepreis in €/MWh (2024)	183	183	192	189	197	-

4.1.5 Kapitalwert

Anhand der Kapitalwert-Methode werden die verschiedenen Investitionsalternativen miteinander verglichen. Dabei sagt ein Kapitalwert von 0 € aus, dass sich die Investition über den Betrachtungszeitraum in Höhe des angesetzten Kalkulationszinssatzes von 5 % rentiert. Bei negativem Kapitalwert liegt die Rendite unterhalb des Kalkulationszins, bei positivem Kapitalwert darüber. Die Berechnungen wurden so durchgeführt, dass der Wärmepreis jeder Variante iterativ angepasst wird, bis der Kapitalwert am Ende der Laufzeit den Wert 0 erreicht. Die Entwicklungen des kumulierten Barwerts der Varianten sind in Abbildung 33 dargestellt.

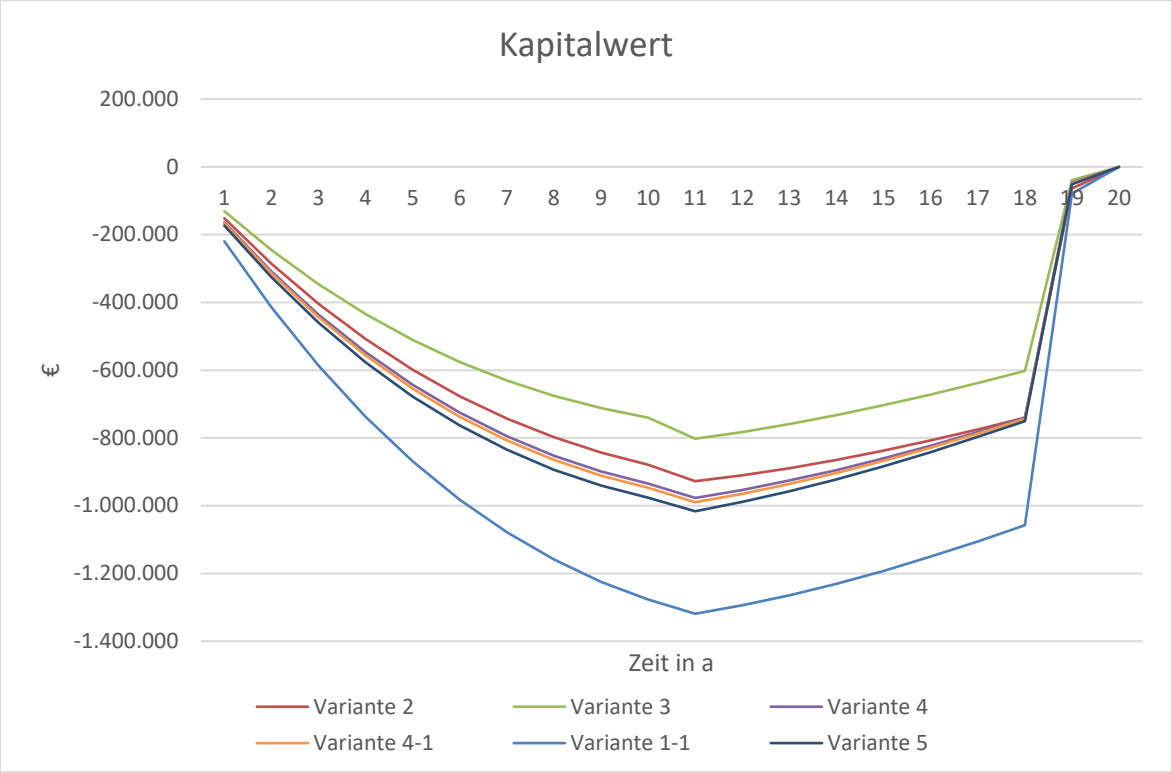


Abbildung 33: Entwicklung des kumulierten Barwerts aller Varianten über 20 Jahre

Auffällig ist, dass der kumulierte Barwert bei Variante 1 stärker fällt als bei den anderen Varianten. Bei der Variante 3 ist im Verlauf das geringste Absinken des Kapitalwerts festzustellen. Die Varianten 2, 4, 4-1 und 5 verlaufen eng gruppiert zwischen den beiden Extremen. Der Wendepunkt des Kapitalwertes bei allen Varianten liegt im 11 Jahr, da ab dort die Rückzahlungen an die Genossenschaft abgeschlossen sind.

4.1.6 Ökologische Bewertung

In diesem Abschnitt werden die Varianten hinsichtlich ökologischer Kriterien verglichen. In Abbildung 34 sind die spezifischen CO2 Emissionen und PEF an der Wärmversorgung für alle Varianten gegenübergestellt. Die PEF und CO2 Emissionen der Variante 5 sind mit 0,34 und 13 g/kWh am geringsten. Die Referenzvariante besitzt mit Abstand die schlechtesten ökologischen Kennwerte.

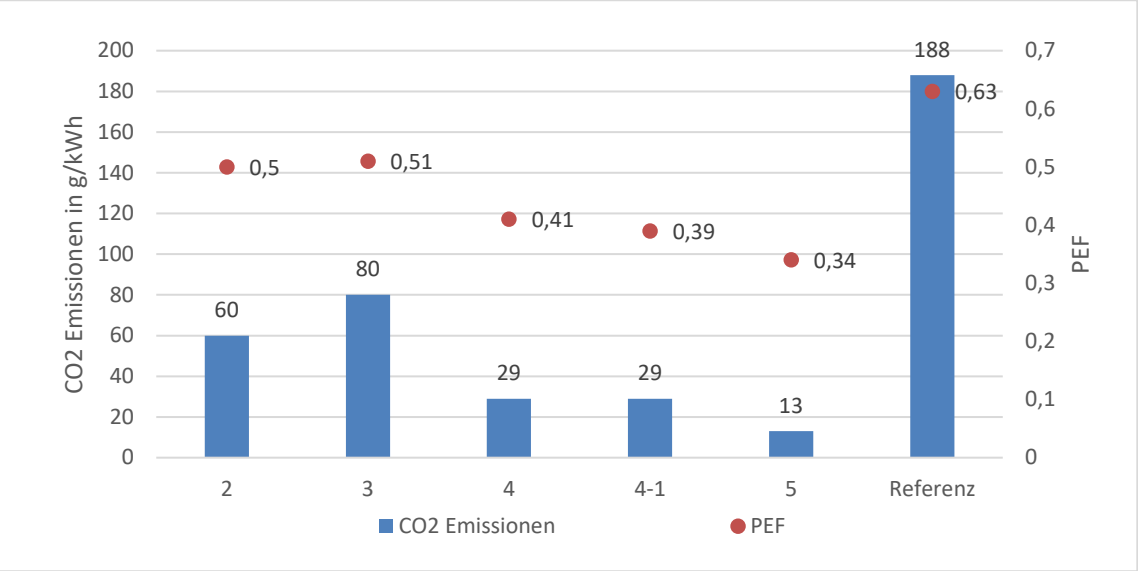


Abbildung 34: Gegenüberstellung PEF und CO2 Emissionen der Grundvarianten

In folgender Tabelle sind die Ökologischen Kennwerte noch einmal zusammengefasst und gegenübergestellt.

Tabelle 18: Tabellarische Darstellung der ökologischen Kennwerte

Grundvarianten	2	3	4	4-1	5	Referenz
Primärenergiefaktor (PEF) nach FW 309-1:2021-05	0,50	0,51	0,41	0,39 *	0,34 *	0,63
CO2 Emissionen absolut / spezifisch*	198 t 60 g/kWh	269 t 80 g/kWh	96 t 29 g/kWh	93 t 29 g/kWh *	40 t 13 g/kWh	- 188 g/kWh
EE-Anteil [%] nach WN 4.0†	55	53	51	54	51	-

* FW 309-5 spez. CO2 Erdgas nach AGFW

† Schritt 1: Rechenvorschrift nach FW 309-5. Schritt 2: Berücksichtigung Berechnungsvorschriften WN 4.0

4.1.7 Gegenüberstellung

Nach Umfassender ökonomischer und ökologischer Bewertung und Vergleich der verschiedenen Szenarien, sticht Variante 5 als Vorzugsvariante heraus. Mit dieser Variante wird den ökologischen Anforderungen genüge getan. Die etwas schlechtere ökonomische Performance wird in diesem Fall in Kauf genommen. Die Vorzugsvariante erzeugt aufgrund des PVT-Systems mehr Strom als alle anderen Varianten. Die spezifischen CO2 Kosten sind mit großem Abstand die geringsten. Die Investitions- und Wärmegestehungskosten sind bei der Vorzugsvariante am höchsten. Damit liegt auch der Wärmepreis mit 197 €/MWh bei diesem Szenario am höchsten. Zu erwähnen ist aber, dass die verbrauchsgebundenen Kosten bei Variante 5 am geringsten sind und die jährlichen Vollkosten nahe bei den anderen Varianten liegen. In den folgenden beiden Abbildungen wird die technische und Ökologische sowie die ökonomische Gegenüberstellung noch einmal gesamtheitlich zusammengefasst.

Grundvarianten	**Szenario 2**	**Szenario 3**	**Szenario 4**	**Szenario 4-1**	**Szenario 5**	**Referenz**
Konzept	BHKW, Biomasse, W/W WP, L/W WP Spitzenlast Kessel	BHKW, W/W WP, L/W WP, Spitzenlast Kessel, Solarthermie	BHKW, S/W WP, Solarthermie, Biomasse	Wie Variante 4 + (dezentraler Heizstab)	BHKW, S/W WP, PVT, Biomasse	Öl Kessel, L/W Wärmepumpe (dezentral - auf Gebäudeebene)
Förderfähigkeit nach WN 4.0	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein
Anzahl Erzeuger (ohne Spitzenlast)	4	5	4	4	4	2 x (108)
Brennstoff Einsatz [MWh]	3.856	2.645	4.167	3.782	3.823	6,8
Stromverbrauch [MWh]	384	706	276	261 *	275 *	4,6
Erzeugter Strom [MWh]	924	926	1.012	865	1.023	-
Ökologisch						
Primärenergiefaktor (PEF)	0,50	0,51	0,41	0,39 *	0,34 *	0,63
CO2 Emissionen absolut / spezifisch	198 t/ 60 g/kWh	269 t / 80 g/kWh	96 t / 29 g/kWh	93 t / 29 g/kWh *	40 t / 13 g/kWh	4,7 t / 188 g/kWh
EE Anteil [%] nach WN 4.0	**55**	**53**	**51**	**54**	**51**	**-**

Abbildung 35: Technische und ökologische Gegenüberstellung

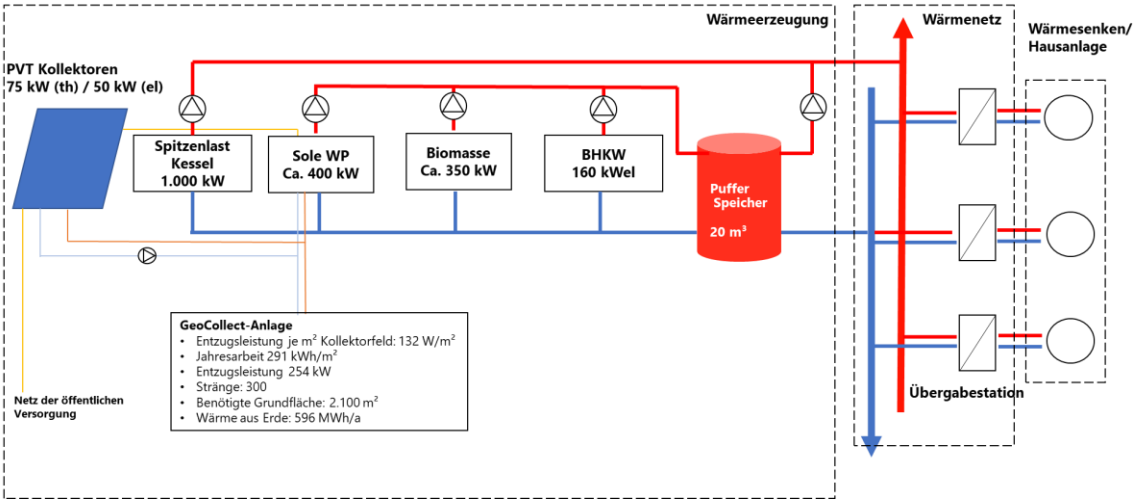
Grundvarianten	**Szenario 2**	**Szenario 3**	**Szenario 4**	**Szenario 4 dezentral***	**Szenario 5**	**Referenz**
Konzept	Kessel, Biomasse, BHKW, WP (RW), WP (Luft)	Kessel, Biomasse, BHKW, WP (RW), WP (Luft), ST	Kessel, Biomasse, ST, BHKW, WP (EW)	Kessel, Biomasse, ST, BHKW, WP (EW)	Kessel, Biomasse, PVT, BHKW, WP (EW)	Öl Kessel, L/W Wärmepumpe (dezentral - auf Gebäudeebene)
Ökonomisch						
Förderung nach WN 4.0	31%	31%	30%	31%	30%	35% **
Investitionskosten excl. Förderung	6.564.144 €	6.377.962 €	7.325.257 €	7.456.143 €	7.649.074 €	33.717 €
Investitionskosten inkl. Förderung	4.578.000 €	4.462.728 €	5.174.848 €	5.270.00 €	5.520.852 €	21.916 €
Wärmegestehungskosten incl. CO2 (2024)	234 €/MWh	220 €/MWh	248 €/MWh	246 €/MWh	257 €/MWh	202 €/MWh
Mittlere Wärmegestehungskosten incl. CO2 und Zinsen über 15 Jahre	246 €/MWh	240 €/MWh	257 €/MWh	254 €/MWh	264 €/MWh	237 €/MWh
Abweichung gegenüber Referenz	4 %	1 %	9 %	7 %	12 %	-
Wärmepreis in €/MWh (2024)	183 €/MWh	183 €/MWh	192 €/MWh	189 €/MWh	197 €/MWh	-

Abbildung 36: Ökonomische Gegenüberstellung

5 Vorzugsvariante

5.1 Beschreibung

Die Variante 5 wird, wie im voranstehenden Kapitel beschrieben als Vorzugsvariante fortgeführt und weiter untersucht bzw. optimiert. Daneben spricht für diese Variante auch, dass auf mehrere Quellen erneuerbarer Energien gesetzt wird. Die Solarthermie wird durch PVT-Kollektoren ersetzt. Diese Art Kollektoren erzeugen Strom und stellen gleichzeitig eine Umweltwärmequelle für die Wärmepumpe dar. Die im Sommer erzeugte Wärme kann auch zur Regeneration des eingesetzten Flachkollektor (Geocollect), welcher eine weitere Umweltwärmequelle darstellt, ergänzt werden. Am besten lässt sich das optimierte Konzept anhand des Hydraulikschemas nachvollziehen.



Im Rahmen der Vertiefung der Vorzugsvariante wurde die Anlagendimensionierung überarbeitet und an neue Erkenntnisse angepasst. Gegenüber dem Konzept im Rahmen der Grundvariante wurde die Biomasseanlage auf eine Feuerungsleistung von 350 kW reduziert. Gleichzeitig wurde die S/W Wärmepumpe auf eine Heizleistung von ungefähr 400 kW vergrößert, um die entsprechenden Anteile erneuerbarer Energien bereitzustellen. In diesem Schritt wurden die ursprünglich vorgesehenen 40 Erdwärmesonden, aufgrund der voraussichtlich geringen bis mittleren Entzugsleistung*, durch Flachkollektoren mit insgesamt 300 Strängen ersetzt. Dieser besitzt eine Entzugsleistung von 254 kW bei einer benötigten Grundfläche von 2.100 m².

Es sind folgende Energieerzeuger vorgesehen:

- Erdgas BHKW 160 kWel
- Sole Wärmepumpe 400 KW
- Biomassekessel 350 kW

* Vergleichswert bietet der Geothermal Response Test aus Alsbach

- Kessel 1.000 kW
- PVT-Kollektoren 50 kWp el / 75 kWp th

Neben der Energiezentrale sind zwei Pufferspeicher mit jeweils 10,5 m^3 vorgesehen. Das Speicherkonzept wird in dem Kapitel 8 ausführlich beschrieben. Im Rahmen der Vorzugsvariante wurde aufgrund einer vorgeschrittenen Datengrundlage eine Anpassung des gebäudeseitigen Wärmebedarf durchgeführt. Neben weiteren Fragebögen zur Konkretisierung des Wärmebedarf wurde eine Effizienzsteigerung der Gebäude von 20 % in den kommenden Jahren unterstellt. Somit reduziert sich der Gesamtwärmebedarf erzeugerseitig von 3.496 MWh/a auf 2.793 MWh/a, vgl. Kapitel 2.1.1.

Die tabellarische Zusammenfassung der Simulationsergebnisse zeigt den zu erwartenden EE-Anteil. Der EE-Anteil nach WN 4.0 beträgt 54 %. Die Sole/Wasser Wärmepumpe wird je nach Temperaturniveau, über ein entsprechendes Modul, mit Umweltwärme aus PVT oder den Flachkollektoren versorgt. Die JAZ der S/W Wärmepumpe liegt voraussichtlich bei 2,67. Die entsprechende Vorlauftemperatur der Wärmepumpe beträgt max. 65°C.

Tabelle 19: Simulationsergebnisse der Vorzugsvariante

	Wärmeerzeugung [MWh]	Energieverbrauch [MWh]	Wärmeanteil [%]	EE-Anteil [%]
BHKW	928	2.131 (Gas)	33	
Biomasse	754	853 (Holz)	27	27
Spitzenlastkessel	159	174 (Gas)	6	
Wärmepumpe	953	357 (Strom)	34	27
Summe	2.793	3.515	100	54

Daneben wurde die Betriebsstrategie optimiert, siehe nachfolgende Abbildung mit den Einsatzzeiten und Erzeugungsmengen der Wärmeerzeuger. Um den erneuerbaren Anteil zu erhöhen, schaltet das BHKW zwischen Mai und Mitte September ab bzw. wird mit einer „Zwangspause" belegt. Grund dafür ist, dass zu dieser Zeit das Angebot der Umweltwärme aus PVT und Erdkollektoren sehr hoch ist. In den anderen Zeiten läuft das BHKW in Grundlast durch, um den hohen Strombedarf zu decken. Der Spitzenlastkessel deckt die notwendige Heizleistungen in den Wintermonaten in Kombination mit dem Biomassekessel.

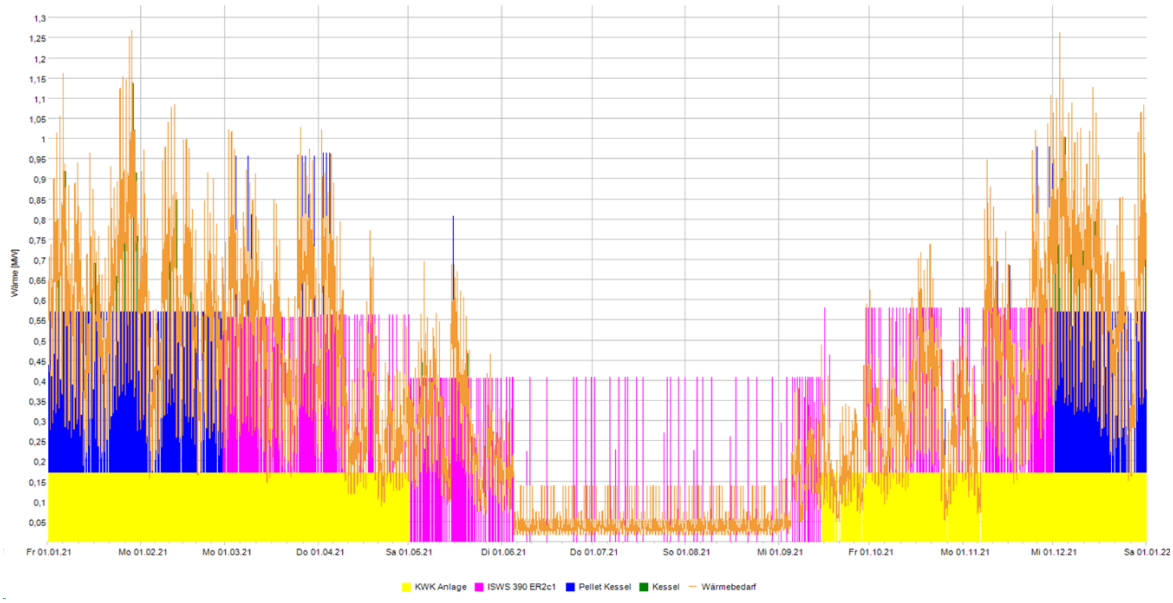


Abbildung 37: Simulation Wärmerzeugung

In Variante 1 der Strombilanz speist des BHKW und die PV zu 100% in das Netz der öffentlichen Versorgung ein. In Variante 2 wird lediglich der Residualstrom in das Netz eingespeist und der gleichzeitig anfallende Bedarf durch die Erzeuger gedeckt.

Tabelle 20: Strombilanz der Vorzugsvariante für zwei unterschiedliche Betriebsfälle

Strombilanz	Variante 1 [MWh]	Variante 2 [MWh]
Hilfsstrom	28	28
Stromverbrauch Wärmepumpen	357	357
Hilfsstrom Solekreis	30	30
Erzeugter Strom aus PVT	52	52
Strombezug	384	127
Einspeisung in Netz (PVT+BHKW)	884	627
Eigenstromverbrauch PVT	31	31
Überschussstrom PVT	21	21
Eigenstromverbrauch BHKW	0	257
Überschussstrom BHKW	863	605

5.2 Betriebsstrategie

5.2.1 Betriebsstrategie im Auslegungszustand (Winter)

Die Standard-Auslegung des GeoCollect-Systems erfolgt mit einer Einsatzgrenze der minimalen Soleaustrittstemperatur von -10 ° C aus der Wärmepumpe in das Absorberfeld. Die ausgewählte Sole/Wasser WP hat eine minimale Eintrittstemperatur von -6 °C auf der Verdampfer Seite können in diesem Fall maximal 50 °C zu Verfügung gestellt werden.

5.2.2 Betriebsstrategie in den Übergangsmonaten

In den Winter- und Übergangszeiten wird das BHKW kontinuierlich in der Grundlast betrieben und speist in den HT-Pufferspeicher ein. Der HT-Pufferspeicher wird dabei auf einem Temperaturniveau von 90 °C beladen, um zu jedem Zeitpunkt die notwendige VL-Temperatur des Wärmenetz bereitstellen zu können. Die Wärmepumpe stellt die Mittellast in den Übergangsmonaten bereit und belädt den 10 m^3 MT-Pufferspeicher. Um die Umweltwärmequelle Flachkollektoren nicht zu stark zu belasten bzw. eine vollständige Vereisung zu vermeiden wird im Rahmen der Simulation mit konservativen Vollbenutzungsstunden bzw. eine Abschaltung der Wärmepumpe für die Monate Dez. bis März unterstellt. Somit wird sichergestellt, dass die Quellen Eintrittstemperatur in den Wintermonaten möglichst nicht unter -3 Grad fällt, um die Temperatur kondensatorseitig von 60 °C bereitzustellen. Bei einer Unterschreitung der Quelltemperatur von -3 °C kann weiterhin eine VL-Temperatur von 50 °C bereitgestellt werden. In diesem Fall gewährleistet der Parallelbetrieb mit BHKW/Biomasse eine entsprechende Soll Vorlauftemperatur von 65 °C. Je nach realem Temperaturniveau des Kollektors im Betrieb kann die Wärmepumpe ggf. in den Wintermonaten weiterhin betrieben und somit der EE-Anteil noch einmal verbessert werden.

5.2.3 Betriebsstrategie in den Sommermonaten

In den Sommermonaten stellen die Umweltwärmequellen PVT und Erdwärme Vorauftemperaturen größer 0°C zu Verfügung. Somit stellt die Wärmepumpe über den MT-Speicher eine VL-Temperatur von 65 °C zu Verfügung. Um die Effizienz des Systems in den Sommermonaten zu optimieren, werden Pufferspeicher in den Gebäuden vorgesehen. Diese können je nach Netzabschnitt, nach dem „Schwarmspeicherkonzept" bedarfsorientiert beladen werden. Auf diese Weise wird das Netz in bestimmten Abschnitten zur Bereitstellung von TWW nur in bestimmten Abständen erwärmt, um die Wärmeverluste auf ein Minimum zu reduzieren.

5.3 Komponentenauslegung und Dimensionierung

Für die Auswahl der benötigten Energieerzeuger wurde mehrere Produkte verschiedener Hersteller in Betracht gezogen. Es wurde sich für die Produkte bzw. Hersteller entschieden, die in der folgenden Tabelle zusammengefasst sind.

Energieerzeuger	Hersteller	Typ	Leistung/Bruttofläche
BHKW	2G	Agentor	404c EG
S/W Wärmepumpe	Ochsner	ISWS 390 ER2c1	390 kW
Erdkollektoren	GeoCollect	Absorbermodule	254 kW
Biomassekessel	Endress	USF-W 350	380 kW
Kessel	Buderus	Logano GE615	1.020 kW
PVT-Kollektor	Consolar	Solink 450 LH	75 kW th /50 kW el

Die Spezifikationen der ausgewählten Energieerzeuger (z.B. Betriebspunkte der Wärmepumpen oder Wirkungsgrade der anderen Energieerzeuger) wurde in die Simulationssoftware importiert, um möglichst genaue Ergebnisse zu erhalten.

5.3.1 Erdkollektoren

Bei der Verlegung im Hang ist zu beachten, dass die GeoCollect - Modulstränge längs mit dem Gefälle verlegt werden, sodass sich das Wasser im Hangabfluss nicht an den Modulen staut. Während des Betriebs kommt es im Bereich des Geocollect Feld zu Vereisungen welche Hebungen des Erdreichs verursachen können. Daher ist von einer Aufständerung einer PVT-Anlage über den Modulen nicht empfehlenswert, da vermutlich die Aufständerung quer zum Gefälle erfolgt und dadurch bei einem Teil der GeoCollect - Module die Regeneration über die Versickerung nicht mehr gewährleistet ist. Bei einer Entzugsleistung der Umweltwärmequelle von 254 kW sind 300 Stränge notwendig. Der Mindestabstand der Geo-Collect Stränge beträgt 0,7 Meter. Im Rahmen der Simulation wurde folgendes Temperaturprofil für den Erdkollektor angenommen.

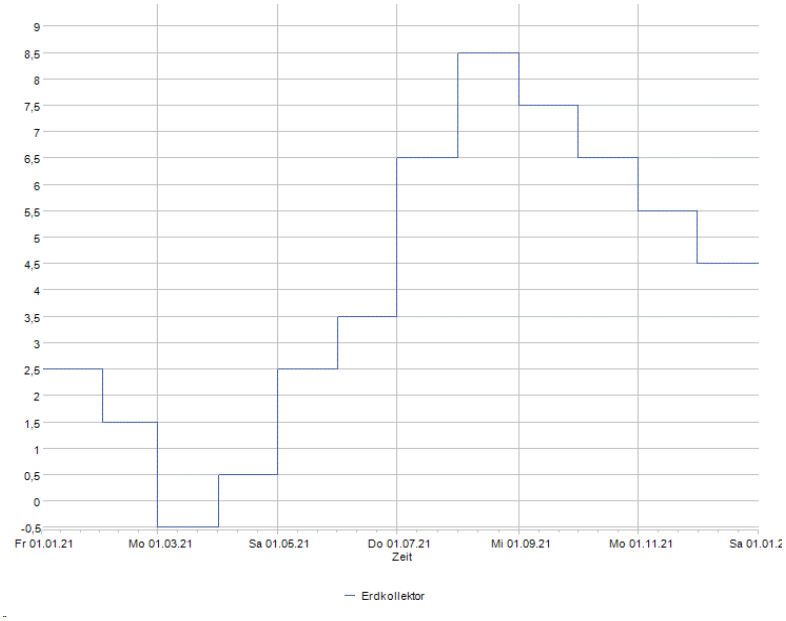


Abbildung 38: Temperaturprofil Erdkollektor für Simulation

Für einen Modulkreislauf (= 10 Einzelmodule) wird im Standard-Verlegeschema eine Grabenlänge von 5 m benötigt. Die Modulreihen werden mit einem seitlichen Abstand von mindestens 0,7 m oder größer errichtet. Die Standardeinbautiefe liegt bei 1,5 m, jedoch mindestens 20 cm unter der natürlichen Bodenfrosttiefe hin- sichtlich der Oberkante der GeoCollect-Absorber-Module. Die Standard-Auslegung des GeoCollect-Systems erfolgt mit einer Einsatzgrenze der minimalen Soleaustritstemperatur von -10 ° C aus der Wärmepumpe in das Absorberfeld. Diese Auslegung ist optimal, wenn das umgebende Erdreich / Verfüllmaterial eine durchschnittliche Wassersättigung von 15 % - 50 % und eine kapillare Struktur aufweist. Nur unter diesen Voraussetzungen kann sich die gewollte Vereisung im Erdreich an den Flanken der GeoCollect-Module so aufbauen, dass die Volumenveränderung in der Kapillarität des Erdreiches ihren Raum findet. Dauerhaft wassergesättigtes Erdreich oder kompakte Lehmböden erfordern, wenn Hebungen und Senkungen an der Oberfläche unbedingt vermieden werden müssen, besondere Maßnahmen, die auf den nachfolgenden Seiten beschrieben sind. Alternativ zu Gräben ist auch ein Komplettaushub möglich.

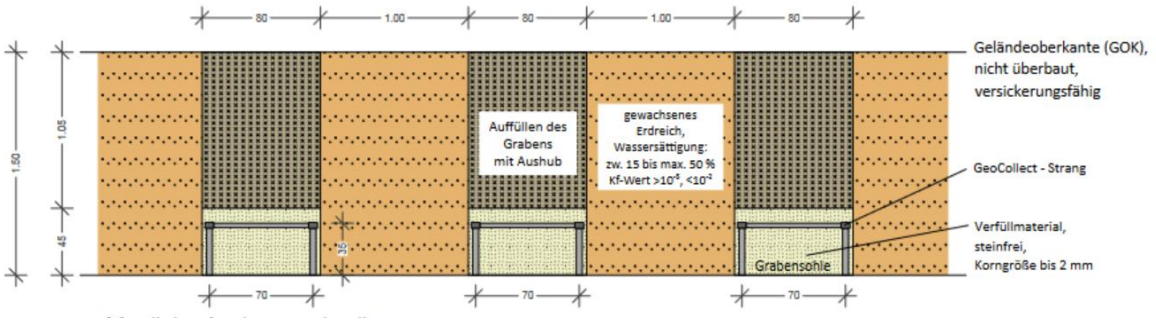


Abbildung 39: Ideale Bodenbeschaffenheit für Geocollect – Standardauslegung [1]

Folgende Verlegeabstände zu jeglichem Mauerwerk von 100 cm sind einzuhalten. Für das Gebiet zur Verlegung der Erdkollektoren wird eine Neigung von ca. 15% zugrunde gelegt. Somit ist ein Kies-Sumpf am tiefsten Punkt wie in den beiden Bildern unten dargestellt notwendig. Die Hangneigung wurde mit dem Hersteller abgestimmt und ist technisch realisierbar, ggf. reduziert sich durch die Hangneigung die Leistung des Kollektorfeld geringfügig.

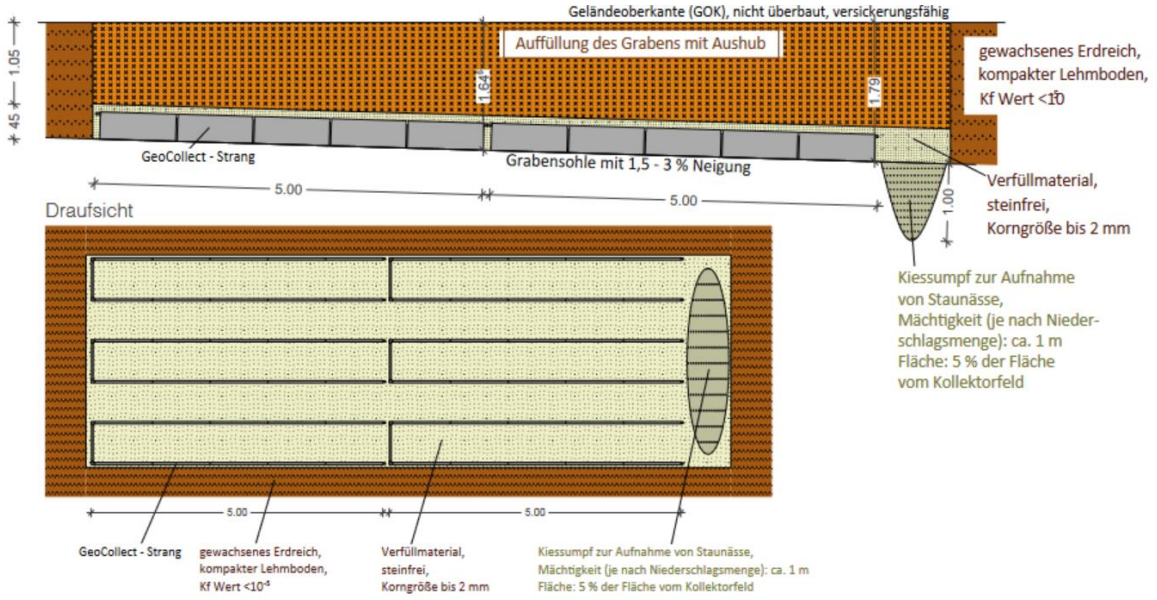


Abbildung 40: Einbau bei einer Verlegung mit Neigung und einem Kies Sumpf am tiefsten Punkt [1]

Bei GeoCollect-Anlagen größer 100 kW werden zumeist 10 bis max. 12 GeoCollect-Stränge nach Tichelmann verrohrt und als Gruppe mit 40er PP-Rohr auf einen großen Verteiler geführt. Damit entfällt die Anbindung jedes einzelnen GeoCollect-Stranges an einen Verteiler. In folgender Abbildung ist die Verrohrung exemplarisch dargestellt.

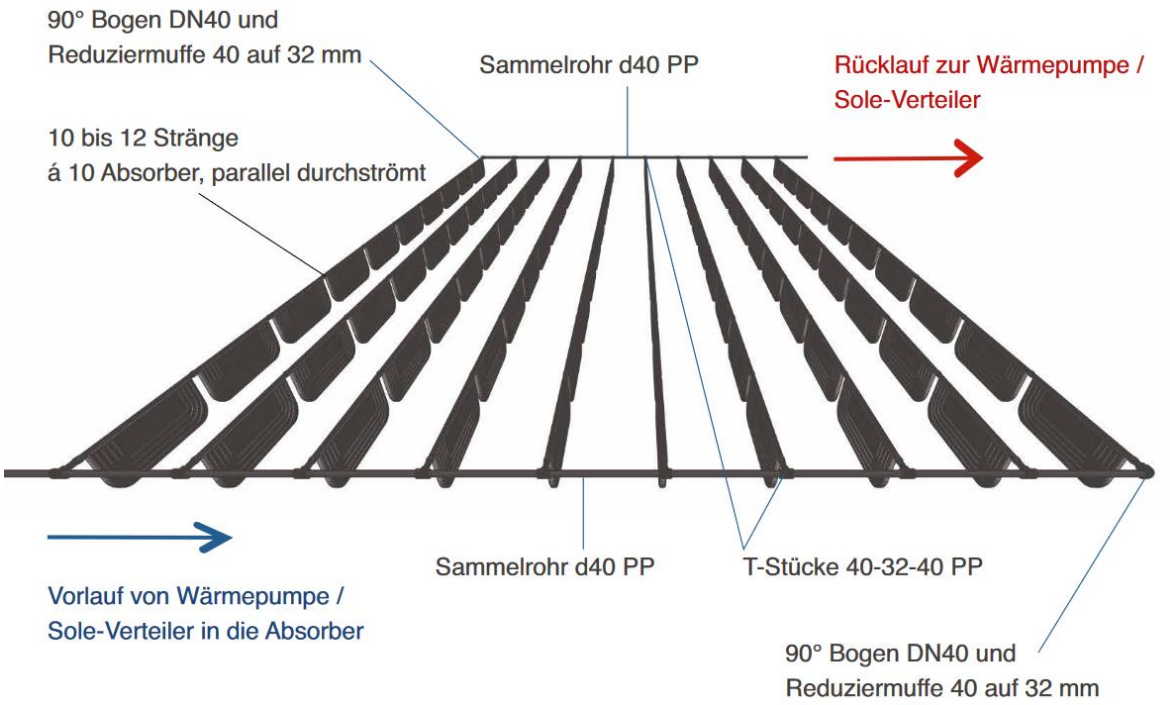


Abbildung 41: Verlegung von GeoCollect Anlagen größer 100 kW [1]

5.3.2 Holzhackschnitzel Anlage

Es ist geplant vorrangig regional verfügbares Holz, aus Stadt- und Gemeindewäldern zu verwenden. Die Anlage sollte daher einen großen Bereich von Hackschnitzel- Qualitätsklassen nach DIN EN ISO 17225-4 – abdecken.

Tabelle 21: Spezifikation zu Holzhackschnitzel Qualitätsklassen *

Tab. 2-1: Spezifikationen zu Hackschnitzel-Qualitätsklassen (nach DIN EN ISO 17225-4)

Qualitätsklasse	Einheit	A1	A2	B1	B2
Herkunft nach DIN EN ISO 17225-1		1.1.1 Vollbäume ohne Wurzeln[a] 1.1.3 Stammholz 1.1.4 Waldrestholz 1.2.1 Chemisch unbehandelte Holzrückstände	1.1.1 Vollbäume ohne Wurzeln[a] 1.1.3 Stammholz 1.1.4 Waldrestholz 1.2.1 Chemisch unbehandelte Holzrückstände	1.1 Wald- und Plantagenholz und anderes naturbelassenes Holz[b] 1.2.1 Chemisch unbehandelte Holzrückstände	1.1 Wald- und Plantagenholz und anderes naturbelassenes Holz[b] 1.2 Restholz aus der Industrie 1.3 Gebrauchtholz, chem. unbehandelt
Wassergehalt	Ma.-%	≤ 10 oder ≤ 25	≤ 35	Maximalwert ist anzugeben	
Aschegehalt	Ma.-% in TM	≤ 1,0	≤ 1,5	≤ 3,0	
Heizwert	MJ/kg	Mindestwert ist anzugeben			
Schüttdichte (Anlieferungszustand)	kg/Schütt-m³	≥ 150 ≥ 200	≥ 150 ≥ 200 ≥ 250 ≥ 300	Mindestwert ist anzugeben	

Quelle: TFZ 2014, Auszug nach DIN EN ISO 17225-4

* https://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/hackschnitzel-heizungen_web_2017.pdf

Gleichzeitig gilt es ein breites Spektrum der Größenklassen nach DIN EN ISO 17225-4 abzudecken. In folgender Abbildung sind die entsprechenden Größenklassen abgebildet.

Tabelle 22: Spezifikation zu Größenklassen von Hackschnitzeln nach DIN EN ISO 17225-4

Größenklasse	Hauptfraktion	Feinanteil	Grobanteil	Maximale Länge	Maximale Querschnittsfläche
	≥ 60 Ma.-%	Ma.-% ≤ 3,15 mm	Ma.-%	mm	cm^2
P16S	3,15 mm < P ≤ 16 mm	≤ 15 %	≤ 6 % > 31,5 mm	≤ 45 mm	≤ 2 cm^2
P31S	3,15 mm < P ≤ 31,5 mm	≤ 10 %	≤ 6 % > 45 mm	≤ 150 mm	≤ 4 cm^2
P45S	3,15 mm < P ≤ 45 mm	≤ 10 %	≤ 10 % > 63 mm	≤ 200 mm	≤ 6 cm^2

Ma.-% = Massenprozent

Es werden daher folgende Anforderungen an den Biomassekessel vorausgesetzt:

1. Anforderungen an die Hackschnitzelqualität: Klassifizierung nach EN 17225-4 bzw. ÖKONORM M7133
2. P16S, P31S, P45S/A1, A2, B1, B2 [G50, W40]

Der Vorratsbehälter ist für Hackschnitzel mit einer Faserlänge von bis zu 40 mm geeignet. Geeignet für trockene Brennstoffe wie Hackschnitzel, Holzbriketts, Pellets, Sägemehl, Schleifstaub und Späne – insbesondere auch für Brennstoffe der Klassen 6 und 7. Der geplante Biomassekessel des Typ USF-W 350 von Endress umfasst folgende Komponenten:

- Unterschubkessel Typ USF-W 350
- Feinstaubgewebefilter
- Fördertechnik / Schubbodenaustragung
- Kaminanlage
- Pufferspeicher
- Steuerung

Die Lieferzeit beträgt aktuell ca. 5-6 Monate nach Bestellung.

Das Biomasselager besitzt eine Breite von knapp 4 m und eine Tiefe von 8 m. Somit steht der Lagerung eine nutzbare Fläche von 32 m^2 zu Verfügung. Der Schubboden besitzt dabei eine Fläche von 2x 150 cm x 800 cm.

Holzhackschnitzel haben einen Brennwert von etwa 4,0 kWh (= 14,4 MJ) je kg (je nach Holzart, bei ca. 20 % Wassergehalt). Waldfrische Hackschnitzel enthalten dagegen einen Wasseranteil von 50 bis 60 % und damit einen deutlich schlechteren Brennwert. Im weiteren Verlauf wird mit 3 kWh/Kg gerechnet. Ein Schüttraummeter Hackschnitzel (Srm) für Fichte bei einer Feuchtigkeit von 30% liegt bei 745 kWh/Srm (HS). Im Jahr sind 1.145 m^3 Biomasse notwendig. Bei einem voraussichtlichen Speichervolumen, unter der Berücksichtigung einer Schütthöhe von 4 Metern, von 128 m^3 sind ca. 10 Lieferungen pro Jahr, bei einer Beladung von ca. 25 Tonnen je Ladung notwendig.

5.3.3 PVT

Die PVT-Kollektoren werden eingesetzt, um die Erdkollektoren zu regenerieren und das Temperaturniveau der Umweltwärmequelle in den Sommermonaten anzuheben. Somit wurden die PVT-Kollektoren nicht auf die Nennleistung der Wärmepumpe ausgelegt, sondern nur als Unterstützung. In der aktuellen Planung sind 110 Module mit einer gesamten el. Leistung von 75 kW und einer Modulfläche von 250 m^2 vorgesehen. Somit können ca. 25 % der aus dem Erdreich entzogenen Wärme regeneriert werden. Die PVT Kollektoren Solink 450 LH besitzen folgende Technische Anlagendaten:

Tabelle 23: technische Daten PVT TD SOLINK 450LH je Modul

Technische Daten		Einheit
PV Modul		
Hersteller/Typ	Bisol / Halbschnitt mono C-Si	-
Nennleistung	450	Wp
Kollektor		
Bruttokollektorfläche	2,25	m^2
Gewicht	38	Kg
Aufstellwinkel	30	°
Faktor Fläche Kollektor / Heizleistung WP	3,3	m^2/kW (mehrstufige WP)

Bei einem Reihenabstand von 2,7 Metern können insgesamt 4 Reihen mit jeweils 28 Modulen auf der Freifläche installiert werden. In einer Reihe werden jeweils 7 Module miteinander gekoppelt und von der Seite angeschlossen. Die Module sind alle in die gleiche Richtung ausgerichtet. Der Reihenabstand wird wie bei PV-Anlagen üblich ausgelegt. Die Standardauslegung ist so, dass sich die Modulreihen am 21.12. mittags nicht gegenseitig verschatten. Dies führt in Deutschland bei einer 30°-Aufständerung zu einem Reihenraster von ca. 2,7 m. Mit dem

„Kopplungsset Reihenabstand Aufständerungsdreiecke" können mehrere hintereinander liegende Reihen mit einem Abstand von 1490 mm (Raster = 2380 mm) verbunden werden. In Gebieten mit Schnee sind die Kollektoren so hoch aufzuständern, dass die Unterkante über der zu erwartenden Schneehöhe liegt. Die durch die Aufständerungsdreiecke vorgegebene Höhe ohne Betonsteine o. ä. beträgt ca. 200 mm bei 30°.

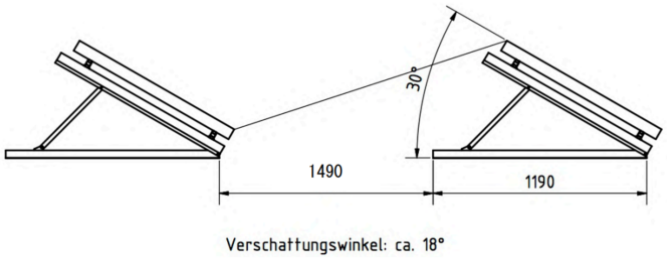


Abbildung 42: Mögliche Aufständerung PVT-Modul

Zur Beschwerung können Betonplatten oder Trapezbleche, die mit Kies gefüllt werden, verwendet werden. Die entsprechenden Massen sind dem Datenblatt zu entnehmen. Bei einer Anzahl von 111 Kollektoren fällt ein MAG Volumen 160 l an.

5.3.4 Wärmepumpe

Die eingesetzte Wärmepumpe ist eine Einstufige Sole-Wasser für Mitteltemperaturen des Typ ISWS ER2c1. Das Kältemittel ist R134a mit einer Füllmenge von 90 Kg. Im Rahmen der weiteren Planung gilt es zu prüfen, ob das Kältemittel gegen eines mit einem geringeren GWP ausgetauscht werden kann. Die Wärmepumpe hat einen Schraubenverdichter mit drei Leistungsstufen von 50 %, 75 % und 100 %.

Der Verdampfer hat einen Einsatzbereich von -6 °C bis + 25 °C und ist damit ideal auf die beschriebenen Umweltwärmequellen abgestimmt. Mit einer kondensatorseitigen Vorlauftemperatur von 67 °C bis zu einer Quelltemperatur von 0°C kann die notwendige VL-Temperatur netzseitig, in den Sommermonaten allein durch die WP, bereitgestellt werden. In den Übergangs- und Wintermonaten, wenn die Umweltwärmequelle im ersten Schritt auf bis zu -3 °C und im zweiten Schritt ggf. bis auf < -3 °C fällt kann eine VL-Temperatur von 60 °C respektive 50 °C bereitgestellt werden. In diesem Fall steht ein weiterer HT-Erzeuger zur Anhebung auf die gewünschte VL-Temperatur zu Verfügung. Im Folgenden werden die Kondensatorseitigen Vorlauftemperaturen in Abhängigkeit der Quellen Eintrittstemperatur für die im Rahmen der Simulation betrachteten Ochsner ISWS_390-ER2c1 Wärmepumpe dargestellt.

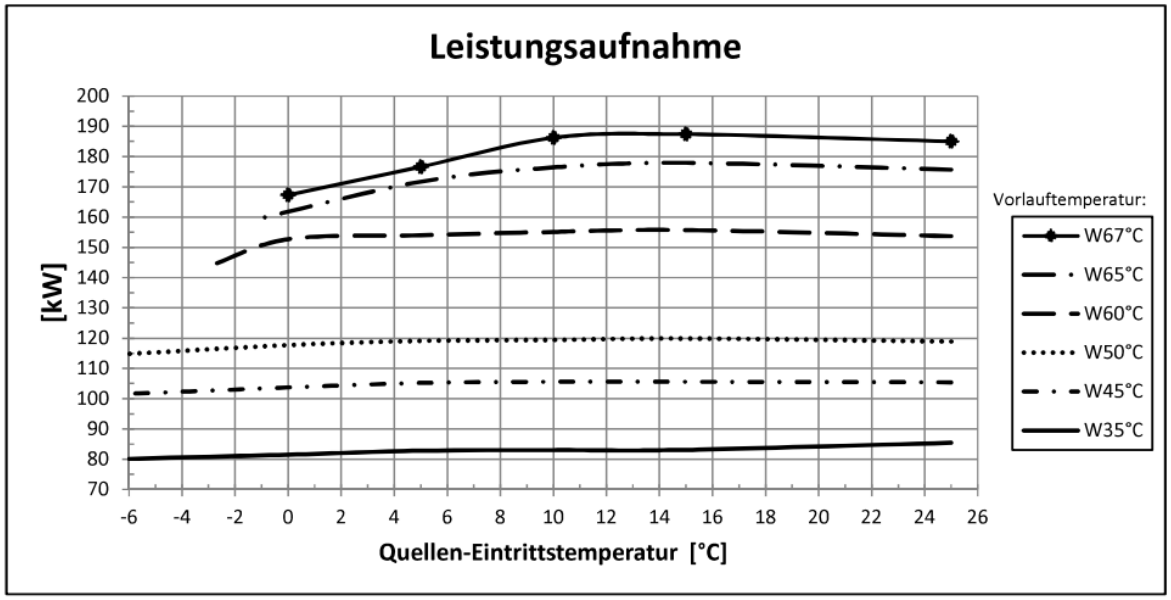


Abbildung 43: Temperaturen kondensatorseitig und Leistungsaufnahme in Abhängigkeit der Quellen Eintrittstemperatur für Ochsner ISWS_390-ER2c1 Wärmepumpe.

5.4 Aufstellplan

Der Aufstellplan der Energiezentrale sowie entsprechende Seitenansichten sind in den folgenden Abbildungen dargestellt. Im Aufstellplan ist aktuell eine räumliche Trennung der Wärmepumpe vorgesehen da ggf. ein entflammbares Kältemittel der Klasse A2L eingesetzt wird um den GWF von <400 nach BEW einzuhalten. Aktuell ist das Kältemittel R134a vorgesehen.

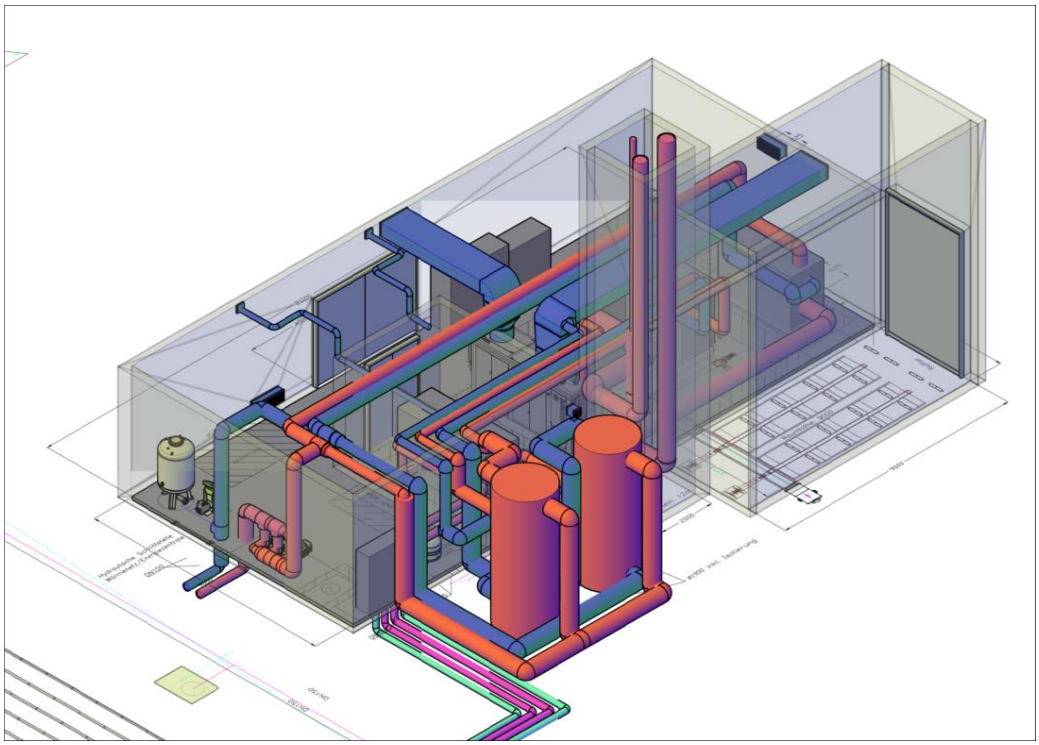


Abbildung 44: 3D Ansicht der Energiezentrale aus Südwesten

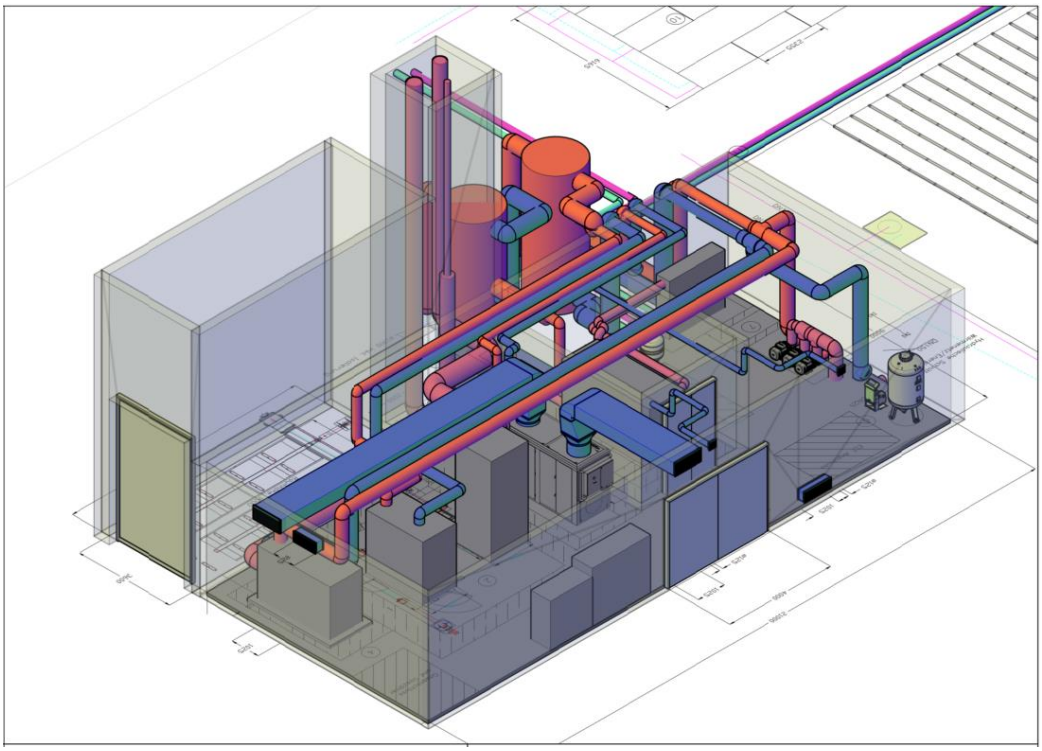


Abbildung 45: 3D Ansicht der Energiezentrale aus Nordosten

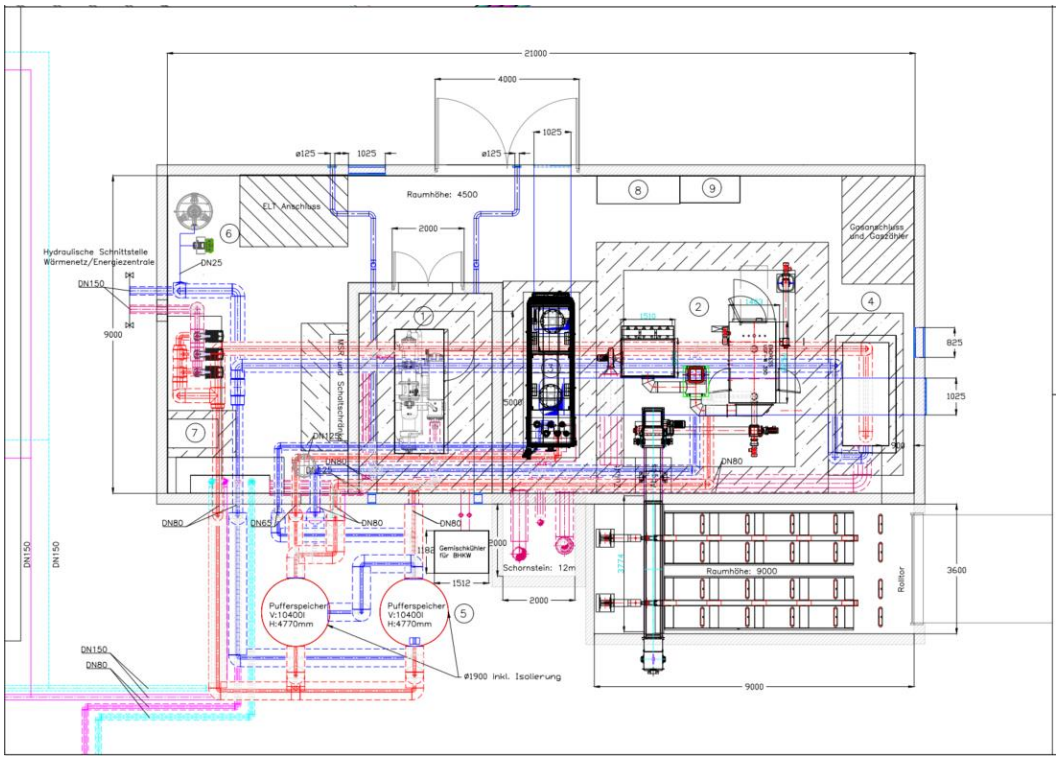


Abbildung 46: Aufstellplan Energiezentrale

Weitere Details und Schnittstellen der Planung entnehmen sie bitte den beigefügten Planungsunterlagen und Begleitdokumenten.

5.5 Detaillierte Kostenrechnung

Im Rahmen der wirtschaftlichen Betrachtung der Vorzugsvariante wurde die Wirtschaftlichkeitsberechnung des worst case Fall vom 21.11.2022 zugrunde gelegt.

5.5.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten der Vorzugsvariante wurden anhand von Erfahrungswerten und Vergleichsangeboten für die Komponenten abgeschätzt. Nachfolgend sind die Investitionskosten vor Förderung aufgeführt.

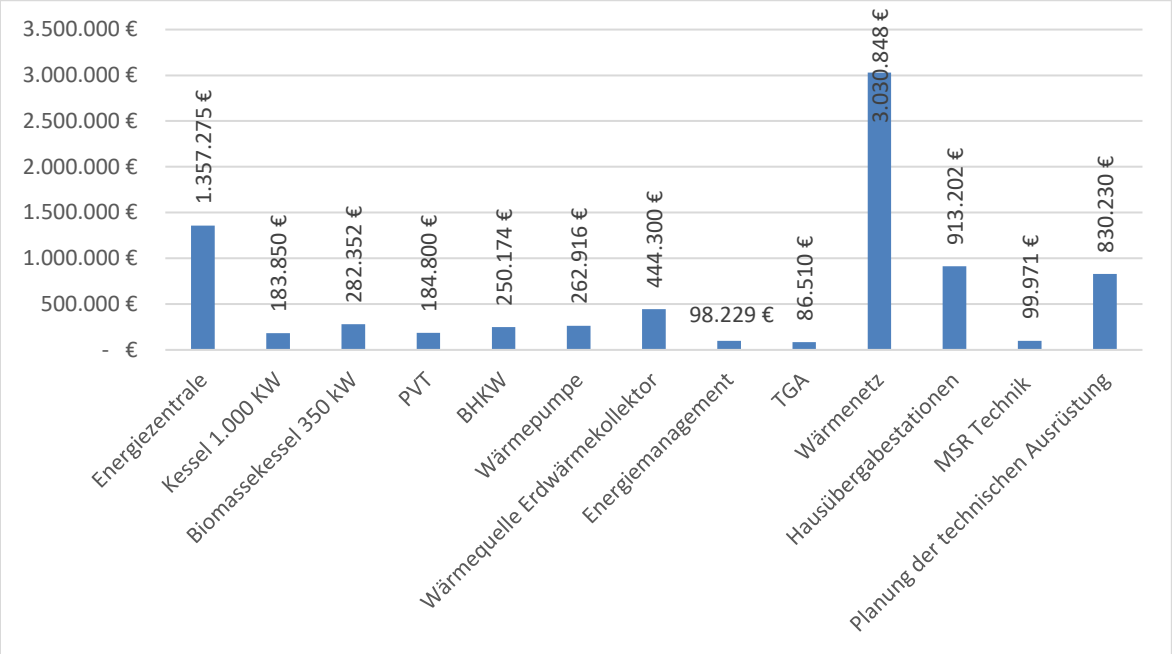


Abbildung 47: Detaillierte Investitionskosten vor Förderung

Die Investitionskosten belaufen sich auf insgesamt 8.024.657 € netto vor Förderung. Deutlich ist dabei zu erkennen, dass die beiden Positionen Wärmenetz (38%), sowie Energiezentrale (17%) die höchsten Kosten haben. Die weiteren großen Posten bei den Energieerzeugungsanlagen sind die Wärmepumpe mit der jeweiligen Einbindung der Erdkollektoren sowie der Biomassekessel. Der Betrachtungszeitraum für die Abschreibung ist bei den Komponenten unterschiedlich und wurden der VDI 2067 -1 entnommen. Die Förderungsquote liegt dabei, nach BEW-Modul II, bei 40 %. Die Investitionskosten nach Förderung sind nachfolgend aufgeführt.

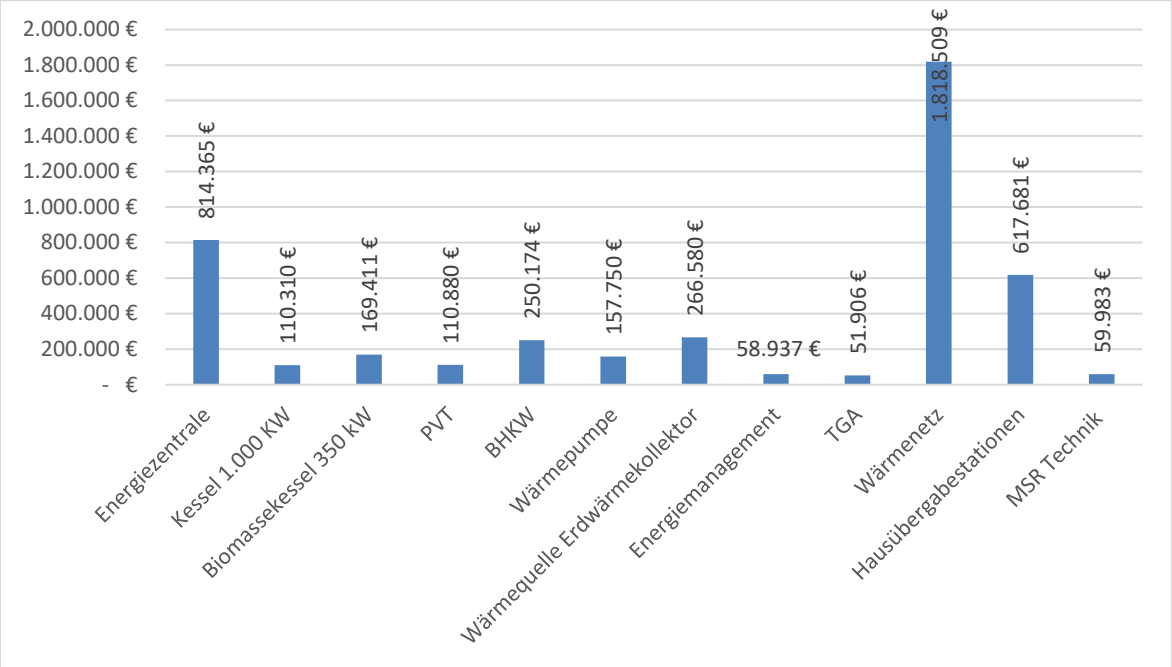


Abbildung 48: Detaillierte Investitionskosten nach Förderung

Der Finanzierungsplan mit detaillierter Aufstellung der einzelnen Kostenpositionen der jeweiligen Wärmenetzkomponente ist dem Anhang zu entnehmen. Dabei wurden die Kosten vor und nach Förderung sowie der gesamte Fördersumme ermittelt. Abbildung 49 zeigt den Anteil der Förderung an den gesamten Investitionskosten. Die Ausgaben für die Machbarkeitsstudie und Investitionskosten des BHKW, welches nach KWKG gefördert wir sowie die gebäudeseitigen Wärmespeicher sind in Rahmen des Modul II nicht förderfähig, wodurch sich die Gesamtfördersumme von 40 % auf 37 % reduziert. Die Investitionskosten nach Förderung belaufen sich auf 5.035.264 €.

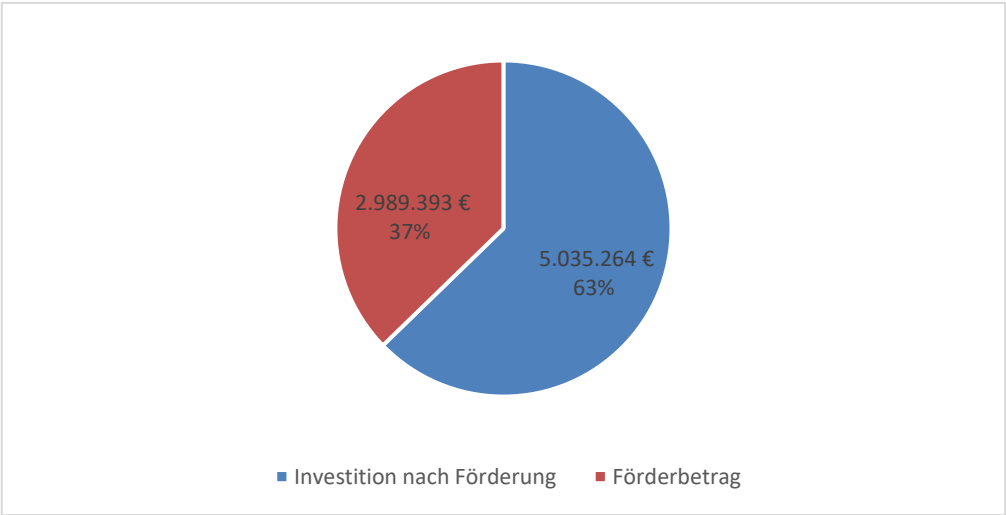


Abbildung 49: Förderbetrag der Investitionskosten

Die Investitionskosten ohne Förderung der dezentralen Variante (Hybridsystem) wurden anhand von Materiallisten und Referenzangeboten im Rahmen der Vorzugsvariante überarbeitet, um die Kostensteigerungen am Markt zu berücksichtigen. Neben Material, Montage und Verwaltung wurde ein Gewinn von 15 % unterstellt.

	Kosten in € je Anlage	Kosten in € gesamt
Material	24.548	x 110 Anlagen
Montage	4.641	x 110 Anlagen
Verwaltung	800	x 110 Anlagen
Gewinn (15%)	4.498	x 110 Anlagen
Summe (netto)	34.487	3.793.673

5.5.2 Kapitalkosten

Zur Bestimmung der Kapitalkosten wird eine Fremdfinanzierungsquote von 80 % bei einem Zinssatz von 4,5 % angenommen. Für das Fremdkapital der Genossenschaft wird ein Nachrangdarlehn mit einer Laufzeit von 10 Jahren in Höhe von 20 % angesetzt. Es werden Zinssätze von 3 % vorausgesetzt. Zur Ablösung des Nachrangdarlehen wird ab dem Jahr 11 ein Annuitätendarlehen bei einem Zinssatz von 3% angenommen. Darlehn für Nachinvestitionen im Jahr 10 und 15 werden mit einem Zinssatz von 4,5 % angesetzt. In Summe werden an die Bank Zinsen in Höhe von 2.618.095 € und an die Genossenschaft von 298.580 € entrichtet. In nachfolgender Abbildung sind die in Tilgung und Zinsen aufgeteilten Zahlungsströme dargestellt.

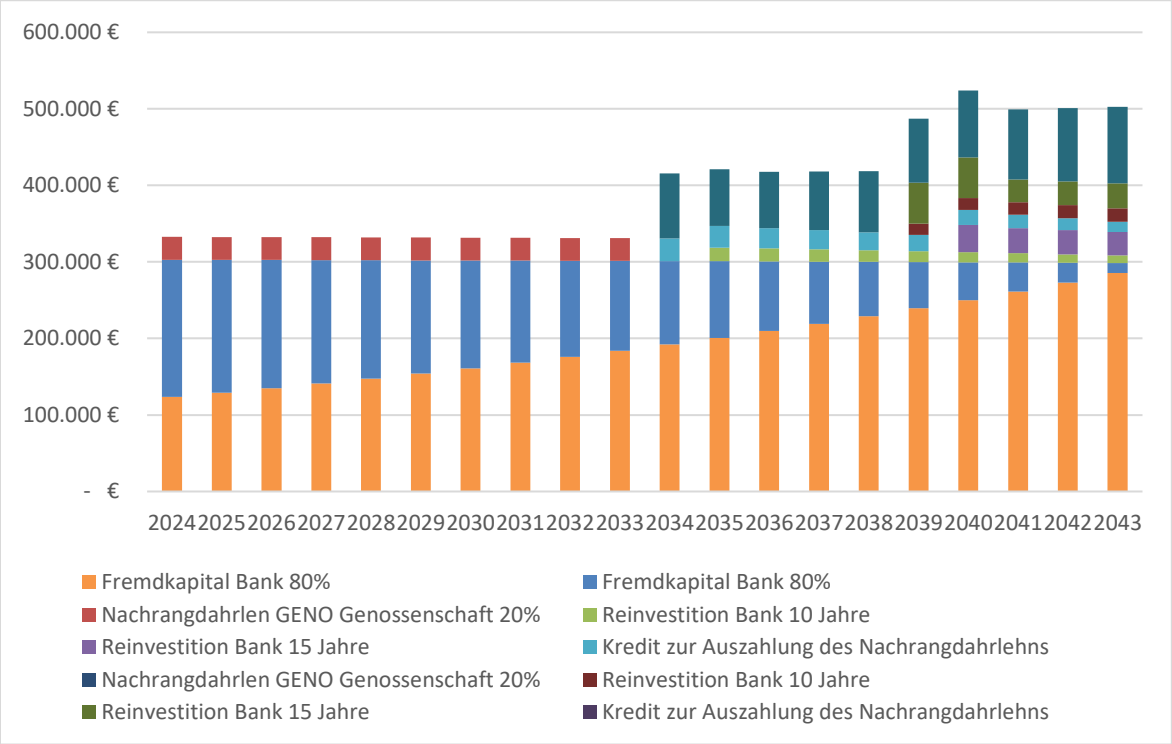


Abbildung 50: Entwicklung der Kapitalkosten

5.5.3 Betriebsgebundene Kosten

Die Aufteilung der betriebsgebundenen Kosten in die einzelnen Kostenbestandteile ist für das Jahr 2024 nachfolgend abgebildet. Für die Betriebskosten wurde eine jährliche Steigerungsrate von 3 % angenommen. Die Betriebsgebundenen Kosten für Wartung- und Instandhaltung der einzelnen Anlagen entsprechen der VDI 2067-1

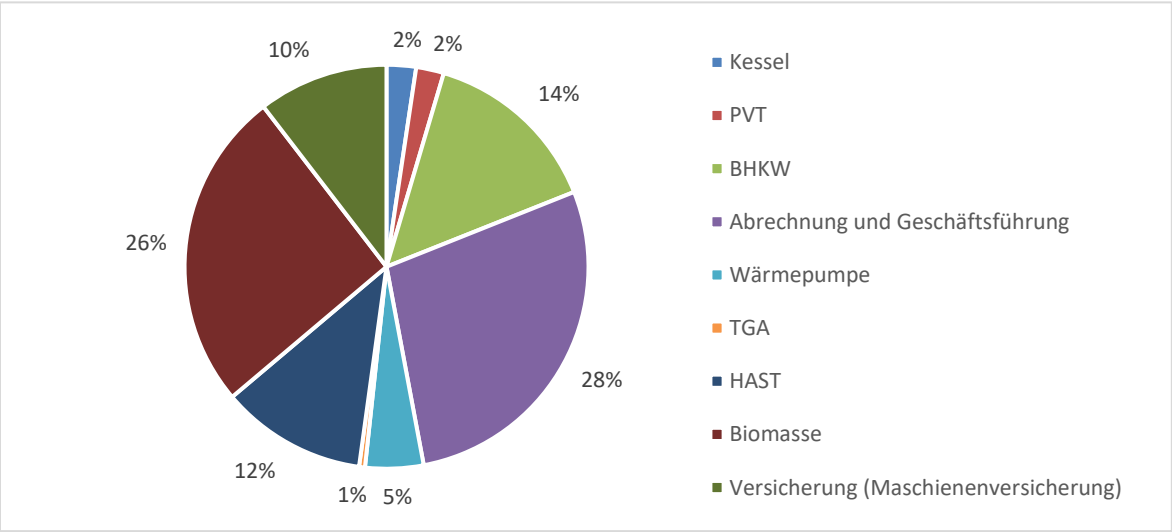


Abbildung 51: Aufteilung der betriebsgebundenen Kosten nach Positionen im Jahr 2024

Neben den Betriebskosten für Abrechnung und Geschäftsführung mit insgesamt 25.000 € für das Jahr 2024 stellen die Betriebskosten der Biomasse die größten Kostenpositionen dar. Zuzüglich zu den vorgesehenen prozentualen Betriebskosten nach VDI 2067 für die Biomasse werden 350 Stunden pro Jahr Wartungspersonal a 50 €/h vorgesehen. Die Kosten für Versicherung belaufen sich auf voraussichtlich 2 % des Umsatzes und machen somit 6 % der Betriebsgebundenen Kosten aus. Die Entwicklung der betriebsgebundenen Kosten über 20 Jahre unter Berücksichtigung einer jährlichen Preissteigerungsrate von 3 % ist in Abbildung 52 zu sehen.

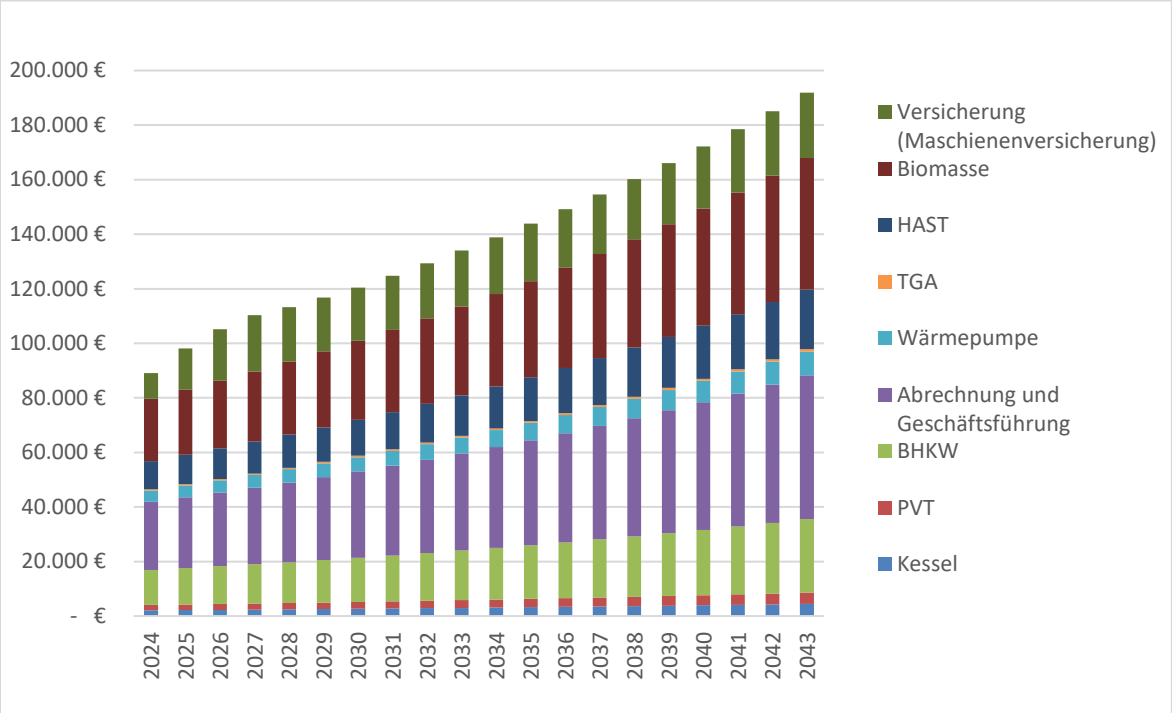


Abbildung 52: Entwicklung der betriebsgebundenen Kosten

5.5.4 Verbrauchsgebundene Kosten

In Abbildung 53 ist die Aufteilung der verbrauchsgebundenen Kosten in die jeweiligen Positionen für das Jahr 2024 und 2029 dargestellt. Es wird deutlich, dass die Ausgaben für Erdgas 50 % der verbrauchsgebundenen Kosten ausmachen. In folgender Abbildung wird eine Verteilung für die Jahre 2024 und 2029 dargestellt. Die Verschiebung der verbrauchsgebundenen Kosten kommt primär durch das Erschließungsszenario zustande welches einen Anschluss von 33 % in Jahr 2024, 66% in Jahr 2025, 90% im Jahr 2026 und im Jahr 2027 einen Anschluss von 100 % berücksichtigt.

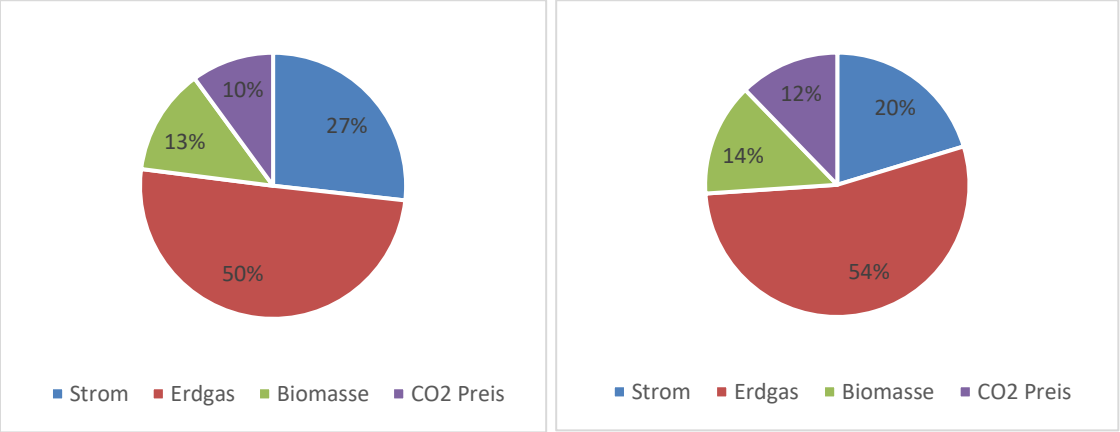


Abbildung 53: Aufteilung der verbrauchsgebundenen Kosten nach Positionen im Jahr 2024 (links) und 2029 (rechts)

Die voraussichtliche Entwicklung der verbrauchsgebundenen Kosten ist nachfolgend abgebildet. Im Rahmen der Energiekriese wird eine weitere Energiepreissteigerung in den kommenden Jahren zugrunde gelegt. Langfristig wird mit einer Stabilisierung der Energiepreise gerechnet. Des Weiteren werden die verbrauchsgebundenen Kosten durch das Erschließung Szenario beeinflusst. Dieses ist im Jahr 2027 abgeschlossen.

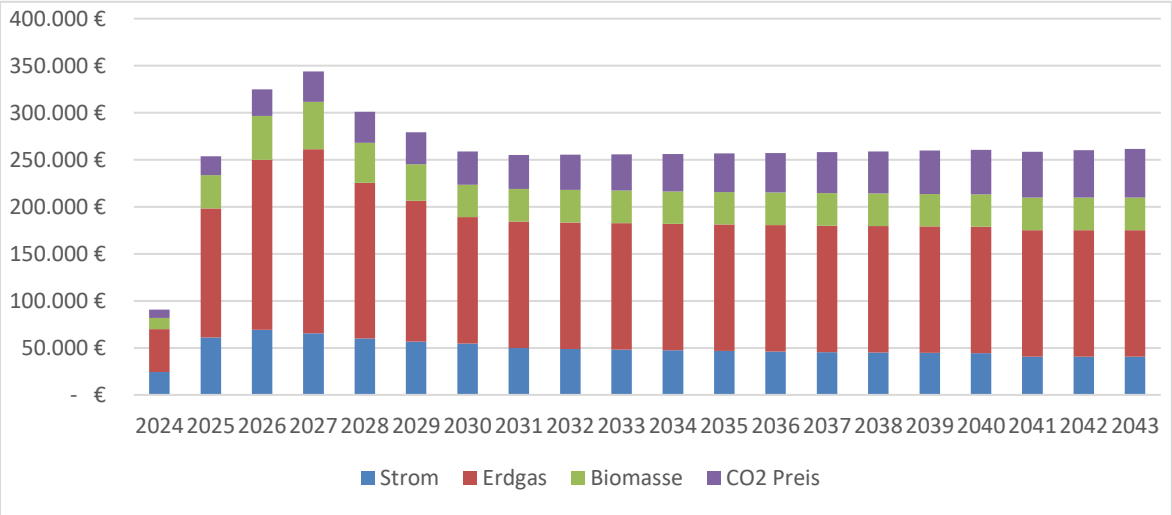
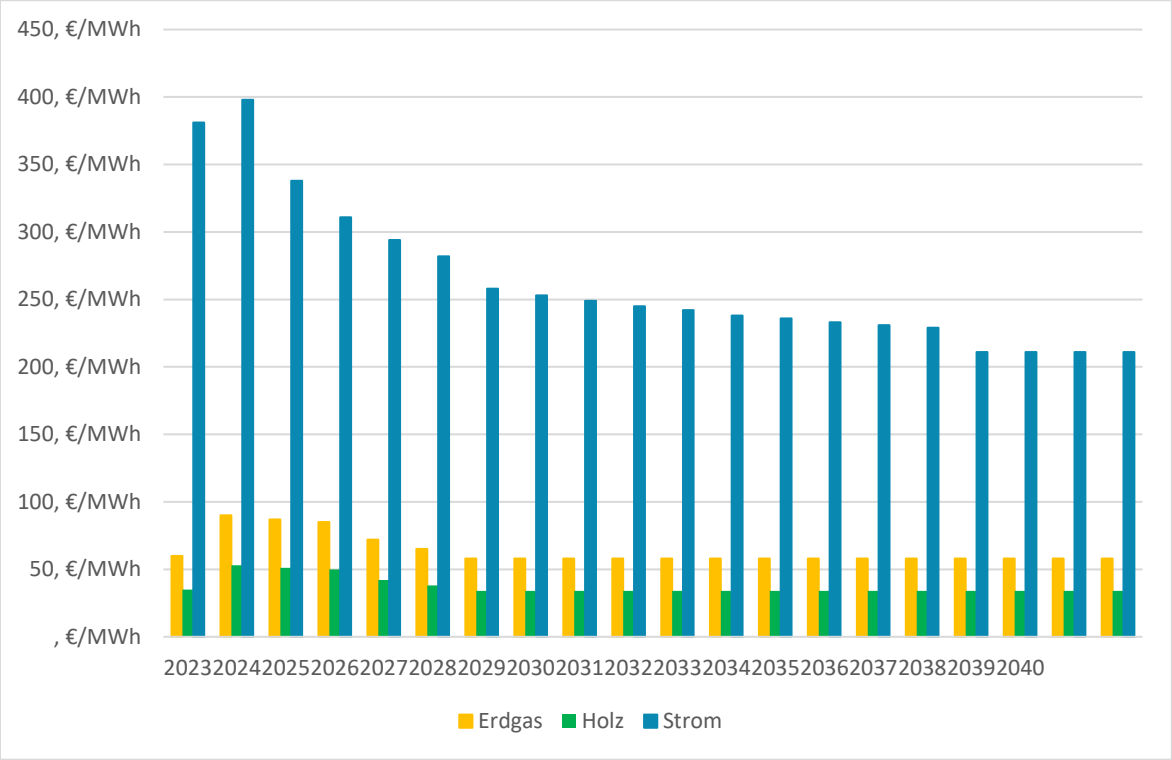


Abbildung 54: Entwicklung der verbrauchsgebundenen Kosten

In folgender Abbildung sind noch einmal die zugrunde gelegten Energiepreise in €/MWh (netto) dargestellt. Diese wurden den Prognosen der SWH entnommen.



Der in dieser Abbildung nicht aufgeführte CO2-Preis steigt, nach Beschluss der Bundesregierung, von 50 €/t CO2 im Jahr 2024 auf 55 €/t CO2 im Jahr 2025. Im Anschluss wird für den CO2-Preis eine Steigerungsrate von 3 % angenommen, so dass dieser im Jahr 2043 93,63 €/t CO2 beträgt.

5.5.5 Stromeinnahmen

Bei der Kalkulation der Stromeinnahmen werden die Einnahmen aus Stromeinspeisung, Brennstoffrückerstattung sowie KWK-Zuschläge berücksichtigt. Die Einnahmen durch die Stromerzeugung im BHKW machen mit 61 % den größten Teil der Stromeinnahmen aus. Für die KWK-Vergütung werden in den folgenden Jahren 90 % des Bezugspreis Strom aus Energiepreisprognose vom 08.11.2022 zugrunde gelegt. Die Einnahmen durch die PV-Einspeisung machen hingegen nur 1 % der Stromeinnahmen aus. Nach § 53a Energiesteuergesetz kann der Betreiber einer KWK-Anlage zudem eine Steuerentlastung für den eingesetzten Brennstoff beantragen. Diese Rückerstattung macht ca. 9 % der gesamten Stromeinnahmen aus. Die Entwicklung der Stromeinnahmen über den Betrachtungszeitraum ist in Abbildung 55 dargestellt. Im Rahmen der KWK-Vergütung wird das Osterpaket der Bundesregierung unterstellt.

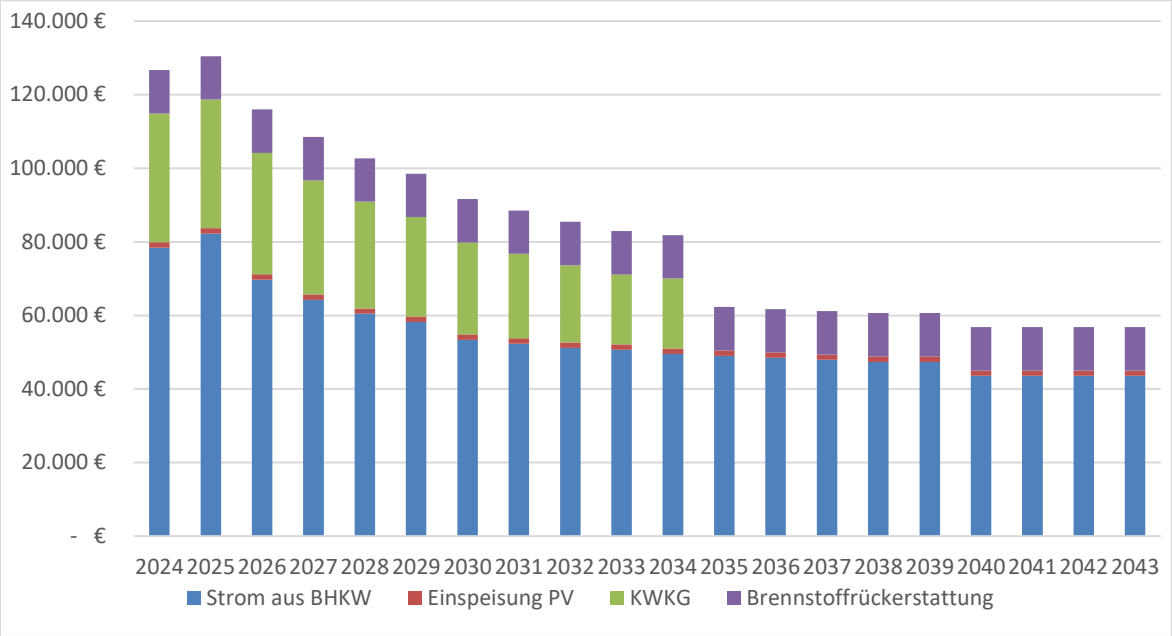
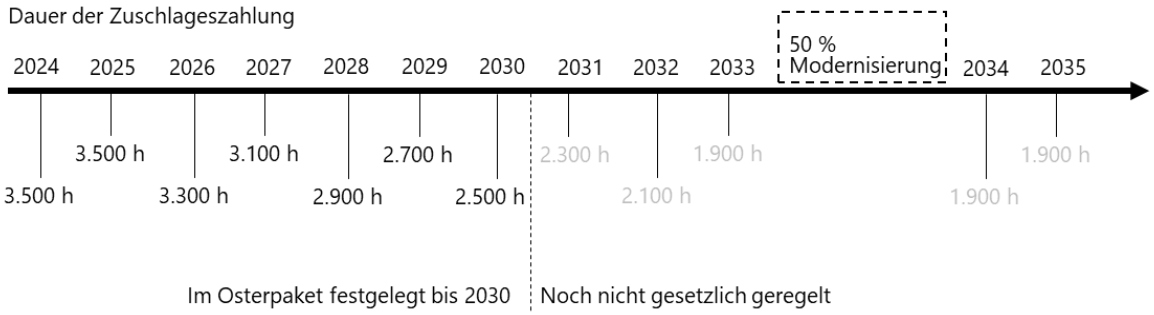


Abbildung 55: Entwicklung der Stromeinnahmen

Auffällig ist, dass die Stromeinnahmen kontinuierlich sinken. Dabei vermindert sich an den gesamten Einnahmen vor allem der Anteil „KWKG-Zuschlag" um fast 50 % über die ersten 10 Jahren, bis diese nach 30.000 h ausläuft. In folgender Abbildung wird das Osterpaket der Bundesregierung bezüglich KWK dargestellt.



5.5.6 Wärmeeinnahmen und Wärmegestehungskosten

Neben den Stromeinnahmen werden mit dem Verkauf von Wärme an die Kunden weitere Einnahmen erzielt. Der Wärmeverkaufspreis (netto) beträgt im ersten Jahr 260 €/MWh. Der Wärmepreis der darauffolgenden Jahre wurde mit Hilfe einer entsprechenden Preisgleitformel indikativ kalkuliert. Die Entwicklung des Wärmepreis ist nachfolgend abgebildet. Für die Jahre 2024 – 2027 wird ein Wärmeabnahmeszenario unterstellt. Der Wärmepreis fällt ab dem Jahr 2028 aufgrund der sinkenden Energiepreise, welche in der Preisgleitformel Berücksichtigung finden, leicht ab.

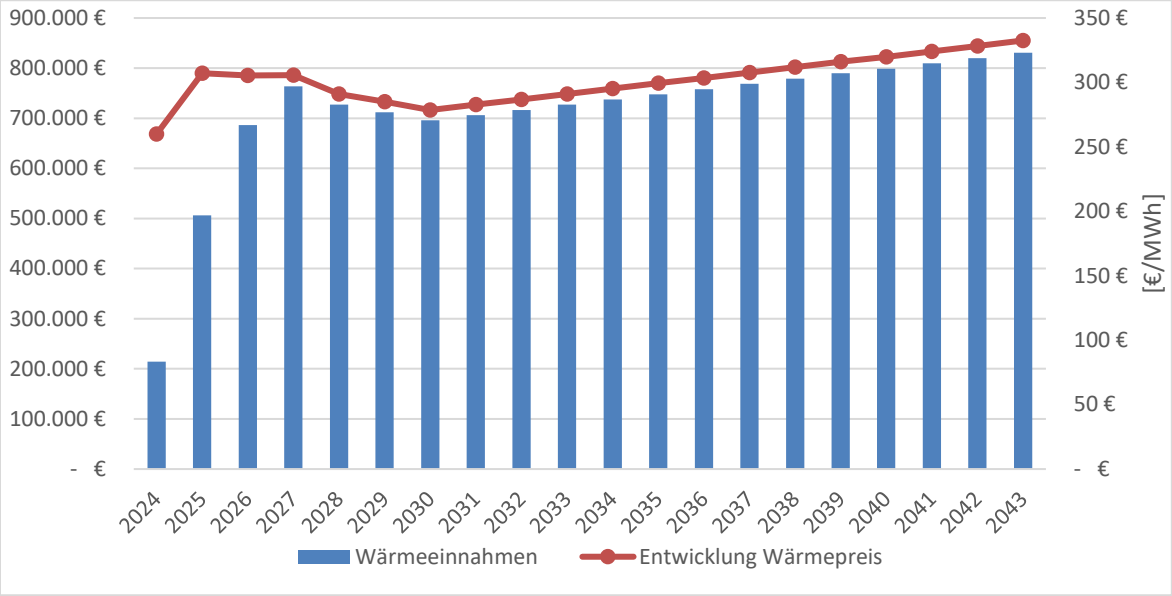


Abbildung 56: Entwicklung Wärmeeinnahmen

In folgender Abbildung werden die Wärmegestehungskosten inkl. CO2 der Vorzugsvariante dargestellt. Anders als im Rahmen der Grundvarianten wird den Energieträgern keine pauschale Preissteigerung, sondern individuelle Preisprognosen der Stadtwerke Herborn unterstellt. Die Wärmegestehungskosten starten aufgrund des Ausbauszenario bzw. verhältnismäßig geringem Wärmeabsatz mit 473 €/MWh. Nach Ende des Ausbauszenario im Jahr 2027 liegen die Wärmegestehungskosten bei 267 €/MWh.

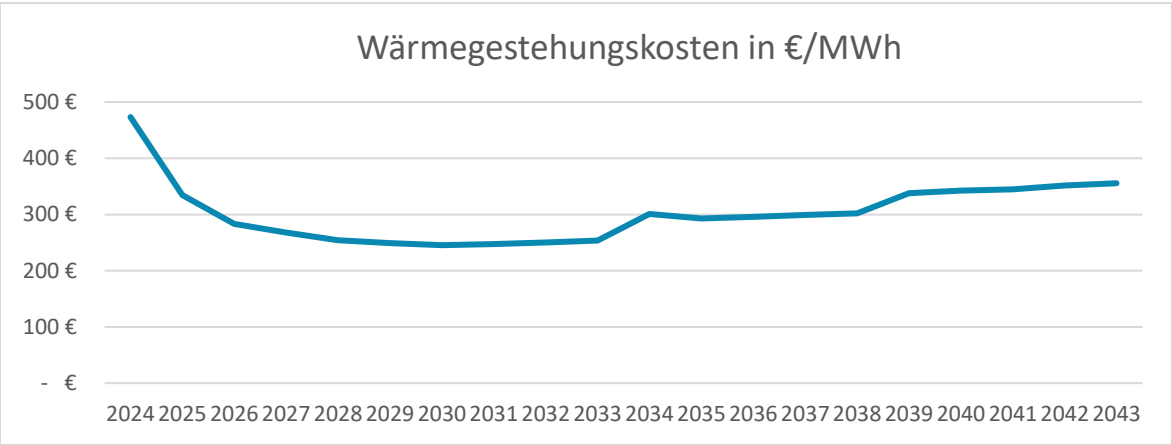


Abbildung 57: Entwicklung Wärmegestehungskosten

Die mittleren Wärmegestehungskosten inkl. CO2 über 15 Jahre liegt bei 290 €/MWh wohingegen die einer dezentralen Variante (Hybridsystem) bei voraussichtlich 266 €/MWh liegen.

5.5.7 Hausanschlusskosten

Im Rahmen der aktuellen Wirtschaftlichkeit sind Hausanschlusskosten inkl. Übergabestation und Speichern nach Förderung eine Pauschale von 9.990 € - Brutto in Abstimmung mit der Genossenschaft i.G. festgelegt worden.

Durch Kumulierung aller zuvor genannter Aufwendungen und Einnahmen über den Betrachtungszeitraum ergibt sich die in nachfolgend dargestellte Entwicklung des Gewinns vor Steuern (EBIT).

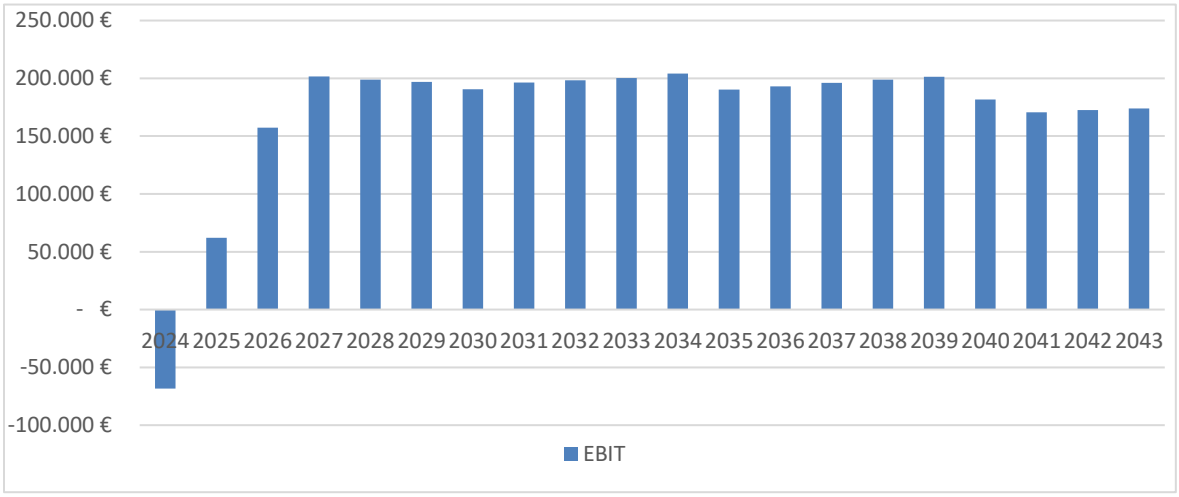


Abbildung 58: Entwicklung des Gewinns vor Steuern

5.5.8 Kapitalwert

In Abbildung 59 ist die Entwicklung des kumulierten Barwerts aufgeführt.

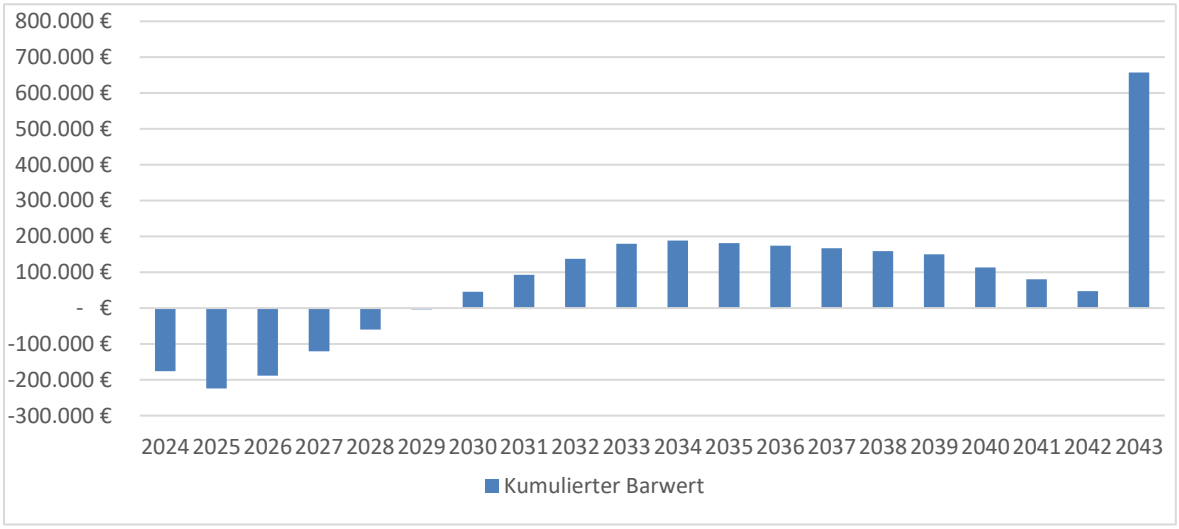


Abbildung 59: Kumulierter Barwert der Vorzugsvariante

Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass jedes Jahr ein negativer Cashflow generiert wird. Nach 20 Jahren erreicht die Vorzugsvariante einen Kapitalwert von 0. Der interne Zinsfuß

dieser Investition beträgt 5 %. Steuern wurden mit einem Unternehmenssteuersatz von 30 % berücksichtigt.

5.5.9 Sensitivitätsanalyse

Mithilfe einer Sensitivitätsanalyse wird der Einfluss veränderter Eingangsparameter auf die Wirtschaftlichkeit der Vorzugsvariante erfasst und damit die Stabilität des Wirtschaftlichkeitsergebnisses getestet. Als Indikator wird dabei der für ein wirtschaftliches Ergebnis erforderliche Wärmepreis definiert. Hinsichtlich der Energiepreise für Gas, Biomasse und Strom sowie die Investitionskosten ergibt sich folgende Darstellung. Der Biomassepreishat in der Vorzugsvariante von den betrachteten Parametern die geringste Auswirkung auf den Wärmepreis gefolgt vom Strom und Gas. Eine signifikante Steigung besitzen die Investitionskosten. Steigen Investitionskosten Bsp. auf

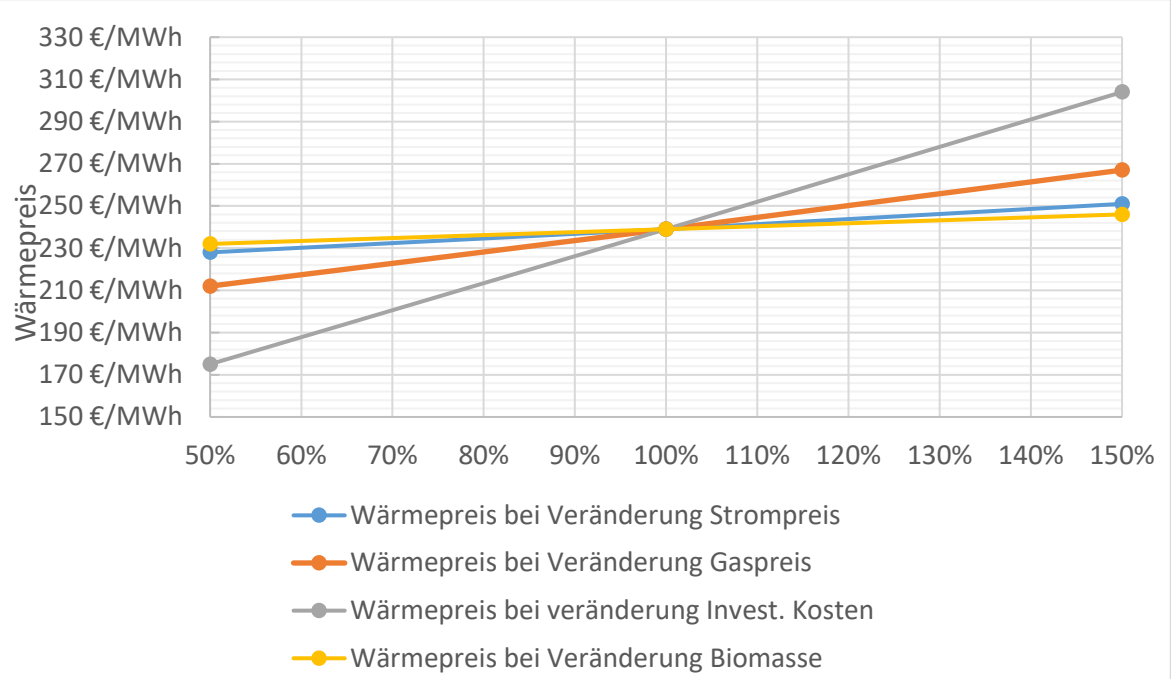


Abbildung 60: Sensitivität der Energieträger und Invest. Kosten der Vorzugsvariante

Das Wärmenetz in Guntersdorf ist deutlich resilienter gegenüber Preissteigerungen von Energieträgern als die dezentrale Referenzvariante, da auf Diversität sowie hohe Anteile an Umweltwärme gesetzt wird.

In folgender Abbildung wird die Sensitivität der Vorzugs- und dezentralen Referenzvariante im Bezug auf die Investitionskosten verglichen. Da die Referenzvariante insgesamt deutlich

geringere Investitionskosten besitzt fällt die Sensitivität in Bezug auf den Wärmepreis geringer aus.

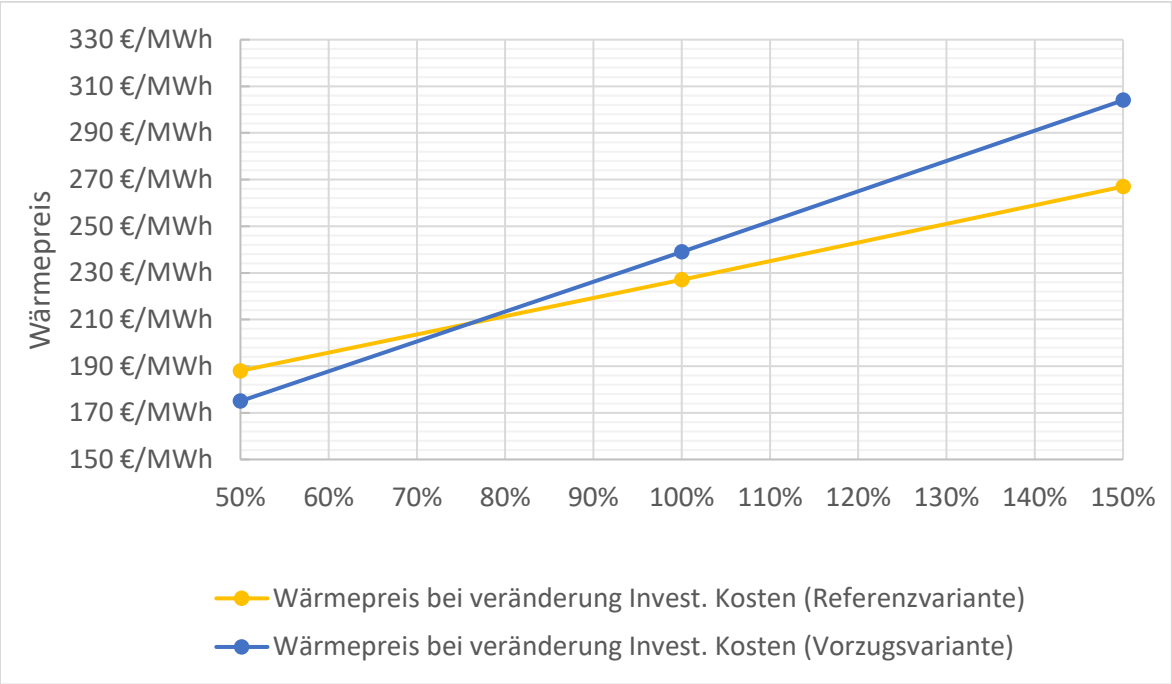


Abbildung 61: Sensitivität der Invest. Kosten für Referenz- und Vorzugsvariante

Die dezentrale Referenzvariante besitzt eine starke Sensitivität gegenüber der Vorzugsvariante da diese mehr Energieträger einsetzt. Ab einer Preissteigerung des Storm von 130% liegt der Wärmepreis der dezentralen Referenzvariante überhalb der Vorzugsvariante.

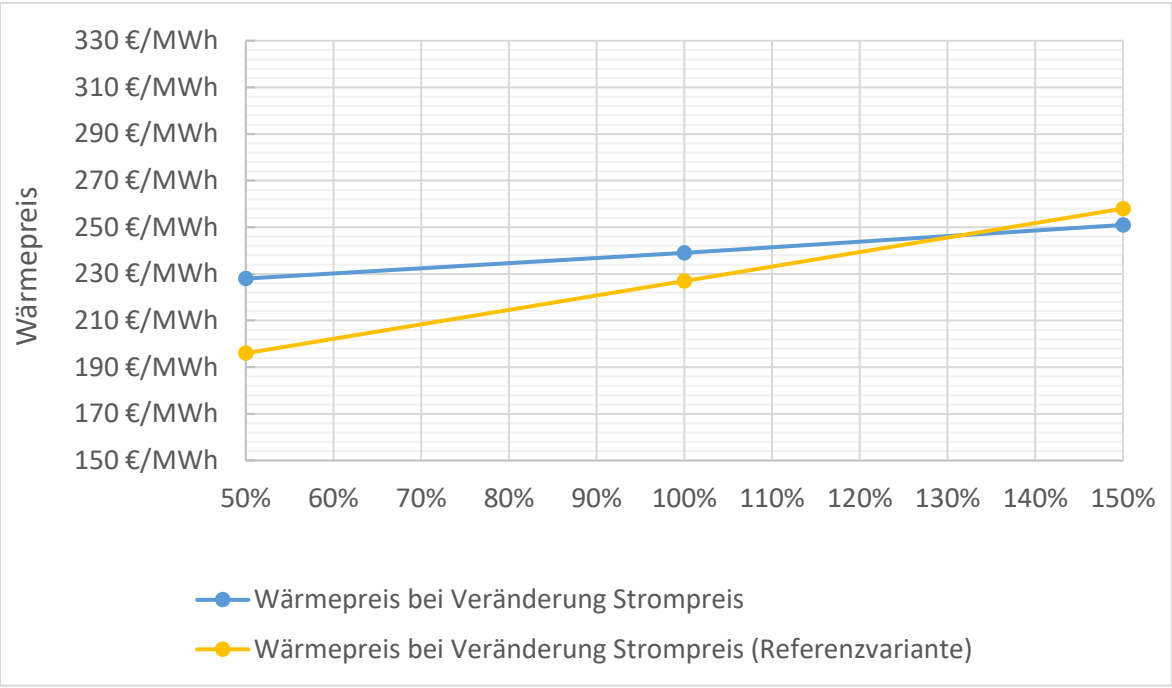


Abbildung 62: Sensitivität des Strompreises für Referenz- und Vorzugsvariante

6 Verteilung der Wärme

6.1 Konzepte

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wurden unterschiedliche Konzepte zur Verteilung der Wärme untersucht. Neben einem klassischen zwei-Leiter-System wurden auch Konzepte mit unterschiedlichen Vorlauftemperaturen für TWW und Raumwärme oder Neubau und Bestand untersucht.

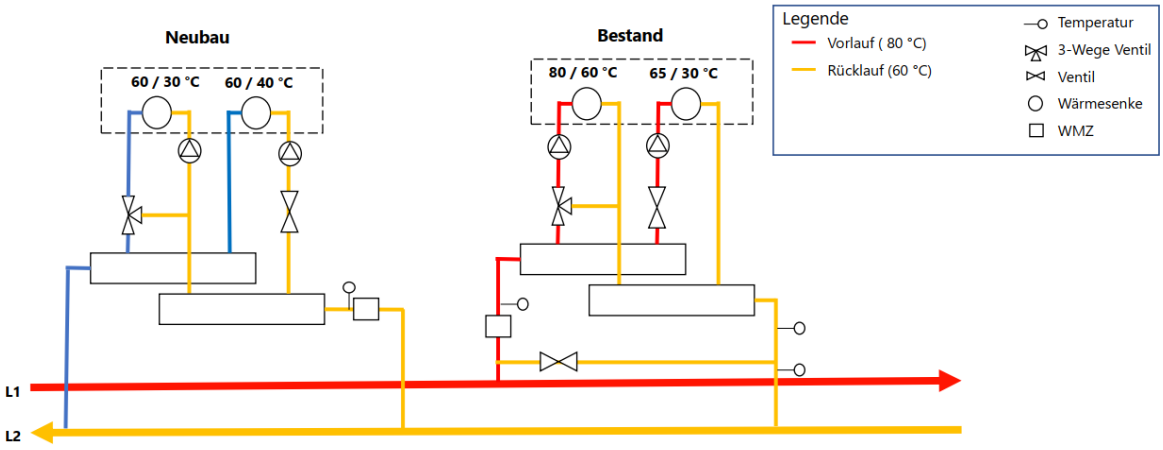


Abbildung 63: 2-Leiter System mit Rücklaufanbindung

In folgender Abbildung wird ein 3-Leiter-System dargestellt. In dieser Variante können die Gebäude mit zwei Temperaturen, je Bedarf, versorgt werden.

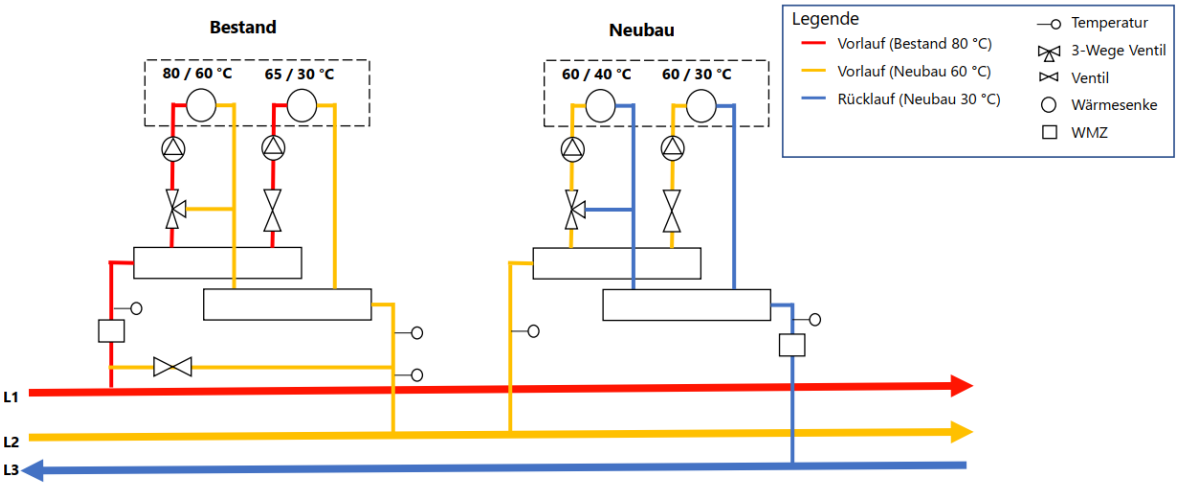


Abbildung 64: 3-Leiter-System

Die Untersuchung kam zu dem Ergebnis, dass der Einsatz einer dritten Leitung zu signifikanten Mehrkosten führt. Gleichzeitig ist die Effizienzsteigerung gegenüber einem Zweileitersystem nur gering.

Vielmehr wurde sich für eine Begrenzung der Vorlauftemperatur auf 65 °C im Zweileitersystem entscheiden. Die durch die Temperaturbegrenzung niedrigeren Vor- und Rücklauftemperaturen wirken sich positiv auf die Erzeugungsanalgen aus und reduzieren die Wärmeverluste im Wärmenetz. Für die Gebäude mit zentraler TWW Bereitstellung oder höheren Vorlauftemperaturen wird die Temperaturabsicherung elektrisch unterstellt und gleichzeitig ein Anreiz geschaffen das Sekundärsystem zu optimieren. Eine Reduzierung der gebäudeseitigen Vorlauftemperatur im Heizkreis erhöht die Effizienz des Gesamtsystem somit signifikant und macht das gesamte Netz zukunftsfähiger.

6.2 Netzdimensionierung

Der Netzverlauf inklusive Dimensionierung sind der Anlage „Plan Netzauslegung“ beigefügt. Mittels der Software „STANET“ wurde das Wärmeverteilnetz hydraulisch simuliert. Anhand der Simulation können die Durchmesser für jede der benötigten Rohrleitungen bestimmt werden. Die Ergebnisse der Rohrnetzberechnung sind in den folgenden Abbildungen und im Anhang dargestellt.



Abbildung 65: Rohrnetzberechnung Gebiet Norden

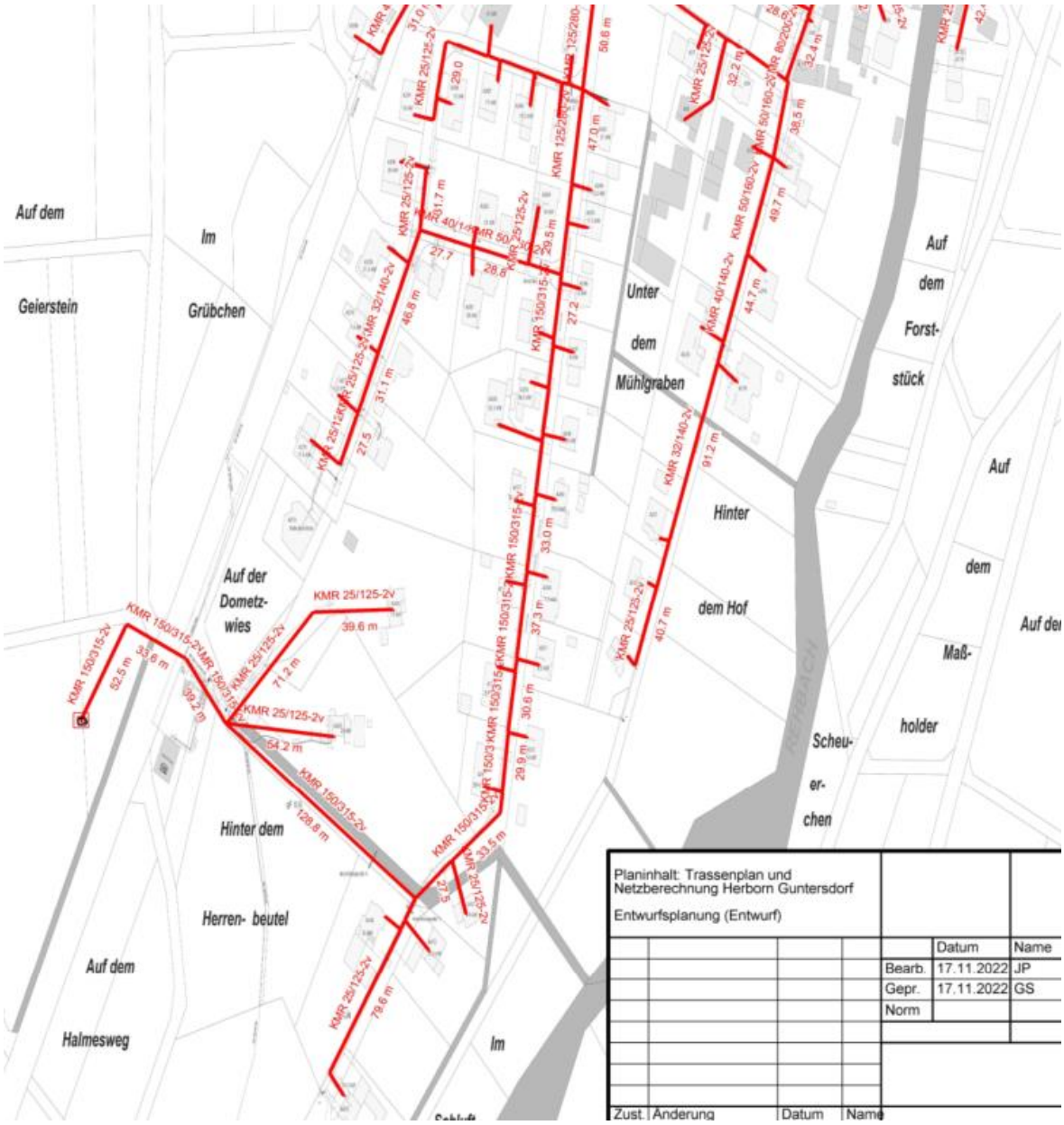


Abbildung 66: Rohrnetzberechnung Gebiet Süden

Aufgrund der moderaten Temperaturen und drücke der netzgebundenen Verteilung wird ein vorisoliertes flexibles Kunststoffrohrsystem mit einem Mediumrohr aus vernetztem und faserverstärktem Polyethylen (PE-Xa) sowie einer PUR Wärmeisolierung avisiert. Um die geforderte Dämmstärke von drei einzuhalten, wird die „Plus" Variante mit vergleichbarer Wärmeisolierung angestrebt. In folgender Abbildung wird die Dämmung eines PE-Xa Rohrsystem des Typ FibreFlex Plus mit dem eines KMR-System für die Dämmstärken 1 -3 verglichen. Das Ergebnis zeigt, dass eine Dämmstärke 3 mit einem „Plus" System Vergleichbar ist.

Dimension		FibreFLEX PLUS		KMR Dämmserie 1		KMR Dämmserie 2		KMR Dämmserie 3		FF PLUS vs. KMR DS1		FF PLUS vs. KMR DS2		FF PLUS vs. KMR DS3	
DN	PEX	Bezeichnung	U-Wert (W/m*K)	Bezeichnung	U-Wert (W/m*K)	Bezeichnung	U-Wert (W/m*K)	Bezeichnung	U-Wert (W/m*K)	Vorteil bei		Vorteil bei		Vorteil bei	
20	25	25+25/111	0,139	20/125	0,1830	20/140	0,1608	20/160	0,1423	24%	FF PLUS	14%	FF PLUS	2%	FF PLUS
25	32	32+32/126	0,157	25/140	0,1981	25/160	0,1700	25/180	0,1516	21%	FF PLUS	8%	FF PLUS	-4%	KMR
32	40	40+40/142	0,175	32/160	0,2154	32/180	0,1856	32/200	0,1661	19%	FF PLUS	6%	FF PLUS	-5%	KMR
40	50	50+50/182	0,158	40/160	0,2573	40/180	0,2144	40/200	0,1882	39%	FF PLUS	26%	FF PLUS	16%	FF PLUS
50	63	63+63/202	0,178	50/200	0,2495	50/225	0,2076	50/250	0,1833	29%	FF PLUS	14%	FF PLUS	3%	FF PLUS
65	75	75+75/202	0,235	65/225	0,2923	65/250	0,2430	65/280	0,2074	20%	FF PLUS	3%	FF PLUS	-13%	KMR
80	90	2x 90/182	0,322	2x 80/160	0,4837	2x 80/180	0,4152	2x 80/200	0,3694	33%	FF PLUS	22%	FF PLUS	13%	FF PLUS
100	110	2x 110/182	0,412	2x 100/200	0,5085	2x 100/225	0,4297	2x 100/250	0,3810	19%	FF PLUS	4%	FF PLUS	-8%	KMR

Abbildung 67: Vergleich Wärmedämmung FibreFlex Plus vs. KMR Dämmstärke 1-3 (Quelle: Enerpipe)

Die Stanet Simulationsergebnisse zeigen, dass für die Hauptleitung Durchmesser in der Größenordnung DN 125 und DN 150 eingesetzt werden müssen. PE-Xa Rohrsysteme sind in diesen Größenordnungen bei den angefragten Herstellern nicht erhältlich, sodass ein Hybridsystem aus KMR und PE-Xa avisiert wird.

7 Hausübergabestationen

Um die Endnutzer mit dem Wärmenetz zu verbinden, werden indirekte Hausübergabestationen (HAST) vorgesehen. Der Pufferspeicher wird klassisch über das Nahwärmenetz bedarfsgerecht, temperaturgeführt geladen oder über das Online Monitoring wie z.B. LeanHeat oder AVAT angesteuert. Falls im Gebäude höhere Temperaturen als 60 °C VL (gebäudeseitig) benötigt werden kann dies Wassergeführt als auch elektrisch realisiert werden. Die Einbindung von bestehenden dezentralen Erzeugern wie Biomasse oder Solarthermie ist ebenfalls möglich. Zu diesem Zweck ist im Speicher ein Rohrwendel Wärmetauscher bei Bedarf vorgesehen. Alternativ kann auch ein außenliegender Wärmetauscher (Solarstation) genutzt werden. Zum aktuellen Planungsstand lasst sich der beschriebene Betrieb über zwei Kompaktstationen und einen ECL 310 Regler realisieren. Die Nachheizung des Pufferspeichers mittels E-Heizstabs müsste bauseits erfolgen. Alle Fühler sowie der/die WMZ wären über Leanheat Monitor visualisiert. Die Speicherladestation stellt in diesem Fall die HAST dar und wird als Kompaktmodul eingebaut. Der Pufferspeicher glättet die gebäudeseitigen Leistungsspitzen für TWW und Raumwärme und bietet die Möglichkeit weitere Erzeuger einzubinden. Gleichzeitig wird angestrebt das Wärmenetz bei Bedarf über einen „Schwarmspeicher" Effekt zu stützen. Steht zum Beispiel bei einem Puffer eine Wärmeanforderung an, so werden alle vor dem anforderten Pufferspeicher angeordneten Speicher unabhängig vom Beladungszustand, geladen. Ziel ist es Netzverluste zu minimieren, und gegebenenfalls die Netzpumpen abzuschalten, Laufzeiten der Erzeuger zu optimieren.

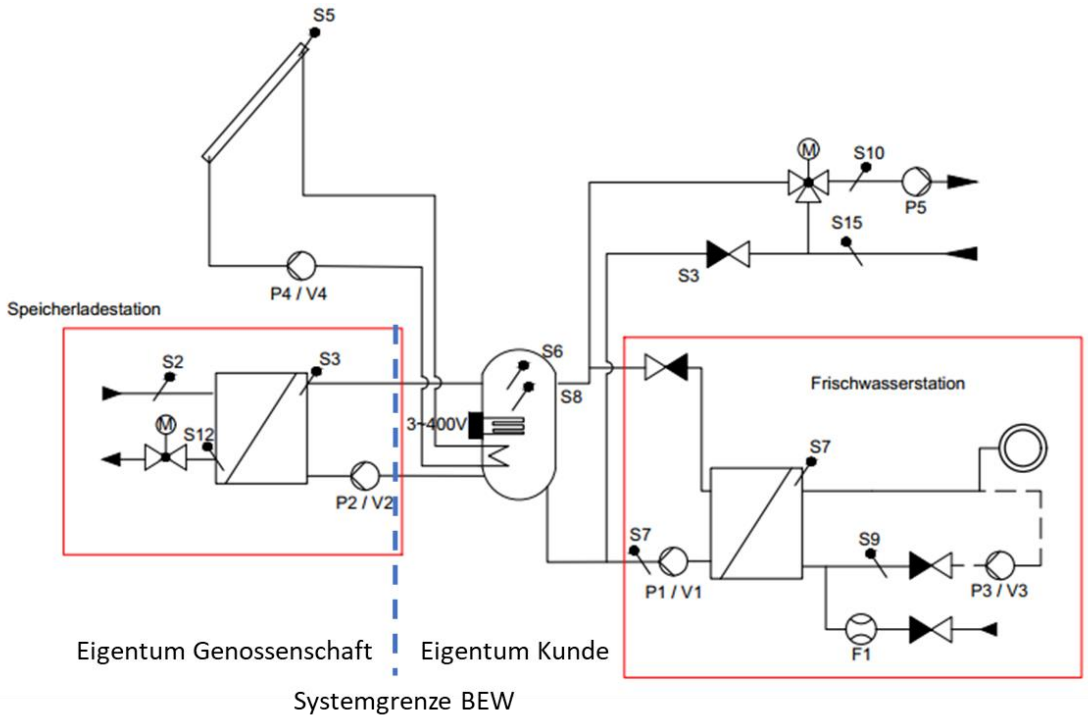


Abbildung 68: Konzept Hausübergabestation Niedertemperatur Fernwärme (Eigene Darstellung. Angelehnt an Danfoss)

In folgender Abbildung finden Sie ein vergleichbares Konzept der Firma Kring.

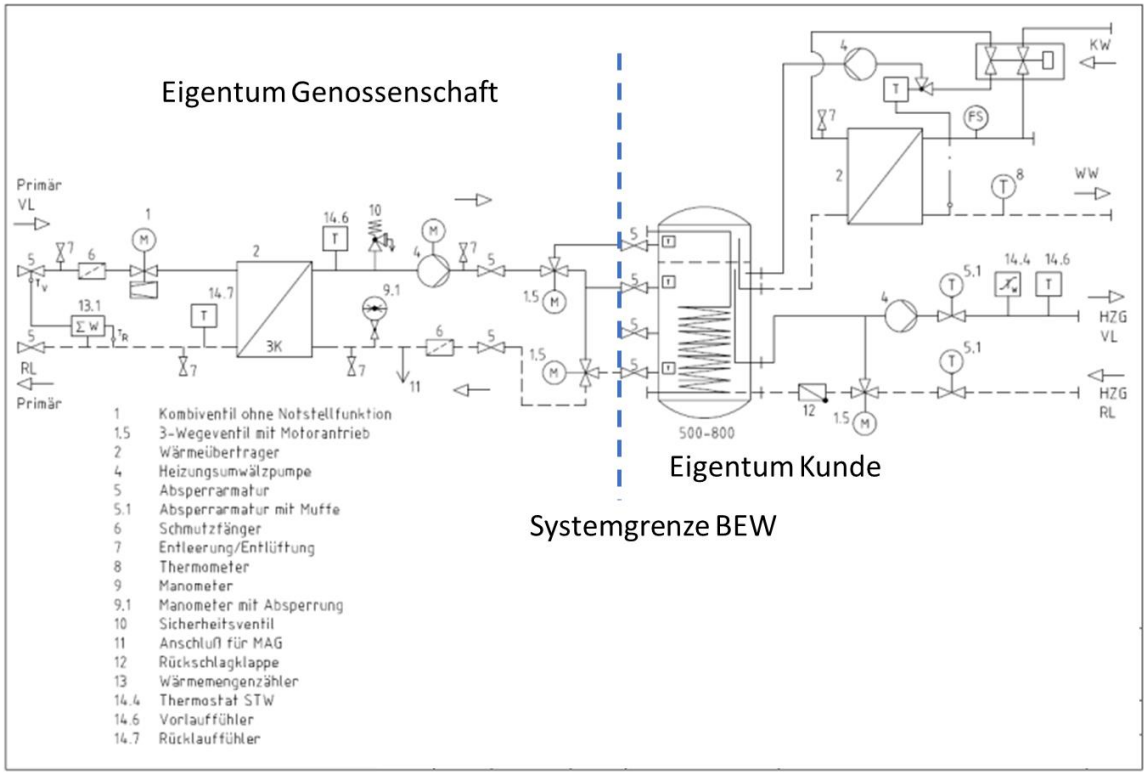


Abbildung 69: Konzept Hausübergabestation Niedertemperatur Fernwärme (Darstellung Kring)

In folgender Abbildung wird ein exemplarischer Aufstellplan für einen Hausanschlussraum mit einer Anschlussleistung von 20 kW dargestellt. Je nach Leistung und notwendigen Komponenten und Hersteller kann die Aufstellfläche bei der Detailplanung abweichen.

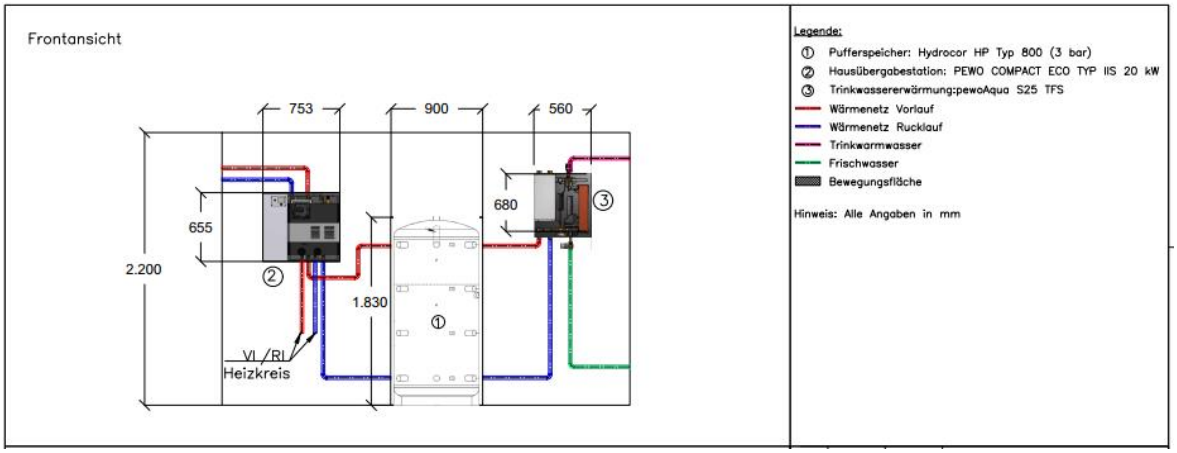


Abbildung 70: Exemplarischer Aufstellplan eines Hausanschlussraum mit 20 kW Leistung (Frontansicht)

In Folgender Abbildung ist die Draufsicht des Anschlussraum exemplarisch dargestellt. Für eine Anlage mit 20 kW und einem 800 l Speicher wird eine Fläche, je nach Anlagenkonstellation, von voraussichtlich 5 m² benötigt.

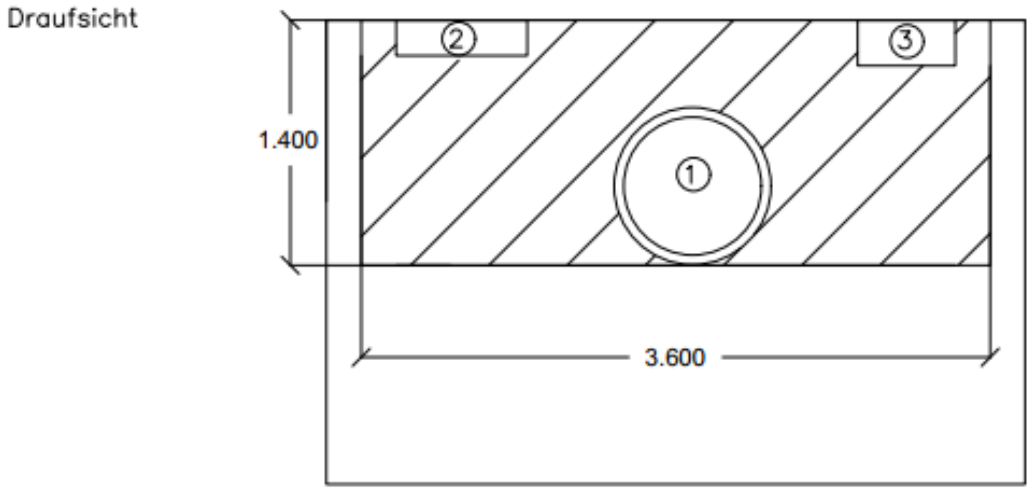


Abbildung 71: Exemplarischer Aufstellplan eines Hausanschlussraum mit 20 kW Leistung (Draufsicht)

8 Speicherkonzept

8.1 Zentrale Speicher

Wärmespeicher werden generell eingesetzt, um Energieerzeugung und -verbrauch zu entkoppeln oder um Spitzenlasten abzudecken. In Herborn Guntersdorf sieht das Speicherkonzept für die Erzeugungsanlagen 2 Speicher vor, vergleiche Anlage Hydraulikschema. Diese haben unterschiedliche Temperaturniveaus, um die Erzeugungsanlagen mit dem jeweiligen Temperaturniveau optimal einzubinden. Das Konzept sieht folgende Speicher und Temperaturniveaus vor:

- MT-Speicher (T = 50 – 65 °C) für WP

- HT-Speicher (T = 60 – 90 °C) für BHKW, Biomasse und Spitzenlastkessel

Die Wärmespeicher sind mit einer Größe von jeweils 10 m^3 vordimensioniert, das insgesamte Speichervolumen beträgt 20 m^3. Die Sole/Wasser Wärmepumpe hebt den Rücklauf auf ein höheres Temperaturniveau und speist den MT-Speicher mit einer Temperatur von 50 - 65 °C je nach Quelltemperatur der Wärmepumpe. Das BHKW, der Biomassekessel und der Spitzenlastkessel erreichen einen deutlich höheres Temperaturniveau von bis zu 90 °C und hebt die Vorlauftemperatur des Wärmenetz über den HT-Speicher auf die notwendigen 65 °C. Die Netzvorlauftemperatur von 65 °C wird aus einer Mischung der 2 Wärmespeicher erreicht.

8.2 Dezentrale Speicher

Neben der Untersuchung von zentralen Speichern wird auch die Nutzung von gebäudeseitigen dezentralen Speichern betrachtet. Werden in Nahwärmenetzen dezentrale Pufferspeicher direkt bei den einzelnen Abnehmern installiert, kann die Betriebstemperatur des Gesamtnetzes heruntergefahren werden. Denn für die Brauchwasserbereitstellung müssen dann die dezentralen Pufferspeicher im Sommer nur einmal täglich oder - je nach Auslegung - auch erst nach mehreren Tagen aufgeladen werden. Auf diesem Weg soll der Wärmeverlust im Netz um bis zu 40% reduziert werden können - bei gleichbleibender Leistung und Komfort. Die Alternative ist lediglich ein zentraler Pufferspeicher in der Energiezentrale. Obwohl im Sommer ein geringerer Wärmebedarf herrscht, muss dann dennoch die Betriebstemperatur im gesamten Netz hochgehalten werden, um im Bedarfsfall Brauchwasser mal hier, mal dort für einzelne Abnehmer bereitstellen zu können.

9 Sektorkopplung und Stromarktdienlichkeit

In diesem Abschnitt wird erläutert wie mit dem entwickelten Wärmenetzsystem Potenziale hinsichtlich der Integration der Erzeugungsanlagen in den Strommarkt sowie der Kopplung der Strom- und Wärmeversorgung gehoben werden können.

Unter Strommarktdienlichkeit wird generell verstanden, dass stromverbrauchende und stromerzeugende Anlagen über Kommunikationsschnittstellen verfügen, durch die der Stromverteilnetzbetreiber ohne manuelle Eingriffe des Anlagenbetreibers die Anlagen vom Netz ab bzw. auf das Netz zuschalten kann – mit dem Ziel, die angestrebte Netzfrequenz konstant zu halten.

Um der Flexibilisierung des Verbrauchs einen finanziellen Anreiz zu bieten, können Letztverbraucher mit Lastgangzählung nach der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) ein individuelles Netzentgelt gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 bzw. Satz 2 StromNEV beantragen. Dazu müssten mindestens 100 kW elektrischer Last abgeschaltet werden, sodass sie nicht in einem vom Verteilnetzbetreiber jährlich festgelegtes Hochlastzeitfenster (gemäß Beschluss BK4-12-1656 vom 05.12.2012) anfallen. Aufgrund des Speichervolumen der Wärmepumpe von 10 m^3 bzw. bei beiden Speichern von 20 m^3 (Reihenschaltung der Speicher) und einer el. Leistungsaufnahme von > 100 kW besteht je nach Abschaltdauer die Möglichkeit ein individuelles Netzentgelt zu beantragen.

Der erzeugte Strom aus der PVT-Anlage kann vorrangig in der Heizzentrale genutzt werden. Der direkt genutzte Strom wirkt sich gegenüber aus dem Netz bezogenen Strom positiv auf die Wärmegestehungskosten aus. Gleichzeitig wirkt sich der PV-Strom gegenüber dem aktuellen Strommix positiv auf die CO2 Emissionen aus. Eine Sektorkopplung in dieser Größenordnung macht das Konzept resilienter und zukunftssicherer.

Ein Instrument für eine netzdienliche Fahrweise stellt das Vermarkten von Regelleistung dar. Dabei wird dem Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung in Form von Primärregelleistung, Sekundärregelleistung oder Minutenregelleistung angeboten, damit dieser auf Schwankungen im Netz reagieren kann. Diese Arten der Regelenergie unterscheiden sich nach Aktivierungzeit und Bereitstellungsdauer. Zum Anbieten von Regelenergie muss die Mindestgröße von 1 MW erreicht werden.

Bei keiner der vorliegenden Varianten ist eine Leistung größer als 1 MW geplant. Daher kann das System keine Regelenergie bereitstellen. Darüber hinaus ist Power to Heat nach dem BEW nicht förderfähig.

10 Rechtliche Genehmigungsfähigkeit

In diesem Abschnitt wird die rechtliche Genehmigungsfähigkeit für die Komponenten der Vorzugsvariante beleuchtet.

Aufbau des Wärmenetzes

Hinsichtlich des Neubaus der Wärmetrasse wird zwischen öffentlichem und privatem Grund unterschieden. Zur Nutzung des öffentlichen Bereiches, ist mit dem Straßenträger, in diesem Fall die Stadt Herborn eine Straßennutzungsvertrag abzuschließen. Für die Nutzung von privatem Grund ist, sofern außerhalb des Geltungsbereiches der AVBWärmeV mit dem Eigentümer des privaten Grunds eine Vereinbarung in Form einer Dienstbarkeit zu schließen.

Für die Bauarbeiten in der Straße und die Absperrung des Verkehrs muss ein Antrag beim jeweils zuständigen Amt gestellt werden. Dafür ist eine Aufbruchsgenehmigung des Amtes für Straßen und Verkehrsentwicklung sowie eine Verkehrsgenehmigung des Amtes für Verkehrsmanagement notwendig. Diese stellen in der Regel bei Vorlage des Lageplans der betroffenen Wegeflächen und den Zeitraum der Arbeiten keine Hindernisse dar.

Geplant ist für das Jahr 2023 eine grundhafte Sanierung der Straße, im Bereich des Schlinkenweg, bei gleichzeitiger Erneuerung des Kanals sowie der Wasserleitung. In diesem Beriech verläuft eine der Haupttrassen Abschnitte des geplanten Wärmenetz. Im Rahmen dieser Maßnahme wir die Straße aufgebrochen und umfangreiche Tiefbauarbeiten durchgeführt. Grundsätzlich wird nach dem Ende von dem Straßenträger, der Stadt Herborn ein Aufbruchsverbot über mindesten fünf Jahre auferlegt. Somit ist es von größter Wichtigkeit, dass zum Zeitpunkt der baulichen Maßnahme bezüglich der grundhaften Sanierung Rohrleitungen für das Wärmenetz in diesem Bereich verlegt werden. Ein vorzeitiger Maßnahmenbeginn wurde von Seiten des Bafa jedoch ausgeschlossen, sodass zum Zeitpunkt der Beauftragung von Leistungen ein Zuwendungsbescheid Modul II vorliegen muss.

Errichtung der Energiezentrale

Die Errichtung der Energiezentrale ist auf Grundstücken außerhalb eines gültigen Bebauungsplanes vorgesehen. Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wurde ein Architekten Büro mit den Arbeiten gemäß den Leistungsphasen 1 – 4 nach der HOAI 2016 § 44 Ingenieurbauwerke beauftragt. In diesem Zusammenhang wurde ebenfalls eine Bauvoranfrage nach § 35 (abs 1, 3) Bauen im Außenbereich des Baugesetzbuch (BauGB) zuletzt geändert durch Art. 2 G v. 26.4.2022 beauftragt. Neben dem Neubau der Energiezentrale muss der Bauantrag die Wärmespeicher, welche außerhalb der Energiezentrale aufgestellt werden, sowie den Schornstein enthalten. Die Erschließung der Energiezentrale mit einer Zufahrt, Wasser- sowie Abwasser und Gasleitung sind ebenfalls genehmigungstechnisch zu klären.

PVT-Freiflächenanlage

Photovoltaik Freiflächenanalgen und damit unseres Verständnis nach auch PVT-Analgen müssen auf der Grundlage einer örtlichen Baugenehmigung gebaut werden. Freiflächensolaranlagen sind nur innerhalb eines Bebauungsplans zulässig (siehe § 30 BauGB). Die Kommune kann Freiflächensolaranlagen über Bebauungspläne ermöglichen, muss dies aber nicht. Sie hat die volle Planungshoheit.* Es gibt eine Baugenehmigung zu beantragen, die häufig eine Änderung des Bebauungsplans voraussetzt. Diese geht mit einem teils langwierigen Verfahren einher, welches gut 6 bis 12 Monate andauern kann. Während dieser Zeit wird geprüft, wie sich die Photovoltaik und Solarthermie auf die Umwelt auswirkt, ob die Flächen geeignet sind oder welche Auflagen zu erbringen sind. Wir empfehlen frühzeitig eine entsprechende Anfrage zu stellen.

Anlagengenehmigung gemäß BImSchG

Bei einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 1 MW ist nach 4. BImSchV eine vereinfachte immissionsschutzrechtliche Genehmigung einzuholen. Mit dem aktuellem Auslegungsstand des Gaskessels und BHKW wird dieser Grenzwert nicht überschritten.

Genehmigung Schornstein gemäß BImSchV

Für die Planung des Schornsteins für BHKW und Gaskessel sind die erforderliche Schornsteinhöhe sowie die Grenzwerte für Emissionen nach 44. BImSchV zu ermitteln und einzuhalten.

Netzverträglichkeit Strom

Für BHKW und Wärmepumpe sind beim Stromnetzbetreiber Anträge für Netzanschlüsse zu stellen. Im Rahmen einer Netzverträglichkeitsprüfung werden die Kompatibilität mit dem Stromnetz und eventuelle Anpassungsmaßnahmen ermittelt.

Brandschutzkonzept

Im Rahmen der Planung des Gebäudes gibt es ein Brandschutzkonzept zu entwickeln und Brandschutztechnische Genehmigungen einzuholen.

* Freiflächensolaranlagen in Hessen | Hinweise zu Vergütung und Planung; Hessische LandesEnergieAgentur (LEA)

Anzeige bzw. Genehmigungspflicht für Erdkollektoren

Das zu verwendende Wärmeträgergemisch ist ein Ethylen-Glykol-Gemisch mit 25 bis 29 Vol.-% und einem Eisflockenpunkt von -12 bis -15 °C. Eine GeoCollect-Anlage ist daher anzeigepflichtig, jedoch im Normalfall nicht genehmigungspflichtig. Nur in Ausnahmefällen, z.B. in Wasserschutzgebieten, muss eine Genehmigung eingeholt werden. In der Praxis wird also im Bauantrag oder einem entsprechenden Nachtrag die Errichtung einer GeoCollect-Erdkollektor-Anlage angezeigt. Wird in dessen Umlauf durch die untere Wasserbehörde festgestellt, dass die Errichtung der GeoCollect-Anlage in einem Trinkwasserschutzgebiet Zone 3 (a oder b) geplant ist, können unterschiedliche Auflagen die Folge sein. Aus diesem Grund ist eine frühzeitige Abstimmung mit der unteren Wasserbehörde zu empfehlen, um abzuklären welche baulichen oder technischen Sicherheitsvorkehrungen zu treffen sind.

Eine Auflage, die häufig in Verbindung mit GeoCollect-Anlagen in Trinkwasserschutzgebieten erfüllt werden muss, ist die Installation eines Druckwächters, der bei Druckabfall im Sole-Kreis die Wärmepumpe abschaltet und ein akustisches Warnsignal abgibt bzw. eine Störmeldung an das zuständige Personal versendet.

Um die Auflagen der unteren Wasserbehörde einzuhalten, hilft die Verwendung von lebensmittelechtem Wasser-Glykol-Gemisch (auf Basis von Propylenglykol um die Umweltschädlichkeit auf einen Minimum zu reduzieren.

Je nach Dichtigkeit des Erdreiches über den grundwasserführenden Schichten kann eine Sperrschicht aus Bentonit vorgeschrieben werden, die im Falle einer Leckage das Eindringen des Wasser-Glykol-Gemisches ins Grundwasser unterbindet. [*]

[*] Autor: Geocolect; Technisches Merkblatt: „Erfüllung von Auflagen in Trinkwasser-Schutzgebieten beim Einbau von GeoCollect-Anlagen“ (Dez. 2022)

11 Online-Monitoring

Die messtechnische Erfassung von energetischen Parametern im Anlagenmonitoring ist notwendig, um die Effizienz der Anlagen zu überwachen und um Fehlfunktionen zu entdecken bzw. die Betriebsstrategie zu analysieren und zu optimieren. Im Rahmen des Förderprogramms Wärmenetze 4.0 ist darüber hinaus ein Online-Monitoring zu realisieren. Dabei ist Voraussetzung mindestens folgende Kenngrößen zu erfassen:

- Stromverbrauch je Wärmeerzeuger
- Pumpstromverbrauch
- Vor- und Rücklauftemperatur
- Nettowärmeerzeugung (Einspeisemenge) je Wärmequelle
- Be- und Entlademengen (Wärme) je Speicher
- Witterungsverhältnisse (Außentemperatur)
- an Kunden gelieferte Wärmemengen

11.1 Messkonzept

In diesem Abschnitt wird ein Messkonzept zur Erfassung der aufgeführten Kenngrößen vorgestellt. Damit kann die Einhaltung der Förderkriterien, sowie die Effizienz des Gesamtsystems überwacht werden. Die wichtigsten Komponenten des Messkonzepts stellen die Wärmemengenzähler (WMZ) dar. WMZ messen den Volumenstrom und zugleich die Vor- und Rücklauftemperatur. Aus den drei Datenpunkten wird die Wärmemenge berechnet.

In Abbildung 72 ist die Energieerfassung des Gesamtsystems abgebildet. In der Versorgerebene werden alle primärenergetischen Ströme bestimmt. In der WEA/ELT-Ebene werden alle Endenergien bereitgestellt. Letztendlich wird bei der Verteilnetz-Ebene die Nutzenergie dem Gebäude bereitgestellt.

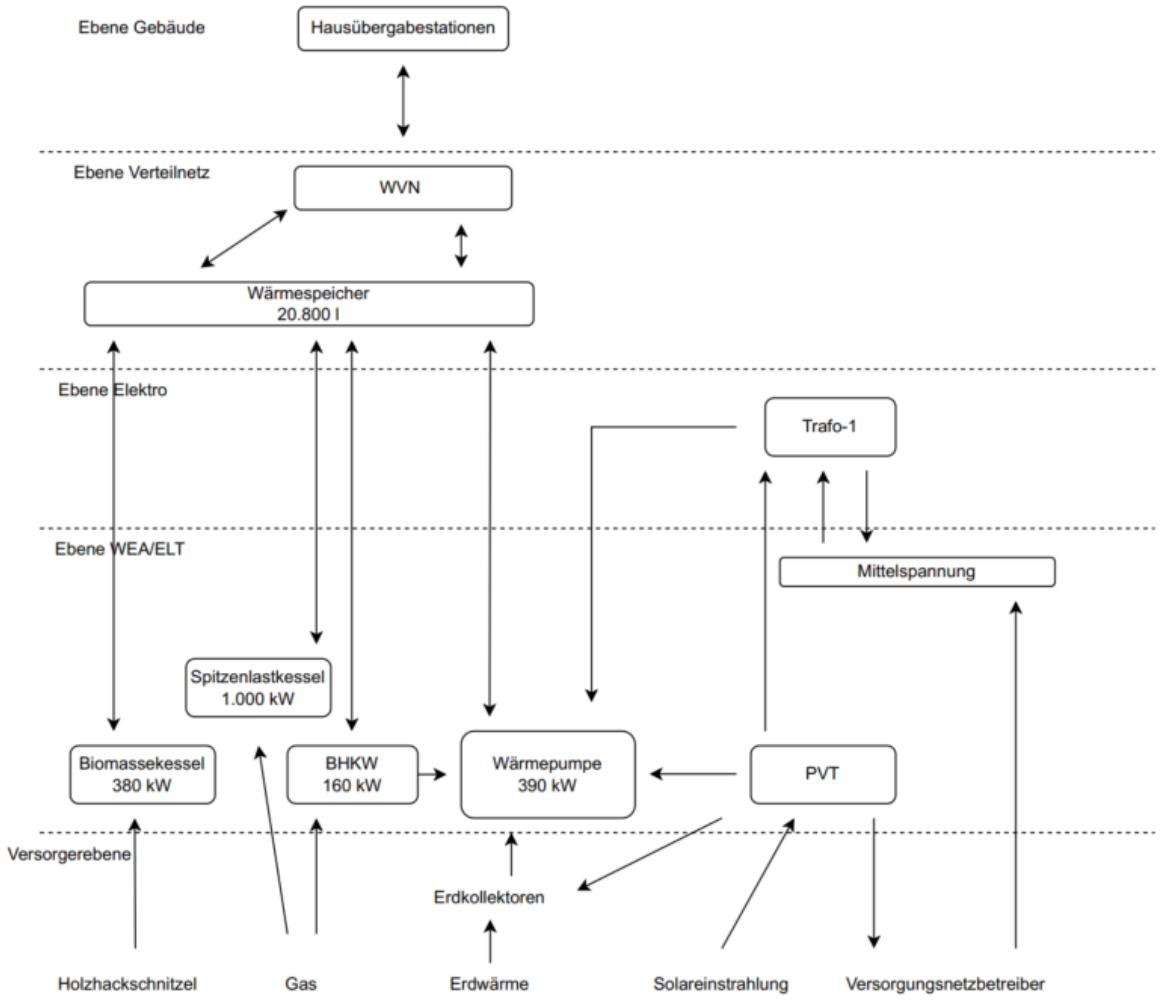


Abbildung 72: Energieerfassung des Gesamtsystems

Zur Bildung von Energiebilanzen an der Systemgrenze sowie Bestimmung der Nutzungsgrade und Leistungszahlen der einzelnen Energieerzeuger werden zudem Stromzähler eingesetzt. In Abbildung 73 ist das Wärme-Messkonzept schematisch für die Heizperiode dargestellt. In Abbildung 74 ist das Strom-Messkonzept dargestellt. Aufgrund der hohen Komplexität sind die Konzepte vereinfacht dargestellt. Das Messkonzept und die Komponenten sind in vertiefenden Planungsleistungen zu konkretisieren. Die erforderlichen Komponenten und Messpunkte des Messkonzepts sind in Tabelle 24 zusammengefasst.

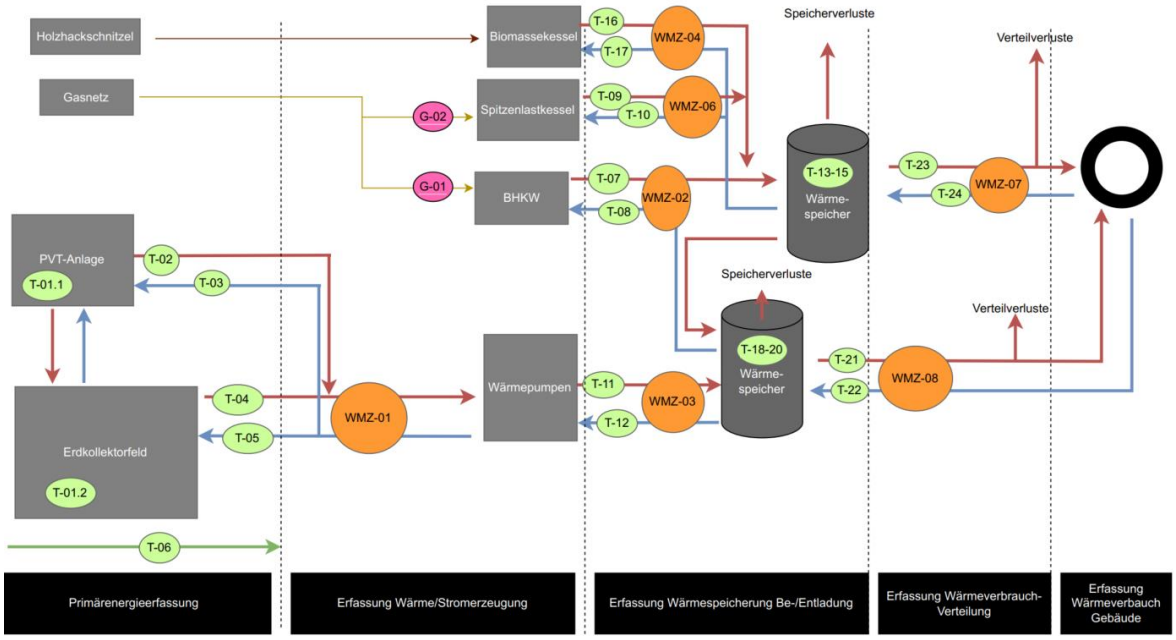


Abbildung 73: Schematische Darstellung des Wärme- Messkonzepts in der Heizperiode

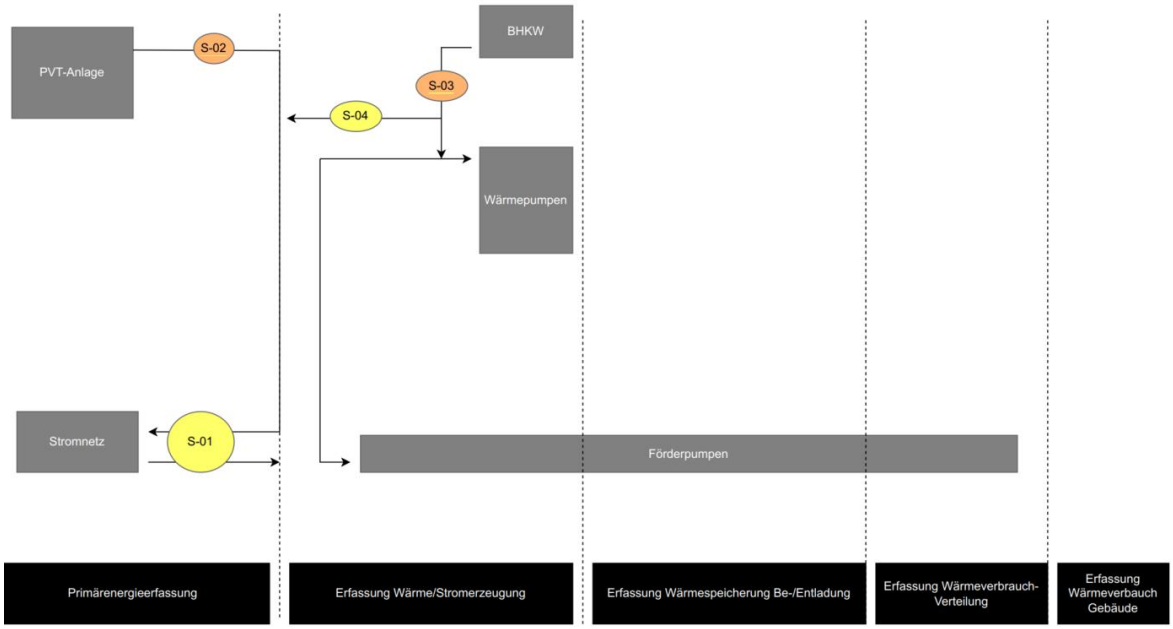


Abbildung 74: Schematische Darstellung des Strom-Messkonzeptes

In folgender Tabelle sind die die entsprechenden Messpunkte aus Abbildung 73 zugeordnet und beschrieben.

Tabelle 24: Komponenten und Messpunkte des Messkonzepts

Lfd. Nr.	Beschreibung/Messstelle	Größe	Signal Sensor	Erforderliche Komponente
S-01	Strombezug und -lieferung vom/ans Stromnetz	Strom	M-Bus	Stromzähler
S-02	Stromlieferung der PVT-Anlage (optional)	Strom	M-Bus	Stromzähler
S-03	Stromerzeugung BHKW	Strom	M-Bus	Stromzähler
S-04	Stromlieferung des BHKW's ans Stromnetz	Strom	M-Bus	Stromzähler
G-01	Gasbezug BHKW	Gas	-	Balgengaszähler
G-02	Gasbezug Spitzenlastkessel	Gas	-	Balgengaszähler
T-01.1	Temperaturmessung der PVT-Anlage	Temperatur	Pt100	Temperaturfühler
P-01.2	Temperaturmessung des Erdkollektorfelds	Temperatur	Pt100	Temperaturfühler
T-02	Austrittstemperatur PVT-Anlage	Temperatur	Pt100	Temperaturfühler
T-03	Eintrittstemperatur PVT-Anlage	Temperatur	Pt100	Temperaturfühler
T-04	Austrittstemperatur Erdkollektorfeld	Temperatur	Pt100	Temperaturfühler
T-05	Eintrittstemperatur Erdkollektorfeld	Temperatur	Pt100	Temperaturfühler
T-06	Außentemperaturmessung	Temperatur	Pt100	Temperaturfühler
T-07	Austrittstemperatur BHKW	Temperatur	Pt100	Temperaturfühler
T-08	Eintrittstemperatur BHKW	Temperatur	Pt100	Temperaturfühler
T-09	Austrittstemperatur Spitzenlastkessel	Temperatur	Pt100	Temperaturfühler

T-10	Eintrittstemperatur Spitzenlastkessel	Temperatur	Pt100	Temperaturfühler
T-11	Austrittstemperatur Wärmepumpe (kondensatorseitig)	Temperatur	Pt100	Temperaturfühler
T-12	Eintrittstemperatur Wärmepumpe (kondensatorseitig)	Temperatur	Pt100	Temperaturfühler
T-13-15	Temperaturmessung im Wärmespeicher	Temperatur	Pt100	Temperaturfühler
T-16	Austrittstemperatur Biomassekessel	Temperatur	Pt100	Temperaturfühler
T-17	Eintrittstemperatur Biomassekessel	Temperatur	Pt100	Temperaturfühler
T-18-20	Temperaturmessung im Wärmespeicher	Temperatur	Pt100	Temperaturfühler
T-21 und T-23	Austrittstemperatur Wärmespeicher(verbraucherseitig)	Temperatur	Pt100	Temperaturfühler
T-22 und T-24	Eintrittstemperatur Wärmespeicher (verbraucherseitig)	Temperatur	Pt100	Temperaturfühler
WMZ-01	Wärmemenge an Wärmepumpe	Wärme	M-Bus	WMZ
WMZ-02	Wärmeerzeugung BHKW	Wärme	M-Bus	WMZ
WMZ-03	Wärmeerzeugung Wärmepumpe	Wärme	M-Bus	WMZ
WMZ-04	Wärmeerzeugung Biomassekessel	Wärme	M-Bus	WMZ
WMZ-06	Bereitgestellte Wärme des Spitzenlastkessels	Wärme	M-Bus	WMZ
WMZ-07	Bereitgestellte Wärme der Wärmepumpe und des BHKWs	Wärme	M-Bus	WMZ
WMZ-08	Bereitgestellte Wärme des Biomassekessels	Wärme	M-Bus	WMZ

WMZ-09	Bereitgestellte Wärme Hausausgang	Wärme	M-Bus	WMZ
WMZ-10	Bereitgestellte Wärm Endverbraucher	Wärme	M-Bus	WMZ

Zunächst sind mit dem Monitoring-System alle relevanten Leistungs- und Betriebsdaten der Energieumwandlungsanlagen zu ermitteln. Hierzu zählen alle Energieströme an die Wärmeerzeuger sowie die erzeugten Wärmemengen. Zur Ermittlung von Speicherverlusten wird zudem die Be- und Entladeenergie der Speicher erfasst. Mehrere Sensoren im Wärmespeicher lassen auf die Qualität der Schichtung und den Beladezustand der einzelnen Schichten schließen. Der Stromverbrauch für die Wärmeverteilung wird über einen Stromunterzähler an den Umwälzpumpen ermittelt.

Die Messwerte werden in der Energiezentrale mit dem jeweiligen Strom und WMZ erfasst und per M-Bus an das Gateway im Schaltschrank befördert. Von dort werden die Daten auf den Server der SW Herborn oder einen eigenen Server übertragen. Für die Übertragung kommt das Internet oder Mobilfunknetz infrage. Die Aufbereitung der Daten sowie deren Analyse erfolgt mit einer Energiemanagementsoftware. Die Daten werden auf Netzebene erfasst und können dem BMWi sowie auch der Bewilligungsbehörde bei Bedarf zur Verfügung gestellt werden.

11.2 Lean Heat als Softwarelösung

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wurden mehrere Online Monitoring Software Lösung diskutiert und gegenübergestellt. Aufgrund seiner vielseitgien Einsatzmöglichkeiten bietet sich LeanHeat der Danfoss GmbH mit Sitz in Offenbach als Lösung an.

Leanheat Production ist eine Software zur Prognose, Planung und Optimierung der Energieerzeugung und -verteilung im Fernwärmesystem. Das Tool besteht, wie in der Abbildung unten dargestellt, aus drei Modulen, wobei die Lastprognose das unverzichtbare

Folgende Parameter werden als Inputdaten benötigt:

- Druck
- Volumenstrom
- Temperatur
- Wettervorhersage
- Pumpendurchsatz
- Historische Daten
- Echtzeit-Daten
- Verbraucherdaten

- Wärmequellen
- Produktionspreise

Auf dieser Basis kann eine Lastprognose, Temperatur- und Produktionsoptimierung durchgeführt werden. Auch lassen sich mit dem Tool die Bafa relevanten zu Monitorenden Energieströme erfassen und darstellen.

Die Lean Heat Production Optimizer Software zur Prognose, Planung und Optimierung der Energieerzeugung. Optimierung von beliebiger Anzahl Heizwerken inkl. beliebige Anzahl von Kesseln Fernwärmenetzleistung max. 15 MW Optimierung basierend auf einem mehrdimensionalen Gleichungssystem. Optimierung von KWK-Energieerzeugung basierend auf aktuellen Daten vom Strommarkt in Verbindung des Netzwärmebedarfs. Optimierung von Spitzenlasteinheiten in Abhängigkeit zu vorhandenen Wärmespeichern und zum Strommarkt. Unterstützung des Intra-Day Marktes zur stromgeführten Wärmeerzeugung in Abhängigkeit zur Lastprognose und vorhandenen Wärmespeichern.

Der Leanheat Forcaster ist eine Voraussetzung für Leanheat Production und ist eine Wetterprognose für die Energieerzeugung und -Verteilung. Inkl. aller benötigten Schnittstellen zum Betreiben der Software, einen Überblick über den täglichen Betrieb sowie alle Schnittstellen zum Integrieren von Datenquellen. Das Modul wird zur Netz- /Erzeugerfahrplan Optimierung genutzt. Vorhandenen Wetterdaten können genutzt werden. Für Leanheat, Network und Produktion geeignet.

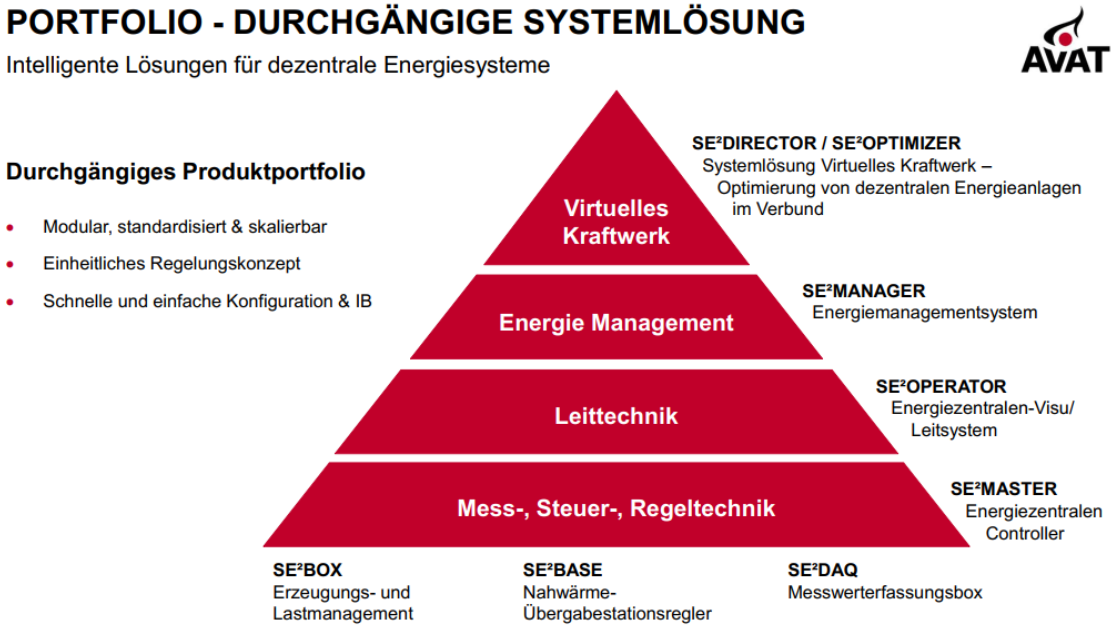
Neben dem LeanHeat Network Designer gibt es die Möglichkeit zur Implementierung von Echtzeit Netzdaten ins Netzmodel von Leanheat Network. Kommunikation mit ScadaSystemen. Implementierung von Wetter- und Lastprognosen ins Netzmodel. Simulierung zukünftiger und vergangenem Netzzustand inkl.

Entsprechende Fachfirmen wie AVAT GmbH können auch der Aufbau der Anlagensteuerung und der Netzsteuerung (SCADA) realisieren. Der Vorteil hier wäre das nicht nur die Steuerung der Anlagen und des Netzes implementiert wird sondern gleichzeitig auch die Software implementieren und die notwendigen Systeme mit Leanheat vernetzt würden.

11.3 AVAT Softwarelösung

AVAT bietet neben Leanheat eine weitere Systemlösung für dezentrale Energieversorgung und Wärmenetze. Das Portfolio reicht von Mess- Steuer und Regelungstechnik über Leittechnik bishin zum Energie Management und virtuellen Kraftwerken.

Das Unternehmen bietet, nach umfangreicher Prüfung, die Möglichkeit das Energieversorgungssystem im Betrieb zu überwachen und zu optimieren.



Im Folgenden werden die Kernfunktionen der Module vorgestellt:

SE²MASTER

- Innovative Regelungskonzepte standardmäßig vorhanden
- Hohe Flexibilität für individuelle Anpassungen
- Minimierung Betriebskosten, Reduktion Verschleiß
- Vielfältige Schnittstellen
- Modbus TCP zur übergeordneten Leitstelle
- zur Anlagen-Optimierung
- Fernzugriff, Überwachung und Alarmierungsmanagement

Leittechnik - SE²OPERATOR

Monitoring als integraler Bestandteil von SE²OPERATOR

- Beobachten, Bedienen

- Visualisierung, Überwachen
- Melden, Alarmieren
- Protokollieren, Archivieren
- Betriebsführung, Betriebsoptimierung
- Bereitschaftsplanung

SE²MANAGER

Energiemanagement-Software

- DIN EN ISO 50001 konform
- Zugriff auf zentrale Prozessdatenbank
- Förderfähig: gelistet als förderfähige Energiemanagement-Software www.bafa.de/qw595m
- Ganzheitliches Energiemanagement für Strom, Wärme, Kälte und Gas
- Integraler Baustein innerhalb des modularen AVAT-Produktportfolios
- Standardisierte und anwendungsspezifische Visualisierung und Berichte (Heatmaps, Sankey, Trends)

Im folgenden ist eine mögliche Systemarchitektur eines Wärmeverbundnetzes dargestellt.

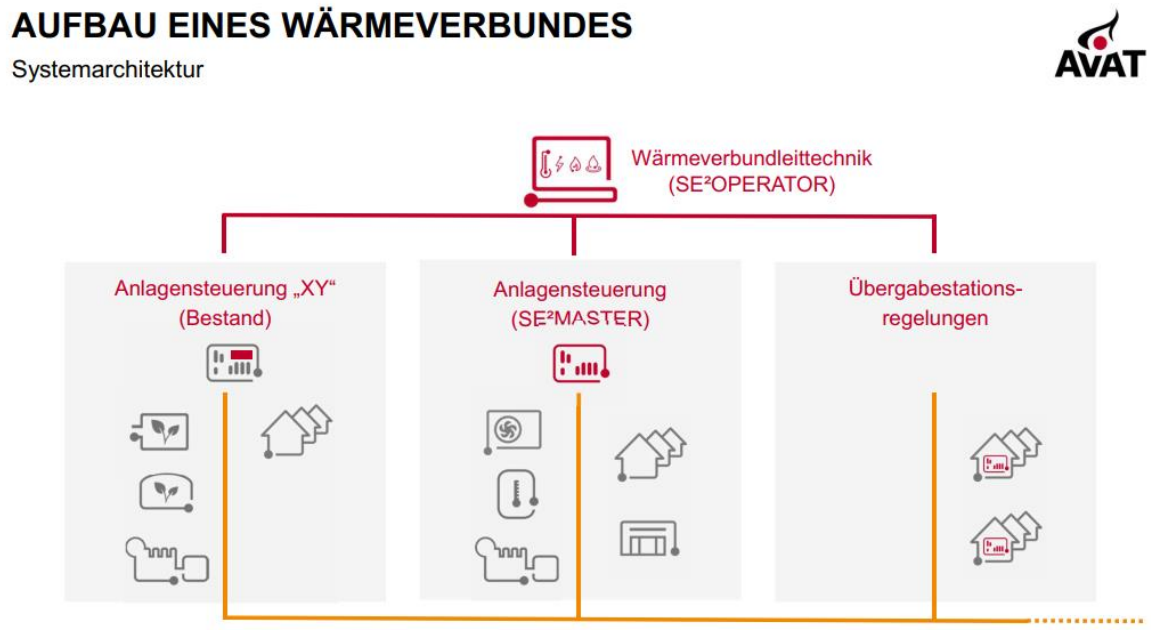


Abbildung 75:Systemarchitektur

Auf der Leitebene wird unteranderem eine dynamische Schlechtpunktauswertung, Regelung der Gesamterzeugerleistung im Verbund sowie dynamische erzeugerscharfe Priorisierung nach niedrigsten Wärmegestehungskosten.

12 Veröffentlichung Ergebnisse

Mit steigendem politischem Druck, die Wärmeversorgung nachhaltig zu gestalten, kommt dem entwickelten Konzept zur Versorgung von Gebieten im ländlichen Raum mit regenerativer Wärme eine hohe Relevanz zu. Hinsichtlich der Ergebnisse im Rahmen der Umsetzung und Realisierung des Wärmenetzes 4.0 wird vorgesehen die wesentlichen Erkenntnisse aus dem Betrieb zu veröffentlichen. Dazu werden Erkenntnisse zu folgenden Sachverhalten erwartet:

- Betriebserfahrung der mit Umweltwärme und Biomasse versorgten Anlagen. Insbesondere Betriebssicherheit, Betriebsführung und Funktionalität.
- Störungsanfälligkeit und Instandhaltungsaufwände der weiteren technischen Anlagen
- Nutzungsgrad der PVT und Identifikation von Optimierungspotenzialen
- Betriebsoptimierung. Mit dem Online-Monitoring werden alle relevanten Stellen im Wärmenetzsystem überwacht. Dadurch können Schwachstellen aufgedeckt und die Betriebsweise optimiert werden
- Auswirkung von unvorhergesehenen Einflüssen auf den Betrieb und die Kosteneffizienz
- Wärmeverluste Wärmespeicher
- Einfluss der variierenden Preissteigerungen für Strombezüge, Material und Lohnaufwendungen auf die Kosteneffizienz.

Für die Veröffentlichung der Erkenntnisse kommen verschiedene fachspezifische Kanäle in Betracht. So ist die Veröffentlichung der wesentlichen Erkenntnisse in der Genossenschaft und im Aufsichtsrat der Stadtwerke Herborn vorgesehen. Darüber hinaus sind Gastbeiträge in Fachzeitschriften wie beispielsweise der Euroheat & Power oder der ZfK zur Veröffentlichung von Ergebnissen angedacht. Zudem ist im Rahmen des Online-Monitorings die Begleitung durch Universitäten denkbar. Für die Veröffentlichung der Ergebnisse ist grundsätzlich ein Turnus von einem Jahr vorgesehen.

13 Zeitplan- und Ressourcenplan

Den aktuellen Zeit- und Ressourcenplan entnehmen Sie bitte dem Anhang.

Anhang

Anhang 1: Anlagenschemata Energiezentrale mit Umweltwärmequellen

Anhang 2: Aufstellplan

Anhang 3: Trassenverlauf und Rohrnetzberechnung

Anhang 4: Wirtschaftlichkeitsberechnung

Anhang 5: Wirtschaftlichkeitsrechnung Investitionskosten

Anhang 6: Exemplarischer Aufstellplan Hausanschlussraum

Anhang 7: Exemplarisches Hydraulik Schema Hausanschlussraum

Anhang 8: Lageplan Energiezentrale mit Umweltwärmequellen

Anhang 9: Auslegung Wärmenetz Pumpenvordimensionierung

Anhang 10: Auslegung Wärmenetz

Anhang 11: Zeitplan- und Ressourcenplan