



MACHBARKEITSSTUDIE FÜR WÄRMENETZSYSTEME 4.0

Projekt	Gemeinde Allershausen, Baugebiet „Eggenberger Feld Süd“	Kontakt	Simon Woop
		Telefon	+49 151 72127676
		E-Mail	woop@b-ci.de
		Vorgang	BCI_P1228 BERICHT_190118

Titel	Machbarkeitsstudie bzgl. der energetischen Versorgung des Neubaugebiets „Eggenberger Feld Süd“ nach den Vorgaben der Förderbekanntmachung „Wärmenetzsysteme 4.0“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
-------	---

Auftraggeber	Gemeinde Allershausen Erster Bürgermeister Rupert Popp Johannes-Boos-Platz 6 85391 Allershausen
--------------	---

Projektnr.	P1228
------------	-------

Stand	18. Januar 2019
-------	-----------------

Erstellt:	Simon Woop Tobias Dresel Thomas Schreiber Sebastian Buchholz Dr.-Ing. Volker Stockinger
-----------	---

Freigegeben:	 Oliver Jainta
--------------	--

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzbeschreibung des geplanten Wärmenetzsystems 4.0	6
2	Standort und Zielbestimmung.....	13
3	Bestandsaufnahme/Standortuntersuchung.....	16
3.1	Beschreibung Baugebiet.....	16
3.2	Wärmequellen	18
3.3	Standortuntersuchung Kollektorfeld.....	20
4	Potenzialanalyse und Kundeninteresse	23
4.1	Potenzialanalyse	23
4.2	Kundeninteresse	31
4.3	Betreibergesellschaft	32
5	Innovative Bereitstellung der Wärme und Klimaverträglichkeit.....	33
5.1	Nutzbare Abwärme und erneuerbare Energiequellen.....	33
5.2	Festlegung der Wärmeversorgungsbereiche	34
5.3	Warmes Netz.....	37
5.4	Kaltes Netz	40
5.5	Auslegung Großkollektoranlage	46
5.6	Redundanzen und Sicherheitsmaßnahmen.....	48
5.7	Zusammenfassung Versorgungskonzept	49
5.8	Quervergleich dezentraler Wärmeversorgungsvarianten	51
6	Verteilung der Wärme	54
7	Hausübergabestationen, dezentrale Speicher und Wärmesenken	56
7.1	Hausübergabestationen und dezentrale Speicher.....	56
7.2	Wärmesenken.....	58
8	Speicherkonzept und (saisonale) Großwärmespeicher.....	60
8.1	Dezentrale Speicher	60
8.2	Speicher Energiezentrale.....	60
8.3	Saisonaler Großwärmespeicher	61
8.4	Gesamtspeicherkonzept.....	63
9	Sektorkopplung und Strommarktdienlichkeit	65

10 Einzelkomponenten der industriellen Forschung.....	68
11 Prüfung der rechtlichen Genehmigungsfähigkeit.....	69
11.1 Arealnetz.....	69
11.2 Großkollektoranlage	70
11.3 Weitere Genehmigungen	71
12 Wirtschaftlichkeit.....	72
12.1 Jährlich veräußerte Wärmemengen.....	73
12.2 Erlöse durch die Veräußerung der Wärme	73
12.3 Zeitpunkt der Einzahlung von Fördermitteln.....	74
12.4 Weitere Einnahmen	74
12.5 Entwicklungs- und Investitionskosten	75
12.6 Betriebskosten	75
12.7 Finanzierungskosten	77
12.8 Rückstellungen, Sicherheitsmargen und Abschreibungszeiträume	77
12.9 Bürgschaften anderer Träger.....	78
12.10 Wirtschaftliche Risikoabschätzung.....	78
12.11 Zusammenfassung der Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	79
13 Mindestgröße.....	80
14 Kosteneffizienz.....	82
15 Online-Monitoring des Wärmenetzsystems 4.0.....	83
15.1 Messkonzept Großkollektoranlage	84
15.2 Messkonzept zentrale Energieversorgung.....	86
15.3 Messkonzept Hausübergabestation	87
15.4 Messdatenverarbeitung und -nutzung	88
16 Fortlaufende Veröffentlichung der Ergebnisse des Vorhabens.....	90
17 Zeitplan	91
17.1 Anschluss und Inbetriebnahme.....	91
17.2 Zeitliche Risiken	91
18 Erwarteter Einfluss auf den Primärenergieverbrauch und die CO₂-Erzeugung.....	92
18.1 Primärenergiebilanz	92
18.2 CO ₂ -Erzeugung.....	94

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Gegenüberstellung der CO ₂ -Emissionen.....	11
Abbildung 2: Lageplan Baugebiet [Gemeinde Allershausen]	13
Abbildung 3: Bebauungsplan „Eggenberger Feld Süd“	17
Abbildung 4: Standorte potenziell nutzbarer (Ab-)Wärmequellen [Kartendaten: Google]	18
Abbildung 5: Optionen Kollektorstandort [Kartendaten: Google].....	21
Abbildung 6: Modellübersicht Quartier	24
Abbildung 7: Einfamilienhaus Typ 1.....	25
Abbildung 8: Einfamilienhaus Typ 2.....	25
Abbildung 9: Kindertagesstätte	26
Abbildung 10: Mehrfamilienhaus & Reihenhausriegel	26
Abbildung 11: Doppelhaus	26
Abbildung 12: Aufteilung des Quartiers in Bereiche unterschiedlicher Energiedichte.....	34
Abbildung 13: Möglicher Trassenverlauf der beiden Teilnetze	36
Abbildung 14: Schematische Darstellung oberflächennaher Großkollektor	48
Abbildung 15: Schema Versorgungskonzept	50
Abbildung 16: Schema Hausübergabestelle mit Kurzzeitspeicher warmes Netz	57
Abbildung 17: Schema Wärmepumpe mit Speicher Einfamilienhaus	58
Abbildung 18: Temperaturfeldentwicklung saisonaler Großwärmespeicher	62
Abbildung 19: Schema Gesamtspeicherkonzept	63
Abbildung 20: Arealnetz und Wärmeversorgungsnetze	65
Abbildung 21: Geologische Standortauskunft Baugebiet (Bayerisches Landesamt für Umwelt).....	70
Abbildung 22: Temperaturmessstellen im Erdreich	85
Abbildung 23: Messstellen im Medium an den Verteilern der Kollektorfelder	85
Abbildung 24: Messkonzept Zentrale Energieversorgung Übersicht.....	86
Abbildung 25: Hausübergabestation der EFH am Kalten Nahwärmenetz	87
Abbildung 26: Hausübergabestation der MFH am Warmen Nahwärmenetz	87
Abbildung 27: Primärenergiebilanz Energiekonzept.....	93
Abbildung 28: Gegenüberstellung der CO ₂ -Emissionen.....	96

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: U-Werte der untersuchten Konstruktionsvarianten	25
Tabelle 2: U-Werte der Fenstervarianten	25
Tabelle 3: Energiedichte und Wärmeverluste der verschiedenen Quartiersbereiche.....	35
Tabelle 4: Vergleich Investitionskosten Z1 zu Z2	39
Tabelle 5: Vergleich Materialkosten der Niedertemperatur-Netzvarianten	43
Tabelle 6: Wärmeverluste der verschiedenen Verteilnetze	43
Tabelle 7: Betriebskostenvergleich der Förderpumpen.....	45
Tabelle 8: Aufteilung der Wärmemengen	51
Tabelle 9: Spezifische Kosten der dezentralen Wärmeerzeuger	52
Tabelle 10: Vollkosten pro kWh Nutzwärme der dezentralen Wärmeerzeuger	53
Tabelle 11: Überblick über die beiden Teilnetze	55
Tabelle 12: Aufteilung Wärmesenken KNW-Netz.....	58
Tabelle 13: Aufteilung Wärmesenken WNW-Netz	58
Tabelle 14: Staffelung der Anschlussquote	72
Tabelle 15: Hausanschlusskosten in Euro.....	72
Tabelle 16: Darstellung der Gesamtwärmemenge in MWh.....	73
Tabelle 17: Jährliche Erlöse in Euro bei 8,8 ct/kWh (netto)	74
Tabelle 18: Aufgeschlüsselte Investitionskosten in Euro (netto).....	75
Tabelle 19: Betriebskosten über 10 Jahre in Euro (netto).....	76
Tabelle 20: Verbrauchskosten über 10 Jahre in EUR (netto).....	77
Tabelle 21: Zusammenfassung der Wirtschaftlichkeitsberechnung	79
Tabelle 22: Eingabewerte Berechnung Primärenergiebilanz	93
Tabelle 23: Variantenvergleich der CO ₂ -Emissionen.....	95

Diagrammverzeichnis

Diagramm 1: Vergleich der Baustandards im Jahresverlauf.....	27
Diagramm 2: Vergleich Luftwechsel	28
Diagramm 3: Trinkwarmwasserbedarf Quartier.....	28
Diagramm 4: Kühlpotenzial Quartier	29
Diagramm 5: Mittlerer Tagesenergiebedarf.....	30
Diagramm 6: Übersicht der unterschiedlichen Wärmebedarfe	30
Diagramm 7: Energiebedarf warmes Netz	37
Diagramm 8: Variante Z1 warmes Netz	38
Diagramm 9: Variante Z2 warmes Netz	39
Diagramm 10: Energiebedarf Niedertemperaturnetz.....	40
Diagramm 11: Jahresverlauf der Temperatur im KNW-Netz.....	41
Diagramm 12: Jahresdauerlinie Quartierbedarf KNW-Netz.....	45
Diagramm 13: Berechnung Flächenbedarf Kollektor	47

1 Kurzbeschreibung des geplanten Wärmenetzsystems 4.0

Mit dem Neubaugebiet „Eggenberger Feld Süd“ (EFS) entsteht ein Leuchtturmprojekt mit Vorbildcharakter für die zukünftige Wärme- und Kälteversorgung von Siedlungen und Quartieren im ländlichen Raum. Auf Grundlage der Nutzung einer oberflächennahen Großkollektoranlage unter einer weiterhin uneingeschränkt nutzbaren landwirtschaftlichen Ackerfläche mit einem Kalten Nahwärmenetz (im Folgenden KNW-Netz) in Kombination mit einem Warmen Nahwärmenetz (WNW-Netz) auf Basis eines Hackschnitzel-BHKW und der energetischen Kopplung dieser beiden Systeme wird ein Versorgungskonzept umgesetzt, das als Blaupause für zukünftige Entwicklungen nicht nur von Neubau-, sondern auch von nachverdichteten Quartieren dienen kann.

Kurzcharakteristik

Bei dem Vorhaben in Allershausen handelt es sich um ein Neubaugebiet, in dem noch keine Netzstruktur vorhanden ist. Somit wird ein neues Wärmenetz inklusive Wärmegewinnung und Wärmebereitstellung für die Versorgung des Gesamtgebietes umgesetzt.

Lage und Standort

Das Baugebiet „Eggenberger Feld Süd“ in Allershausen mit 142 Wohneinheiten in 98 Gebäuden soll am südlichen Rand der Ortschaft entstehen. Die attraktive Lage und eine besonders zukunftsorientierte Konzeption sollen auch Kunden mit gehobenen Ansprüchen aus der benachbarten Metropolregion um München und Freising ansprechen. Neben der Nähe zur Landeshauptstadt München über die direkte Lage an der A9 stellt auch die schnelle Verbindung zum Flughafen München einen zusätzlichen Standortvorteil dar.

Innovation

Bei dem entwickelten Versorgungskonzept für das „Eggenberger Feld Süd“ handelt es sich um eine hochinnovative Lösung zur Quartiersversorgung. Durch die Kopplung zweier Wärmenetze mit unterschiedlichen Temperaturniveaus werden Synergien geschaffen und die Effizienz des Gesamtsystems aus ökologischer als auch aus ökonomischer Sicht gesteigert. Ein Teil des Neubaugebietes wird über ein aktives KNW-Netz aus einer oberflächennahen Großkollektoranlage mit Wärme und Kälte aus einem System versorgt, während der andere Teil mit Hilfe eines Holzvergaser-BHKWs und einem Hackschnitzelkessel über ein WNW-Netz versorgt wird. Die Kopplung der beiden Netztypen findet dabei in der Energiezentrale statt, in welcher Energien und Potenziale zwischen den Systemen verschoben werden können.

Neben der Nutzung des lokal vorhandenen Potenzials des Erdreiches als Wärmequelle, Wärmesenke und saisonaler Groß-Wärmespeicher kann durch den Einsatz der effizienten Holzvergaser-BHKW-Anlage in Kombination mit einem Hackschnitzelkessel die Versorgung der Anwohner ganzheitlich sichergestellt werden. Durch die Vernetzung des Quartiers mit Hilfe eines Arealnetzes wird zeitgleich gewährleistet, dass in jeglicher Hinsicht Energieerzeugung und -verbrauch im lokalen Umfeld stattfinden und möglichst hohe Nutzungsgrade erreicht werden.

Im KNW-Netz werden die Abnahmestellen innerhalb der Gebäude als innovative Hausübergabestationen mit kombinierten Heizungs- und Trinkwarmwasserspeicher (TWW Speicher) gestaltet, um eine weitere Effizienzsteigerung des Gesamtsystems zu erreichen (vgl. Kap. 7.1). Dadurch wird unter anderem der Betrieb des KNW-Netzes, die Effizienz der Wärmepumpen und die Strommarktdienlichkeit verbessert. Innerhalb des WNW-Netzes wird eine Flexibilisierung des Netzes durch einen den Hausübergabestationen vorgeschaltete Pufferspeicher erreicht.

Die Erkenntnisse aus der Umsetzung dieses Versorgungskonzeptes tragen somit deutlich zur Marktdurchsetzung, Systemdienlichkeit und Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzsystemen 4.0 bei.

Klimaverträglichkeit

Durch die intelligente Kopplung der beiden Wärmenetze besteht in Allershausen die Möglichkeit, ein Versorgungskonzept vollständig auf Basis regenerativer Energien zu schaffen. Aufgrund der Implementierung eines Arealnetzes für das Baugebiet kann sichergestellt werden, dass die einzelnen Wärmepumpen in den Gebäuden primär mit dem Strom aus dem Hackschnitzel-BHKW und der PV-Anlage versorgt werden. Zusätzlich unterstreicht die Verwendung von Hackschnitzeln die Klimaverträglichkeit des Vorzeigeprojektes, da dieser nachwachsende Rohstoff ausschließlich aus der näheren Umgebung des Baugebietes stammt.

Kosteneffizienz / wirtschaftliche Tragfähigkeit

In den Berechnungen für die Wirtschaftlichkeit des Versorgungskonzeptes wird von einer Anschlussquote für das Baugebiet von 75 % ausgegangen. Für die Berücksichtigung der Zuschüsse durch das Förderprogramm Wärmenetzsysteme 4.0 muss dabei ein Wärmepreis von maximal 12 ct/kWh brutto Vollkosten erreicht werden. Exklusive der auf 40 Jahre umgelegten Hausanschlusskosten, welche sich zu 1,2 ct/kWh netto gestalten, kann im Baugebiet „Eggenberger Feld Süd“ für den Endkunden ein Vollkostenpreis von 8,8 ct/kWh netto erzielt werden, womit die Einhaltung der wirtschaftlichen Vorgaben des Fördermittelgebers eingehalten werden.

Die Berechnungen sind unter Berücksichtigung einer Förderquote von 30 % Grundförderung und, aufgrund der oben erwähnten bilanziellen Bereitstellung der Energien für Wärme- und Netzpumpen, 10 % Nachhaltigkeitsbonus durchgeführt worden.

Ein Wärmepreis von unter 10 ct/kWh brutto und eine damit verbundene mögliche Kosteneffizienzprämie durch Wärmenetzsysteme 4.0 konnten nicht erreicht werden.

Eine Betrachtung der prognostizierten Ausgaben und den gegenüberstehenden Einnahmen zeigt, dass während der Bauphase innerhalb der ersten vier Jahre die Investitionen für die einzelnen Komponenten des Versorgungskonzeptes getätigt werden. Neben den im ersten Jahr anfallenden Kosten für die zentralen Erzeuger und Anlagen fallen die Kosten für Wärmepumpen und Inbetriebnahme sukzessive mit den Hausanschlüssen an. Entsprechend entstehen in diesem Zeitraum Einmaleinnahmen durch die Hausanschlusskosten. Mit dem Abschluss der Erschließungsphase sowie der einmaligen Einnahme durch die Fördergelder aus Wärmenetzsysteme 4.0 beschränken sich die Kosten nach ca. fünf Jahren nur noch auf die Betriebs- und Verbrauchskosten sowie auf die Einnahmen den Wärmeabsatz.

Mindestgröße

Im Neubaugebiet „Eggenberger Feld Süd“ in Allerhausen sind 142 Wohneinheiten in 98 Gebäuden geplant. Die Mindestanforderung von 100 Abnahmestellen wird dabei gemäß der Gebäudezahl voraussichtlich nicht erreicht. Die in der Förderbekanntmachung Wärmenetze 4.0 geforderte jährliche Wärmeabnahme in Höhe von 3,0 GWh wird mit einem ermittelten Nutzenergiebedarf von jährlich 2,128 GWh ebenfalls nicht erreicht. Jedoch wird die in der Förderbekanntmachung Wärmenetzsysteme 4.0 für Nachbarschafts- oder Quartierskonzepte geltende Ausnahmeregelung erfüllt, nach der mindestens drei innovative Komponenten in dem System implementiert werden müssen. Dies wird in Form eines mit lokalen Biomassebeständen befeuerten Holz-Vergaser-BHKWs, eines Arealnetzes zur direkten Nutzung von vor Ort erzeugten regenerativen Stroms, eines geothermischen, saisonalen Großwärmespeichers sowie einer thermischen Koppelung der beiden Teilnetze zur Verschiebung von Überschusswärme erfüllt.

Temperaturniveau

Der Wärmebedarf des gesamten Baugebietes wird mit 2.128 MWh/a angenommen. Die Einfamilienhäuser (EFH) sowie die Doppelhaushälften (DHH) – mit einem Wärmebedarf von 1.280 MWh/a – sollen dabei über ein Kaltes Nahwärmenetz versorgt werden. Die verbliebenen 849 MWh/a für die Versorgung der Mehrfamilien- (MFH) und Reihenhäuser (RH) werden über ein Warmes Nahwärmenetz bereitgestellt. Mit der durch die Großkollektoranlage gewonnenen und verteilten Umweltenergie auf einem Temperaturniveau von +12 °C bis -2 °C werden Wärmepumpen in den einzelnen Gebäuden des KNW-Netzes versorgt, die über das ganze Jahr die Trinkwarmwasserbereitung und im Winter zusätzlich die Beheizung der Gebäude realisieren. Darüber hinaus wird eine „Naturkühlung“ im Sommer ermöglicht. Die Beheizung der Gebäude erfolgt im KNW-Netz ausschließlich über Flächenheizung mit einer maximalen Vorlauftemperatur von 35 °C. Die TWW-Bereitung kann in den EFH und DHH auf einem Temperaturniveau von 50 °C erfolgen, wenn zur Sicherstellung eines vollständigen Legionellenschutzes ein wöchentlicher Austausch des TWW-Speichervolumens gewährleistet wird. Diese Maßnahme führt zu einer deutlichen Reduzierung des benötigten Temperaturniveaus und folglich des Energiebedarfs für die TWW-Erwärmung. Im WNW-Netz liegt die Vorlauftemperatur ganzjährig bei 70 °C, die Rücklauftemperatur bei 50 °C. Die über das WNW-Netz versorgten MFH und RH können durch den Einsatz von Frischwasserstationen energetisch optimiert werden. Das erhöhte Temperaturniveau im Netz ermöglicht zudem den Einsatz von Heizkörpern.

Wärmespeicher

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wurde ein dreistufiges Speicherkonzept entwickelt, das dezentrale und einen zentralen Kurzzeitspeicher ebenso wie die Möglichkeit der saisonalen Verschiebung von Kühlenergie aus dem Sommer in den Herbst und frühen Winter beinhaltet. Dies beinhaltet auch die jahreszeitliche Verschiebung von Überschusswärme aus dem BHKW des WNW-Netzes, was durch die Implementierung einer thermischen Koppelung der beiden Teilnetze realisiert wird. Das Konzept der KNW verfolgt das Prinzip sehr niedriger Temperaturen im Verteilnetz. Wärmeeinträge aus Abwärmequellen können ohne große Speicherverluste direkt im Erdreich gespeichert und saisonal verschoben werden.

Ziel ist hierbei, zum einen die Bedarfsspitzen zu glätten und zum anderen die bestmögliche Ausnutzung des zur Verfügung stehenden Potenzials des Erdreiches zu ermöglichen. So wird eine tageszeitliche Verschiebung innerhalb der Gebäude mit Hilfe von Heizungs- und TWW-Speichern mit einer saisonalen Speicherung von sommerlichen Überschüssen kombiniert, die das Erdreich als Speichermasse nutzt und dadurch ermöglicht, den Jahresnutzungsgrad der zur Verfügung stehenden lokalen Ressourcen zu maximieren (vgl. Kap. 8). Daneben verfügt die Energiezentrale über einen zentralen Kurzzeitspeicher, welcher dabei hilft, das BHKW sowie den Hackschnitzelkessel zu flexibilisieren.

Sektorkopplung und Strommarktdienlichkeit

Das für das Versorgungskonzept geplante Arealnetz schafft eine Kopplung aller elektrischen Erzeuger und Verbraucher im Quartier und ermöglicht damit die Nutzung der aus erneuerbaren Quellen gewonnenen elektrischen Energie ohne Umwandlungsverluste direkt vor Ort. Durch diese Vorgehensweise können die Übertragungs-Stromnetze deutlich entlastet werden, womit die Implementierung eines Arealnetzes nicht nur für Effizienz und Erfolg des Quartierkonzeptes, sondern auch für eine erfolgreiche Energiewende von Belang ist.

In den Pufferspeichern der MFH und RH werden zudem Heizstäbe integriert, mit deren Hilfe elektrische Überschüsse in den Sommermonaten zur Wärmeversorgung dieser Gebäude genutzt werden können. Ist eine Verschiebung von solar erzeugtem Überschussstrom in die Pufferspeicher nicht möglich, können die PV-Anlagen netzdienlich abgeregelt werden. Das BHKW wird mit einem großen Wärmespeicher ausgestattet, der es ermöglicht, Stillstandzeiten zu überbrücken und die Anlage bei Überschussstrom strommarktdienlich herunterzufahren. Zusätzlich kann der Puffer auch zur Speicherung von thermischen Überschüssen genutzt werden, wenn die elektrische Energie aus dem BHKW aktuell strommarktdienlich in das öffentliche Netz abgegeben werden kann.

Die im Eigentum der Betreibergesellschaft befindlichen Wärmepumpen sollen gemäß § 14a EnWG als steuerbare Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung an das Arealnetz angebunden und als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung netzdienlich freigegeben oder unterbrochen werden können (vgl. Kap. 9). Die zum Einsatz kommenden Wärmepumpen sind kompatibel zum Industriestandard SGready. Das so entstehende Potenzial an zu- und abschaltbarer Last lässt sich in Kombination mit anderen vergleichbaren Projekten zudem sukzessive erweitern. Damit ist das Wärmenetzsystem in Allershausen ideal für eine Zusammenschaltung in einem Smart-Grid-Netz vorbereitet.

Zusatzanforderungen

Im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie wurde ein Monitoring-Konzept ausgearbeitet, welches es ermöglicht, individuelle Informationen auf verschiedenen Plattformen darzustellen und zusätzlich wichtige Erkenntnisse für weitere Projekte dieser Art zu sammeln. Nicht zuletzt stellt ein Online-Monitoring die Datenbasis für eine mögliche Betriebsoptimierung dar und macht zeitgleich das Thema Energieeffizienz mit Hilfe einer optionalen Verbrauchsvisualisierung für den Endnutzer greif- und erlebbar. Für die Überwachung der Großkollektoranlage ist ein Netz aus ca. 86 Messstellen in und um das Kollektorfeld geplant.

Zusätzlich werden sowohl dort als auch im Nahwärmenetz sowie an den Hausübergabestationen weitere Temperatur- und Volumenstrommessungen implementiert mit Hilfe derer die Wärmemengen und Stromverbräuche in mindestens viertelstündlichem Rhythmus abgerufen und in einer zentralen Datenbank gespeichert werden.

Dadurch stehen sie für nutzerspezifische Visualisierungen sowie für die genauere Analyse des Betriebs zur Verfügung. Die Datenhaltung der Messwerte soll mehrere Jahre umfassen und in aggregierter Form dauerhaft verfügbar sein. Die aus den Daten gewonnenen Erkenntnisse sollen darüber hinaus in regelmäßigen Abständen veröffentlicht werden.

Rechtliche Genehmigungsfähigkeit

Die Errichtung des für das Versorgungskonzept wichtigen Areal-Stromnetzes bedarf einer besonderen Genehmigung, die das Kreuzen bzw. Nutzen öffentlicher Flächen oder Straßen beinhaltet. Die Grundlage dafür muss noch geschaffen werden. Vorgespräche der Gemeinde Allershausen mit dem örtlichen Netzbetreiber (Bayernwerke) zu diesem Sachverhalt waren jedoch grundsätzlich positiv. Die Prüfung der Genehmigungsfähigkeit obliegt der Regulierungskammer Bayern in München, die die Entscheidung über das Vorliegen der Voraussetzungen nach § 110 Absatz 2 und 4 EnWG trifft. Die Nutzung von oberflächennahen Erdkollektoren ist nach Auskunft des Wasserwirtschaftsamts (WWA) München anzeige- jedoch nicht genehmigungspflichtig. Dafür muss jedoch ein Abstand von > 1 m zum Grundwasser eingehalten werden, andernfalls muss die Anlage vom WWA genehmigt werden. Das Bergbaurecht hat bei dieser Anlage keinen Einfluss, da nicht tiefer als 99 m in den Erdboden eingegriffen wird. Neben den genannten Prüfungen muss eine Genehmigung der oberflächennahen Großkollektoranlage durch das Landratsamt erfolgen.

Zeitplanung

Die Erstellung der Machbarkeitsstudie und die Rückkopplung der Ergebnisse für das Neubaugebiet „Eggenberger Feld Süd“ sind bereits in einer zeitlichen Projektplanung verankert. Mit der Erschließung des Baugebietes wird im zweiten Quartal 2019 begonnen. Die Erstellung der Netze ist ab Mai 2019 geplant. Der Beginn des Hochbaus durch die zukünftigen Eigentümer ist ab dem zweiten Quartal 2020 geplant. Insofern werden lediglich erforderliche zeitliche Anpassungen innerhalb des Projektzeitplanes erfolgen. Die wichtigsten Meilensteine für die Fertigstellung des Neubaugebietes sind in Kapitel 17 dokumentiert. Um zeitliche Risiken zu minimieren, wurden bereits Vorgespräche mit den zuständigen Ämtern geführt und Anzeige- sowie Genehmigungspflichten abgeklärt. Diese lassen aktuell keine für das Projekt relevanten Verzögerungen erwarten.

Primärenergiebilanz

Für das erstellte Versorgungskonzept wurde eine Primärenergieberechnung gemäß DIN V 18599 durchgeführt. Aus der ausführlichen Berechnung in Kapitel 18.1 geht für die Wärmeversorgung des gesamten Quartiers ein Primärenergiebedarf von 71 MWh pro Jahr hervor. Da neben der Überproduktion von Grünstrom ausschließlich Hackschnitzel aus Holzabfällen der lokalen Forstwirtschaft als Brennstoff genutzt werden, ist dieser Primärenergiebedarf jedoch zu 100 % aus regenerativen Quellen gedeckt.

CO₂-Emissionen

Um die CO₂-Emissionen des geplanten Systems in ein bekanntes Verhältnis zu setzen, wurden ausgehend von dem Wärmebedarf bei einer Erschließung von 65 % im KNW- bzw. 85 % im WNW-Netz folgende Varianten betrachtet:

- Variante C1: Einzelversorgung der Gebäude mit Erdgas-Brennwertkessel (95 % Wirkungsgrad) und 15 % Deckungsanteil aus Solarthermie
- Variante C2: Nahwärmenetz (30 % Wärmeverluste) mit Erdgas-BHKW (40 % elektrisch, 50 % thermisch) und Gas-Brennwertkessel (95 % Wirkungsgrad) mit 25 % Deckungsanteil der Wärme durch das BHKW
- Variante C3: Wärmenetz 4.0 Allershausen

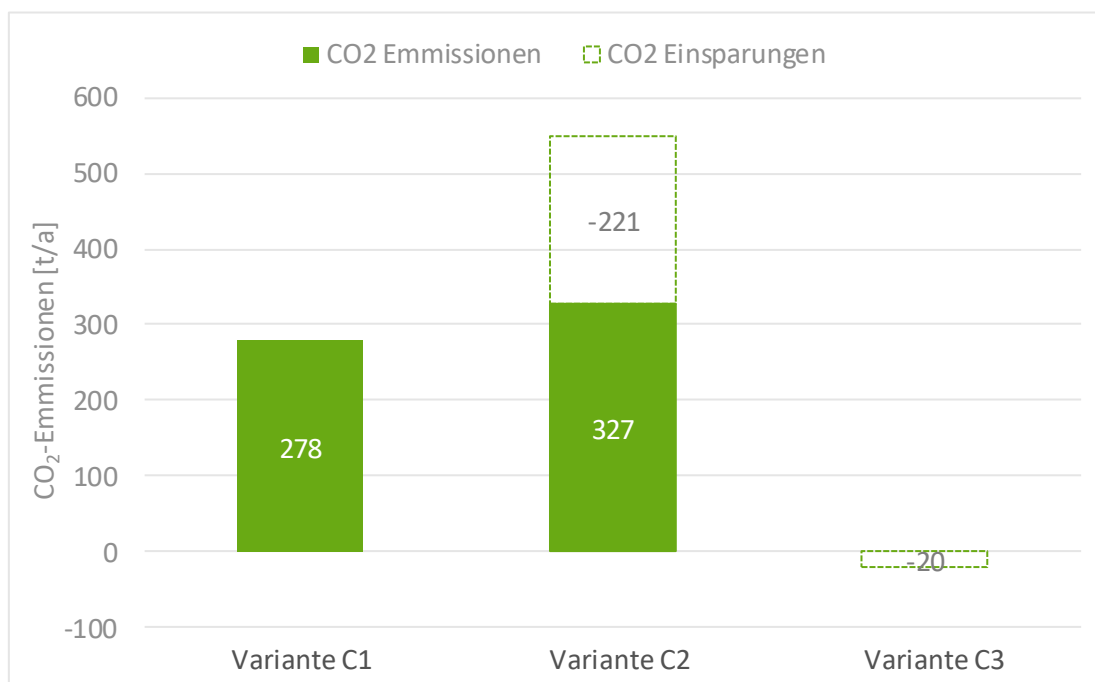


Abbildung 1: Gegenüberstellung der CO₂-Emissionen

Mit dem in dieser Studie erarbeiteten Versorgungskonzept bei Variante C3 ist gemäß der Berechnung in Kapitel 18.2 eine Wärmeversorgung gänzlich ohne CO₂-Emissionen möglich. Es würde im Vergleich zu konventioneller Nahwärme also nicht nur zu 298 t/a geringeren CO₂-Emissionen kommen, es können durch die Verdrängung von fossil erzeugtem Strom sogar 20 Tonnen CO₂ pro Jahr kompensiert werden. Die somit eingesparten/kompensierten CO₂-Emissionen entsprechen 47.000 Liter Heizöl.

Ergebnis zum Finanzierungskonzept

Die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit des Versorgungskonzeptes zeigt eindeutig, dass das entwickelte Konzept zur Versorgung von Neubausiedlungen und -quartieren mit einem gekoppelten Netzsystem im Vergleich zu anderen Versorgungskonzepten wirtschaftlich darstellbar ist. Hierbei spielt jedoch die Nutzung von Fördermitteln aktuell noch eine große Rolle.

Eine Förderung durch das Förderprogramm Wärmenetzsysteme 4.0 mit einem Investitionszuschuss von 40 % stellt einen elementaren Baustein in der Realisierung der Wirtschaftlichkeit dar, ohne den eine Wärmepreisgestaltung nach Förderrichtlinie und in konkurrenzfähigen Bereichen nicht möglich wäre.

2 Standort und Zielbestimmung

In Allershausen soll am südlichen Rand des Siedlungsgebietes das Neubaugebiet „Eggenberger Feld Süd“ auf einer Fläche von ca. sechs Hektar mit 142 Wohneinheiten entstehen. Die Wärmeversorgung des Quartiers soll nach dem Willen der Gemeinde Allershausen aus annähernd 100 % erneuerbaren Energien bereitgestellt werden. Erste Voruntersuchungen gingen von einer Heizlast für das gesamte Baugebiet von ca. 784 kW sowie einem jährlichen Wärmebedarf von 2,13 GWh aus. In Abbildung 2 ist die Lage des Baugebietes kartographisch dargestellt.

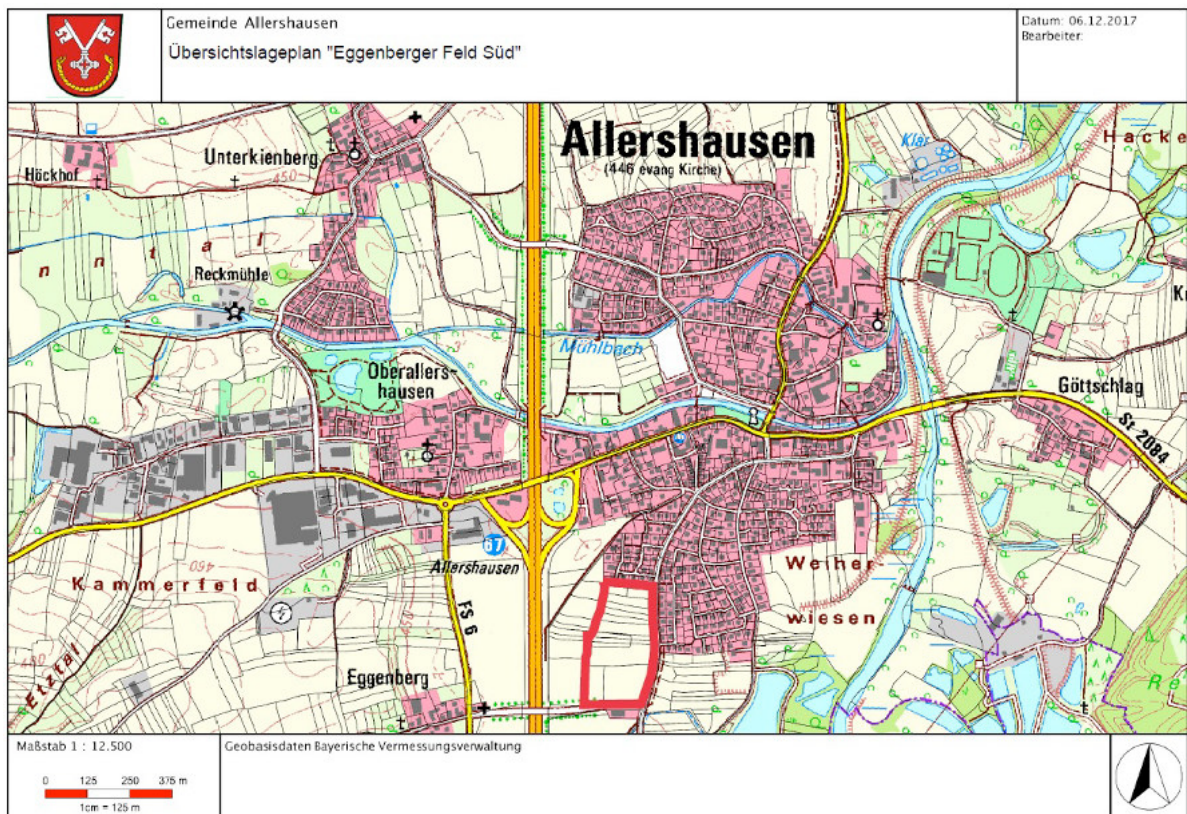


Abbildung 2: Lageplan Baugebiet [Gemeinde Allershausen]

Das Baugebiet schließt im Norden und Osten an eine bestehende Wohnbebauung, im Süden und Westen an Äcker und Felder an. Somit ergibt sich entgegen der weit verbreiteten Zersiedelung im ländlichen Raum nach Fertigstellung der Bebauung ein geschlossenes Siedlungsgebiet. Zudem verläuft parallel zur westlichen Grenze des Baugebietes die Bundesautobahn A9. Das Baugebiet schließt jedoch nicht direkt an den Lärmschutzwall an, sondern ist über einen Grünstreifen als Abstandsfläche abgegrenzt. Dieser wird momentan und auch zukünftig als Agrarfläche genutzt. Alternativ ist die Nutzung als Wildblumenwiese in aktuellen Überlegungen denkbar.

Für die Versorgung des neugeplanten Quartiers strebt die Gemeinde ein möglichst nachhaltiges und zukunftsfähiges Konzept an. Neben aktuell gängigen dezentralen Lösungen (vgl. Kapitel 5.8) sollen vor allem Optionen zur zentralen Versorgung des Baugebietes verglichen werden. Daraus wird im Verlauf der Untersuchungen die unter verschiedensten Gesichtspunkten am besten geeignete ausgewählt und hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit tiefergehend untersucht.

Bereits jetzt wird in Allershausen an mehreren Stellen auf eine zentrale Wärmeversorgung unter Verwendung erneuerbarer Energien gesetzt. Durch zwei vorhandene Nahwärmenetze auf Basis von Kraft-Wärme-Kopplung mit Biogas und Hackschnitzelfeuerung werden in der Gemeinde schon Gebäude mit Hilfe regenerativ erzeugter Wärme versorgt. Mit der Durchführung einer Machbarkeitsstudie zu einem Wärmenetz der vierten Generation wird somit der bereits eingeschlagene Weg konsequent weiterverfolgt und die Weichen für ein zukunftsfähiges und nachhaltiges Wohngebiet gestellt. Gleichzeitig müssen die grundlegenden Anforderungen an Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz gerade für ein innovativ ausgerichtetes Neubaugebiet mit Leuchtturmcharakter gesichert sein.

Unter diesen Gesichtspunkten hat sich die Gemeinde Allershausen entschieden, das Hauptaugenmerk der Untersuchungen auf ein Versorgungskonzept mittels eines Kalten Nahwärmenetzes (KNW-Netz) zu legen. Neben umweltfreundlicher Kälte in Form der sogenannten Naturkühlung kann durch sehr niedrige Primärenergiefaktoren den Kunden zusätzlich volle Flexibilität beim Bauen gewährt werden. Daraus resultieren hochwertige und moderne Gebäude mit einer geringen Wärmeenergielast und niedrigen Vorlauftemperaturen für große Flächenheizungen. Untersucht wird auch eine Kombination des Systems mit einer zentralen Hackschnitzelfeuerung, über welche die Versorgung der Geschosswohnungen und Reihenhäuser sichergestellt werden kann.

Unter dem Begriff KNW-Netz verbergen sich häufig mit Erdwärme als Wärmequelle betriebene Netze mit Systemtemperaturen der Trägermedien von 0 bis 20 °C. In einem KNW-Netz wird die Wärmeenergie beispielsweise mit Hilfe von Großkollektoranlagen aus dem Erdreich gewonnen, zirkuliert im Verteilnetz, wird beim Verbraucher über Wärmepumpen auf das gewünschte Temperaturniveau angehoben und somit dem Endnutzer verfügbar gemacht.

Aufgrund des geringen Temperaturniveaus ergeben sich daraus zahlreiche Vorteile. Die bereits erwähnte Gebäudekühlung, welche aufgrund der immer besser werdenden Gebäudestandards auch in Mitteleuropa zunehmend an Bedeutung gewinnt, ist in den warmen Sommermonaten sehr einfach umsetzbar. Durch die Verwendung des niedrigen Temperaturniveaus im KNW-Netz wird zudem ein Versorgungskonzept umgesetzt, das kaum Verteilungsverluste und nur minimale Umwandlungsverluste verursacht. Im Gegenteil, es können bei klimatisch günstigen Bedingungen sogar Energiegewinne durch das Erdreich im Nahwärmenetz erzielt werden. Dies wird durch die Verwendung von ungedämmten Rohrleitungen erreicht. Da keine Wärmedämmung der Rohrleitungen benötigt wird, ergeben sich erhebliche Kostenreduzierungen im Vergleich zu herkömmlichen Nahwärmenetzen. Außerdem wird die Einhaltung der EnEV weit über 2019 hinaus sichergestellt.

Ein tiefergehender Vergleich verschiedener Versorgungsvarianten findet in Kapitel 5 statt. Dabei werden als Varianten ein passives KNW-Netz mit dezentralen Förderpumpen, ein aktives KNW-Netz mit zentralen Förderpumpen und ein Low Ex Netz mit zentraler Vorerwärmung sowie zentralen Förderpumpen betrachtet. Zusätzlich wird die Einbindung von holzbefeuerten Wärmeerzeugern in unterschiedlichen Betriebsweisen näher untersucht.

Da es sich in Allershausen um ein Neubaugebiet ohne Bestandsbauten handelt, ist die Wahrscheinlichkeit vernachlässigbar, durch Gebäudesanierungen über die Nutzungsdauer ein überdimensioniertes Nahwärmenetz zu erzeugen. Zudem stellt der aktuelle Baustandard nach den Vorgaben der EnEV 2016 im Vergleich zum Gebäudebestand bereits sehr hohe Anforderungen an die Dämmung, die in der Praxis aufgrund der aktuellen KfW-Effizienzhaus-Förderpolitik in der Regel sogar bis hin zu KfW40 und Passivhaus deutlich überschritten werden. Daher kann eine hohe Variabilität des Wärmeverbrauches – wie in Gebäudeportfolios mit hohem Bestandsanteil – nahezu ausgeschlossen werden. Zusätzlich würde eine Überdimensionierung nicht wie bei einem konventionellen Nahwärmenetz ins Gewicht fallen, da es praktisch keine Wärmeverluste im KNW-Netz gibt und durch die Reduzierung der Druckverluste in diesem Fall sogar noch Einsparungen beim Betriebsstrom der Förderpumpen auftreten würden.

3 Bestandsaufnahme/Standortuntersuchung

3.1 Beschreibung Baugebiet

Bei dem Projekt „Eggenberger Feld Süd“ handelt es sich um ein Neubaugebiet, bestehend aus Ein- und Mehrfamilienhäusern sowie Doppelhaushälften und einem dreigruppigen Kindergarten, das über ein neues Wärmenetz versorgt werden soll.

Folgende Aufteilung der Bebauung ist geplant:

- 47 Einfamilienhäuser
- 30 Doppelhaushälften
- 15 Reihenhäuser
- 5 Mehrfamilienhäuser
- 1 Kindergarten (drei Gruppen)

Wie in Kapitel 2 beschrieben, gliedert sich das Neubaugebiet im Norden und Osten an eine bestehende Wohnbebauung, im Süden und Westen an Äcker und Felder an. In naher Zukunft ist eine weitere Ausdehnung des Siedlungsgebietes Richtung Süden und Westen aufgrund der landwirtschaftlichen Nutzung und der parallel verlaufenden Bundesautobahn 9 nicht vorgesehen. Die Aufteilung der Gebäude ist im aktuellen Bebauungsplan in Abbildung 3 zu sehen. Die westliche Seite soll mit längs angeordneten Geschosswohnungsbauten und Reihenhäusern bebaut werden. Im mittleren und östlichen Teil des Baugebiets soll eine Bebauung mit Doppelhaushälften und Einfamilienhäusern realisiert werden. Der Kindergarten befindet sich auf der Ostseite mittig zwischen den Einfamilien- und Doppelhaushälften.

In den angrenzenden Wohngebieten wird die Wärmeversorgung dezentral und größtenteils über Ölheizungen bewerkstelligt. Ein Erdgasnetz ist nicht vorhanden und ein etwaiger Ausbau auch nicht geplant. Eine Versorgung auf fossiler Basis ist aufgrund der aktuellen Entwicklungen gesetzlicher Rahmenbedingungen sowie der Unsicherheit hinsichtlich der erreichbaren Anschlussquote im Neubaugebiet weder aus ökonomischer noch, aufgrund des hohen CO₂-Ausstoßes, aus ökologischer Sicht empfehlenswert.

Ein Wärmeplan der Kommune liegt für dieses Gebiet nicht vor.

Die neu zu errichtenden Gebäude werden für Heizung (bis 35 °C) und Trinkwarmwasser (bis 60 °C) zwei verschiedene Temperaturniveaus benötigen. Die Bereitstellung dieser kann abhängig von der Gestaltung des Wärmeversorgungskonzeptes und dem daraus resultierenden Zentralisierungsgrades auf verschiedene Weisen ermöglicht werden. Nach aktuellen Erkenntnissen kann davon ausgegangen werden, dass das KNW-Netz im Mittel eine Vorlauftemperatur von ca. 10 °C aufweisen und mit dieser an den Hausübergabestationen ankommen wird. Eine genauere Ausführung der verschiedenen Varianten erfolgt in Kapitel 5.

Gemeinde Allershausen
Bebauungsplan Eggenberger Feld Süd

Vorentwurf

WA 1	Parzellen Nm. 1, 2, 3, 4, 5 7, 8, 9, 10, 12, 13, 14, 15 17, 18, 19, 21, 22, 23 25, 26, 27, 30, 31, 32, 33 35, 36, 37, 38, 40, 41, 42, 43, 44 46, 47, 48, 49, 51, 52, 53, 54 56, 57, 58, 60, 61, 62 sowie 68 bis inklusive 82
II	WH 6,5m
SD	20° - 25°
GR EH 110	
GR DH 160	

WA 2	Parzellen Nm. 6, 11, 16, 20, 24, 28, 34, 39, 45, 50, 55, 59, 63
I+D	WH 4,5m
SD	30° - 35°
GR 110	1283

WA 3	Parzelle Nr. 29
II	WH 6,5m
SD	30° - 35°
PD	5° - 10°
GR 600	

WA 4	Parzelle Nr. 64
II+T	WH 8,5m
PD	5° - 10°
GR 1250	

WA 5	Parzellen Nm. 65, 66
II+T	WH 8,5m
PD	5° - 10°

WA 6	Parzelle Nr. 67
II+T	WH 8,5m
PD	5° - 10°
GR 540	



Abbildung 3: Bebauungsplan „Eggenberger Feld Süd“

3.2 Wärmequellen

Zur Versorgung des Neubaugebietes stehen mehrere potenzielle Wärmequellen zur Verfügung. Diese sind in Abbildung 4 dargestellt. Im Folgenden werden die einzelnen Wärmequellen näher betrachtet.



Abbildung 4: Standorte potenziell nutzbarer (Ab-)Wärmequellen [Kartendaten: Google]

3.2.1 Bestehende Wärmenetze

In dem Gebiet der Gemeinde befinden sich aktuell zwei Wärmenetze auf Basis regenerativer Energien.

I) Wärmenetz „Allershausen-Zentrum“

Das Netz versorgt als reine Hackschnitzelfeuerungsanlage die Gemeindeeinrichtungen Schule, Mehrzweckhalle und zwei Kindergärten sowie mehrere Wohnhäuser im östlichen Teil von Allershausen. Dieses ist in Abbildung 4 mit I angedeutet. Eine mögliche Nutzung im Zusammenhang mit dem Neubaugebiet kann hier jedoch aufgrund der großen Entfernung ausgeschlossen werden, da Kosten für Dämmung und Verlegung sowie etwaige Wärmeverluste diese Option aus ökonomischer Sicht nicht tragbar erscheinen lassen.

II) Wärmenetz „Allershausen-Gewerbegebiet“

Das zweite Netz versorgt verschiedene Betriebe im Gewerbegebiet von Allershausen sowie Wohngebäude in dem Ortsteil Oberallershausen. Die Anlage befindet sich auf der Westseite der Bundesautobahn am Rande des Gewerbegebietes und erzeugt die bereitgestellte Wärme mit Hilfe einer Biogasanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung. Zur Abdeckung der Spitzenlasten gibt es zusätzlich eine Hackschnitzelfeuerungsanlage. Nach erster Auskunft des Anlagenbetreibers wird dieses Netz in den Wintermonaten bereits vollständig ausgelastet und stellt somit kein Potenzial zur direkten Unterstützung der Wärmeversorgung des Neubaugebietes dar.

Da im Sommer jedoch nur ein geringer Wärmebedarf im Gewerbegebiet besteht, könnte außerhalb der Heizperiode überschüssige Wärme aus dem KWK-Prozess zur Speicherung in die oberflächen-nahe Großkollektoranlage gespeist werden. Da eine Nahwärmeleitung bereits bis zu den Gebäuden der Firma Yaskawa vorhanden ist, hält sich der Aufwand für die Verlegung einer Trasse in Grenzen. Es ist jedoch eine Spülbohrung unter der Autobahn nötig, welche mit deutlichem planerischem und finanziellem Aufwand verbunden ist. Die für eine mögliche Einbindung anfallenden Kosten sowie der Umstand, dass ein Großteil der Wärme nur im Sommer verfügbar wäre, führen dazu, dass diese Möglichkeit nicht Bestandteil des aktuell angestrebten Versorgungskonzeptes ist.

3.2.2 Abwärmequellen

Im Rahmen der Standort- und Potenzialanalyse sind mögliche Abwärmequellen in dem Bereich um das Neubaugebiet identifiziert und untersucht worden. Diese werden nachfolgend beschrieben und die Resultate der Untersuchung sowie eine Einschätzung dargelegt:

A) Yaskawa Europe GmbH

In kürzester Entfernung zum Baugebiet, direkt auf der Westseite der BAB 9, befindet sich eine Liegenschaft der Firma Yaskawa Europe GmbH. Da es sich hierbei um ein Bürogebäude handelt, befinden sich dort keine nennenswerten Abwärmequellen. Einzig das Rückkühlwerk, welches im Regelbetrieb Abwärme an die Umwelt abgibt, würde sich für eine etwaige Nutzung anbieten. Da dieses jedoch nur in Verbindung mit der Klimatisierung der Büroräume genutzt wird, fällt ausschließlich im Sommer Abwärme an. Zudem handelt es sich um sehr geringe Mengen, so dass eine Erschließung aus ökonomischer Sicht nicht zielführend ist.

B) Lekkerland Deutschland GmbH & Co. KG

Größeres Abwärmepotenzial lässt das Logistikzentrum der Firma Lekkerland GmbH & Co. KG vermuten. Noch weiter westlich gelegen als das Gelände der Firma Yaskawa steht dieses Kühllager in ca. 850 m Luftlinie zum geplanten Baugebiet. Im Rahmen der Machbarkeitsstudie konnten leider keine näheren Informationen über zur Verfügung stehende Abwärme gesammelt werden, da von Seiten des Unternehmens keine Auskunft erteilt werden konnte. Gerade durch die Nutzung als Kühllager hätte dieses Logistikzentrum mit hoher Wahrscheinlichkeit enormes Abwärmepotenzial. Dem entgegen steht die erhöhte Entfernung.

C) Biogasanlage Gewerbegebiet

Am südlichen Rand des Gewerbegebietes, in dem sich die beiden erstgenannten Firmen befinden, steht eine Biogasanlage, die wie im vorangegangenen Kapitel ausgeführt eines der beiden in Allershausen befindlichen Nahwärmenetze versorgt. Aufgrund der bereits in Kapitel 3.2.1 angeführten Argumente wird diese Abwärmequelle als Option ausgeschlossen.

D) Sonstige Abwärmequellen

Neben diesen drei Hauptpotenzialen befinden sich im Gewerbegebiet westlich der Autobahn noch weitere mögliche Abwärmequellen. In den diversen Supermärkten und Kleinbetrieben fallen allerdings nur geringere Energiemengen an, die eine Erschließung aus ökonomischer Sicht nach ersten Untersuchungen aktuell nicht rechtfertigen.

3.3 Standortuntersuchung Kollektorfeld

Als Wärmequelle für das KNW-Netz soll in Allershausen eine oberflächennahe Großkollektoranlage dienen. Für den Versorgungsbereich wurde ein Wärmebedarf in Höhe von ca. 1,3 GWh kalkuliert. Um den gesamten Quellenbedarf nur aus dem Kollektor decken zu können, würde eine Kollektorfläche von rund 10.000 m² benötigt. Bei Kombination mit anderen Konzepten verringert sich diese entsprechend. Für die Standortsuche wurde aber bewusst von dem Maximum ausgegangen, um für ein späteres Konzept größtmögliche Flexibilität zu garantieren. Für die benötigte Fläche wurden im Vorfeld verschiedene Parameter formuliert und basierend auf diesen erfolgte die Recherche eines passenden Standortes.

Die Fläche, in welcher der Kollektor eingebracht werden soll, sollte neben der Größe von 10.000 m² unversiegelt sein, um eine Regeneration durch Sonneneinstrahlung und die Versickerung von Niederschlagswasser sicherzustellen. Ein Naturbelag, beispielsweise auf einem Parkplatz, ist aufgrund einer nachträglichen Absenkung des Bodens nicht zu empfehlen. Um die Kollektoren nicht zu beschädigen, sollte der Boden möglichst frei von Wurzeln und nicht felsig sein. Wenn die ausgewählte Fläche in der Hand eines einzelnen Eigentümers liegt, könnte dies zudem Verhandlungen über entsprechende Flächennutzungsrechte wie bspw. Grunddienstbarkeiten erleichtern.

Auf der Suche nach einer möglichen Fläche für die Großkollektoranlage wurden diverse Standorte in der Umgebung des Baugebietes betrachtet. In Abbildung 5 ist eine Übersicht mit den möglichen Optionen dargestellt.



Abbildung 5: Optionen Kollektorstandort [Kartendaten: Google]

Bei Standort 1 wäre eine Verlegung bzw. Versenkung des Kollektors in einem Weiher östlich des Baugebietes angedacht. Da dieser jedoch der Fischerei dient und nicht über den Winter abgelassen und abgefischt wird, können negative Effekte auf den Lebensraum der Zuchtfische nicht ausgeschlossen werden. Gerade im Winter wird ein zusätzliches Abkühlen der Wassertemperatur Auswirkungen auf die Lebewesen im Weiher haben. Aus diesen Gründen wurde diese Variante nicht weiterverfolgt.

Als Standort 2 wurde eine Fläche östlich des Baugebietes hinter der angrenzenden Bestandsbebauung untersucht. Da es sich hier um Überschwemmungsgebiet handelt, wäre ein Konflikt durch eine mögliche spätere Nutzung als Bauland ausgeschlossen. Gegen eine Nutzung als Kollektorstandort sprachen jedoch zum einen die Entfernung zum Baugebiet und zum anderen die Entfernung zu möglichen Abwärmequellen.

Standort 3 ist eine Verlegung des Kollektors in den direkt an das Baugebiet angrenzenden Ackerflächen. Ein entscheidender Vorteil hierbei wäre die Nähe zu den Abnahmestellen. Die Ackerfläche befindet sich jedoch nicht in der Hand eines einzelnen Eigentümers, womit diese Option nicht die Optimallösung darstellt. Zudem ist einer der Eigentümer ersten Vorgesprächen nach skeptisch gegenüber dem Konzept eingestellt und zeigte im weiteren Projektverlauf kein Interesse an einer geothermischen Nutzung seiner Fläche.

Standort 4 stellt eine Verlegung auf der Westseite der BAB 9, ebenso wie bei Standort 3, unter einer Ackerfläche dar. Die Ackerfläche befindet sich zudem in der Hand eines einzelnen ökologisch denkenden Eigentümers, womit sich diese Option als grundsätzlich sehr interessante Lösung darstellt. Die Verbindung zum Baugebiet muss hier jedoch mit Hilfe einer Spülbohrung unter der Fahrbahn realisiert werden, was zusätzliche Kosten und einen erhöhten technischen Aufwand nach sich zieht.

Wie die beiden letzten Optionen stellt auch Standort 5 eine Verlegung des Kollektors unter einer Agrarfläche dar. Diese befindet sich auf der Ostseite der Autobahn (keine Spülbohrung notwendig) in etwa 100 m Entfernung südlich des Baugebietes. Die Ackerfläche ist ebenfalls im Besitz eines einzigen Landwirtes. Zudem ist sie mit einer Gesamtfläche von 19.000 m² ausreichend groß für den benötigten Quellenbedarf im Maximalausbau.

Nachdem Weiher und Überschwemmungsgebiet als Standort von vornherein ausgeschlossen werden konnten, fand die Entscheidung zwischen den Standorten 3 bis 5 statt, wobei Standort 3 aufgrund der fehlenden Einigung mit mehreren Eigentümern ebenfalls ausgeschlossen wurde. Der Umstand, ohne zusätzliche Kosten (Spülbohrung) auszukommen sowie die sehr positive Resonanz des Eigentümers führten dazu, dass Standort 5 im Süden des Baugebietes als Fläche für eine Kollektoranlage präferiert und für die weitere Untersuchung angenommen wird.

Zusätzlich zur Wärmeengewinnung durch die oberflächennahe Großkollektoranlage können auch Potenziale durch Abwärme aus umliegenden Prozessen einbezogen werden. Die Einbindung dieser Abwärme, welche andernfalls ungenutzt an die Umwelt abgegeben wird, kann zu Einsparungen bei der Dimensionierung der Kollektoranlage führen. Durch die Einbringung in die Anlage bzw. in das Netz wird die Kollektoranlage so in den Wintermonaten entlastet. Durch Einspeisung in den Sommermonaten ist es sogar möglich, eine saisonale Verschiebung der Wärme in die kalte Jahreszeit vorzunehmen.

4 Potenzialanalyse und Kundeninteresse

Da die Gemeinde Allershausen mit ihrer Lage direkt an der Bundesautobahn zwischen den Metropolregionen München und Ingolstadt äußerst attraktiv ist, ist die Nachfrage nach Wohnraum dort entsprechend hoch. Für die Grundstücke im Neubaugebiet „Eggenberger Feld Süd“ zeigt sich das u. a. in der hohen Bewerberzahl, die bereits nach kurzer Zeit bei der Gemeinde zu verzeichnen war. Aufgrund der starken Nachfrage ist davon auszugehen, dass die vollständige Erschließung und Besiedelung der Grundstücke bis spätestens 2022 abgeschlossen sind.

Bereits im Rahmen des Fördermittelantrages der Machbarkeitsstudie wurde für das Quartier eine Grobschätzung des Wärmebedarfs angefertigt. Ergänzend zu dieser wurde im Rahmen der Potenzialanalyse eine ausführliche Simulation des Wärmebedarfs durchgeführt und ausgewertet.

Für die Potenzialanalyse wird bereits zum Projektstart mit der kompletten versorgungstechnischen Erschließung geplant. Somit wird von einer Wärmeversorgung für alle 142 Wohneinheiten des Siedlungsgebietes ausgegangen. Die Ergebnisse bilden die Basis für die Auslegung des Versorgungskonzeptes, wodurch sichergestellt wird, dass es zu keinen Engpässen im Verlauf der Nutzung über den gesamten Lebenszyklus des Wärmenetzes, der mit mehr als 40 Jahren anzusetzen ist, kommen kann.

Da in dem Baugebiet für die Eigentümer kein Anschlusszwang an das KNW-Netz besteht, kann für den späteren Betrieb und somit für die Wirtschaftlichkeitsanalysen nicht von 100 % Anschlussquote ausgegangen werden. Diese ersten Tendenzen und die Einbindung von lokalen Betrieben in das Wärmeversorgungskonzept in Kombination mit einer transparenten und kundenorientierten Marketingstrategie sowie den für ein Wärmenetz 4.0 nachzuweisenden niedrigen Wärmepreis lassen eine hohe Anschlussquote erwarten. Um negative Auswirkungen einer zu hohen Annahme auf den Wärmepreis vorzubeugen, wird in den weiteren Berechnungen von einer Anschlussquote in Höhe von 75 % im Baugebiet ausgegangen.

Die Erreichung der Quote wird sukzessive mit der baulichen Erschließung von 2019 bis 2022 erwartet. Ab dem vierten Jahr nach Baubeginn wird von einer konstanten Anschlussquote sowie Wärmeabnahme ausgegangen. Es besteht jedoch die Möglichkeit, dass die Anschlussquote nochmals ansteigt, wenn die zunächst dezentral versorgten Haushalte erstmalig Wärmeerzeuger erneuern bzw. austauschen müssen und dabei die Möglichkeit nutzen, auf das Quartiersversorgungskonzept umzusteigen.

4.1 Potenzialanalyse

Die umfangreiche Variantenanalyse der Quartierssimulation wurde durch das Institut für Bauklimatik der technischen Universität Dresden durchgeführt. Zum Einsatz kamen dabei die Planungs- und Simulationswerkzeuge BIM HVACTool und EnergyPlus, mit Hilfe derer zunächst ein CAD-Modell erstellt wurde, welches die Simulationsgrundlage bildet.

4.1.1 Simulationsgrundlage

Bei der Erstellung der Simulationsgrundlage wurden alle Gebäudetypen, wie sie im aktuellen Bauplan positioniert sind, in das Modell eingepflegt und der Energiebedarf simuliert. In Abbildung 6 ist das nachgebildete Quartier zu sehen. Die angrenzende Bestandsbebauung wurde ebenfalls in das Modell integriert, um die Beeinflussung durch die Umgebung (primär Verschattung) in den Simulationen zu berücksichtigen.

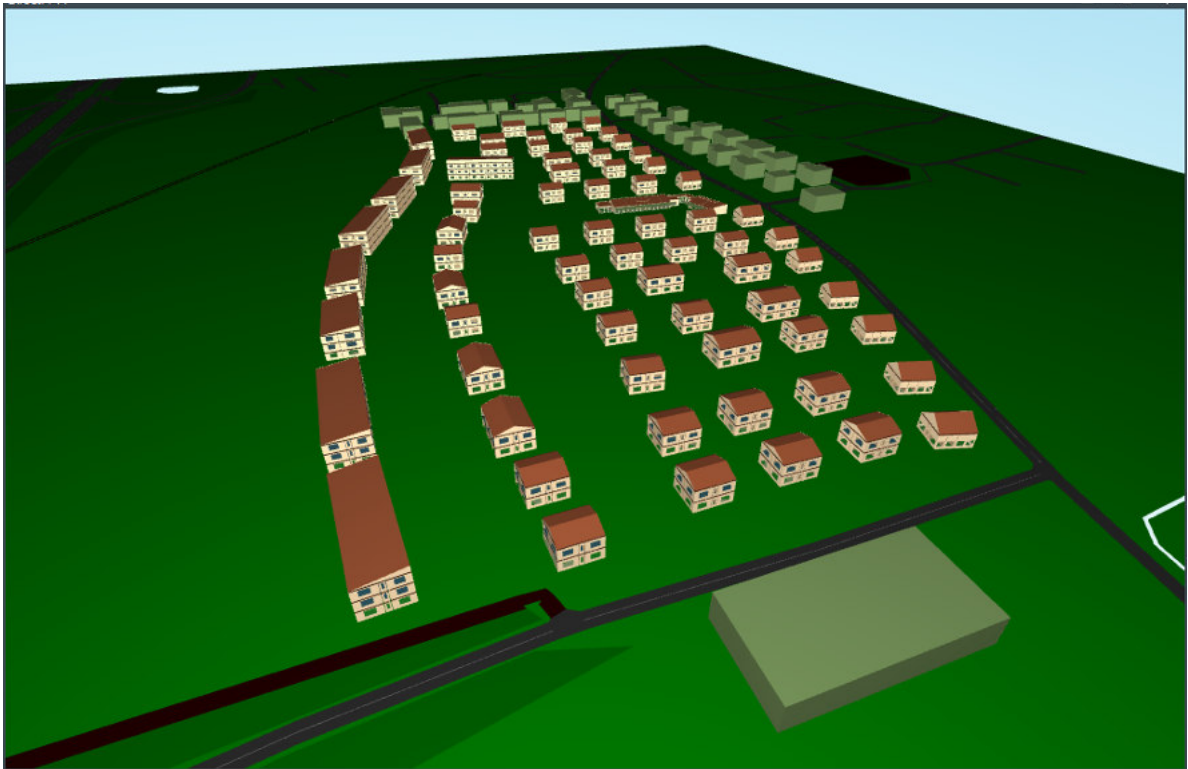


Abbildung 6: Modellübersicht Quartier

Bei der Gebäudekonstruktion wurden unterschiedliche Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werte) analysiert. Um die volle Bandbreite der möglichen Standards abzudecken, wurden zunächst mit den Referenzwerten nach EnEV 2016 und KfW 40 die beiden Extrema bewertet. Da aufgrund der aktuellen Förderpolitik für energieeffiziente Neubauten nicht davon auszugehen ist, dass alle Bauherren nur die gesetzlichen Mindestvorgaben umsetzen, aufgrund der Wirtschaftlichkeit im Gegenzug jedoch auch nicht von allen das maximal Mögliche als Ziel angestrebt wird, wurde als „Ziel-Variante“ eine Betrachtung nach den Vorgaben eines KfW-55-Gebäudes herangezogen. Dieses liegt zwischen den beiden erstgenannten Standards und repräsentiert somit einen Durchschnittswert für die Konstruktionseigenschaften des gesamten Quartiers.

Tabelle 1: U-Werte der untersuchten Konstruktionsvarianten

Konstruktion	U-Wert in W/m²K		
	EnEV 2016	KfW 55	KfW 40
Außenwand	0,21	0,20	0,15
Innenwand 1	0,53	0,53	0,53
Innenwand 2	0,77	0,77	0,77
Bodenplatte	0,35	0,24	0,13
Geschossdecke	0,95/0,2	0,95/0,18	0,95/0,11
Dachfläche	0,19	0,13	0,11

In Tabelle 1 sind die eben erwähnten Wärmedurchgangskoeffizienten der einzelnen Konstruktionselemente zu den drei Varianten aufgelistet. Die Werte der Geschossdecke werden jeweils zu beheizten und unbeheizten Räumen angegeben. Die zugehörigen Werte der Fensterflächen finden sich in der nachfolgenden Tabelle 2.

Tabelle 2: U-Werte der Fenstervarianten

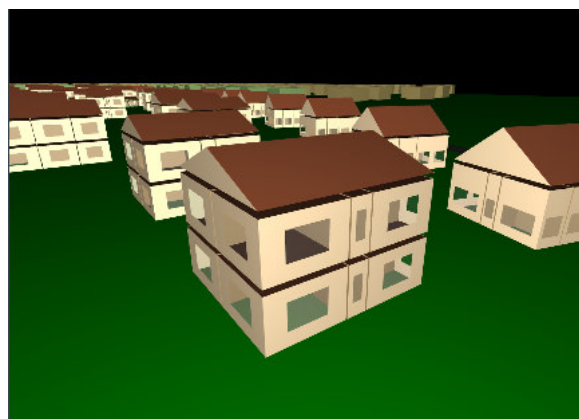
Konstruktion	EnEV 2016	KfW 55	KfW 40
U-Wert in W/m²K	1,00	0,90	0,60
G-Wert	0,60	0,55	0,50

4.1.2 Gebäudetypen und Rahmenbedingungen

Das Modell des Baugebietes wurde anhand der Vorgaben aus dem Bebauungsplan erstellt. Grundfläche, Stockwerksanzahl, Wandhöhe und alle weiteren Vorgaben sind darin berücksichtigt worden. Die einzelnen Modelle der verschiedenen Häusertypen und deren Parameter sind nachfolgend kurz dargestellt.

**Abbildung 7: Einfamilienhaus Typ 1**

13 Einfamilienhäuser Typ 1 mit jeweils einer Wohneinheit und einer beheizten Fläche von 130 m².

**Abbildung 8: Einfamilienhaus Typ 2**

34 Einfamilienhäuser Typ 2 mit jeweils einer Wohneinheit und einer beheizten Fläche von 180 m².

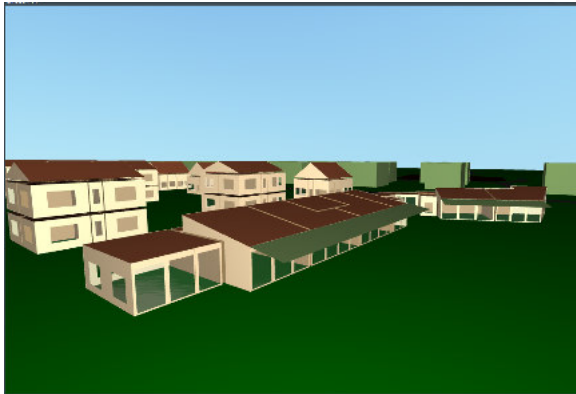


Abbildung 9: Kindertagesstätte

Eine Kindertagesstätte mit einer beheizten Fläche von ca. 400 m².

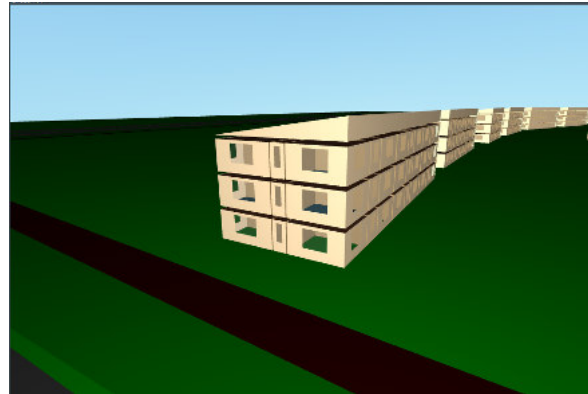


Abbildung 10: Mehrfamilienhaus & Reihenhausriegel

5 Mehrfamilienhäuser mit drei Vollgeschossen sowie 4 Reihenhausriegel mit gleichen Außenmaßen. Die beheizte Fläche beträgt hier durchschnittlich 120 m²/WE.



Abbildung 11: Doppelhaus

15 Doppelhäuser mit jeweils zwei Wohneinheiten und einer beheizten Fläche von 135 m²/WE.

4.1.3 Vergleich Gebäudestandards

Wie in Kapitel 4.1.1 bereits erwähnt, wird um die unterschiedlichen Baustandards miteinander vergleichen zu können, das komplette Quartier jeweils mit den aktuellen Mindestanforderungen der EnEV 2016, mit den Maximalwerten eines KfW-40-Effizienzhauses sowie mit den dazwischenliegenden Werten eines KfW-55-Gebäudes aufgebaut und der Wärmebedarf simuliert. Der Wärmebedarf aufgrund von Transmission und Infiltration im Jahresverlauf ist in Diagramm 1 dargestellt. Der Einfluss durch Lüftungswärmeverluste wird hier zunächst nicht mit dargestellt, da diese unabhängig vom Dämmstandard ausschließlich aus dem Nutzerverhalten resultieren.

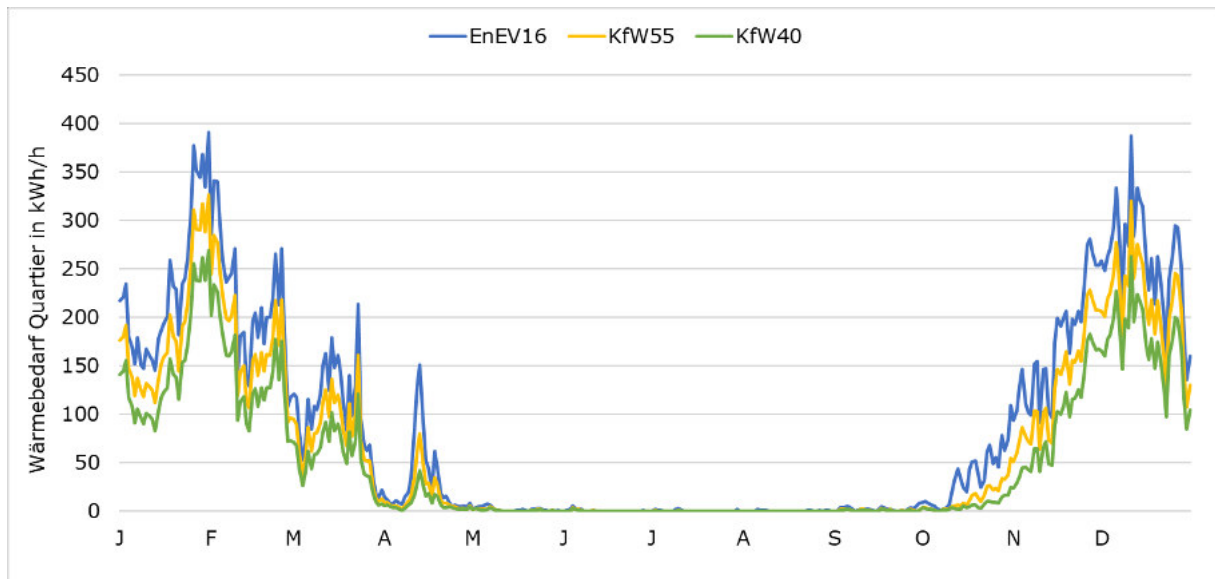


Diagramm 1: Vergleich der Baustandards im Jahresverlauf

Wie aus Diagramm 1 ersichtlich wird, liegt der Wärmebedarf der KfW-Gebäudestandards während der Heizperiode konstant unterhalb dem von EnEV 16. Die Summe des jährlichen Wärmedarfs der drei Gebäudestandards ist in Diagramm 6 dargestellt. Grundsätzlich reduziert sich die maximale Wärmeleistung mit steigendem Gebäudestandard deutlich. Besonders deutlich zu sehen ist dies beispielsweise im April, wo die maximale Wärmeleistung bei Verwendung des KfW-40-Standards um den Faktor drei niedriger als bei einem Gebäudestandard gemäß EnEV 16 liegt. Des Weiteren schwingt der Wärmebedarf bei KfW-40-Standard im Jahresverlauf deutlich weniger als bei KfW 55 bzw. EnEV 16.

Aus vorangegangenen Untersuchungen zum Einfluss der Parameter wie Dämmstandard, Luftwechselrate und Gebäudetemperaturen auf den Heizbedarf konnte die Auswahl der anzusetzenden Parameter für die Simulation des „Eggenberger Feld Süd“ abgeleitet werden. Diese spiegeln sich in der final untersuchten Variante der Quartierssimulation wieder. Beachtet werden dabei interne Gewinne nach DIN V 18599, eine Nachtabsenkung um 4 K und Bäder mit einer Temperatur von 24 °C. Lüftungsanlagen werden in jedem zweiten Gebäude mit einer Wärmerückgewinnung von 75 % implementiert. In den restlichen Gebäuden findet manuelle Fensterlüftung statt. Die Luftwechselrate der einzelnen Gebäude setzt sich entsprechend dem Diagramm 2 für die einzelnen Versionen zusammen. Die Infiltration ist in Form des blauen Graphen dargestellt und berechnet sich mit Anpassungsfaktoren für Temperaturdifferenz und Windgeschwindigkeit und gilt für alle Häuser gleich. Die mechanische Lüftung kommt entsprechend des Wirkungsgrades bei den Simulationen mit Wärmerückgewinnung hinzu. Gegenstück bildet hierzu die grüne Kurve der natürlichen Fensterlüftung. Diese gelten für die Gebäude ohne Lüftungsanlage.

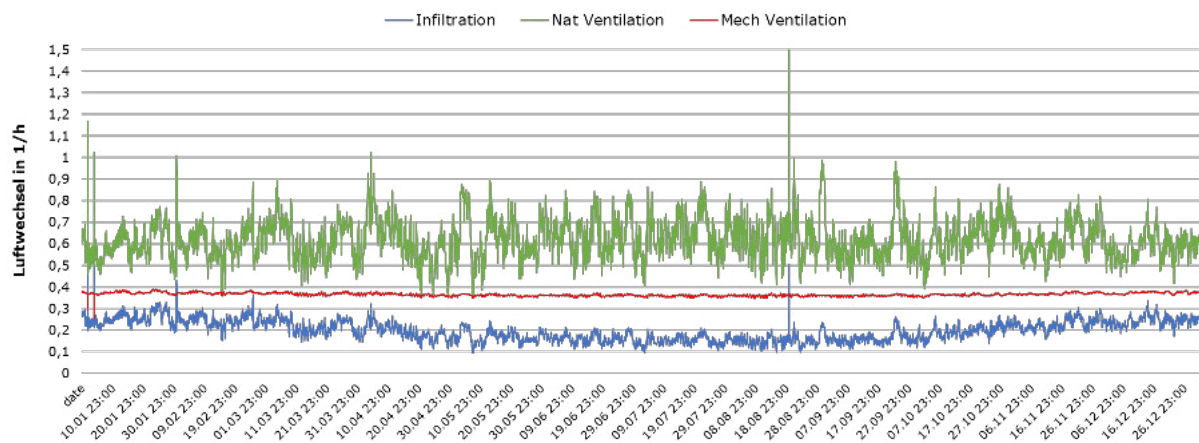


Diagramm 2: Vergleich Luftwechsel

Die Gesamtmengen für die Bereitstellung von Trinkwarmwasser (TWW) sind nach den Vorgaben der DIN V 18599 ausgelegt. Für die zeitliche Verteilung wurden die Vorgabewerte dieser Norm einem Zapfprofil zu Grunde gelegt, welches den Tages- als auch den Jahresverlauf prozentual vorgibt. Das Zapfprofil ist aus tatsächlichen Verbrauchswerten von Mehrfamilienhäusern im Rahmen des Forschungsvorhabens „+Eins Plusenergiesiedlung Ludmilla-Wohnpark“ entstanden. In Diagramm 3 ist die Verteilung des TWW-Bedarfes über ein Jahr dargestellt. Die Gesamtsumme des TWW-Bedarfes nach der DIN V 18599 beläuft sich für das Baugebiet „Eggenberger Feld Süd“ auf 296 MWh/a.

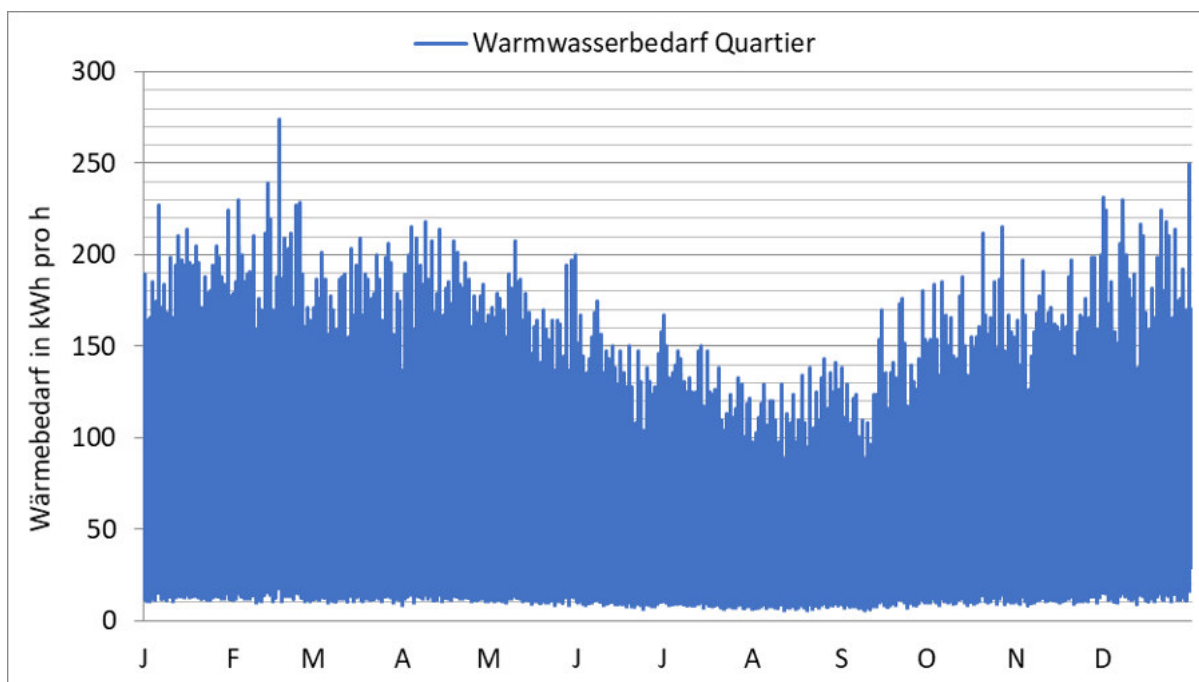


Diagramm 3: Trinkwarmwasserbedarf Quartier

Für die spätere Auslegung der Wärmeerzeuger und die Vergleichbarkeit der einzelnen Konzepte muss das Potenzial der Kühlung im Quartier mitberücksichtigt werden. Für die Simulation wurde angenommen, dass 50 % der Gebäude strahlungsgesteuerte Verschattung besitzen und somit durch die Naturkühlung eine maximale Raumtemperatur von 24 °C in der Kühlperiode erreicht werden kann.

Die anderen 50 % der Gebäude verfügen über keine Verschattung und ebenfalls eine maximale Raumtemperatur durch die Naturkühlung von 24 °C. In der Verschattungsvariante wird ab 200 W/m² Einstrahlung auf die Horizontale ein äußeres Verschattungselement geschlossen. Diagramm 4 zeigt die Gesamtsummen des Kühlbedarfs für das Quartier in den beiden Versionen.

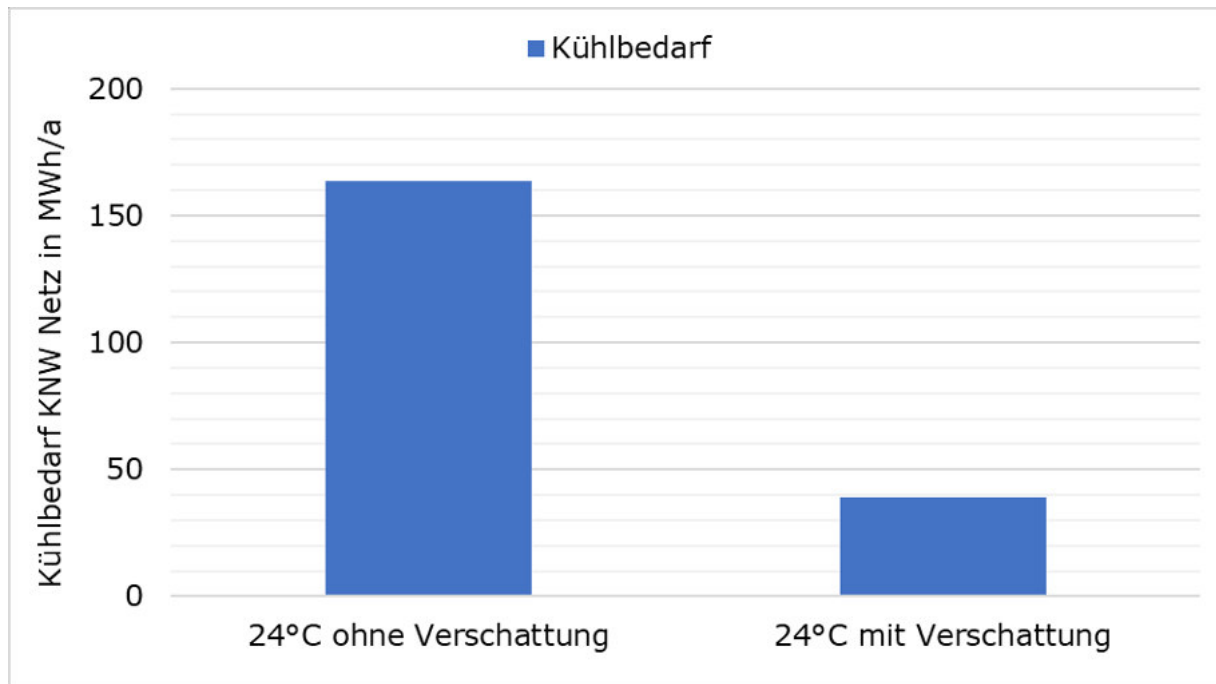
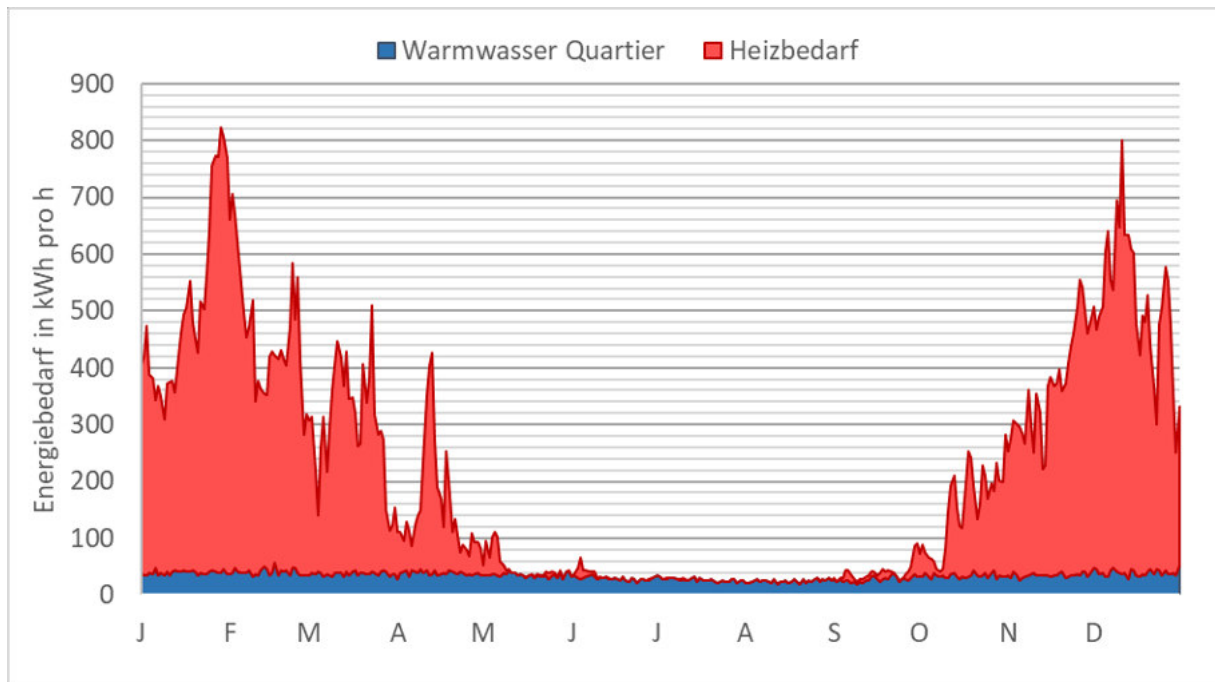


Diagramm 4: Kühlpotenzial Quartier

Da in der Realität im Baugebiet höchstwahrscheinlich keine der beiden Extremvarianten eintreten wird, ist für die Untersuchung der Versorgungsvarianten in Kapitel 5 der Mittelwert der beiden betrachteten Szenarien gewählt worden.

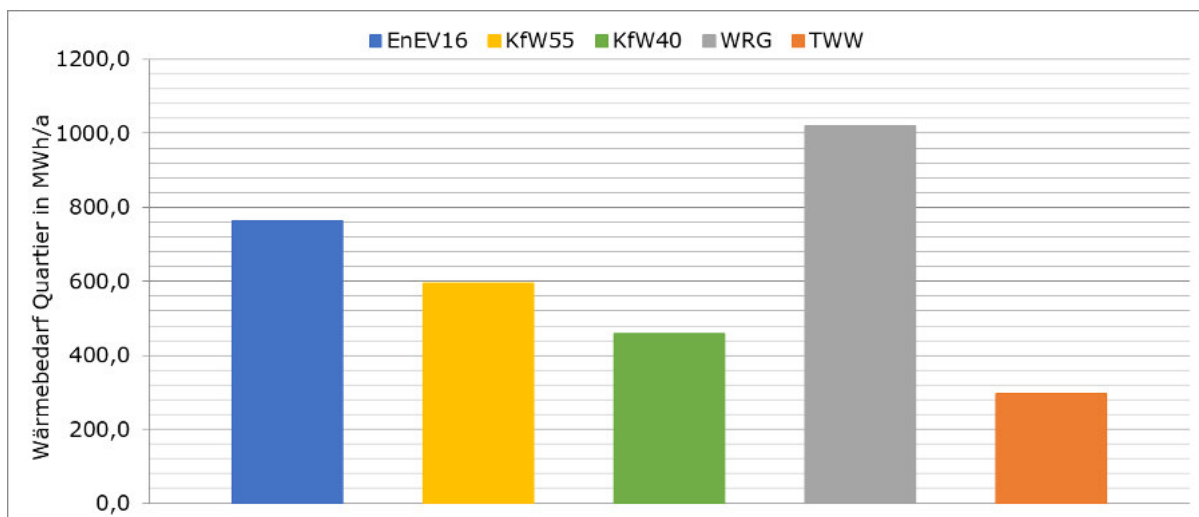
4.1.4 Resultat Quartierssimulation

Als Grundlage für alle weiteren Untersuchungen dient eine Variante, bei der für die Hälfte aller Häuser eine 75 % Wärmerückgewinnung aus der Abluft und bei der zweiten Hälfte die natürliche Fensterlüftung angesetzt wurde. Die Konstruktion wird dabei mit den Werten des KfW-55-Standards berechnet. Der Verlauf des Tagesenergiebedarfs inklusive des Warmwasserbedarfs ist in Diagramm 5 zu sehen.


Diagramm 5: Mittlerer Tagesenergiebedarf

In Summe kommt es in obiger Variante zu einem Nutzwärmebedarf von 1,91 GWh pro Jahr für Heizung und Trinkwarmwasser. Im Sommer zeichnet sich der Bedarf nahezu ausschließlich durch die für die TWW-Bereitung benötigte Wärme aus. Diese stellt mit einer Leistung von unter 100 kW die Grundlast des Quartiers da. Zu Spitzenlastzeiten werden Leistungen zwischen 700 und 800 kW benötigt. Dieser Fall tritt nur innerhalb des Winterhalbjahres auf, da hier aufgrund der kalten Außentemperaturen der größte Heiz- sowie TWW-Bedarf besteht.

Summiert man den Wärmebedarf über das Jahr auf, so ergibt sich daraus die Aufteilung wie in Diagramm 6.


Diagramm 6: Übersicht der unterschiedlichen Wärmebedarfe

Betrachtet man den Einfluss der Gebäudehülle auf den Wärmebedarf, so zeigt sich die logische Staffelung nach der Unterteilung der Baustandards. Mit KfW-55-Bauteilen stellt sich so ein Einsparpotenzial von 22 % im Vergleich zur EnEV 2016 dar. Mit der Maximalvariante und einem Bau nach KfW-40-Standard können sogar 40 % des jährlichen gebäudeabhängigen Heizwärmebedarfes eingespart werden. Für den Aufbau einer abschließenden Simulationsvariante, welche als Referenz für den Quartierswärmebedarf in den weiteren Berechnungen dienen soll, werden die Gebäude mit dem Konstruktionsstandard der KfW-55-Variante herangezogen. Da weder komplett nach aktuellen Mindestanforderungen noch nach dem Höchststandard gebaut werden wird, stellt diese Variante einen vertretbaren Mittelweg dar.

Aus Diagramm 6 ist zudem ersichtlich, dass die Lüftungswärmeverluste den Wärmebedarf aufgrund von Transmission und Infiltration deutlich übersteigen, was den elementaren Einfluss des Nutzerverhaltens auf die Höhe des Gesamtwärmebedarfs deutlich aufzeigt.

4.1.5 Voraussichtliche Weiterentwicklung des Wärmebedarfs über 40 Jahre

Da Gebäude nach dem Mindestbaustandard heutzutage schon sehr geringe Energiebedarfe aufweisen und davon auszugehen ist, dass im Baugebiet „Eggenberger Feld Süd“ teilweise nach höheren Baustandards gebaut wird, wird eine signifikante Veränderung des Wärmebedarfes über den Nutzungszeitraum ausgeschlossen. Für die Erreichung der ambitionierten Klimaschutzziele wird weniger die weitere Verschärfung der Dämmstandards als zielführend gesehen, sondern vielmehr die Wandlung der Energieversorgung von fossilen zu erneuerbaren Energien, wie sie auch in der Förderbekanntmachung Wärmenetze 4.0 adressiert wird.

4.2 Kundeninteresse

Für den Erfolg des Versorgungskonzeptes aus ökologischer sowie ökonomischer Sicht ist ein breites Interesse und damit eine hohe Anschlussquote von entscheidender Bedeutung. Aus diesem Grund sind umfangreiche Informationsmaßnahmen geplant.

4.2.1 Bisherige Informationsmaßnahmen

Zum aktuellen Projektstand konnten bereits öffentlichkeitswirksame Maßnahmen umgesetzt werden. Größte Reichweite stellt dabei ein Artikel in der Süddeutschen Zeitung dar. Zusätzlich konnten in der lokalen Presse weitere Artikel zum Thema veröffentlicht werden.

Mit den größten aktuellen Grundstückeigentümern werden ebenfalls bereits Gespräche geführt, um eine erfolgreiche Umsetzung des Versorgungskonzeptes zu ermöglichen.

4.2.2 Geplante Informationsmaßnahmen

Um Interessenten und potenziellen Bauträgern des Baugebiets die Möglichkeit zu geben, sich über das geplante Versorgungskonzept im EFS zu informieren, sind mehrere Maßnahmen geplant.

Nach Abschluss der Machbarkeitsstudie sollen regelmäßige öffentliche Informationsveranstaltungen stattfinden, in denen über das Projekt und den Fortschritt informiert wird und ein Dialog vorangetrieben wird, um evtl. auftretende Hemmnisse oder Interessenskonflikte von vornherein abzubauen.

Zur Steigerung der Außenwirkung sollen im Baugebiet mehrere informative Bauschilder zum Versorgungskonzept aufgestellt werden. Optional besteht die Möglichkeit kleinerer Werbeschilder auf den Baugrundstücken, welche einen Anschluss an das Gesamtkonzept bereits beschlossen haben.

Veröffentlichungen in zusätzlichen Tageszeitungen sowie in der Fachpresse werden ebenfalls weiterhin angestrebt.

4.2.3 Interessensbekundungen zum Anschluss an das Wärmenetz

Während der Ausarbeitung des Wärmeversorgungskonzeptes haben sich bereits erste Interessenten bzw. Befürworter einer ganzheitlichen Versorgung des Baugebietes gezeigt. Da ca. die Hälfte der Grundstücke im EFS in Gemeindehand sind, und von dieser Seite großes Bestreben für einen Erfolg der nachhaltigen Quartiersversorgung besteht, wird für diesen Anteil von einer hohen Bereitschaft zum Anschluss an das Konzept ausgegangen. In die Planung und Entwicklung des besagten Konzeptes wurden unter anderem auch die weiteren zwei großen privaten Grundeigentümer im Baugebiet einbezogen, was eine hohe Anschlussquote erwarten lässt.

4.3 Betreibergesellschaft

Da es nicht im vorangigen Interesse der Gemeinde Allershausen ist, als Betreiber des geplanten Wärmenetzes der vierten Generation aufzutreten, sind parallel zur Erstellung der Machbarkeitsstudie mögliche Betreibermodelle betrachtet worden. Im Zuge dessen, zeigte sich schnell, dass als sinnvollste Variante die Gründung einer Betreibergesellschaft in Frage kommt. Mit verschiedenen Parteien wurden bereits Gespräche zu einer möglichen Konstellation geführt. Dabei konnten neben lokalen Erzeugern auch eine bereits tätige Genossenschaft aus dem Energiebereich zu Gesprächen gewonnen werden. Die genaue Zusammenstellung der Betreibergesellschaft steht zum aktuellen Zeitpunkt jedoch noch nicht fest, soll aber spätestens mit der Antragsstellung zu Modul II geklärt sein.

5 Innovative Bereitstellung der Wärme und Klimaverträglichkeit

Die Gemeinde Allershausen hat sich zum Ziel gesetzt, ein hoch innovatives Energiekonzept für das Neubaugebiet Eggenberger Feld Süd auf Basis erneuerbarer Energien zu konzipieren, welches als Leuchtturmprojekt für zukünftige Bauvorhaben im ländlichen Raum dienen kann. Dabei sollen vorrangig lokal vorhandene Ressourcen genutzt werden.

Im Folgenden werden zunächst alle Energiequellen und -potenziale betrachtet. Für das Quartier werden unterschiedliche Wärmeversorgungsbereiche festgelegt und ein darauf zugeschnittenes Versorgungskonzept vorgestellt, das eine zentrale Wärmebereitstellung über ein Wärmenetz bzw. zwei Teil-Wärmenetze fokussiert. Es werden alle technischen Eigenschaften der Systeme beschrieben und die Ergebnisse zusammengefasst.

Zusätzlich wird ein Quervergleich zu einer konventionellen Wärmeversorgung mittels dezentraler Wärmeerzeuger durchgeführt. Der Quervergleich ist im Rahmen der Förderbekanntmachung „Wärmenetze 4.0“ nicht zwingend erforderlich. Er dient der Gemeinde Allershausen jedoch als Argumentationsgrundlage bei den Gesprächen mit potenziellen Grundstückskäufern im Neubaugebiet „Eggenberger Feld Süd“ für den Anschluss an das Nahwärmenetz.

5.1 Nutzbare Abwärme und erneuerbare Energiequellen

Zunächst wurde die Möglichkeit der Nutzung von Abwärmequellen untersucht. Wie in Kapitel 3.2.2 beschrieben, konnten dabei jedoch keine aus ökologischer sowie ökonomischer Sicht sinnvolle Quellen gefunden werden.

Aufgrund der ländlichen Lage und der dadurch lokal vorhandenen Wälder bieten sich feste Brennstoffe als geeignete regenerative Energiequelle an. Nach Gesprächen mit lokalen Forstbetreibern konnte von einem Besitzer eine jährlich zur Verfügung stehende Restholzmenge mit einem Energieinhalt von 2.200 Megawattstunden zugesichert werden. Dies wäre theoretisch ausreichend, den jährlichen Nutzenergiebedarf des Quartiers vollständig zu decken. Bei der Nutzung von Hackschnitzeln zur Wärmeerzeugung wird die Wärme jedoch auf einem erhöhten Temperaturniveau von rund 70 bis 80 °C ausgekoppelt. Dies führt bei weitläufigen Wärmenetzen mit geringen Wärmeabnahmen zu hohen prozentualen Wärmeverlusten. In Kapitel 5.2 wird daher betrachtet, ob eine vollständige Wärmeversorgung des Quartiers mit Hilfe von Holzhackschnitzeln energetisch sinnvoll ist.

Neben der energetischen Effizienz ist zu bedenken, dass Restholz als Rohstoff auch in anderer Form genutzt werden kann, beispielsweise zur Herstellung von Spanholz-Produkten. Des Weiteren wird die Menge an Humus bildenden Substrat im Wald verringert. Daher ist eine ausschließliche Nutzung fester Biomasse zur Wärmebereitstellung immerhin kritisch zu betrachten. Vor allem wenn diese, anders als in Allershausen, zunächst aus weiter Entfernung an den Einsatzort transportiert werden.

Neben fester Biomasse bietet auch die Umwelt an sich ausreichend Potenzial als Wärmequelle. Neben der Luft umfasst dies auch das Grundwasser sowie Erdwärme. Außenluft eignet sich jedoch aufgrund der niedrigen Temperaturen gerade zu Zeiten hohen Wärmebedarfs im Winter nur bedingt für die großflächige Nutzung als Wärmequelle. Aufgrund des hohen Verockerungsrisikos in Allershausen ist auch eine direkte Nutzung von oberflächennahem Grundwasser problematisch.

Das Bohren von Erdsonden zur Nutzung von Tiefengeothermie ist im Bereich des späteren Quartiers rechtlich untersagt. Die Wahl fällt daher auf die Nutzung oberflächennahster Geothermie. Diese umschließt die solare Speicherzone der ersten 5 Meter unterhalb der Erdoberfläche. Mit Hilfe einer Großkollektoranlage kann die Umweltwärme aufgenommen und damit nutzbar gemacht werden. Neben der Funktion als Wärmequelle im Winter kann der Erdboden auch als Wärmesenke für eine passive Kühlung von Gebäuden in den Sommermonaten genutzt werden.

Aus diesem Grund wird für das Neubaugebiet „Eggenberger Feld Süd“ ein innovatives Wärmeversorgungskonzept erstellt, das unter Berücksichtigung der lokal vorhandenen Ressourcen verschiedene regenerative Energiequellen kombiniert und dadurch eine in ökologischer und ökonomischer Sicht zukunftsorientierte und nachhaltige Wärmeversorgung sicherstellt.

5.2 Festlegung der Wärmeversorgungsgebiete

Das Baugebiet besitzt gemäß dem Bebauungsplan eine inhomogene Energie- bzw. Wärmedichte, die von Westen nach Osten abnimmt. Die Mehrfamilien- und Reihenhäuser besitzen – gemessen an den Wohneinheiten – auf relativ geringer Fläche eine hohe Energiedichte. Die Einfamilienhäuser und Doppelhaushälften nehmen deutlich mehr Grundfläche des Neubaugebietes ein, wodurch die Energiedichte dort geringer ist. Die Aufteilung ist in Abbildung 12 dargestellt. Dabei ist der Bereich mit augenscheinlich höherer Energiedichte rot, der Bereich niedriger Energiedichte blau hinterlegt.



Abbildung 12: Aufteilung des Quartiers in Bereiche unterschiedlicher Energiedichte

Die Leitungslänge des Verteilnetzes zur Erschließung jedes einzelnen Gebäudes mit Wärme ist im blauen Bereich deutlich länger als im roten. Während die Anordnung der Mehrfamilien- und Reihenhäuser im roten Bereich eine Anbindung aller Gebäude über lediglich einen Strang zulässt, müssen im blauen Bereich viele Nebenstränge und Anbindungsleitungen zu den einzelnen Gebäuden errichtet werden. Dies hat elementaren Einfluss auf die Länge des Verteilnetzes und daraus resultierend die möglichen Wärmeverteilverluste. Das hat zur Folge, dass bei einer vollständigen Wärmeversorgung auf einem Temperaturniveau von 70 °C im Bereich niedriger Energiedichte prozentual deutlich erhöhte Wärmeverluste entstehen.

Für einen direkten Vergleich werden die in der Quartiersimulation ermittelten Nutzenergien (vgl. Kapitel 4.1.4) auf die geschätzte Leitungslänge der Verteilnetze umgelegt.

Mit Hilfe der spezifischen Wärmeverluste pro Meter eines einfach isolierten PE-Rohrs lassen sich die quantitativen und prozentualen zu erwartenden Wärmeverluste der beiden Quartiersbereiche berechnen. Diese sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

Tabelle 3: Energiedichte und Wärmeverluste der verschiedenen Quartiersbereiche

Gebäudetypen	MFH & RH	DHH & EFH
Nutzenergiebedarf in kWh/a	849.036	1.279.905
Länge Verteilnetz in m (geschätzt)	950	2.850
Energiedichte in kWh/m	893,7	449,1
Verluste bei 70 °C/50 °C in kWh/m*a	135,7	135,7
Wärmeverluste gesamt in kWh	128.948	386.845
Verluste in %	15,2%	30,2%

Die Berechnung zeigt für den Bereich mit niedriger Wärmedichte einen signifikant erhöhten prozentualen Wärmeverlust. Aus diesem Grund wird eine Versorgung über zwei getrennte Teil-Wärmenetze fokussiert. Für den Bereich hoher Energiedichte ist die Versorgung über ein Wärmenetz mit einem moderaten Temperaturniveau von 70 °C vertretbar. Die deutlich erhöhten Verteilverluste im Bereich niedriger Energiedichte lassen diese Art der Wärmeversorgung jedoch aus ökonomischer und ökologischer Sicht nicht zu. Aus diesem Grund wird eine Wärmeversorgung der Einfamilienhäuser und Doppelhaushälften auf einem deutlich niedrigeren Temperaturniveau gewählt, um die Wärmeverluste so gering wie möglich zu halten. Die Nutzung von Kalter Nahwärme bzw. oberflächennaher Geothermie auf einem Temperaturniveau von +12 °C bis -2 °C im Jahresverlauf bietet dabei ideale Voraussetzungen für eine äußerst verlustarme Wärmebereitstellung. Es ist sogar ein gänzlich verlustfreier Betrieb möglich, wie die spätere Berechnung zeigen wird.

Auf Grundlage dieser Überlegung wird ein möglicher Trassenplan erstellt, der die Basis des folgenden Variantenvergleichs darstellen soll. Der Trassenplan ist in Abbildung 13 abgebildet. Das westlich gelegene warme Netz besteht aus lediglich einem Hauptstrang, der sich nach Norden führend immer weiter verzweigt, ehe er sich zur Versorgung der letzten drei Wohngebäude in zwei Teilstränge aufteilt. Das Niedertemperatur-Netz im östlichen Bereich des Neubaugebietes teilt sich zunächst in einen Haupt- und einen kürzeren Nebenstrang. Aus dem Hauptstrang entspringen mehrere Anschlussstränge zur Versorgung jeweils mehrerer Wohngebäude bzw. der Kindertagesstätte. Aus den Anschlusssträngen zweigen wiederum die einzelnen Hausanschlussleitungen ab. Die Trasse besteht in beiden Teilnetzen jeweils aus einem Vor- und Rücklauf. Im Süden an das Neubaugebiet angrenzend befindet sich eine gemeinsame Energiezentrale, in der die Versorgungspumpen sowie die Wärmeerzeuger des warmen Netzes beherbergt sind. Auch wird dort die Möglichkeit einer thermischen Verknüpfung der beiden Teilnetze realisiert. Der Erdkollektor befindet sich südlich der Energiezentrale.



Abbildung 13: Möglicher Trassenverlauf der beiden Teilnetze

5.3 Warmes Netz

5.3.1 Wärmebedarf

Zur Berechnung der benötigten Energiemengen wurden die Ergebnisse der Quartierssimulation aus Kapitel 4.1.4 aufbereitet. Da dort lediglich die Nutzenergie an den Abnahmestellen in den Häusern dargestellt wird und weder Verteilverluste im Netz noch Zirkulationsverluste in der TWW-Bereitstellung berücksichtigt werden, sind diese Verluste noch entsprechend integriert worden.

Für das warme Netz ergibt sich daraus der in Diagramm 7 dargestellte Verlauf. Die Verteilverluste durch das Nahwärmenetz (in grün dargestellt) werden aus der angenommenen Temperatur des Wärmeträgermediums von 70 °C, dem Dämmstandard sowie der aus dem Entwurf des Netzplanes angesetzten Leitungslänge berechnet. Die Werte für den TWW-Bedarf sind, wie bereits in Kapitel 4.1 beschrieben, mit Hilfe der DIN V 18599 berechnet. Die Zirkulationsverluste werden gemäß VDI 4645 mit 100 % angesetzt. Mit der Kurve des simulierten Heizbedarfes kommt es so zu einer benötigten Energiemenge von insgesamt ca. 947 MWh/a bei einer maximalen Leistung von ca. 345 kW. Deutlich zu sehen ist, dass im Sommer lediglich eine Grundlast bestehend aus TWW und Verlusten vorhanden ist.

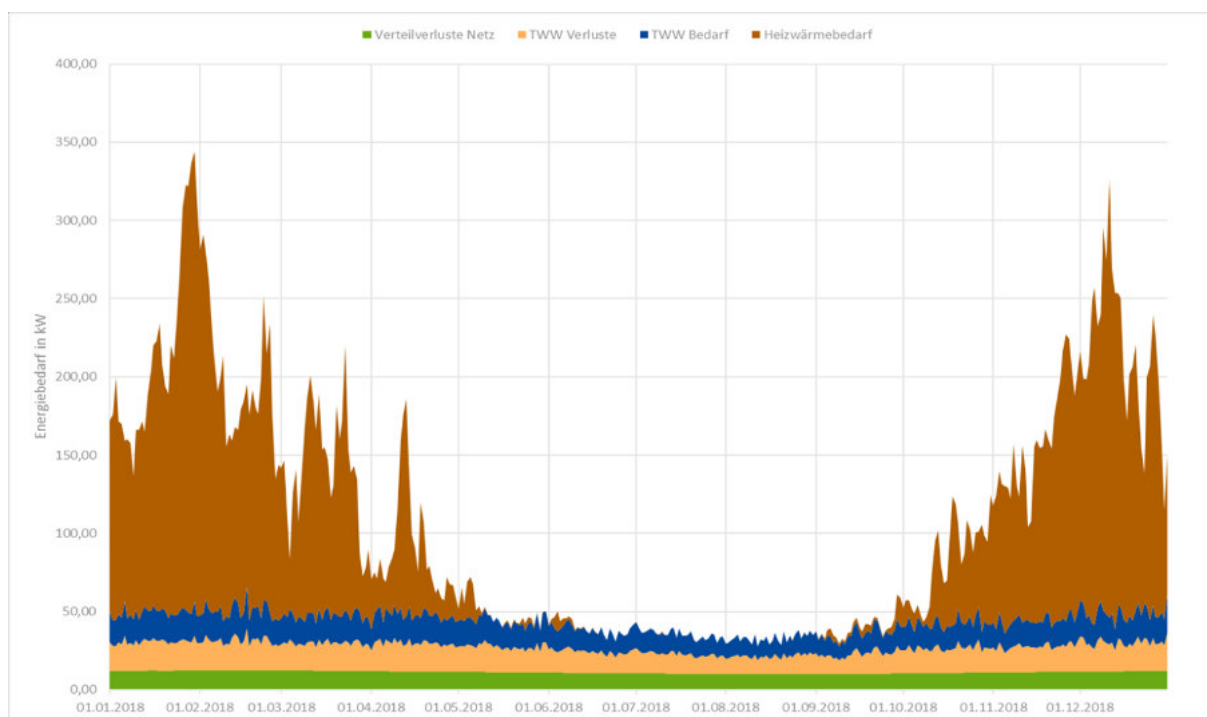


Diagramm 7: Energiebedarf warmes Netz

5.3.2 Wärmebereitstellung

Für die Versorgung des warmen Netzes wurden zwei Versorgungskonzepte betrachtet. In Variante Z1 wird die Bereitstellung der Wärme mit Hilfe eines Holzvergasers mit nachgeschaltetem BHKW und eines Hackschnitzelkessels bewerkstelligt.

Durch die Vergasungstechnik im Holzvergaser kann deutlich mehr Energie aus den zugeführten Hackschnitzeln gewonnen werden als bei einer herkömmlichen Verbrennung, da neben der Verbrennungswärme gleichzeitig Strom erzeugt wird. Dies geschieht in dem nachgeschalteten BHKW, welches mit dem erzeugten Holzgas betrieben werden kann.

Für Variante Z1 ist ein Holzvergaser-BHKW mit einer thermischen Leistung von 79,5 kW vorgesehen, welches ganzjährig in Betrieb ist. Dadurch ist eine konstante Grundlast der Wärme- und Stromversorgung gewährleistet. In Diagramm 8 ist die Kurve des Gesamtwärmebedarfs – wie er sich aus Kapitel 5.3.1 ergibt – dargestellt und der Deckungsanteil des ausgewählten BHKWs in blau eingefügt. Die in den Sommermonaten überschüssig produzierte Wärme kann in das Niedertemperaturnetz bzw. in die Kollektoranlage zur Speicherung verschoben werden. Eine genaue Erläuterung der Funktionsweise der saisonalen Wärmeverschiebung bzw. Speicherung wird in Kapitel 8.3 gegeben. Durch die Möglichkeit einer Verschiebung von Überschusswärme kann einerseits das BHKW ganzjährig auf Nennleistung und damit besonders effizient betrieben werden. Darüber hinaus kann dadurch die Kollektoranlage kleiner und damit kostengünstiger dimensioniert werden. Die in den Wintermonaten zusätzlich benötigte Heizwärme wird von einem Hackschnitzelkessel bereitgestellt. Dieser wird mit 400 kW so ausgelegt, dass er zu Wartungszeiten des BHKW die vollständige Wärmeversorgung sicherstellen kann und der Kessel im Regelfall nicht in Maximallast betrieben werden muss. Durch eine derartige Auslegung kann frühzeitiger Materialermüdung des Heizkessels entgegengewirkt und die Störanfälligkeit sowie der Wartungsaufwand der Anlage verringert werden.

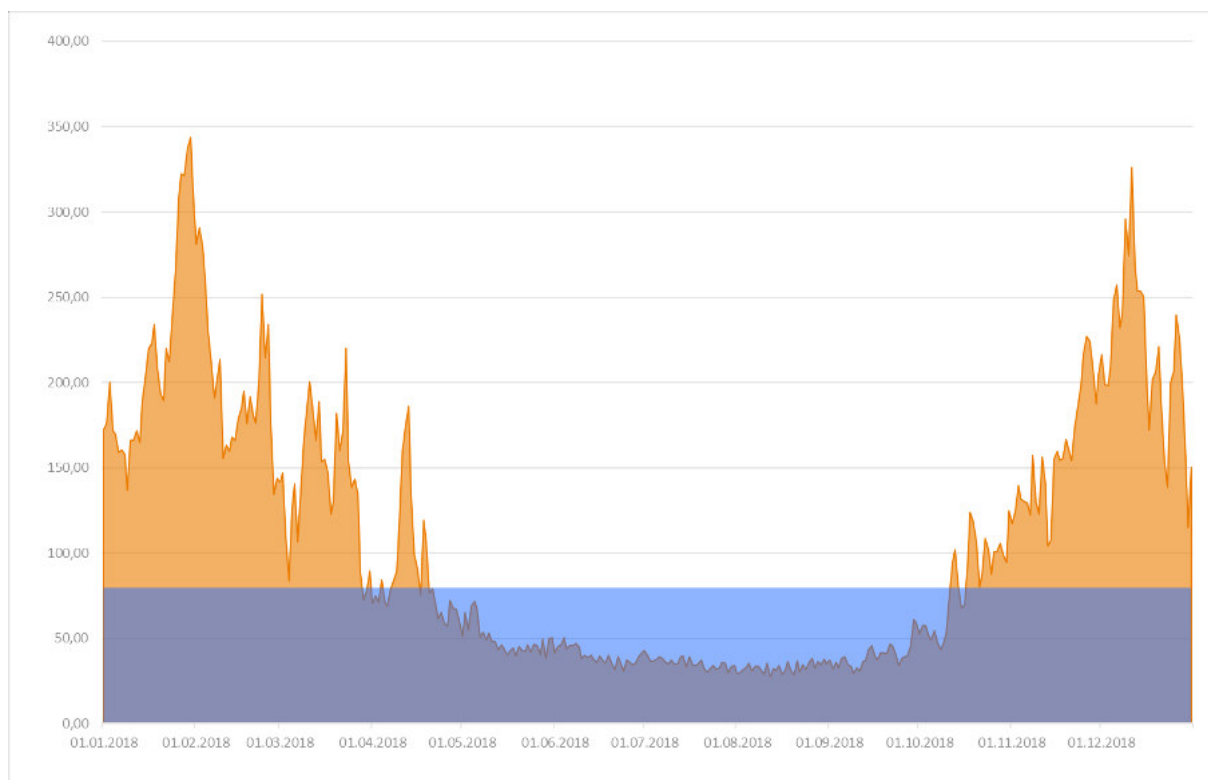


Diagramm 8: Variante Z1 warmes Netz

Für die Variante Z2 wird ein etwas anderer Ansatz verfolgt. Hier ist ebenfalls ein Holzvergaser-BHKW geplant, welches jedoch ausschließlich im Winter betrieben wird. Auf diese Weise kann eine größere Ausführung des BHKWs mit einer thermischen Leistung von 111,3 kW gewählt werden.

In Diagramm 9 ist wie zuvor schon die Bedarfskurve des warmen Netzes dargestellt und die Laufzeiten des Holzvergaser-BHKWs in blau eingefügt. Diese sind hier über den Winter bzw. den Bereich des größten Wärmebedarfs von 15. Oktober bis 15. April angesetzt. Der übrige Wärmebedarf wird durch eine Hochtemperatur-Wärmepumpe gedeckt, deren Quellenenergie ebenfalls durch die geothermische Großkollektoranlage bereitgestellt werden muss. Dafür muss die Kollektoranlage entsprechend größer dimensioniert werden.

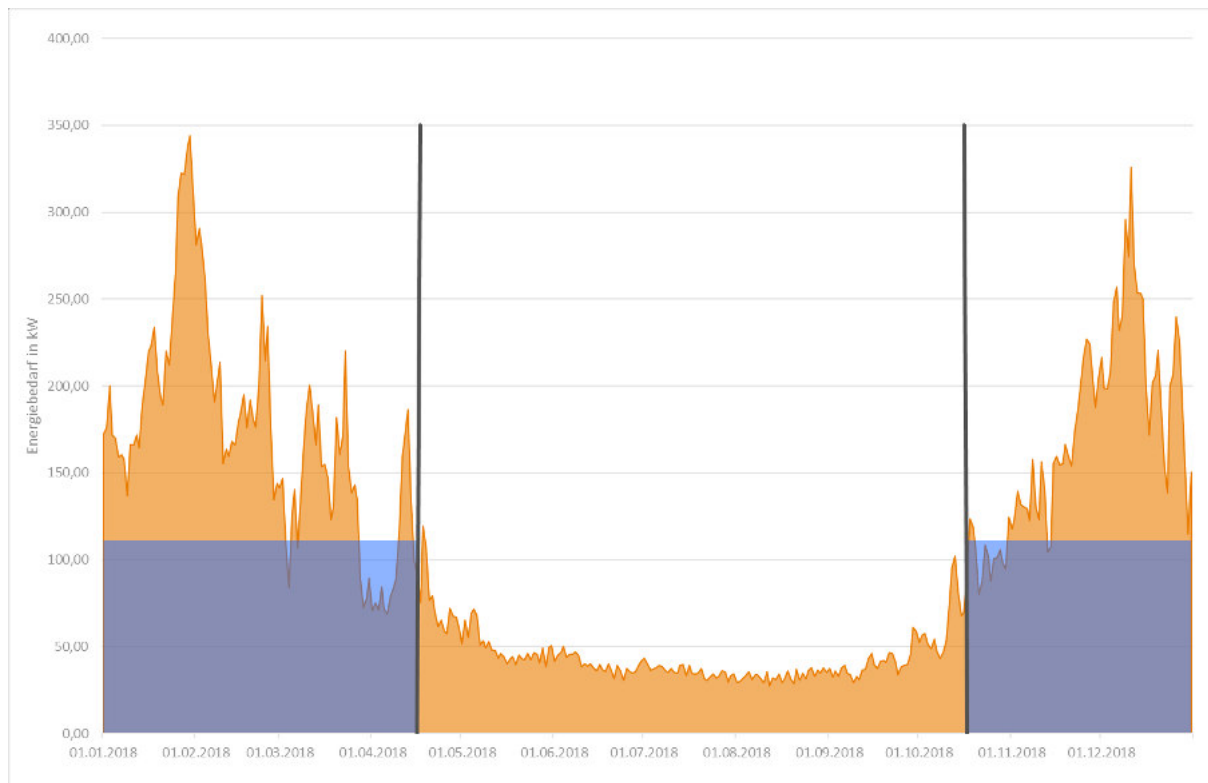


Diagramm 9: Variante Z2 warmes Netz

In Tabelle 4 sind die zwei erläuterten Varianten hinsichtlich ihrer Investitionskosten verglichen. Die Kosten für das Verteilnetz und eine Energiezentrale, in der die Wärmeerzeuger untergebracht werden, sind nicht aufgeführt, da diese in beiden Versionen in ähnlichem Umfang anfallen und so keinen direkten Einfluss auf den Vergleich haben. Der aufgeführte Erdkollektor dient in Variante Z1 lediglich der Bereitstellung der Quellenenergie für das Kalte Nahwärmenetz und berücksichtigt die Einsparung aufgrund der Überschusswärme des BHKWs. Durch die zusätzlich benötigte Energiemenge für den Betrieb der Hochtemperatur-Wärmepumpe in Variante Z2 wird dementsprechend eine größere Fläche des Kollektors benötigt. Dies führt zu deutlich höheren Investitionskosten.

Tabelle 4: Vergleich Investitionskosten Z1 zu Z2

	Variante Z1	Variante Z2
Erdkollektor	347.685 €	710.461 €
Holzvergaser-BHKW	100.000 €	125.000 €
Hackschnitzelkessel	120.000 €	
HT-Wärmepumpe		230.000 €
Summe	567.685 €	1.065.461 €

Neben dem niedrigeren Investitionsvolumen bietet Variante Z1 weitere positive Aspekte. Der Dauerbetrieb des Holzvergaser-BHKWs stellt in der Praxis die bessere Alternative zu einem reinen „Winterbetrieb“ dar. Lange Standzeiten und unregelmäßiger Betrieb können negative Auswirkungen auf die Störanfälligkeit und Lebensdauer der Anlage haben. Durch den kontinuierlichen Betrieb steht zudem ganzjährig regenerativer Strom für den Betrieb der Wärmepumpen bereit. Des Weiteren hilft die im Sommer in den Erdkollektor verschobene Überschusswärme die Effizienz des KNW-Netzes im Winter zu steigern.

Diese Gründe und die Einsparung bei der benötigten Kollektorfläche ließen die Entscheidung für die Versorgung des warmen Netzes zu Gunsten der Variante Z1 ausfallen.

5.4 Kaltes Netz

5.4.1 Wärmebedarf

Der Wärmebedarf des kalten Netzes setzt sich, wie auch im warmen Netz, aus den Nutzenergien für Heizung und TWW, den Zirkulations- sowie Verteilwärmeverlusten zusammen. Das kalte Netz wird in verschiedenen Varianten (vgl. Kapitel 5.4.2) betrachtet, die mit unterschiedlichen Systemtemperaturen betrieben werden. In Diagramm 10 ist der Wärmebedarf im aktiven KNW-Netz im Jahresverlauf dargestellt.

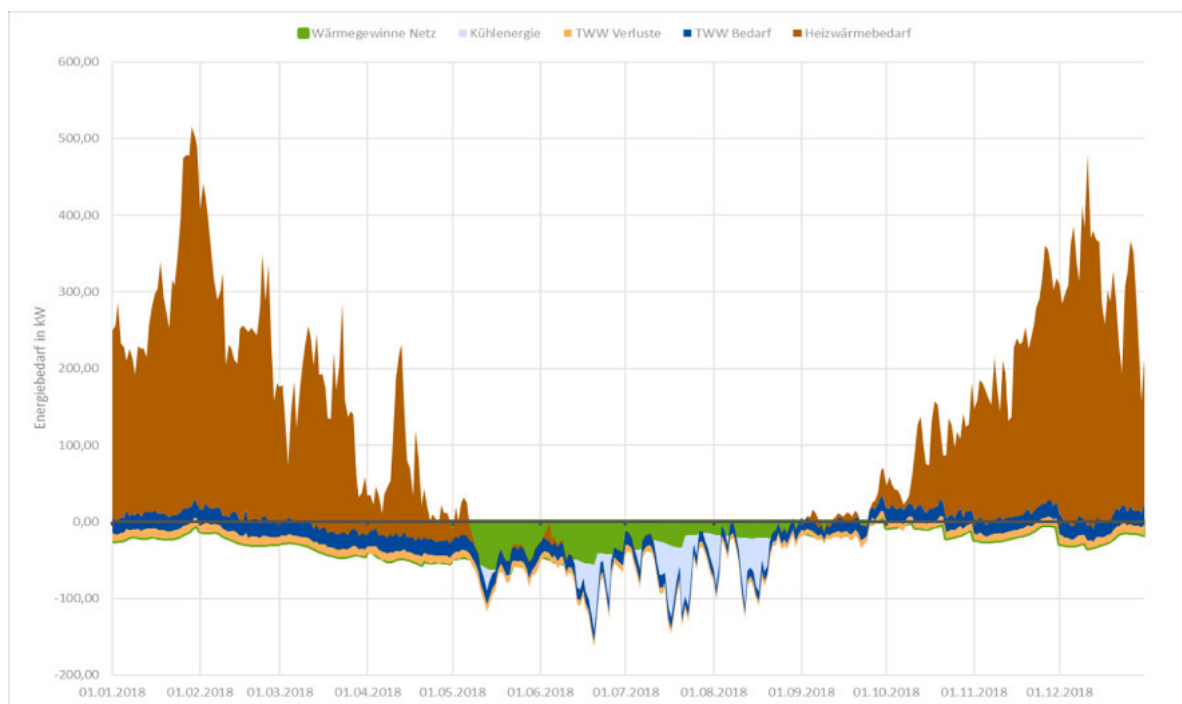


Diagramm 10: Energiebedarf Niedertemperaturnetz

Da hier die Temperatur des Wärmeträgermediums über das Jahr verteilt zwischen -2 und +12 °C und damit meist unter der Erdreichtemperatur liegt, das Verteilnetz zudem aus ungedämmten Rohren besteht, kommt es anstatt zu Wärmeverlusten sogar zu Wärmegewinnen (in grün dargestellt). Diese sind im Diagramm entsprechend negativ aufgeführt und sind umso größer, je weiter die Temperatur des Wärmeträgermediums in der Rohrleitung unterhalb der Erdreichtemperatur liegt. Der monatliche Verlauf der Temperatur des Wärmeträgermediums ist in Diagramm 11 zu sehen und

bezieht sich auf Erfahrungswerte. Aufgrund der geringen Temperaturen im Verteilnetz bietet sich für die angeschlossenen Gebäude die Möglichkeit einer passiven Kühlung im Sommer, deren Potenzial laut Quartierssimulation auf ca. 100 MWh/a beziffert wird. Der Wärmeeintrag durch die Gebäudedekühlung kombiniert mit den Gewinnen aus dem Verteilnetz ermöglicht es in den Sommermonaten, den Bedarf der Abnahmestellen direkt aus dem Netz bereitzustellen. Zusätzlicher Wärmeeintrag durch die oberflächennahe Großkollektoranlage wird in dieser Zeit nicht benötigt. In Summe kann aus den Berechnungen ein Gesamtwärmebedarf des Niedertemperaturstranges von ca. 1.280 MWh/a mit einer maximalen Leistung von ca. 520 kW abgeleitet werden.

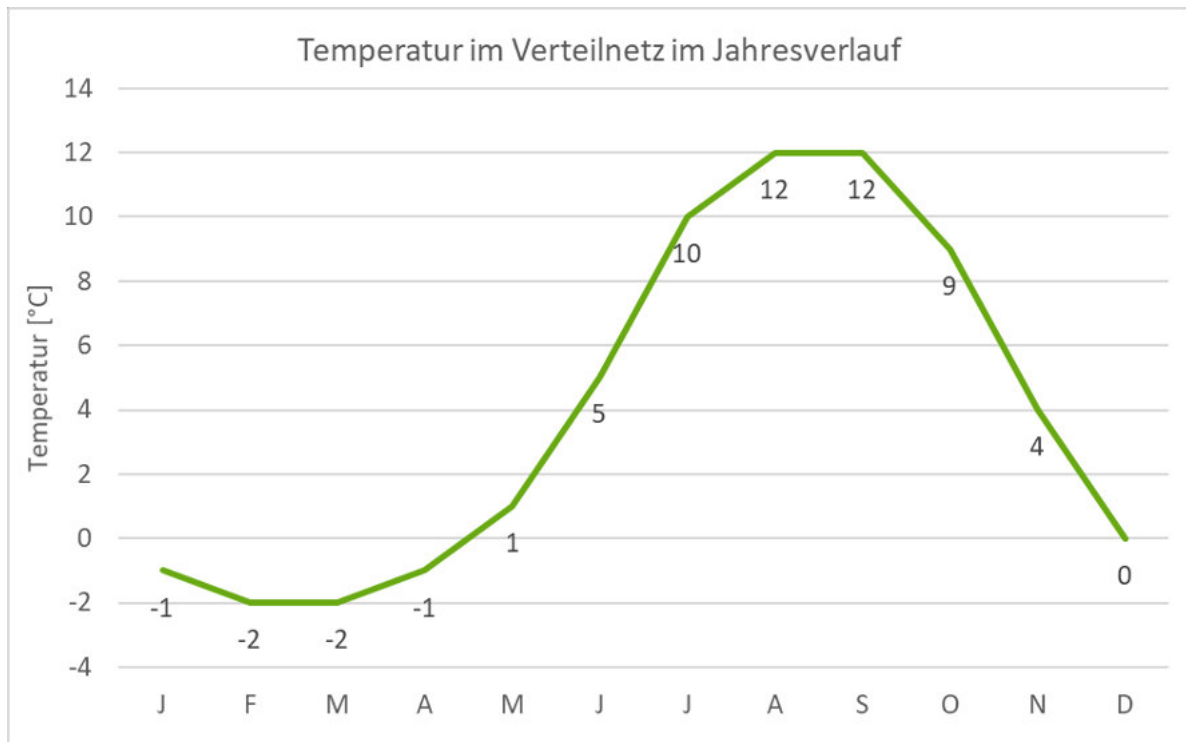


Diagramm 11: Jahresverlauf der Temperatur im KNW-Netz

5.4.2 Wärmebereitstellung

Für das kalte Netz werden mehrere Varianten miteinander verglichen. Variante 1 stellt ein passives Kaltes Nahwärmenetz dar. Bei diesem wird die im Erdkollektor aufgenommene Umweltwärme mit Hilfe einer Sole als Wärmeträgermedium über das Verteilnetz zu den Wohngebäuden transportiert. Dort nutzt jeweils eine Wärmepumpe die Sole als Wärmequelle und stellt damit Nutzwärme zur Gebäudeheizung und Trinkwarmwasserbereitung bereit. Eine passive Betriebsweise des KNW-Netzes bezeichnet eine dezentrale Förderung des Wärmeträgermediums. Jede Wärmepumpe ist dabei mit einer integrierten Solepumpe ausgestattet, die die Sole aus dem Netz zieht. Eine Solepumpe kann dabei einen Druckverlust von maximal 1,2 bar überwinden und ist lediglich bei Betrieb der Wärmepumpe aktiv. Die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe wird im Vergleich mit 4,0 angenommen. Das Temperaturniveau im Wärmenetz liegt annähernd ganzjährig unterhalb der Temperatur des umgebenden Erdreichs und schwankt dabei zwischen -2 °C und + 12 °C. Dies verhindert nicht nur Wärmeverluste, sondern ermöglicht sogar Wärmegewinne bei der Verteilung der Sole, wodurch auf eine Isolierung des Verteilnetzes gänzlich verzichtet werden kann.

Durch die niedrigen Systemtemperaturen besteht zudem die Möglichkeit einer passiven Kühlung der an das KNW-Netz angeschlossenen Gebäude im Sommer.

Im aktiven KNW-Netz bei Variante 2 wird die Sole von einer zentralen Pumpengruppe in das Verteilnetz gedrückt. Dabei wird der Volumenstrom des Wärmeträgermediums auf mehrere Pumpen aufgeteilt, um eine effiziente Auslegung der einzelnen Netzpumpen zu erreichen sowie gleichzeitig eine erhöhte Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Der Auslegungsdruck beträgt bei dieser Variante 2,0 bar. Durch den höheren Betriebsdruck ist es möglich, einen höheren Druckverlust bei der Sole-Verteilung zu überwinden, dadurch das Verteilnetz kleiner zu dimensionieren und somit Materialkosten einzusparen. Die Wärmebereitstellung findet, wie auch bei Variante 1, mit Hilfe von Wärmepumpen in den einzelnen Gebäuden statt. Die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe wird ebenfalls mit 4,0 angenommen. Anstelle der integrierten Netzpumpen regeln bei dieser Variante Volumenstromregler in den Wärmepumpen den Soledurchfluss dabei je nach Wärmebedarf. Das Temperaturniveau ist identisch zu Variante 1.

Variante 3 betrachtet ein Low Ex Wärmenetz, das ähnlich wie das KNW-Netz in Variante 1 und 2 einen oberflächennahen Erdkollektor als Wärmequelle nutzt. Der Sole-Kreislauf im Erdkollektor gibt jedoch an der Übergabestelle zwischen Kollektor und Verteilnetz die aus dem Erdreich aufgenommene Wärme an eine dort zwischengeschaltete zentrale Großwärmepumpe ab. Diese erwärmt das Wärmeträgermedium im Vorlauf des Verteilnetzes auf konstante 35 °C.

Durch den geringeren Temperaturhub im Vergleich zu Variante 1 und 2 kann für diese Wärmepumpe eine Jahresarbeitszahl von 5,0 angenommen werden. Aufgrund der Temperaturerhöhung treten jedoch annähernd ganzjährig Wärmeverluste bei der Wärmeverteilung auf, was eine Isolierung des Netzes erforderlich macht, um Wärmeverluste zu reduzieren. Gleichzeitig ist bei dieser Variante im Gegensatz zu Variante 1 und 2 eine passive Kühlung der Gebäude nicht möglich. Da aufgrund dieses ganzjährig konstanten Temperaturniveaus eine Vereisung des Netzes ausgeschlossen werden kann, kann Wasser als Wärmeträger anstelle eines Wasser-Glykol-Gemisches verwendet werden. Das Low Ex Wärmenetz soll wie das aktive KNW-Netz mit einer zentralen Netzpumpengruppe betrachtet werden, die auf 2,0 bar Nenndruck ausgelegt ist. Das Temperaturniveau des Wärmeträgers ist bereits ausreichend um diesen in den Gebäuden zur Raumheizung mittels Flächenheizungen zu nutzen. Es ist lediglich eine weitere Erwärmung zur Brauchwassernutzung nötig. Dies wird in den jeweiligen Gebäuden mit Hilfe von Kleinstwärmepumpen bewerkstelligt, die das Wärmeträgermedium als Wärmequelle nutzen. Die Jahresarbeitszahl wird hierbei mit 5,5 angenommen.

Materialkosten

Mit Hilfe des in Abbildung 13 dargestellten möglichen Trassenverlaufs wird eine Rohrnetzberechnung der beiden Verteilnetze durchgeführt. Daraus ergeben sich die in Tabelle 5 zusammengefassten Materialkosten. Demnach besitzt Variante 2 aufgrund der kleineren Rohrdimensionen etwas geringere Materialkosten als Variante 1. Variante 3 liegt aufgrund des Materialwechsels auf gedämmte Stahlrohre um ein Vielfaches höher und besitzt, wie eine spätere Berechnung zeigen wird, auch im Betrieb aufgrund der ganzjährigen Wärmeverluste höhere Betriebskosten. Die Kosten für den Tiefbau wurden in dieser Betrachtung vernachlässigt, da diese in allen drei Varianten in ähnlichem Umfang anfallen. Aus Sicht der Materialkosten ist ein aktives KNW-Netz mit zentralen Pumpen zu bevorzugen.

Tabelle 5: Vergleich Materialkosten der Niedertemperatur-Netzvarianten

Dimension [mm]	spezifische Kosten [€/m]		Kosten für Netztyp		
DN	ungedämmt	gedämmt	KNW passiv	KNW aktiv	Low Ex
40	1,30	18,92	- €	- €	4.767 €
50	1,62	26,92	152 €	152 €	3.483 €
63	2,54	34,40	401 €	401 €	41.318 €
75	3,41	42,79	441 €	441 €	23.403 €
90	4,49	49,28	2.748 €	4.271 €	- €
110	6,87	58,22	5.472 €	5.472 €	16.941 €
125	8,65	77,19	- €	910 €	7.120 €
140	11,01	86,45	4.892 €	823 €	23.840 €
160	14,15	98,80	1.058 €	1.570 €	2.966 €
180	18,39	-	2.040 €	1.696 €	- €
225	27,93	-	8.525 €	8.541 €	- €
250	34,23	-	3.177 €	- €	- €
Investitionskosten			28.907 €	24.278 €	123.838 €

Wärmeverluste

Mit Hilfe der in der Rohrnetzdimensionierung berechneten Nennweiten der Rohre lassen sich die spezifischen Wärmeverluste der Verteilnetze simulativ ermitteln. Diese sind in Tabelle 6 zusammengefasst. Unter Berücksichtigung der Länge der Teilnetze ergibt sich der jährliche Wärmeverlust, der bei der Verteilung des Wärmeträgermediums entsteht.

Tabelle 6: Wärmeverluste der verschiedenen Verteilnetze

Netztyp		KNW passiv	KNW aktiv	Low Ex
Dämmstufe		Ohne	Ohne	DS1
Vorlauftemperatur im Netz	[°C]	Variabel (-2 bis +12)	Variabel (-2 bis +12)	35
spez. Wärmeverluste	[kWh/m*a]	- 97	- 89	66
Länge des Verteilnetzes	[m]	2.818	2.818	2.818
Wärmeverluste gesamt	[kWh/a]	- 272.227	- 250.066	185.760

Aus der Berechnung ergeben sich für die beiden KNW-Netze deutliche Wärmegewinne, da die Temperaturen im Verteilnetz überwiegend unterhalb der Temperatur des umgebenden Erdreichs liegen. Dies bedingt, dass auf eine kostenintensive Isolierung der Netze verzichtet werden kann. Zudem erschließt das Verteilnetz dadurch zusätzliches Kollektorpotenzial, wodurch der eigentliche Großkollektor kleiner dimensioniert werden kann.

Da die Temperatur des Wärmeträgermediums im Low Ex Netz mit 35 °C ganzjährig über der Erdreichtemperatur liegt, fallen bei der Wärmeverteilung Wärmeverluste an, die eine Dämmung der Rohrleitung notwendig machen. Neben den dafür anfallenden Mehrkosten wird auch der Erdkollektor größer.

Betriebskosten

Für die weitere Betrachtung werden die Betriebskosten der Niedertemperatur-Verteilnetze berechnet. Dafür wird für das passive Netz von 1.800 Volllaststunden je Gebäude im Jahr ausgegangen, in der die Wärme für Heizung und Trinkwarmwasserbereitung von der Wärmepumpe bereitgestellt wird. Während dieser Zeit läuft die integrierte Netzpumpe auf Nennleistung.

Im aktiven Netz muss die zentrale Netzpumpe das ganze Jahr betrieben werden, um zu jeder Zeit eine Versorgung der einzelnen Wärmepumpen mit Quellenwärme zu gewährleisten. Dies jedoch in einem gestaffelten Leistungsbereich. Die maximale Leistungsaufnahme und der daran gekoppelte Volumenstrom im Verteilnetz werden auf zwei Pumpen aufgeteilt. Die erste Pumpe deckt die Grundlast des Wärmenetzes höchstens bis zur Hälfte der Maximalleistung. Erst ab diesem Auslegungspunkt schaltet sich eine zweite Netzpumpe zu, die den restlichen Volumenstrom bereitstellt. Durch diese Aufteilung ist einerseits eine effizientere Betriebsweise der Pumpen gegenüber einer einzelnen Netzpumpe möglich, andererseits wird eine gewisse Betriebssicherheit gewährleistet, da bei Ausfall einer Pumpe immer noch die halbe Wärmeleistung für das Gesamtsystem bereitgestellt werden kann.

Für das KNW-Netz wie auch für die Low Ex Variante wird eine derartige Staffelung berücksichtigt. Die genaue Auslegung für Ersteres wird nachfolgend anhand einer Jahresdauerlinie erläutert. Im Fall der Low Ex Variante fällt diese entsprechend höher aus, da durch das gestiegene Temperaturniveau größere Wärmeverluste bedingt sind. Mit Hilfe der Daten aus der Simulation wurde die in Diagramm 12 dargestellte Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs des Quartiers für das KNW-Netz erzeugt. Dabei wurden die im Verteilnetz generierten Wärmegewinne bereits berücksichtigt. Die im Diagramm dargestellte negative Wärmeleistung beschreibt dabei den sommerlichen Wärmeüberschuss, der zur Speicherung in den Erdkollektor verschoben wird. Die Pumpenleistung korreliert direkt mit der benötigten Wärmeleistung des Quartiers. Zeiten negativer Wärmeleistung werden dabei der Grundlast der Förderpumpe zugeordnet. Die entsprechende Aufteilung der Förderleistung der Förderpumpen wurde wie eingezeichnet angenommen.

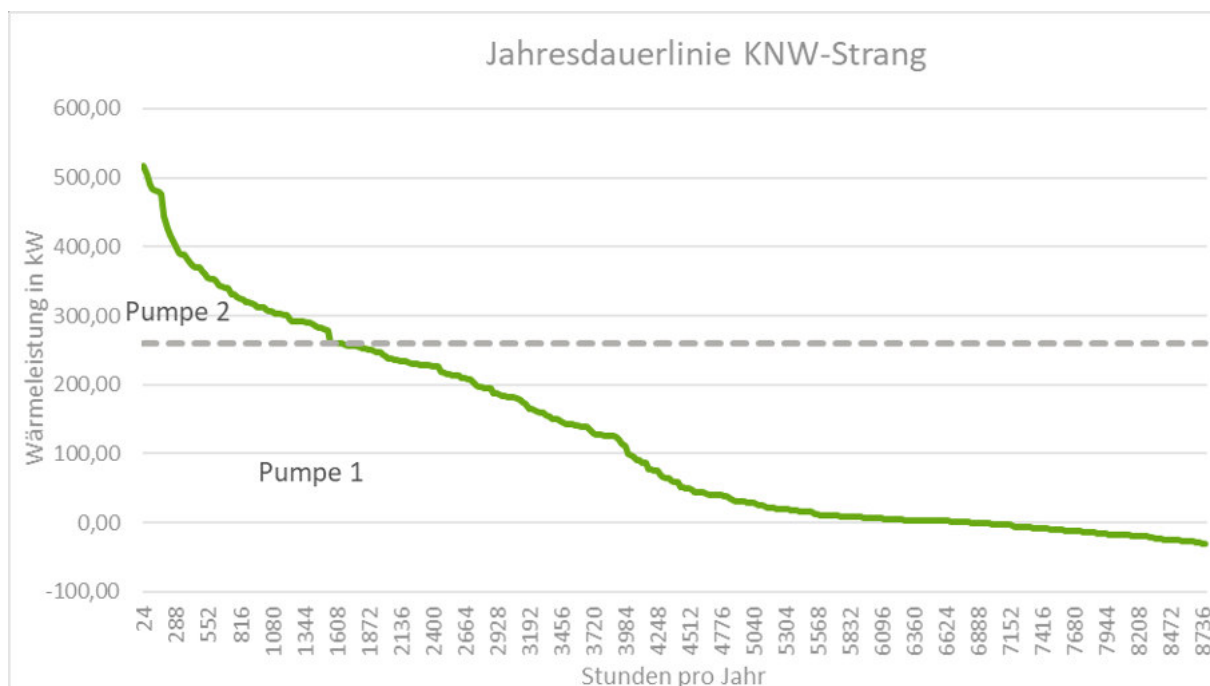


Diagramm 12: Jahresdauerlinie Quartierbedarf KNW-Netz

Auf Grundlage der Leistungsdaten werden für die einzelnen Pumpen Lastprofile erstellt, anhand derer der jährliche Strombedarf der Netzpumpen jeder Netzvariante berechnet werden sollen.

Tabelle 7: Betriebskostenvergleich der Förderpumpen

Netztyp		KNW passiv		KNW aktiv		Low Ex	
Pumpe		wilo Stratos 65/1-12		Grundfos TPE 80-330/2-S A-F-A-BQQE		Grundfos TPE 65-240/4-S A-F-A-BAQE	
Pumpenstandort		dezentral		zentral		zentral	
Betriebsdruck		1,2 bar		2 bar		2 bar	
Leistungs- aufnahme	Betriebsstunden pro Jahr	Leistung [W]	Strombedarf [kWh]	Leistung [W]	Strombedarf [kWh]	Leistung [W]	Strombedarf [kWh]
100%	1800	210	378				
Grundlast							
Volllast	1584			4870	7.714	1841	2.916
80%	1752			3343	5.857	1353	2.370
35%	1728			1233	2.131	611	1.056
5%	3696			560	2.070	339	1.253
Spitzenlast							
85%	192			3684	707	1619	311
55%	312			1977	617	971	303
25%	912			954	870	542	494
5%	168			560	94	361	61
Jahres-Stromverbrauch [kWh]		29.484		20.060		8.764	
Stromkosten pro Jahr		5.307 €		3.611 €		1.578 €	

Die Berechnung zeigt eine Reduktion der Betriebskosten im aktiven KNW-Netz gegenüber der dezentralen Sole-Förderung im passiven KNW-Netz um rund 1.700 € pro Jahr bzw. 30 Prozent.

Aufgrund der höheren Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf im Low Ex Wärmenetz ist der Volumenstrom des Wärmeträgers deutlich niedriger als bei Variante 1 und 2. Dadurch reduziert sich auch die Pumpenleistung deutlich. Resultierend ergeben sich für Variante 3 die geringsten Betriebskosten für die Wärmeverteilung. Diese Variante besitzt jedoch gleichzeitig um ein Vielfaches höhere Materialkosten und Wärmeverluste als die KNW-Varianten.

Auf Grundlage der Berechnungen und unter Berücksichtigung der Möglichkeit einer sommerlichen Kühlung hat sich das aktive KNW-Netz als präferierte Versorgungsvariante des Niedertemperatur-Wärmenetzes herausgestellt. Somit wird diese Variante für die weiteren Betrachtungen gewählt.

5.5 Auslegung Großkollektoranlage

Um ausreichend Quellenenergie für das Kalte Nahwärmenetz bereit zu stellen, wird die oberflächen-nahe geothermische Großkollektoranlage unter Berücksichtigung einiger weiterer Einflüsse ausgelegt. Der hierfür anfangs herangezogene Wärmebedarf setzt sich aus den Daten der Quartierssimulation zusammen und wird von den weiteren Wärmeeinträgen und -verlusten aus Diagramm 10 beeinflusst. Bei einer hundertprozentigen Anschlussquote beläuft sich dieser auf ca. 1.280 MWh/a mit einer maximalen Leistung von ca. 520 kW. Die Deckung dieses Bedarfes soll vollständig durch die Nutzung der oberflächennahen Geothermie erfolgen.

Der in Kapitel 3.3 ursprünglich erwähnte Flächenbedarf von ca. 10.000 m² kann durch die Einbindung der Anlage in das Gesamtkonzept um etwa zwei Drittel reduziert werden. Die Einflussparameter und deren Optimierungspotenzial für die Auslegung der Anlage werden in Diagramm 13 dargestellt und im Folgenden erläutert.

Der Balken Nummer 1 stellt den benötigten Flächenbedarf ohne jegliche Einflüsse und Optimierungen aus dem Gesamtkonzept dar.

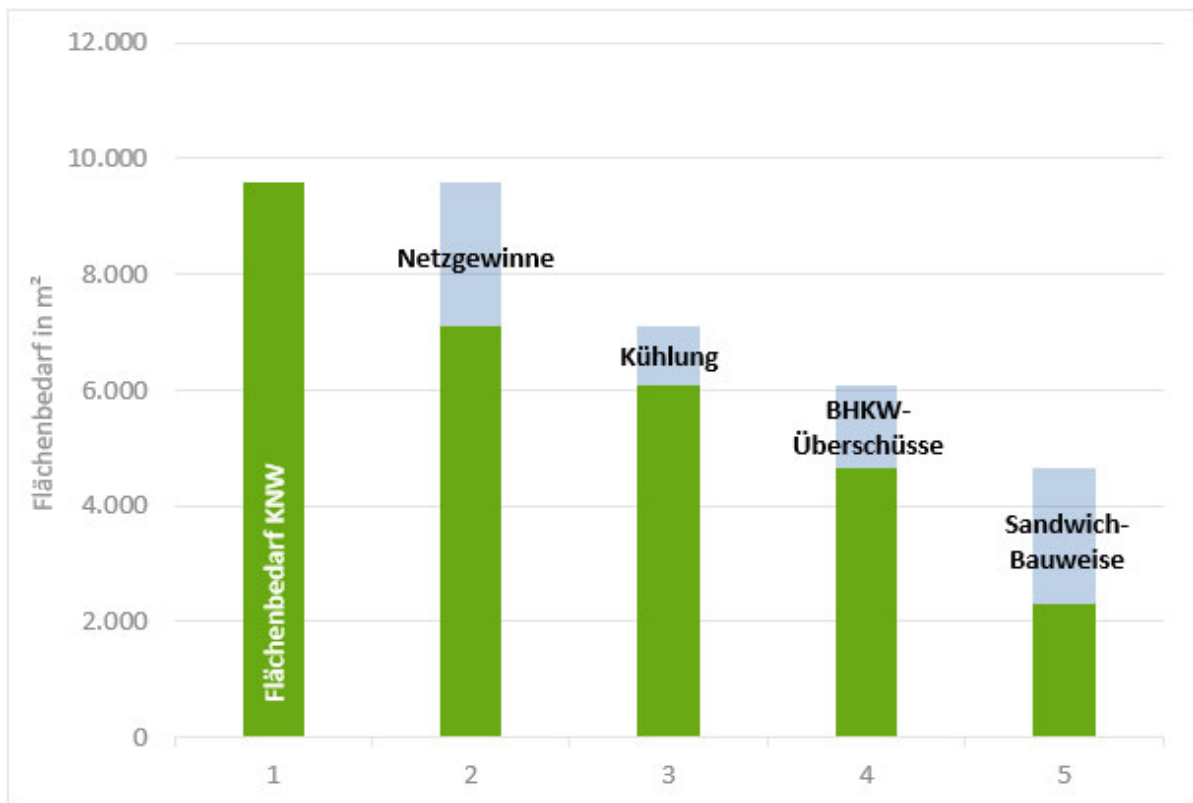


Diagramm 13: Berechnung Flächenbedarf Kollektor

Als erster Einflussparameter ist das KNW-Netz zu nennen, das für sich gesehen schon einen Wärmetauscher im Erdreich darstellt und somit zur Bereitstellung der benötigten Quellenenergie beiträgt. Mit einer Oberfläche von mehr als 1.000 m² kann durch die Netzgewinne eine Reduzierung der Fläche des Kollektors auf ca. 7.000 m² erreicht werden (siehe Diagramm 13 Balken 2).

Weiter hat der Wärmeeintrag aus der sommerlichen Kühlung der Gebäude Einfluss auf die Dimensionierung. Die Regeneration der oberen Kollektorebene erfolgt über die natürlichen Prozesse (Sonneneinstrahlung, Regen usw.) von oben, während in die untere Ebene eben diese Regenerationswärme aus der „Naturkühlung“ der Gebäude eingebracht werden soll. Dabei werden die vorhandenen Flächenheizsysteme im Sommer unter Vermeidung der Taupunktunterschreitung mit 18 bis 20 °C kaltem Wasser durchflossen und die so gewonnene Wärme über einen Wärmetauscher an das KNW-Netz abgegeben. So wird der Komfort erhöht und gleichzeitig das Gesamtsystem optimiert.

Da die vom BHKW bereitgestellte Wärme nicht zu jeder Zeit vollständig im Netz abgenommen werden kann, bietet sich hier ebenfalls die Möglichkeit der Wärmeeinspeisung in die Kollektoranlage an. Neben einer Speicherung und damit einhergehenden saisonalen Verschiebung, wie sie in Kapitel 8.3 erläutert wird, bewirkt dies ebenfalls eine Reduzierung der benötigten Fläche.

Als weiteres Optimierungspotenzial wurde die Einbringung der Erdkollektoren auf zwei Ebenen in „Sandwich-Bauweise“ identifiziert. Zur Wärmegewinnung aus dem Untergrund wird die zur Verfügung stehende Fläche somit über zwei Ebenen, wie in Abbildung 14 dargestellt, erschlossen. Auf diese Weise wird das wärmetechnisch nutzbare Erdvolumen ohne Vergrößerung der Grundfläche deutlich erhöht.

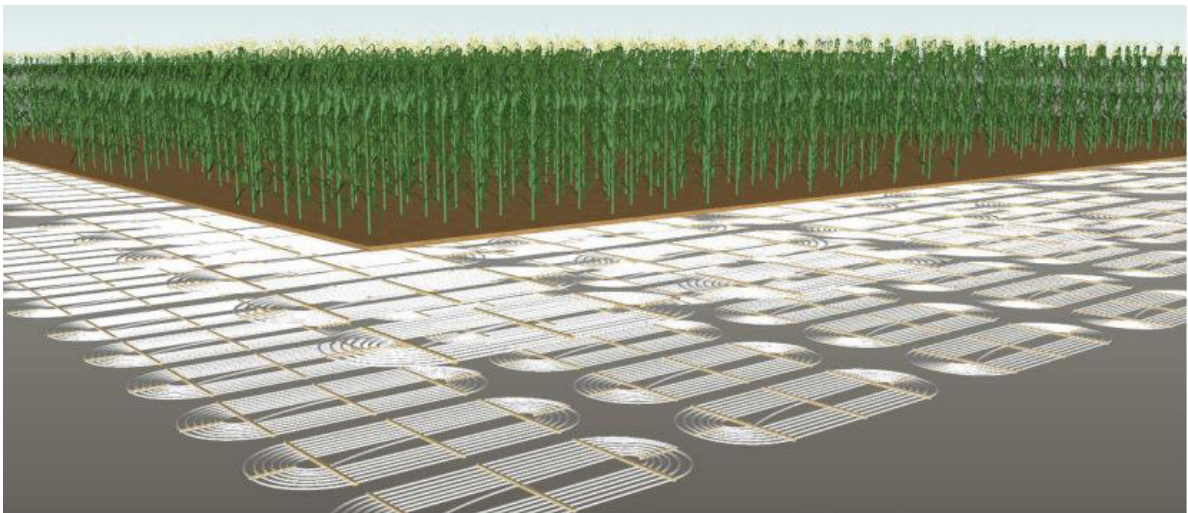


Abbildung 14: Schematische Darstellung oberflächennaher Großkollektor

Unter Berücksichtigung dieser Aspekte ist eine Reduzierung des Flächenbedarfs der Großkollektor um ca. zwei Drittel auf etwa 3.000 m² möglich. Mit einer Anlage dieser Größenordnung stellt sich der ausgewählte Kollektorstandort aus Abbildung 5 als völlig ausreichend dar. Durch den Wärmeinput aus dem Erdreich können über das Jahr gesehen Systemtemperaturen zwischen -2 °C und +12 °C erreicht werden.

5.6 Redundanzen und Sicherheitsmaßnahmen

Da ein reibungsloser Betrieb der Wärmeversorgung für das Wohlbefinden der angeschlossenen Haushalte von grundlegender Bedeutung ist, müssen mehrfache Sicherheitsmaßnahmen implementiert werden, um diesen zu garantieren.

Um die Bereitstellung der Wärme durch das Kalte Nahwärmenetz sicherzustellen, wird bei den Förderpumpen in der Energiezentrale eine Redundanz berücksichtigt. Diese entsteht zum einen dadurch, dass der Volumenstrom für das Netz auf zwei Pumpen aufgeteilt wird, da in einem Großteil des Jahres nur eine geringe Grundlast gefordert ist und somit nicht beide Pumpen zeitgleich laufen müssen. Zum anderen wird eine dritte baugleiche Pumpe für den Ersatzbetrieb in der Pumpenzentrale vorgehalten. Ein Pumpenausfall oder eine Abschaltung einzelner Aggregate zu Wartungsarbeiten stellt so keine Probleme für die Wärmeversorgung des Quartieres dar.

Zusätzlich wird die Dichtheit des Kollektorfeldes laufend mit Hilfe von Drucksensoren überwacht, die an die Regelungstechnik gekoppelt sind. Druckveränderungen über einen bestimmten Schwellenwert führen so automatisch zu einem Stopp der Förderpumpen, um ein Austreten des Wärmeträgermediums zu vermeiden. Um in einem solchen Fall weiterhin die Versorgung der Haushalte am betroffenen Netzabschnitt zu gewährleisten, verfügen die Wärmepumpen über Heizstäbe. Für die anderen Strangabschnitte erfolgt die Versorgung weiterhin über das Gesamtnetz. Sollte dies nicht möglich sein, kann mit Hilfe eines mobilen Kessels an vorgehaltenen Einspeisepunkten zusätzlich Wärme in das Netz eingespeist und auf diese Weise die benötigte Temperatur bereitgestellt werden. Dieses Szenario stellt allerdings den absoluten „Worst Case“ Fall dar.

Zusätzlich wird das Kollektorfeld mit vielfachen Sensoren zur Überwachung der Bodentemperatur sowie zum Monitoring des Kollektorbetriebes ausgestattet. Das Messkonzept wird in Kapitel 15 nochmals detailliert beschrieben.

Ein weiterer Sicherheitsaspekt für die einzelnen Haushalte besteht durch vereinfachte Verfügbarkeit von Wärmepumpen-Austauschgeräten. Die große Anzahl an baugleichen Wärmepumpen im Quartier ermöglicht es dem Wärmenetzbetreiber Austauschgeräte vor Ort bereit zu halten und somit bei Ausfällen zeitnah zu reagieren.

Im warmen Netz bestehen die Sicherheiten zum einen aus dem Vorhalten einer ausreichenden Wärmemenge mit Hilfe eines Wärmespeichers in der Energiezentrale. So kann die Versorgung bei Ausfällen in der Erzeugung trotzdem über einen Zeitraum von einem Tag aufrechterhalten werden. Zum anderen ist die Auslegung des Hackschnitzelkessels so gewählt worden, dass bei einem Ausfall des Holzvergaser-BHKWs die entstandene Erzeugungslücke abgedeckt werden kann.

Aus der Kombination der beiden Netzsysteme, wie in Kapitel 5.6 beschrieben, ergeben sich ebenfalls Sicherheiten für die Wärmeversorgung des Quartiers. Im unwahrscheinlichen Falle eines Ausfalls des Kollektors könnte die Versorgung des Kalten Nahwärmenetzes so auch über die Wärmeerzeuger aus der Energiezentrale sichergestellt werden.

Des Weiteren kann eine langfristige Versorgung des Siedlungsgebietes auch bei steigenden Energiebedarfen bzw. einer Vergrößerung des Versorgungsgebietes sichergestellt werden. Eine modulare Erweiterung der geothermischen Großkollektoranlage stellt aufgrund der zur Verfügung stehenden Fläche aus heutiger Sicht kein Problem dar. So könnte das KNW-Netz mit verhältnismäßig geringem Aufwand erweitert bzw. ein weiterer Versorgungsstrang/-gebiet integriert werden. Für kurzfristige Erhöhungen des Bedarfes stellt die Überdimensionierung des Hackschnitzelkessels eine weitere Sicherheit dar.

5.7 Zusammenfassung Versorgungskonzept

Aus der vorangegangenen Untersuchung zu den Versorgungsvarianten des Baugebietes ist ein Gesamtkonzept ausgearbeitet worden. Die Unterteilung in zwei Netze mit unterschiedlichen Temperaturniveaus auf Grund der variierenden Energiedichten hat sich als sinnvoll erwiesen. Zusätzlich können mit der Kopplung dieser Netze weitere Optimierungspotenziale in Effizienz und Nachhaltigkeit gehoben werden.

Die Grundlast des warmen Netzes auf einem Temperaturniveau von 70 °C wird von einem innovativen Holzvergaser mit nachgeschaltetem BHKW bereitgestellt, das im Dauerbetrieb ganzjährig durchläuft. Da ein Betrieb über 8.760 h unrealistisch ist, wird unter Berücksichtigung von Wartungs- und Störzeiten mit einer Laufzeit von 8.000 h pro Jahr gerechnet. Für die restliche bereitzustellende Wärme ist ein Hackschnitzelkessel vorgesehen, der entsprechend in den Sommermonaten außer Betrieb genommen wird.

Die Versorgung des zweiten Netzes, dem Kalten Nahwärmenetz, läuft wie bereits erwähnt über eine geothermische Großkollektoranlage, die südlich des Baugebietes in ein landwirtschaftlich genutztes Feld eingebracht wird. Die so verteilte Systemtemperatur von -2 °C bis $+12\text{ °C}$ zirkuliert im Verteilnetz und wird bei den Endverbrauchern entsprechend mittels Wärmepumpen auf das benötigte Temperaturniveau angehoben.

In Abbildung 15 ist eine schematische Darstellung des gesamten Versorgungskonzeptes zu sehen. Zusätzlich zur bereits bekannten Bereitstellung der Wärme ist eine Photovoltaik-Anlage sowie ein Arealnetz eingeplant. Die PV-Anlage in Kombination mit dem BHKW führt dazu, dass die komplette elektrische Energie für die Wärmeversorgung (Netzpumpen und Wärmepumpen) bilanziell aus regenerativen Quellen stammt. Weitere Ausführungen zum Thema Arealnetz finden sich in Kapitel 9.

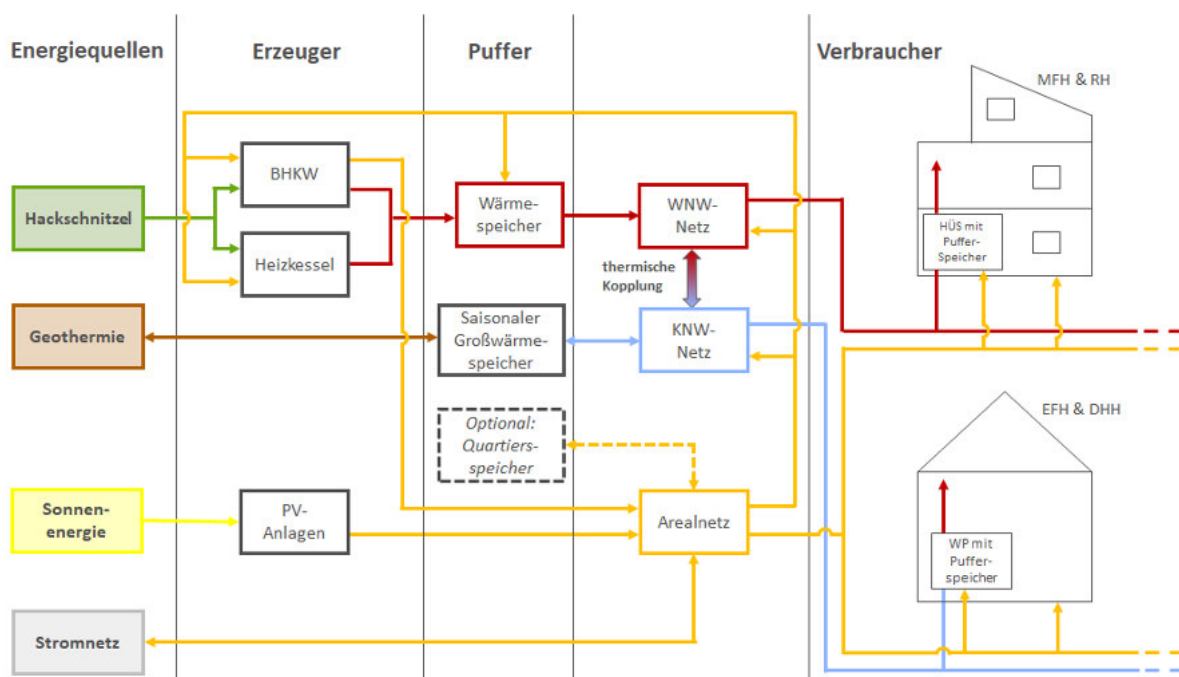


Abbildung 15: Schema Versorgungskonzept

Innovatives Herzstück des Gesamtkonzeptes bildet die Energiezentrale. Die dort stattfindende Koppelung der beiden Versorgungsbereiche steigert entscheidend die Effizienz und trägt dazu bei, die Vorteile der beiden Netze voll auszuschöpfen. In der Zentrale befindet sich sowohl das Holzvergaser-BHKW und der Hackschnitzelkessel, die für die Versorgung des warmen Netzes zuständig sind, als auch die Pumpeneinheiten und Ausdehnungsgefäße für die Kollektoranlage und das Kalte Nahwärmenetz. Dieser örtliche Zusammenschluss ermöglicht es, Energiemengen zum einen zwischen den beiden Netzen und zum anderen zwischen Kollektor und den beiden Netzen zu verschieben. Da das Holzvergaser-BHKW praktisch im Dauerbetrieb ist, im Sommer die erzeugte Wärme allerdings nicht vollständig im warmen Netz abgenommen wird, kann dieser Überschuss in das KNW-Netz verschoben werden. Hierfür gibt es zwei Szenarien: Entweder wird die Wärme zur Anhebung der Quellentemperatur in das KNW-Netz eingespeist. Alternativ kann eine Abgabe zur Regeneration in die Großkollektoranlage erfolgen.

In letzterem Fall erfolgt die Wärmeverschiebung in die untere Kollektorebene, womit gerade in der Übergangszeit der Heizperiode eine Speicherung der Wärme für den Winterbetrieb ermöglicht werden kann. Weiterer Vorteil ist, dass der erzeugte Strom aus dem BHKW direkt zur Versorgung der Netzpumpen und zur Deckung der weiteren Hilfsenergien genutzt werden kann. In dem so entwickelten Gesamtversorgungskonzept für das Baugebiet Eggenberger Feld Süd teilen sich die Wärmemengen wie in Tabelle 8 dargestellt auf. Der Anteil der erzeugten Wärmemenge aus biogenen Brennstoffen beläuft sich hierbei auf 42,5 %, wobei hiervon nur 18,4 % nicht aus KWK-Prozessen stammen.

Tabelle 8: Aufteilung der Wärmemengen

	Wärme- menge in MWh/a	Anteil Erneuerbare Energien in %	Anteil Biomasse in %	Anteil Biomasse ohne KWK in %
Wärmeerzeugung				
Kollektor	1.280	100,0	0,0	0,0
Hackschnitzel-BHKW	537	100,0	100,0	0,0
Hackschnitzel-Kessel	410	100,0	100,0	100,0
Gesamt	2.227	100,0	42,5	18,4

Klimaverträglichkeit

Aufgrund der Implementierung eines Arealnetzes für das Baugebiet kann sichergestellt werden, dass die einzelnen Wärmepumpen in den Gebäuden primär mit dem Strom aus dem Hackschnitzel-BHKW und den PV-Anlagen versorgt werden. Da die Energiezentrale ebenfalls in das Netz eingegliedert ist, kann bilanziell davon ausgegangen werden, dass nicht nur die Wärmeversorgung des Warmen Netzes (Hackschnitzel), sondern darüber hinaus auch die Wärmeversorgung des Kalten Nahwärmenetzes vollständig aus erneuerbaren Energien stattfindet.

Die Verwendung von Hackschnitzeln, einem nachwachsenden Rohstoff, der ausschließlich aus der näheren Umgebung des Baugebietes stammt, unterstreicht ein weiteres Mal die Klimaverträglichkeit dieses Vorzeigeprojektes.

Unterstrichen wird dieser Aspekt mit den Berechnungen zu Primärenergiebedarf und CO₂-Emissionen in Kapitel 18.

5.8 Quervergleich dezentraler Wärmeversorgungsvarianten

Im Folgenden wird ein Quervergleich zu einer dezentralen Wärmeversorgung durchgeführt, dessen Ergebnisse als Grenzkosten für das zentrale Versorgungskonzept angesehen werden können. Die Betrachtung einer dezentralen Wärmeversorgung ist nicht Teil der Förderbekanntmachung 4.0, dient jedoch der Gemeinde Allershausen als Argumentationsgrundlage für Gespräche mit zukünftigen Hauseigentümern für den Anschluss an ein geplantes zentrales Versorgungssystem.

Im Fokus der Betrachtung stehen Wärmeerzeuger vornehmlich auf Basis erneuerbarer Energien (Ausnahme Variante D3). Die Betrachtung umfasst die Wärmeerzeuger **Holzpellet-Heizung** (Variante D1), **Luft/Wasser-Wärmepumpe** (Variante D2) sowie eine **Gas-Brennwert-Heizung in Kombination mit einem Solarthermie-Kollektor** (Variante D3). Jeder Wärmeerzeuger stellt dabei in monovalenter Betriebsweise die Energie für Heizung und Trinkwassererwärmung bereit.

Für die Berechnung wurden folgende spezifische Kosten herangezogen.

Tabelle 9: Spezifische Kosten der dezentralen Wärmeerzeuger

spezifische Kosten Wärmeerzeuger (Brutto)		
Holzpellet-Heizung	€/kW	5.250
Luft/Wasser-Wärmepumpe	€/kW	1.990
Gas-Brennwert-Heizung	€/kW	1.420
Solarthermie-Kollektor	€/kW	1.030

Die Betrachtung wird auf Grundlage der Potenzialanalyse aus Kapitel 4.1.4 durchgeführt. Diese ergibt einen Nutzwärmebedarf in Höhe von 1.91 GWh pro Jahr, der sich auf die 98 im Quartier geplanten Wohngebäude aufteilt. Der Wärmebedarf beinhaltet 1.614 MWh für die Beheizung der Gebäude sowie 297 MWh zur Trinkwarmwasserbereitung. Da bei dieser Betrachtung jedes Gebäude über einen separaten Wärmeerzeuger innerhalb der Gebäudehülle verfügt, werden keine Verluste bei der Verteilung der Wärme berücksichtigt. Die bei der Bereitstellung des TWW anfallenden Zirkulationsverluste werden jedoch berücksichtigt, wodurch sich ein Energiebedarf für die TWW-Bereitung in Höhe von 515 MWh pro Jahr ergibt.

Auf dieser Grundlage werden die Investitions- sowie die jährlichen Betriebskosten der einzelnen Varianten berechnet. Um eine Vergleichbarkeit untereinander und mit den Wärmenetzvarianten zu ermöglichen, sind in dieser Berechnung ebenfalls die Vollkosten pro Kilowattstunde Nutzwärme angegeben. Dazu wird die Summe der in einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren anfallenden Kosten auf die in diesem Zeitraum vom Wärmeerzeuger bereitgestellte Nutzwärmemenge berechnet.

Bei Variante D3 ist die Solarthermieanlage so ausgelegt, dass die gemäß Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz geforderten 15 Prozent des jährlichen Wärmebedarfs gedeckt werden. Die Einbindung einer Solarthermieanlage ist dabei verpflichtend, sofern nicht eine jährliche Einsparung von mindestens 15 % Primärenergie im Vergleich zu einem nach EnEV 2016 berechneten Referenzgebäude nachgewiesen werden kann. Dies würde einem Gebäudestandard gemäß KfW 55 oder höher entsprechen. Eine Ausführung ohne solarthermische Unterstützung würde eine Reduzierung der Investitionskosten des Wärmeerzeugers bewirken, wohingegen die Mehrkosten aufgrund zusätzlicher Dämmmaßnahmen am Gebäude jedoch die Einsparungen deutlich übersteigen dürften.

Die Vollkosten werden jeweils für jede Variante anhand der Gebäudetypen Mehrfamilienhaus, Einfamilienhaus und die Kindertagesstätte berechnet, um die jeweiligen Extrema des Wärmebedarfs abzubilden. Die Berechnung wird zudem statisch, d. h. ohne jährliche Preissteigerung der Betriebskosten durchgeführt und stellt damit einen hypothetischen Bestfall dar. Die Ergebnisse der Berechnung sind in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: Vollkosten pro kWh Nutzwärme der dezentralen Wärmeerzeuger

Gebäudetyp / Variante		MFH	EFH	KiGa
D1	Holzpellet-Heizung	0,15 €	0,20 €	0,17 €
D2	Luft/Wasser-Wärmepumpe	0,13 €	0,15 €	0,14 €
D3	Gas-Brennwert-Heizung mit Solarthermie	0,10 €	0,13 €	0,11 €

Aufgrund einer deutlich höheren Wärmeabnahme besitzen die Mehrfamilienhäuser deutlich niedrigere Vollkosten gegenüber den Einfamilienhäusern. Die Berechnung zeigt, dass die Holzpellet-Heizung und die Luft/Wasser-Wärmepumpe bei keinem Gebäudetyp die in der Förderbekanntmachung Wärmenetze 4.0 geforderten maximalen Kosten von 12 ct pro Kilowattstunde Nutzwärme (brutto) erreicht oder unterschreitet. Einzig Variante D3, die Gas-Brennwert-Heizung mit solarthermischer Unterstützung, erreicht bei den Gebäuden mit hohem Wärmebedarf Vollkosten unterhalb von 12 ct/kWh. Da die Berechnung jedoch ohne Steigerung der jährlichen Betriebskosten durchgeführt wurde, liegen die tatsächlich zu erwartenden Werte darüber. Damit zeigt die Berechnung deutlich, dass eine zentrale Wärmebereitstellung über ein Wärmenetz neben den ökologischen Vorteilen einer dezentralen Wärmeversorgung auch ökonomisch ebenbürtig oder gar überlegen ist.

Eine Versorgung des Baugebietes über dezentrale Wärmeerzeuger ist weder im Interesse der Gemeinde Allershausen, noch im Sinne der Energiewende. Die Entscheidung zu einer zentralen Versorgung des Baugebietes ist im Hinblick auf Effizienz und Nachhaltigkeit sowie auf eine Vorreiterrolle für zukunftsfähige Quartierskonzepte durch die Gemeinde Allershausen beschlossen worden. Das Resultat der Untersuchung der dezentralen Varianten untermauert diesen Entschluss letztlich und stellt eine Argumentationsgrundlage für Gespräche mit zukünftigen Hauseigentümern für den Anschluss an ein geplantes zentrales Versorgungssystem dar.

6 Verteilung der Wärme

Die im westlichen Bereich des Neubaugebietes gelegenen Mehrfamilien- und Reihenhäuser werden über ein Wärmenetz mit einer Netz-Vorlauftemperatur von 70 °C (warmes Netz) versorgt. Die Versorgung der Einfamilienhäuser und Doppelhaushälften im östlichen Bereich wird hingegen über ein Niedertemperatur-Wärmenetz (KNW-Netz) sichergestellt. Mit Hilfe eines Wärmeübertragers besteht zudem die Möglichkeit, Wärme zwischen den beiden Teilnetzen zu verschieben.

Im Folgenden werden alle relevanten Systemparameter der beiden Teilnetze zusammengefasst.

Material- und Verlegekosten

Aufgrund der vergleichsweise hohen Netztemperaturen von 70/50 °C werden beim warmen Netz isolierte Metallverbundrohre mit höherem Dämmstandard notwendig. Die Verlegung der Rohre erfolgt überwiegend entlang der im westlichen Teil des Neubaugebietes geplanten Tiefgaragen. Die Rohre werden durch Schweißverbindungen miteinander verbunden. Die Materialkosten des Verteilnetzes belaufen sich auf etwa 55.700 €. Aufgrund der aufwändigen Montage wird von spezifischen Verlegekosten in Höhe von 150 €/m Trasse ausgegangen. Damit belaufen sich die Kosten für Verlegung und Montage auf 71.000 €, bei ca. 473 Trassenmetern.

Da die Systemtemperatur im kalten Netz lediglich zwischen -2 und +12 °C liegt, können hier unisolierte PE-Verbundrohre verwendet werden. Diese werden über Steck- bzw. Schraubverbindungen miteinander verbunden, wodurch der Aufwand für die Montage deutlich geringer ist und die spezifischen Verlegekosten deshalb mit 100 €/m Trasse abgeschätzt werden. Die Materialkosten belaufen sich aufgrund des einfachen Rohrmaterials bei 1.409 Trassenmetern auf ca. 24.000 €. Die Verlegekosten liegen aufgrund der Trassenlänge bei 141.000 €.

Neben den Rohrleitungen des Kalten Nahwärmenetzes können gleichzeitig auch Strom- und Telekommunikationsleitungen in den Gräben verlegt werden, wodurch an anderer Stelle die Verlegekosten signifikant reduziert werden können.

Wärmeverluste

Die Wärmeverluste des warmen Netzes betragen trotz der kurzen Leitungslänge von 946 m für Vor- und Rücklauf 97.800 kWh pro Jahr. Diese müssen von den Wärmeerzeugern zusätzlich bereitgestellt werden. Das kalte Netz erzeugt durch die niedrigen Systemtemperaturen (vgl. Kap. 5.4.2) im Jahresverlauf überwiegend Wärmegewinne bei der Verteilung des Wärmeträgermediums. Diese belaufen sich in Summe auf 250.000 kWh pro Jahr. Da das Verteilnetz in diesem Fall als zusätzliche Kollektorfläche fungiert, kann der Großkollektor entsprechend kleiner ausgelegt werden.

Betriebskosten

Aufgrund der Temperaturspreizung von 20 Kelvin zwischen Vor- und Rücklauf ist der maximale Volumenstrom im warmen Netz mit 12,4 m³/h vergleichsweise niedrig, wodurch dieser von einer einzelnen Netzpumpe bereitgestellt werden kann. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird diese jedoch redundant ausgelegt. Im kalten Netz beträgt die Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf lediglich 3 Kelvin. Da zudem die benötigte Wärmeleistung im kalten Netz höher ist, ist der maximale Volumenstrom mit 114,6 m³/h deutlich größer als im warmen Netz.

Der Volumenstrom wird auf eine Grundlast- und eine Spitzenlastpumpe aufgeteilt, wodurch die Effizienz gegenüber einer einzelnen Förderpumpe merklich gesteigert wird.

Der Betriebsdruck der beiden Teilnetze wird auf 2,0 bar ausgelegt. Für die Netzpumpen wird mit Hilfe der anhand der Quartiersimulation erstellten Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs ein Leistungsprofil festgelegt. Anhand dessen wird der jährliche Strombedarf der Pumpen ermittelt. Die Kosten belaufen sich pro Jahr auf 712,- € im warmen Netz und 3.611,- € im kalten Netz.

In Tabelle 11 sind nochmals alle relevanten Parameter der beiden Netze zusammengefasst.

Tabelle 11: Überblick über die beiden Teilnetze

Teilnetz	warmes Netz	kaltes Netz
Wärmeträgermedium	Wasser	Wasser-Glykol 27%
Vorlauftemperatur	70 °C	-2°C bis 12°C
Rücklauftemperatur	50 °C	
Temperaturspreizung	20 K	3 K
Pumpenstandort	zentral	zentral
Trassenlänge	473 m	1.409 m
Betriebsdruck im Verteilnetz	2,0 bar	2,0 bar
maximaler Volumenstrom	12,4 m³/h	114,6 m³/h
Investition Verteilnetz	126.699 €	165.202 €
Investition Netzpumpen	6.374 €	12.082 €
jährliche Stromkosten Netzpumpen	712 €	3.611 €
jährliche Wärmeverluste	97.839 kWh	- 250.066 kWh

7 Hausübergabestationen, dezentrale Speicher und Wärmesenken

Im Neubaugebiet „Eggenberger Feld Süd“ entstehen 142 Wohneinheiten in 98 Gebäuden. Die Versorgung erfolgt, wie in Kapitel 5.2 beschrieben, über zwei gekoppelte Wärmenetze auf unterschiedlichen Temperaturniveaus. Diese bedingen auch zwei differenzierte Arten der Wärmeübergabe in den Wohngebäuden. Im warmen Netzbereich ist eine direkte Übergabe in den Hausübergabestationen mittels Wärmetauscher möglich, wohingegen im KNW-Netz Wärmepumpen in Kombination mit physisch voneinander getrennten Heizungs- und TWW-Speichern eingesetzt werden.

7.1 Hausübergabestationen und dezentrale Speicher

Die Betrachtungen der Hausübergabestationen und der damit verbundenen dezentralen Speicher wird jeweils einzeln für beide Netztypen nachfolgend ausgeführt.

7.1.1 Warmes Nahwärmenetz

Im Warmen Nahwärmenetz wird die Wärme auf einem erhöhten Temperaturniveau von ca. 70 °C über einen Wärmetauscher bzw. eine Frischwasserstation direkt an das Heizungswasser bzw. an das Trinkwasser im Wohngebäude übertragen. In den angeschlossenen Mehrfamilienhäusern befindet sich pro Gebäude jeweils eine zentrale Hausübergabestation, von der aus die Verteilung von Heizungs- und TWW in die einzelnen Wohneinheiten stattfindet. Bei den Reihenhausriegeln ist für jedes Haus eine separate Hausübergabestation geplant.

In beiden Häusertypen sind dezentrale Pufferspeicher vorgesehen. Diese werden jeweils vor der Hausübergabestation in das WNW-Netz eingebunden und homogen auf dem Temperaturniveau des Verteilnetzes beladen. Die dadurch entstehende hydraulische Entkoppelung der Wohngebäude vom Wärmenetz sowie das Vorhalten kleinerer Wassermengen ermöglicht es, Leistungsspitzen für beispielsweise die TWW-Bereitung abzuf puffern und folglich das Wärmenetz mit den darin befindlichen Wärmeerzeugern kleiner zu dimensionieren und zu flexibilisieren. Abbildung 16 stellt beispielhaft ein Schema für den Aufbau der Übergabestationen im Warmen Nahwärmenetz dar. Die Position des Pufferspeichers zwischen Hausübergabestation (HÜS) und Netz wird hier nochmal verdeutlicht.

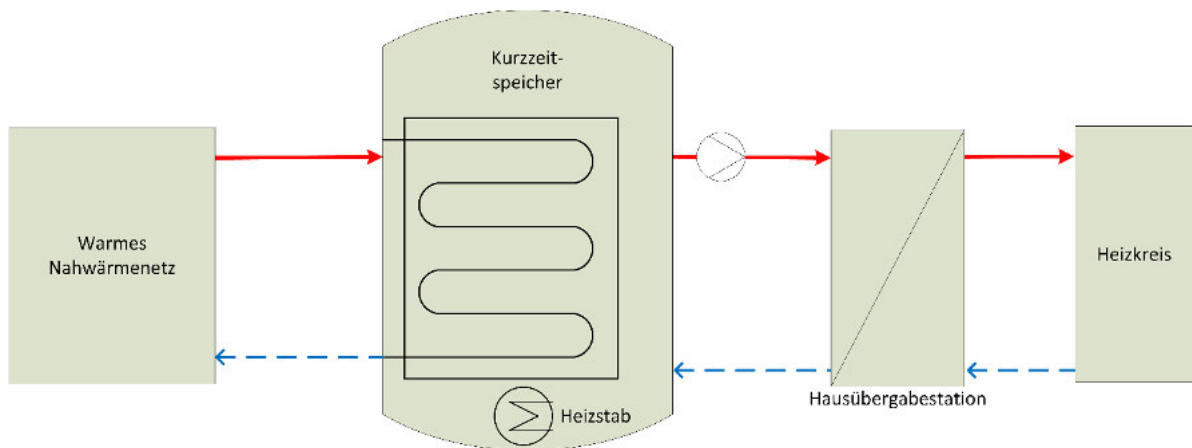


Abbildung 16: Schema Hausübergabestelle mit Kurzzeitspeicher warmes Netz

7.1.2 Kaltes Nahwärmenetz

Im Gegensatz dazu erfolgt im KNW-Netz die Wärmeübergabe mit Hilfe von Wärmepumpen. Die Quellenenergie kommt mit einer über das Jahr schwankenden Vorlauftemperatur von -2 °C bis $+12\text{ °C}$ im Gebäude an der Wärmepumpe an. Diese hebt die Temperatur durch Kompression und Kondensation auf die erforderliche Temperatur für Heizung und TWW an. Für Ersteres erfolgt eine Anhebung auf ca. 35 °C und für das Trinkwasser entsprechend auf ca. 60 °C . Sofern durch eine Regelung am Speicher sichergestellt werden kann, dass das Volumen innerhalb einer Woche einmal komplett ausgetauscht wird, reicht bei Wärmepumpen eine Temperatur von 50 °C im Trinkwarmwasserspeicher aus.

Aufgrund der verschiedenen Gebäudearten müssen für das Baugebiet unterschiedliche Varianten von Wärmepumpen zum Einsatz kommen, um den jeweiligen Ansprüchen der Verbraucher gerecht werden zu können. Die einzelnen Wärmepumpen für die verschiedenen Einfamilienhäuser, die Doppelhaushälften sowie die Kindertagesstätte unterscheiden sich in der benötigten Stellfläche abhängig davon, wie groß die zu beheizende Fläche ist und damit in der unterschiedlich benötigten Leistung.

Im KNW-Netz werden in den einzelnen Abnahmestellen jeweils Pufferspeicher für TWW und Heizung vorgesehen. Dies findet mit Hilfe eines zusammengefassten, jedoch hydraulisch getrennten Systems statt, wie es im Schema in Abbildung 17 zu sehen ist. Durch die hydraulische Trennung der beiden Speicher wird sichergestellt, dass keine Umschichtung der Temperaturniveaus innerhalb des Systems von TWW zu Heizung stattfinden kann und somit die Versorgung der einzelnen Haushalte effizienter umgesetzt wird. Zudem wird dadurch verhindert, dass die WP im TWW-Betrieb bei $> 50\text{ °C}$ läuft, obwohl nur Heizwärme auf einem Temperaturniveau von 35 °C benötigt wird. Mit diesen Speichervolumina kann für eine bessere Auslastung, längere Laufzeiten und geringere Taktung der installierten Wärmepumpen gesorgt werden. Zusätzlich können durch das Vorhalten kleinerer Wärmemengen in dezentralen Pufferspeichern direkt an den Abnahmestellen Bedarfsspitzen entsprechend geglättet und eine Entlastung für das Nahwärmenetz erfolgen.

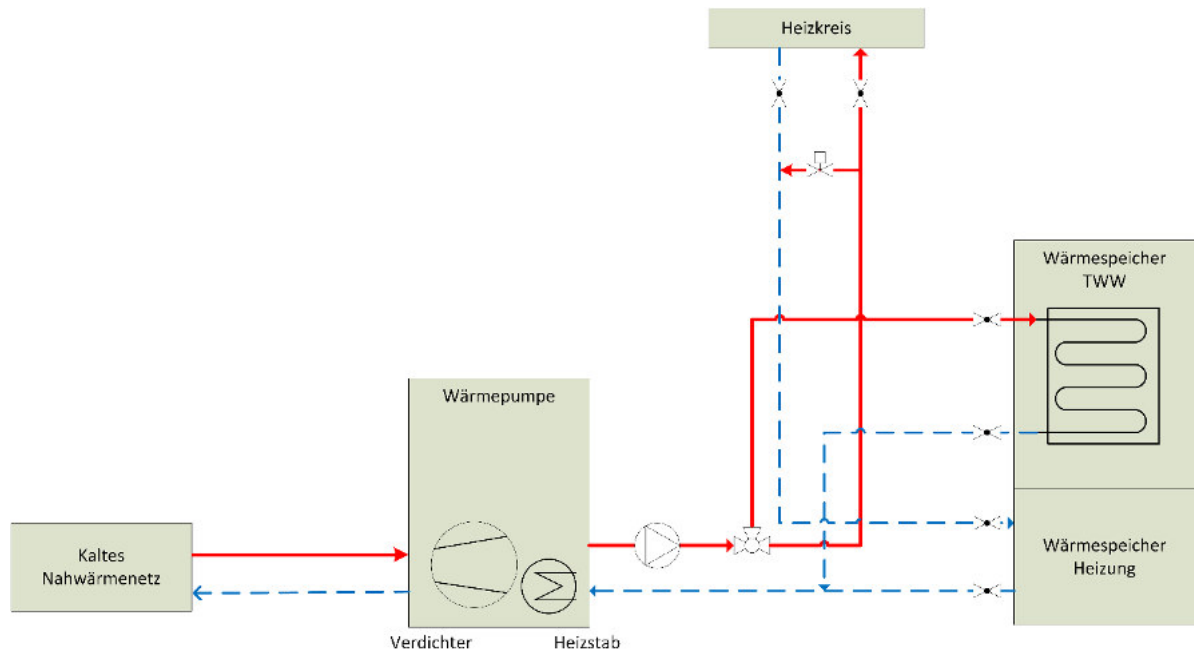


Abbildung 17: Schema Wärmepumpe mit Speicher Einfamilienhaus

7.2 Wärmesenken

Das Neubaugebiet umfasst in Summe 98 Gebäude in den zwei Netzbereichen.

Der Versorgungsbereich des Kalten Nahwärmenetzes besteht aus 77 Wohngebäuden und der Kindertagesstätte. Die genaue Aufteilung der Typen und deren prozentualer Anteil am gesamten Quartiersbedarf (Heizung und TWW) ist in Tabelle 12 aufgeführt.

Tabelle 12: Aufteilung Wärmesenken KNW-Netz

Gebäudetyp	Anzahl	Anteil
Einfamilienhaus (WA1)	34	32%
Einfamilienhaus (WA2)	13	8%
Doppelhaushälfte	30	18%
Kindertagesstätte	1	2%
Summe	78	60%

Im Warmen Nahwärmenetz befinden sich die Riegelbauten auf der Ostseite des Baugebietes. Eine Darstellung über Anzahl und Anteile am Quartierbedarf ist in Tabelle 13 dargestellt.

Tabelle 13: Aufteilung Wärmesenken WNW-Netz

Gebäudetyp	Anzahl	Anteil
Reihenhaus	15	15%
Mehrfamilienhaus	5	25%
Summe	20	40%

Bei den Gebäuden in diesem Baugebiet handelt es sich ausschließlich um Neubauten, weshalb diese, mit Ausnahme der Kindertagesstätte, sehr ähnliche spezifische Bedarfswerte aufweisen. Für das gesamte Quartier wird ein Nutzwärmebedarf von 2,129 GWh/a angenommen. Die Beheizung der Gebäude erfolgt über Flächenheizung mit einer maximalen Vorlauftemperatur von 35 °C. Die TWW-Bereitung in den MFH könnte durch den Einsatz von Frischwasserstationen energetisch optimiert und in den EFH die Möglichkeit zur alternativen Sicherstellung des Legionellenschutzes durch den wöchentlichen Austausch des TWW-Speichervolumens in jedem Einzelfall geprüft werden. Beide Maßnahmen würden zu einer deutlichen Reduzierung des benötigten Temperaturniveaus für die TWW-Erwärmung führen.

Der Gesetzgeber sieht für Neubauten einen Baustandard nach der Energieeinsparverordnung in der aktuellen Fassung von 2016 vor, der bereits einen hohen Dämmstandard vorschreibt. Daher ist auch von einem zukünftig gleichbleibenden energetischen Nachfrageprofil auszugehen, weshalb weder für die benötigte Wärmemenge noch für die angeforderten Temperaturniveaus signifikante Änderungen über die nächsten 40 Jahre zu erwarten sind.

8 Speicherkonzept und (saisonale) Großwärmespeicher

Durch die Besonderheit der Kopplung der zwei Netztypen mit unterschiedlichen Temperaturniveaus im entwickelten Versorgungskonzept ergeben sich für das Speicherkonzept ebenfalls innovative Möglichkeiten. Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wurde ein dreistufiges Speicherkonzept entwickelt, das dezentrale und einen zentralen Kurzzeitspeicher ebenso wie die Möglichkeit der saisonalen Verschiebung von Kühlenergie der Gebäude und Überschusswärme aus dem Hackschnitzel-BHKW aus dem Sommer in den Herbst und frühen Winter beinhaltet. Übergeordnetes Ziel ist hierbei, zum einen die Bedarfsspitzen zu glätten und somit eine Reduzierung der Leitungsdimensionen mit einhergehender Einsparung von Verteilverlusten zu realisieren. Zum anderen wird die bestmögliche Ausnutzung des zur Verfügung stehenden Potenzials des Erdreiches ermöglicht. So wird eine tageszeitliche Verschiebung innerhalb der Gebäude mit Hilfe von Heizungs- und TWW-Speichern mit einer saisonalen Speicherung von sommerlichen Überschüssen, die das Erdreich als Speichermasse nutzt, kombiniert. Das ermöglicht, den Jahresnutzungsgrad der zur Verfügung stehenden lokalen Ressourcen zu maximieren.

Das ausgearbeitete dreistufige Speicherkonzept soll im Folgenden genauer erläutert werden.

8.1 Dezentrale Speicher

Bei den dezentralen Speichern handelt es sich, wie in Kapitel 7.1 bereits beschrieben, um Kurzzeitspeicher in den einzelnen Wohngebäuden. Im Warmen Nahwärmenetz werden diese vor der Hausübergabestation eingebunden und homogen auf dem Temperaturniveau des Verteilnetzes beladen, um die Wohngebäude hydraulisch zu entkoppeln und durch Abpuffern von Leistungsspitzen das Netz zu entlasten. Im Gegensatz dazu befinden sich die Kurzzeitspeicher in den an das Kalte Nahwärmenetz angeschlossenen Haushalten auf der Bedarfsseite „hinter“ den Wärmepumpen (vgl. Abbildung 17). Neben den positiven Effekten der Verringerung der Taktrate der Wärmepumpe sowie dem Glätten von Bedarfsspitzen können diese Speicher auch zur kostenoptimierten Kurzzeitspeicherung eingesetzt werden. So kann die Speicherbeladung beispielsweise tagsüber mit Hilfe von gewonnenem Solarstrom erfolgen und somit bei Wärmeabnahme in der Nacht ein Anlaufen der Wärmepumpe vermieden werden.

8.2 Speicher Energiezentrale

Darüber hinaus ist neben den dezentralen Speichern auch ein zentraler Speicher in der Energiezentrale vorgesehen. Direkt nach den beiden Erzeugern, BHKW und Hackschnitzelkessel, und dem Verteilnetz vorgeschaltet soll dieser Wärmepuffer unter anderem dazu dienen, eine Reduzierung der Taktzyklen eben jener Erzeuger zu realisieren und somit deren Effizienz und Haltbarkeit zu erhöhen. Eine zusätzliche wichtige Betriebsoptimierung wird durch die Speichermöglichkeit von Überschusswärme möglich, die durch Abbrand im Kessel entsteht. Durch die Trägheit des Versorgungsnetzes und des Hackschnitzelkessels kann es z. B. nach Spitzenlastzeiten durch die Abnahme des Wärmebedarfs zu Überschusswärmeproduktion in der Energiezentrale kommen. Für diesen Fall dient der zentrale Speicher als effiziente Pufferlösung zur Zwischenspeicherung und späteren Wärmeabgabe in das Verteilnetz.

8.3 Saisonaler Großwärmespeicher

Neben den bisher erläuterten Speichern wird das Konzept durch einen saisonalen Großwärmespeicher komplettiert. Dieser wird als innovativer oberflächennaher Großkollektor in Sandwichbauweise (zwei Ebenen übereinander) auf ca. 3.000 m² unter eine landwirtschaftlich genutzte Fläche eingebracht und fungiert unter Nutzung des Wärmepotenzials des Erdreiches als Großwärmespeicher zur saisonalen Speicherung und Verschiebung von Wärmepotenzialen. Die Auslegung des Kollektors in zwei Ebenen spielt dabei eine entscheidende Rolle. Während die obere Ebene, wie für oberflächennahe geothermische Quellen üblich, von der Umwelt durch Sonneneinstrahlung auf die Erdoberfläche und in das Erdreich einsickerndes Regenwasser regeneriert wird, verfügt die untere Ebene nur über ein sehr geringes natürliches Regenerationspotenzial durch den Wärmestrom aus dem Erdinneren sowie ggf. durch das Grundwasser. Diese Tatsache verhindert eine vollständige natürliche Regeneration der unteren Kollektorebene, bietet auf der anderen Seite jedoch das Potenzial der saisonalen Verschiebung von Wärmeüberschüssen aus dem BHKW oder der Gebäudekühlung im Sommer für Heizzwecke in die kühleren Monate des Jahres. Die beiden Ebenen werden hydraulisch so eingebunden, dass die Abwärme im Sommer nur in die untere Kollektorebene eingespeist werden kann. Für die Erläuterung der Betriebsweise werden Bilder aus der Simulation einer vergleichbaren Anlage beispielhaft in Abbildung 18 gezeigt. Zu sehen ist ein Querschnitt der beiden Kollektorebenen. Die zwei horizontalen Linien stellen jeweils die obere und die untere Ebene dar. Die Oberkante des Bildes ist die Geländeoberkante.

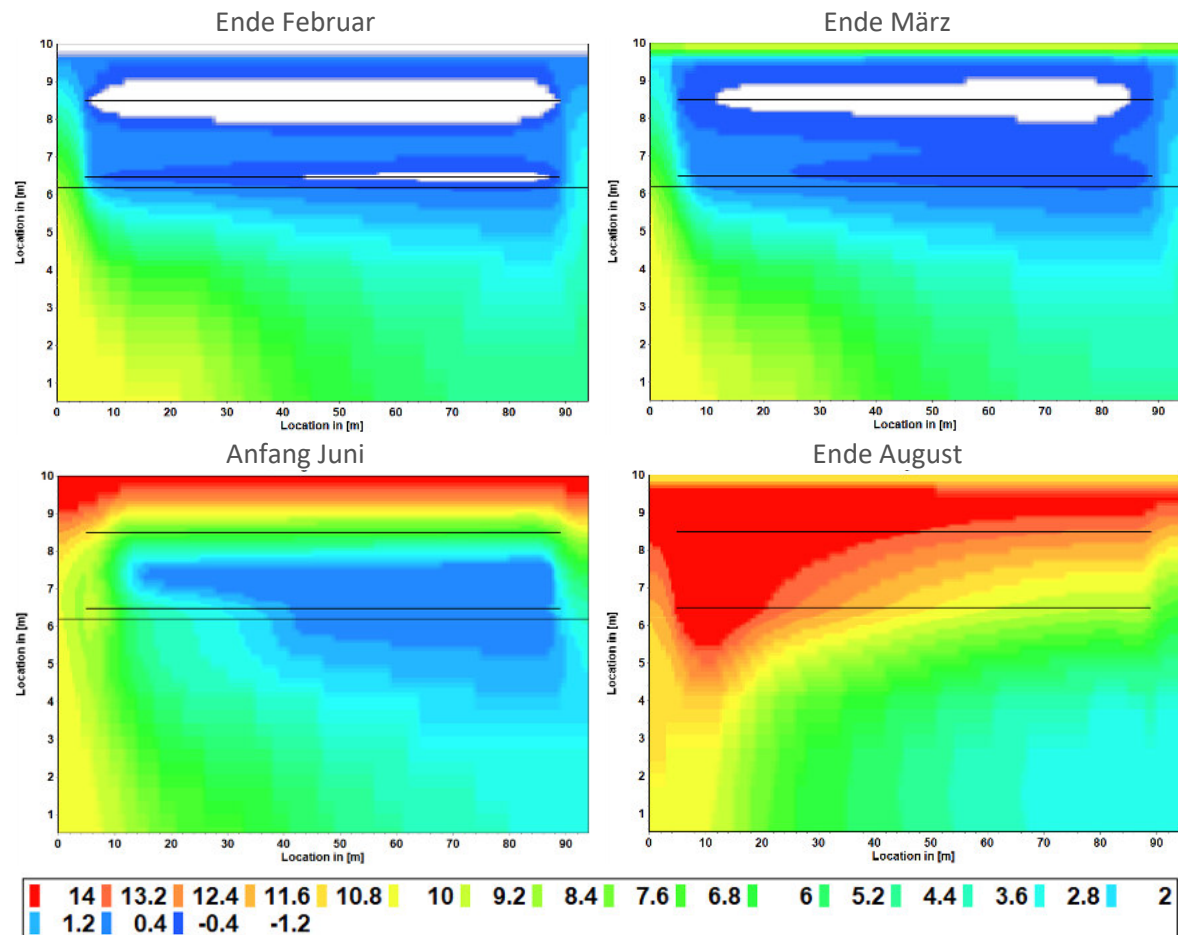


Abbildung 18: Temperaturfeldentwicklung saisonaler Großwärmespeicher

Über den Winter findet der Wärmeentzug in oberer und unterer Kollektorebene statt. Je nach Außentemperaturen kann dies zur Vereisung des die Rohrleitungen umgebenden Erdreiches führen. (vgl. Abbildung 18 „Ende Februar“). Das wiederum ermöglicht zusätzliche Energiegewinne durch die Nutzung der Umwandlungsenthalpie des Wassers im Erdreich.

Im Frühjahr beginnt, nach der Entzugsphase, der natürliche Regenerationsprozess (vgl. Abbildung 18 „Ende März“ und „Anfang Juni“). Dieser führt dazu, dass die obere Kollektorebene und das Erdreich darüber wärmer sind als die untere Kollektorebene, wodurch sichergestellt wird, dass ein Wärme- fluss nur von oben nach unten und nicht umgekehrt im Erdreich stattfindet. Die untere Kollektor- ebene fungiert weiter als Kältespeicher und kann zur sommerlichen Kühlung der Gebäude genutzt werden (Abbildung 18 „Anfang Juni“). Jetzt kann die Wärme aus der passiven Kühlung der Gebäude zur Speicherung in den Kollektor eingebracht werden. Durch entsprechende Absperreinrichtungen wird sichergestellt, dass diese Energie ausschließlich in den unteren Kollektor gespeist und somit deren Regeneration sichergestellt wird.

Im Sommer stellt sich ein vollständig regeneriertes Bild beider Kollektorebenen dar. Jetzt entfaltet die untere Ebene ihre Funktion als Großwärmespeicher. Die passive Kühlung des Baugebietes findet nach wie vor über diese statt, d. h. die überschüssige Wärme aus den Gebäuden wird dem Erdreich zugeführt und dort für eine saisonale Verschiebung gespeichert (Abbildung 18 „Ende August“).

Mit dem Umstellen von Kühl- auf Heizbetrieb wird dem Erdreich im Herbst wieder Wärme entzogen. So kann die über den sommerlichen Eintrag gespeicherte Wärme wieder abgerufen und in den Haushalten genutzt werden. Durch den Einsatz des Erdwärmekollektors für den Kühl- als auch den Heizbetrieb im Quartier kann dieser nicht nur als einfache Wärmequelle, sondern zeitgleich als saisonaler Großwärmespeicher unter Nutzung des Erdreiches und der Phasenumwandlungsenergie zur Langzeitverschiebung von Wärmeüberschüssen aus den Sommermonaten in die Heizperiode Anwendung finden. Neben der Verschiebung der Wärmepotenziale aus der sommerlichen Kühlung bietet die Einspeisung und Speicherung von Überschusswärme aus dem BHKW gerade in der Übergangszeit einen enormen Mehrwert.

8.4 Gesamtspeicherkonzept

Das so ausgearbeitete dreistufige Speicherkonzept ist zusammenfassend in Abbildung 19 dargestellt und wird nachfolgend noch einmal erläutert.

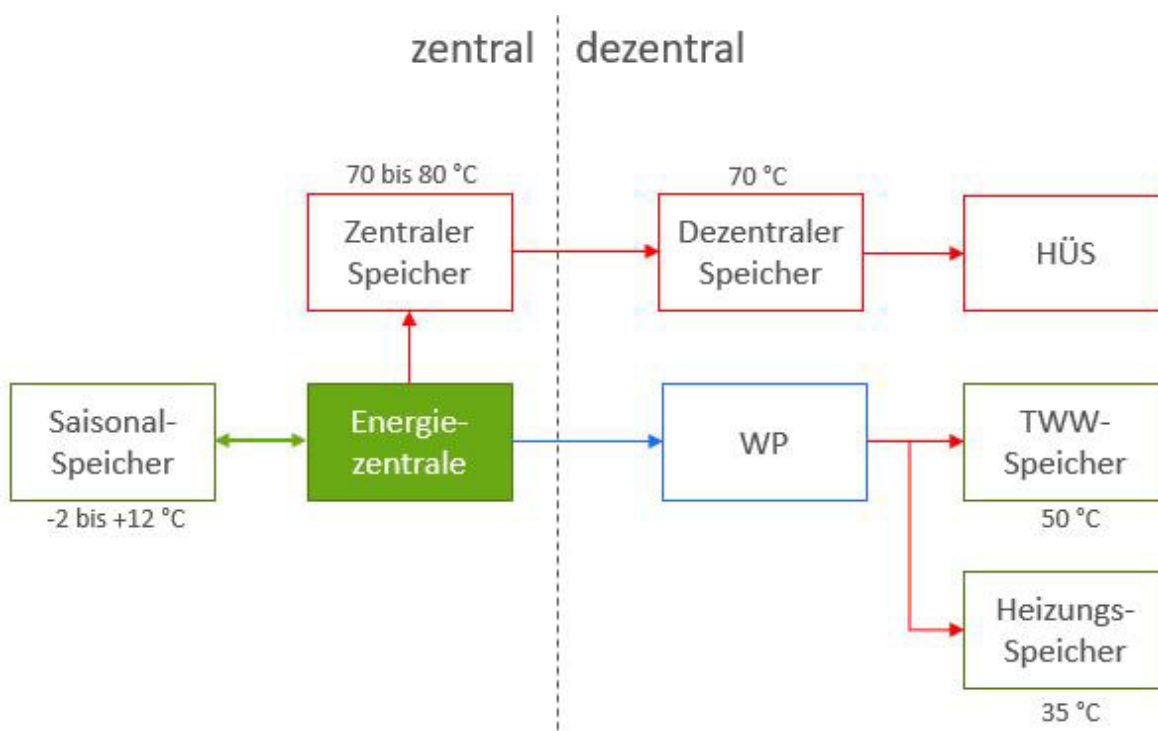


Abbildung 19: Schema Gesamtspeicherkonzept

Auf der linken (zentral) Seite der Abbildung 19 ist der saisonale Großwärmespeicher dargestellt, der die Potenzialverschiebung gerade in der Übergangszeit aus dem Sommer hin zur Heizperiode ermöglicht. Die eingespeisten Überschüsse aus der Wärmeproduktion des BHKWs und aus der passiven Kühlung der Haushalte im KNW-Netz werden so über einen längeren Zeitraum nutzbar gemacht und somit für das Gesamtsystem effizienzsteigernd eingesetzt.

Innerhalb der Energiezentrale wird nun, wie oben erwähnt, ein zentraler Pufferspeicher eingesetzt, der auf einem Temperaturniveau von 70 bis 80 °C direkt durch das BHKW und den Hackschnitzelkessel vor Ort beladen werden kann.

Durch die Anordnung des Speichers zwischen Erzeuger und Netz bzw. Abnehmer werden die Laufzeiten erstgenannter optimiert und mögliche Verluste durch die Trägheit von Netz und Kesselanlagen vermieden.

Auf der dezentralen Seite des Speicherkonzepts sind die jeweiligen Kurzzeitspeicher in den beiden Netztypen dargestellt, deren Hauptaufgabe im Abfedern von Bedarfsspitzen und im WNW-Netz zusätzlich der Flexibilisierung des Selbigen bestehen. Als weitere wichtige Funktion im Gesamtkonzept ist die kostenoptimierte Kurzzeitspeicherung durch diese Speicher zu nennen. Da in den Puffern im WNW-Netz elektrische Heizstäbe implementiert werden, kann tagsüber Strom aus den PV-Anlagen zur Speicherbeladung genutzt werden und so eine tageszeitliche Verschiebung der Wärme in die Nacht bzw. in Zeiten mit weniger Stromproduktion realisiert werden. Dieser Vorgang lässt sich auch im KNW-Netz durchführen, mit dem einzigen Unterschied, dass hier direkt die Wärmepumpen mit dem überschüssigen Strom betrieben werden.

9 Sektorkopplung und Strommarktdienlichkeit

Das Neubaugebiet „Eggenberger Feld Süd“ kann als Blaupause für viele andere Neubaugebiete im ländlichen Raum herangezogen werden. Durch die Nutzung von Wärmenetzen auf zwei unterschiedlichen Temperaturniveaus ist die Übertragung des Konzeptes auch auf Quartiere bestehend aus Alt- und Neubau übertragbar. Aus technischer als auch wirtschaftlicher Sicht ist die Kopplung von Wärme und Strom ein elementarer Baustein des Gesamtkonzeptes. Hierfür soll das Warme und Kalte Nahwärmenetz noch durch ein elektrisches Arealnetz ergänzt und dadurch alle elektrischen und thermischen Erzeuger und Verbraucher miteinander gekoppelt werden. Optional ist die Kopplung mit einem elektrischen Quartiersspeicher denkbar, um den Eigennutzungsgrad der elektrischen Energie aus erneuerbaren Energiequellen zusätzlich zu erhöhen. Alle relevanten Komponenten sind in Abbildung 20 aufgezeigt und werden im Folgenden erläutert.

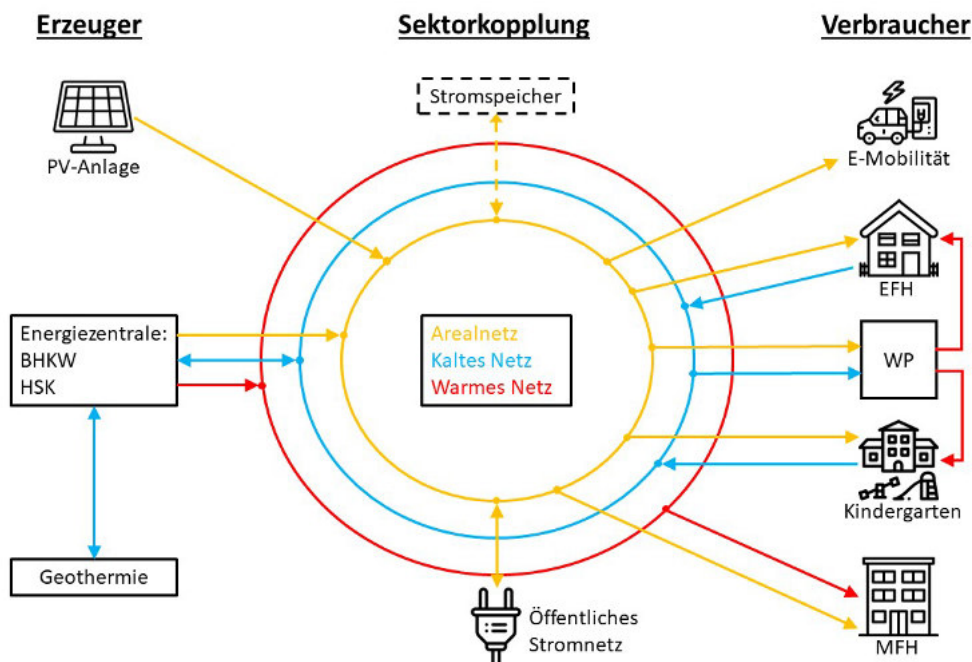


Abbildung 20: Arealnetz und Wärmeversorgungsnetze

Deckungsgleich zur Wärmeversorgung aus einem gekoppelten Kalten und Warmen Nahwärmenetz sollen auch die elektrischen Erzeuger und Verbraucher mit Hilfe eines Arealnetzes miteinander verbunden und somit große Synergieeffekte gehoben werden. Ein Arealnetz ermöglicht die Nutzung der aus erneuerbaren Quellen gewonnenen elektrischen Energien genau dort, wo es aus Strommarktsicht idealerweise geschehen soll. Nämlich direkt vor Ort! Eine Verschiebung auf Gebäudeebene stellt nicht die sinnvollste Option dar. Quartiere sind hier die sinnvollste Alternative, da der Ausgleich von Erzeugung und Bedarf auf der Niederspannungsebene und somit ohne Transformationsverluste stattfindet. Auf diese Weise können die Netze deutlich entlastet und ein Netzausbau reduziert oder teilweise ganz vermieden werden. Arealnetze werden als wichtiges Sektorkopplungsinstrument gesehen und tragen ohne Zweifel zur Erhöhung der Netzstabilität bei.

Auf dem Dach der Kindertagesstätte ist die Installation einer PV-Anlage mit bis zu 50 kWp vorgesehen, die zusammen mit dem Holzvergaser-BHKW bilanziell über das Jahr mehr elektrische Energie erzeugt als in den WP für die Bereitstellung der Wärme für die EFH, die DHH und dem Kindergarten verbraucht werden. Somit wird der gesamte Bedarf von elektrischer Energie in der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Quellen gedeckt. Die PV-Anlage ist so konzipiert, dass eine Einspeisung in das öffentliche Stromnetz vermieden werden soll. Entsprechend der Anwendung des Power-to-Heat-Prinzips werden durch Heizstäbe in den Pufferspeichern der Reihen- und Mehrfamilienhäuser, die am Warmen Nahwärmenetz angeschlossen sind, elektrische Überschüsse in den Sommermonaten zur Wärmeversorgung dieser Gebäude genutzt, wodurch das BHKW bei Überschussstrom netzdienlich heruntergefahren werden kann, da die Wärmeversorgung sichergestellt ist. Sollten weitere Spitzen auftreten, werden diese zur Sicherstellung der Strommarktdienlichkeit abgeregelt und/oder alternativ mit einem optionalen Stromspeicher (nicht Bestandteil dieser Machbarkeitsstudie) netzdienlich verschoben. Dies stellt aus energetischer Sicht die sinnvollere, jedoch aus wirtschaftlicher Sicht eine schwierig darstellbare Option dar.

Als wichtige Komponente der Sektorkopplung ist ein Hackschnitzel-BHKW in dem Gesamtsystem enthalten. Dieses stellt – aus im Gemeindegebiet zur Verfügung stehenden Forsten – nicht nur Wärme, sondern auch Strom zur Verfügung. Letzterer kann wiederum in den Wärmepumpen zur Gewinnung von nochmals erneuerbarer Wärme aus dem Großflächenkollektor genutzt werden. Das BHKW wird mit einem großen Wärmespeicher ausgestattet, der es ermöglicht, die Anlage in elektrischen Spitzenzeiten für einige Stunden abzuschalten und dennoch die Wärmeversorgung des Warmen Nahwärmenetzes sicher zu stellen. Im Gegenzug kann der Puffer auch dafür verwendet werden, thermische Überschüsse zu speichern, wenn die elektrische Energie aktuell strommarktdienlich in das öffentliche Netz abgegeben werden kann.

Die im Eigentum der Betreibergesellschaft befindlichen Wärmepumpen sollen gemäß § 14a EnWG als steuerbare Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung an das Arealnetz angebunden und als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung netzdienlich freigegeben oder unterbrochen werden können. Die Wärmepumpen werden sowohl online über das spezifische Leitsystem des Herstellers als auch bei Bedarf mittels Signallrundsteuerempfänger (ERS-Empfänger) schaltbar sein. Die zum Einsatz kommenden Wärmepumpen sind kompatibel zum Industriestandard SGready. Wie bereits an anderer Stelle beschrieben, werden die Wärmepumpen mit einem Doppelspeicher ergänzt. Dabei besteht neben dem Speicher für warmes Trinkwasser auch ein passend dimensionierter Heizungspuffer zur Verfügung. Letzterer ermöglicht die temporäre Speicherung von Wärme zu Heizzwecken und erlaubt zudem eine längere Unterbrechung der Wärmepumpe ohne Komfortverlust auf der Kunden-seite. Die Mindestlaufzeit und die maximale Einschalthäufigkeit der Wärmepumpen pro Stunde werden dabei berücksichtigt. Über den Standard SGready kann direkt auf die Kennwerte jeder einzelnen oder aller Wärmepumpen in Gänze Einfluss genommen werden. So kann beispielsweise bewusst die Temperatur im Warmwasserspeicher erhöht werden (über die Wärmepumpe bis 60 °C und über den Heizstab bis 70 °C), um möglichst viel Last aus dem Stromnetz aufnehmen zu können. Zudem kann die Vorlauftemperatur der Heizung temporär um zwei bis drei Kelvin erhöht werden. Die resultierende aufnehmbare Last kann so bis zu 40 % der installierten Wärmeleistung betragen.

Zudem können die Überschüsse aus PV-Anlage und BHKW in einer weiteren möglichen Sektorkopplungstechnologie, der Elektromobilität (nicht Bestandteil dieser Studie), zum Einsatz kommen. Es ist angedacht, im Baugebiet Ladesäulen für Elektrofahrzeuge (E-Auto, E-Fahrräder usw.) zu installieren. Als zentraler Punkt könnte hierfür zunächst der Parkplatz des Kindergartens und darüber hinaus an weiteren prädestinierten Punkten im Baugebiet in Betracht gezogen werden. Auch hierfür ist ein Arealnetz von elementarer Bedeutung, um sicherzustellen, dass primär der vor Ort erzeugte Strom aus erneuerbaren Quellen zum Einsatz kommt.

Doch nicht nur die Kopplung der Sektoren Wärme und Strom, sondern darüber hinaus die von Wärme und Kälte sind mit dem entwickelten Konzept möglich. So können die Wärmepumpen in den EFH, den DHH und dem Kindergarten das Kalte Nahwärmenetz und die Großkollektoranlage als Wärmequelle für die Beheizung nutzen, während gleichzeitig die passive Kühlung der Gebäude zur Steigerung des Nutzerkomforts realisiert werden kann.

Der Aufbau einer „Insellösung“ und somit der vollständige Verzicht auf eine Verbindung zum öffentlichen Stromnetz wird als nicht sinnvoll erachtet. Der Aufwand zur Sicherstellung der Netzstabilität und der Versorgungssicherheit in einem Inselnetz dieser Größenordnung steht technisch und wirtschaftlich in keinem Verhältnis zum Nutzen.

Das so entstehende Potenzial aus BHKW, PV und Wärmepumpe an zu- und abschaltbarer Last lässt sich in Kombination mit anderen vergleichbaren Projekten zudem sukzessive erweitern. Damit ist das Wärmenetzsystem in Allershausen ideal für eine Zusammenschaltung als zu- und abschaltbare Last in einem Smart-Grid-Netz vorbereitet.

10 Einzelkomponenten der industriellen Forschung

In der Entwicklung des Versorgungskonzeptes für das Neubaugebiet „Eggenberger Feld Süd“ ist der Einsatz von Einzelkomponenten der industriellen Forschung nach Definition der Förderbekanntmachung nicht geplant. Das ausgearbeitete Gesamtkonzept stellt für sich ohne Zweifel eine Innovation dar. Die einzelnen Komponenten des Gesamtsystems sind jedoch in den Markt eingeführt und etabliert. Diese Vorgehensweise wurde bewusst gewählt, um eine maximale Übertragbarkeit des Versorgungskonzeptes auf ähnliche Bauvorhaben im ländlichen Raum zu garantieren.

11 Prüfung der rechtlichen Genehmigungsfähigkeit

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie haben sich mit dem Arealnetz und der Großkollektoranlage zwei elementare Komponenten gezeigt, die aus rechtlicher Sicht besonderer Aufmerksamkeit bedürfen. Die rechtliche Genehmigungsfähigkeit wird im Folgenden erläutert.

11.1 Arealnetz

Für den energetischen Zusammenschluss der elektrischen Erzeuger und Verbraucher ist im Neubaugebiet „Eggenberger Feld Süd“ angedacht, ein Arealnetz aufzubauen. Die Einstufung als Arealnetz setzt voraus, dass das Netz Energie zum Zwecke der Ermöglichung der Versorgung von Kunden in einem geografisch begrenzten Gebiet, wie in Allershausen der Fall, verteilt wird. Allerdings bedarf es für das Kreuzen bzw. Nutzen öffentlicher Flächen oder Straßen einer besonderen Genehmigung. Hierfür muss die Grundlage im Neubaugebiet „Eggenberger Feld Süd“ geschaffen werden. Vorgespräche der Gemeinde Allershausen mit dem örtlichen Netzbetreiber (Bayernwerke) zu diesem Sachverhalt waren grundsätzlich positiv. Eine zweite Option stellt der Verzicht auf öffentlich gewidmete Straßen dar. Die verkehrstechnische Erschließung würde in diesem Fall über Privatstraßen erfolgen. Die Straßen im Baugebiet wären abweichend vom Standardfall somit im Besitz aller Anwohner und nicht der Gemeinde. Für die Reinigung, Winterdienst und ähnliches müssten dann von den Anwohnern Dienstleistungsverträge abgeschlossen werden, die nicht an die allgemeinen Verträge mit der Gemeinde gekoppelt sein dürfen.

Ein geschlossenes Verteilnetz muss an das vorgelagerte Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen werden. Über dieses wird Ersatz- bzw. Zusatzstrom bezogen, wenn die Eigenenergieerzeugung nicht ausreicht oder ausfällt. Andererseits kann Überschussstrom abgesetzt werden.

Darüber hinaus muss das Arealnetz unbedeutend für den Wettbewerb und die Netzsicherheit sein. Bei den im „Eggenberger Feld Süd“ entstehenden 142 WE kann davon ausgegangen werden.

Weiter muss sichergestellt sein, dass sich jedermann zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Verbraucher unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich an das Arealnetz anschließen kann. Hierfür muss nach Energie-Wirtschaftsgesetz (EnWG) eine sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leistungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit sichergestellt sein. Dieser Anforderung wurde durch niedrigere als vom örtlichen Stromanbieter angebotene Strompreise in der Machbarkeitsstudie Rechnung getragen.

Anträge zur Genehmigung eines Arealnetzes sind grundsätzlich an die jeweiligen Landesregulierungsbehörden zu richten, in deren Bundesland das geschlossene Verteilernetz liegt. Dies ist im Fall Allershausen die Regulierungskammer Bayern in München. Den Landesregulierungsbehörden obliegt die Entscheidung über das Vorliegen der Voraussetzungen nach § 110 Absatz 2 und 4 EnWG.

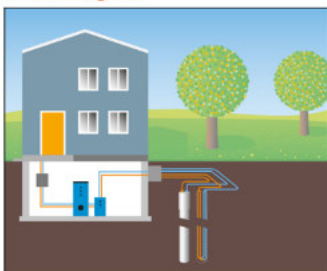
11.2 Großkollektoranlage

Als erneuerbare Wärme- und Kältequelle sowie als saisonaler Großwärmespeicher ist eine oberflächennahe Großkollektoranlage unter einer landwirtschaftlich genutzten Fläche im Energiekonzept angedacht. Bei der Nutzung des Erdreiches als Wärmequelle und -senke gibt es mehrere Genehmigungsverfahren zu berücksichtigen. Zunächst muss eine grundsätzliche Prüfung der Zulässigkeit durch das Wasserwirtschaftsamt erfolgen. Hierfür wurde über das Online-Portal des Bayerischen Landesamt für Umwelt (Umweltatlas Bayern) eine Anfrage gestartet. Wie in Abbildung 21 zu sehen sind Sondenbohrungen nicht zulässig. Der Einsatz von Grundwasser als Wärmequelle und -senke wäre möglich, wurde jedoch aus technischen Gründen nicht weiterverfolgt.

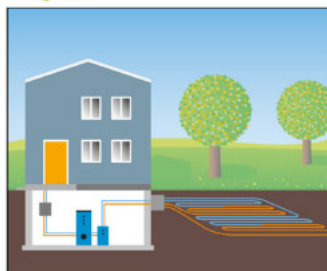
- ❌ Der Bau einer Erdwärmesondenanlage ist nach derzeitigem Kenntnisstand **nicht möglich**.
- ✅ Der Standort liegt **außerhalb** eines Wasserschutzgebietes (WSG).
- ❌ Aus Gründen des Grundwasserschutzes ist eine Bohrung **nicht erlaubt**.
- ✅ Es sind **keine Bohrrisiken** bekannt.
- ✅ Im Umkreis von 50 m befindet sich **keine bekannte** geologische Störung.
- ✅ Bis 100 m Tiefe werden voraussichtlich **Locker- und Festgesteinsabfolgen** durchbohrt.

Ersteinschätzung für oberflächennahe Entzugssysteme am Standort

Erdwärmesonde:
nicht möglich



Erdwärmekollektor:
möglich



Grundwasser-Wärmepumpe:
möglich

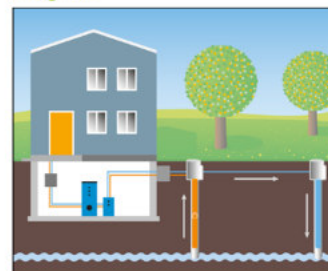


Abbildung 21: Geologische Standortauskunft Baugebiet [Bayerisches Landesamt für Umwelt]

Der Einsatz von Erdkollektoren, wie sie im entwickelten Energiekonzept zum Einsatz kommen sollen, ist grundsätzlich möglich. Da es sich um eine große Anlage handelt, wurde ergänzend zur Online-Anfrage mit Herrn Mühlbacher des Wasserwirtschaftsamt (WWA) München direkt Kontakt aufgenommen. Hierbei wurde nochmals bestätigt, dass der Einsatz von Erdkollektoren als Wärmequelle im Baugebiet „Eggenberger Feld Süd“ zulässig ist. Wird bei der Einbringung der Kollektoren ein Abstand von > 1 m zum Grundwasser eingehalten, ist die Anlage aus wasserrechtlicher Sicht anzeige-, jedoch nicht genehmigungspflichtig. Wird die Anlage näher oder direkt im Grundwasser platziert, muss diese vom WWA genehmigt werden. Dies sollte nach Aussage von Herrn Mühlbacher jedoch ebenfalls kein Problem darstellen.

Das Bergbaurecht hat bei dieser Anlage – abweichend zu anderen Bundesländern – in Bayern keinen Einfluss, da die Anlage nicht tiefer als 99 m in den Erdboden eingreift.

Neben der wasserrechtlichen und bergbaurechtlichen Prüfung muss eine Genehmigung der oberflächennahen Großkollektoranlage durch das Landratsamt erfolgen. Hierbei ist darauf zu achten, dass durch das Landratsamt alle betroffenen weiteren Ämter und Institutionen wie Naturschutz, Bodenschutz etc. mit informiert und angefragt werden.

11.3 Weitere Genehmigungen

Neben den beiden oben erwähnten Genehmigungsverfahren sind im Zuge des Planungsprozesses für das Baugebiet noch weitere Genehmigungen einzuholen. Da sich diese aber auf übliche Baugenehmigungen für ein derartiges Projekt beschränken und ohne Probleme durchlaufen werden konnten, wird hier nicht tiefer darauf eingegangen.

12 Wirtschaftlichkeit

In der Wirtschaftlichkeitsberechnung für das Wärmenetzsystem 4.0 im „Eggenberger Feld Süd“ ist eine Betrachtung der prognostizierten Einzahlungen und Auszahlungen unter definierten Rahmenbedingungen für einen Zeitraum von 40 Jahren durchgeführt worden. Für die Berücksichtigung der Zuschüsse durch das Förderprogramm Wärmenetzsysteme 4.0 muss ein Wärmepreis von maximal 12 ct/kWh brutto Vollkosten erreicht werden. Neben dieser Bedingung ist ebenfalls eine prozentuale Preissteigerung für verschiedene Bereiche einbezogen. Laut Empfehlung der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) beträgt die Preissteigerung für die Kosten der Investitionsgüter 0,5 % pro Jahr. Für Lohnkosten bzw. Betrieb sowie für Verbrauch wird ein Faktor von 1,5 % p. a. und für den Energieverkauf von 2 % p. a. herangezogen. Letzterer wirkt sich erst nach Ablauf der im Förderprogramm vorgeschriebenen Preisbindung von fünf Jahren auf den Wärmepreis für die Endkunden aus.

Größter Einflussfaktor auf alle Einnahmen und Ausgaben ist die Anzahl der angeschlossenen Gebäude. Da das Baugebiet sukzessive erschlossen und bebaut wird, wird mit einer gestaffelten Anschlussquote gerechnet. Aufgrund der hohen Nachfrage nach Baugrund und einem Bauzwang, der für die 50 % der Grundstücke gilt, welche durch die Gemeinde veräußert werden, wird von einer zeitnahen Bebauung ausgegangen. Diese teilt sich wiederum in die beiden Netzbereiche des Warmen und des Kalten Nahwärmenetzes auf und beläuft sich nach dem Erschließungszeitraum von fünf Jahren für das Quartier auf eine Gesamtquote von 75 %. Die prozentuale Aufteilung der angeschlossenen Abnahmestellen in den ersten fünf Jahren ist in Tabelle 14 dargestellt. Nach dem vierten Jahr wird mit gleichbleibender Anzahl der Anschlüsse gerechnet.

Tabelle 14: Staffelung der Anschlussquote

Jahr	1	2	3	4	5
Anschlussquote KNW	0%	26%	51%	65%	65%
Anschlussquote WNW	20%	40%	75%	85%	85%
Gesamt Anschlussquote Wärme	10%	33%	63%	75%	75%

Für den Anschluss an das Wärmenetz werden einmalig Gebühren von den Hauseigentümern erhoben. Diese sind an die Zielmarktpreise von vergleichbaren Alternativwärmesystemen angelehnt bzw. unterschreiten diese, um die Wettbewerbsfähigkeit und Attraktivität des Systems für die Endkunden sicherzustellen. Die Kosten für die einzelnen Gebäudetypen sind in Tabelle 15 aufgeführt, wobei in den Mehrfamilienhäusern zusätzlich zur Hausanschlussgebühr noch weitere Kosten je Wohneinheit addieren. Die Einnahmen daraus werden mit der gesamten verkauften Wärmemenge über 40 Jahre verrechnet und so spezifische Anschlusskosten ermittelt. Diese ergeben sich netto zu 12 €/MWh verkaufte Wärmemenge und sind in den für die Endkunden errechneten Vollkosten für die Wärme berücksichtigt.

Tabelle 15: Hausanschlusskosten in Euro

Gebäudetyp	Anschluss		je WE	
	netto	brutto	netto	brutto
EFH / DHH / RH	8.319	9.900	-	-
MFH	20.924	24.900	2.092	2.490

Nachfolgend werden alle Ein- und Auszahlungen aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung aufgeführt und dabei auf die, seitens des BAFA gestellten, Anforderungen eingegangen und jährlich dargestellt. Bei den genannten Beträgen handelt es sich um Nettobeträge.

12.1 Jährlich veräußerte Wärmemengen

Wie bereits oben erwähnt, bezieht sich die Verbrauchsangabe der beiden Netze auf einen prognostizierten Gesamtwärmebedarf bei einer Anschlussquote von 75 %. Inbegriffen sind dabei sowohl der Heizenergiebedarf als auch der für die Warmwasserbereitung benötigte Energiebedarf. Ab Baubeginn steigen diese sukzessive mit dem Fortschreiten der Erschließung an und bilden, wie in Tabelle 16 dargestellt, so am Ende eine konstante Gesamtwärmemenge von rund 1,637 GWh.

Tabelle 16: Darstellung der Gesamtwärmemenge in MWh

Jahr	1	2	3	4	5
Wärmemenge KNW	0	328	656	832	832
Wärmemenge WNW	189	379	710	805	805
Gesamtwärmemenge	189	707	1.367	1.637	1.637

Jahr	6	7	8	9	10
Wärmemenge KNW	832	832	832	832	832
Wärmemenge WNW	805	805	805	805	805
Gesamtwärmemenge	1.637	1.637	1.637	1.637	1.637

12.2 Erlöse durch die Veräußerung der Wärme

Für die Erlösberechnung wird mit einem Nettowärmepreis für die Endkunden von 88 EUR/MWh gerechnet. Damit liegen die Vollkosten für die Wärme mit den auf 40 Jahre umgelegten spezifischen Anschlusskosten von 12 €/MWh bei 100 €/MWh (netto) und somit unter dem geforderten Wert der Förderbekanntmachung Wärmenetzsysteme 4.0. Die Summe der kalkulierten Erlöse aus den Hausanschlusskosten beträgt ca. 746.000 € und die der verkauften Wärmemenge innerhalb von 40 Jahren liegt bei ca. 63 GWh. In den ersten 10 Jahren gestalten sich die Erlöse wie in Tabelle 17 dargestellt.

Tabelle 17: Jährliche Erlöse in Euro bei 8,8 ct/kWh (netto)

Jahr	1	2	3	4	5
Erlöse aus KfW	0	28.922	57.843	73.750	73.316
Erlöse aus WfW	16.689	33.378	62.584	70.928	70.928
Erlöse aus Anschlussgebühren	66.807	233.193	291.681	154.286	-
Erlöse pro Jahr	83.496	295.493	412.108	298.964	144.245

Jahr	6	7	8	9	10
Erlöse aus KfW	73.316	74.783	76.278	77.804	79.360
Erlöse aus WfW	70.928	72.347	73.794	75.270	76.775
Erlöse aus Anschlussgebühren	-	-	-	-	-
Erlöse pro Jahr	144.245	147.130	150.072	153.074	156.135

12.3 Zeitpunkt der Einzahlung von Fördermitteln

In der Berechnung wird davon ausgegangen, dass vier Jahre nach Beantragung bzw. Baubeginn die gesamten förderfähigen Kosten eingereicht werden und daraufhin im fünften Jahr als Gesamtbetrag ausgezahlt werden.

Als Förderquote wird von einer Grundförderung von 20 % plus 10 % zusätzlicher Förderung ausgegangen, da es sich bei der antragsstellenden Betreibergesellschaft voraussichtlich um ein KMU handeln wird. Zusätzlich wird von einem anrechenbaren Nachhaltigkeitsbonus in voller Höhe und somit von nochmals 10 % ausgegangen, da die Wärmepumpen und weiteren Erzeuger im ausgearbeiteten Konzept bilanziell vollständig aus Eigenstrom versorgt werden können. Es ergibt sich also eine mögliche Gesamtförderquote für das Projekt von 40 % und damit eine potenzielle Fördersumme i. H. v. 0,92 Mio. Euro.

12.4 Weitere Einnahmen

Neben Wärme wird im vorliegenden Gesamtkonzept auch Strom für die Wärmebereitstellung produziert. Wie in Kapitel 9 bereits beschrieben, ist zusätzlich zu dem mit dem KWK-Prozess erzeugten Strom eine Solarstromgewinnung über PV-Anlagen geplant. Diese sollen auf den Dachflächen der Kindertagesstätte angebracht werden und in das Arealnetz einspeisen. In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist von einer 50 kWp Anlage ausgegangen worden.

Diese Vorgehensweise ermöglicht es, die Versorgung der Wärmepumpen im KfW-Netz aus bilanzieller Sicht komplett aus der Eigenproduktion sicher zu stellen. Der eigengenutzte Strom wird dabei in der Berechnung mit 140 €/MWh veranschlagt und steht so dem Strombedarf der Wärme- und Netzpumpen aus Tabelle 20 gegenüber.

12.5 Entwicklungs- und Investitionskosten

Zum Projekt- bzw. Baustart sind Investitionskosten i. H. v. ca. 1,8 Mio. Euro geplant. Diese setzen sich in erster Linie aus Kosten für die Wärmeerzeuger in der Energiezentrale, die beiden Netze sowie Planungs- und Auslegungskosten zusammen. Zusätzlich sind Kosten für mögliche Genehmigungsverfahren und Unvorhersehbares eingeplant, genauso wie für eine temporäre Wärmeversorgung als „Back-Up“ während der Bauphase.

In den ersten vier Jahren kommen entsprechend der Erschließung weitere Kosten hinzu. Diese resultieren aus den Anschaffungen der Wärmepumpen für das KNW-Netz und deren Inbetriebnahme sowie aus den Hausübergabestationen des WNW-Netzes und sind nach der prognostizierten Anschlussquote aufgeteilt. Analog verhält es sich mit den Kosten für die Anschaffung und Installation der Photovoltaik-Module auf ausgewählten Dächern.

Das Gesamtinvestitionsvolumen beläuft sich somit auf etwa 2,3 Mio. Euro, verteilt über den Erschließungszeitraum von vier Jahren (siehe Tabelle 18).

Tabelle 18: Aufgeschlüsselte Investitionskosten in Euro (netto)

Jahr	0	1	2	3	4
Erdkollektor	348.000				
BHKW	119.000				
Hackschnitzelkessel	120.000				
Wärmepumpen KNW			134.000	135.000	72.000
Einbau und IBN Wärmepumpen KNW			27.000	27.000	14.000
Übergabestationen WNW		8.000	8.000	14.000	4.000
Energiezentrale	400.000				
Planung Energiezentrale/Netz	250.000				
Hackschnitzellager	50.000				
Genehmigungsverfahren	50.000				
Temporäre Wärmeversorgung	15.000				
PV-Anlagen				55.000	
Arealnetz	50.000				
Kaltes Netz	165.000				
Warmes Netz	127.000				
Ackerfläche für Erdkollektor	2.000				
Unvorhersehbares	100.000				
Summe	1.796.000	8.000	169.000	231.000	90.000

12.6 Betriebskosten

Die Angaben zu den Betriebskosten finden sich in Tabelle 19 und werden als Nettobeträge in Euro ausgewiesen. Die Berechnung erfolgt mit den Vorgaben aus der VDI 2067 für Instandhaltung, Betrieb und Wartung. Zusätzlich hat der mit 1,5 % angesetzte Faktor für Preissteigerung der Betriebskosten Einfluss darauf. Die Aufstellung der Betriebskosten aufgeteilt auf die einzelnen Positionen ist ebenfalls in Tabelle 19 zu sehen.

Tabelle 19: Betriebskosten über 10 Jahre in Euro (netto)

Jahr	1	2	3	4	5
BHKW	15.500	15.800	16.000	16.300	16.500
Hackschnitzelkessel	8.400	8.500	8.700	8.800	8.900
Wärmepumpen KNW	0	900	3.500	5.800	5.900
Übergabestationen WNW	200	500	900	1.100	1.100
Energiezentrale	10.000	10.100	10.300	10.500	10.600
Hackschnitzellager	3.700	3.800	3.800	3.900	3.900
Kaltes Netz	1.700	1.700	1.700	1.700	1.800
Wärmenetz	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300
Messstellenbetrieb Wärme	500	1.600	3.200	3.800	3.900
Messstellenbetrieb Strom	2.500	4.500	6.600	10.200	10.400
Betriebskosten Betreibergesellschaft	10.000	10.200	10.300	10.500	10.600
Pacht Ackerflächen	700	700	700	700	700
Summe	54.500	59.600	67.000	74.600	75.600

Jahr	6	7	8	9	10
BHKW	16.700	17.000	17.200	17.500	17.800
Hackschnitzelkessel	9.000	9.200	9.300	9.500	9.600
Wärmepumpen KNW	6.000	6.000	6.200	6.200	6.300
Übergabestationen WNW	1.100	1.100	1.100	1.200	1.200
Energiezentrale	10.800	10.900	11.100	11.300	11.400
Hackschnitzellager	4.000	4.000	4.100	4.200	4.200
Kaltes Netz	1.800	1.800	1.800	1.900	1.900
Wärmenetz	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400
Messstellenbetrieb Wärme	4.000	4.000	4.100	4.100	4.200
Messstellenbetrieb Strom	10.600	10.700	10.900	11.000	11.200
Betriebskosten Betreibergesellschaft	10.800	10.900	11.100	11.300	11.400
Pacht Ackerflächen	700	700	700	700	800
Summe	76.900	77.700	79.000	80.300	81.400

Neben diesen jährlichen Betriebs- und Wartungskosten fallen als weitere laufende Position Verbrauchskosten an. Diese schlüsseln sich, wie in Tabelle 20 zu sehen, in Strombedarf der Wärmepumpen und der Netzpumpen sowie in Brennstoffbedarf von BHKW und Kessel auf. Der Preis für Strom wird dabei mit 140 €/MWh angesetzt und der Brennstoffpreis der Hackschnitzel in Rücksprache mit dem lokalen Lieferanten mit 30 €/MWh. Der Strompreis basiert auf der Annahme, dass das Quartier über ein Arealnetz auf der Mittelspannungsebene angeschlossen ist und deshalb im Vergleich zur Niederspannung geringere Netznutzungsentgelte anfallen. Ebenfalls berücksichtigt wird der Faktor Preissteigerung Verbrauch, der wie eingangs erwähnt nach Ablauf der Preisbindung aus der Förderbekanntmachung Wärmenetze 4.0 nach den ersten fünf Jahren mit 1,5 % angesetzt ist.

Tabelle 20: Verbrauchskosten über 10 Jahre in EUR (netto)

Jahr	1	2	3	4	5
Strombedarf - Wärmepumpen	0	11.700	23.700	30.400	30.900
Strombedarf - Netzpumpen	3.400	3.400	3.500	3.500	3.600
Hackschnitzelbedarf - BHKW	6.600	13.400	25.600	29.400	29.900
Hackschnitzelbedarf - Kessel	2.900	6.000	11.300	13.000	13.200
Summe	12.900	34.500	64.100	76.300	77.600

Jahr	6	7	8	9	10
Strombedarf - Wärmepumpen	31.400	31.800	32.300	32.800	33.300
Strombedarf - Netzpumpen	3.600	3.700	3.700	3.800	3.800
Hackschnitzelbedarf - BHKW	30.300	30.800	31.200	31.700	32.200
Hackschnitzelbedarf - Kessel	13.400	13.600	13.800	14.000	14.300
Summe	78.700	79.900	81.000	82.300	83.600

12.7 Finanzierungskosten

Zum aktuellen Stand des Projektes kann noch keine sichere Aussage darüber getroffen werden, ob und in welcher Form eine Fremdfinanzierung benötigt wird. Dies ist stark vom späteren gewählten Betreibermodell abhängig. In der Berechnung ist jedoch, unter Berücksichtigung der Vorgaben zur Wärmepreisgestaltung des BAFA, ein Zinsfaktor von 4,9 % implementiert. Insofern könnte auch bei einer Finanzierung mit einem Fremdkapitalzins von 2 % noch ein Risikopuffer von 2,9 % eingehalten werden.

Die genaue Finanzierung der Investitionskosten wird im Zuge der Gründung der Betreibergesellschaft geklärt. Die Vorgespräche hierzu laufen bereits.

12.8 Rückstellungen, Sicherheitsmargen und Abschreibungszeiträume

Kalkulatorische Kosten oder bilanzielle Positionen sind nicht Teil der Kalkulation. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung basiert auf Zahlungsströmen. Grundlage der Berechnung ist die Kapitalwertmethode.

Zugrunde gelegte Betrachtungszeiträume:

- Wirtschaftlichkeitsberechnung: 40 Jahre
- Erschließungsphase: 4 Jahre

In der Wirtschaftlichkeitsberechnung wurden keine bilanziellen Rückstellungen gebildet. Es wurden die Ersatzinvestitionen nach den in der VDI 2067 hinterlegten Nutzungsdauern für die einzelnen Anlagenteile und Komponenten inklusive einer jährlichen Preissteigerung, wie eingangs erwähnt, von 0,5 % eingepreist.

Bei Infrastrukturprojekten ähnlicher Größenordnung wird mit einem Vorsteuer-WACC¹ von rund 6,5 bis 6,8 % kalkuliert. Mit dem hier angesetzten Zinsfaktor von 4,9 % wird dieser Wert unterschritten. Die vergleichbar hohen Investitionen in diesem Projekt stehen jedoch der Langfristigkeit und Zukunftsfähigkeit eines derartigen Versorgungskonzeptes mit erneuerbaren Energien gegenüber. Nichtsdestotrotz ergibt sich für das Projekt die zwingende Notwendigkeit, einen deutlich über Null liegenden Kapitalwert zu erzielen, um die Wirtschaftlichkeit über den gesamten Zeitraum von 40 Jahren sicherzustellen.

12.9 Bürgschaften anderer Träger

Zum aktuellen Zeitpunkt sind keine Bürgschaften anderer Träger für das Projekt geplant. Eine Beteiligung an der Betreibergesellschaft oder ähnliche Maßnahmen zur Sicherung der Wirtschaftlichkeit durch die Gemeinde Allershausen sind vorbehaltlich der Förderung der Umsetzung des Bauvorhabens in Modul II der Förderbekanntmachung Wärmenetze 4.0 jedoch durchaus denkbar und sehr wahrscheinlich.

12.10 Wirtschaftliche Risikoabschätzung

Im Verlauf der Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde eine Vielzahl von Szenarien mit variierenden Wärmeverbrauchsmengen und Anschlussquoten betrachtet. Daraus ergab sich, dass das Projekt bei einer Anschlussquote von 75 % wirtschaftlich darstellbar ist. Unter Berücksichtigung, dass die Grundstücke im Baugebiet aus Gemeindehand (50 % der Grundstücke) an das Versorgungskonzept angeschlossen werden sollen und zusätzlich die zwei größten Grundeigentümer dem Projekt gegenüber positiv gestimmt sind, stellt sich diese Quote als realistisch dar. Hinzu kommt, dass mit den Anschlusskosten bewusst konkurrenzfähige Preise zu Alternativwärmesystemen gewählt worden sind.

Um einen zusätzlichen Anreiz zum Energie sparen zu geben, soll auf einen Grundpreis verzichtet werden. Risiken von Minderabsätzen, wie sie in Warmjahren vorkommen, trägt somit die Betreibergesellschaft.

Den größten Risikofaktor für den späteren Betrieb bilden die Stromkosten für die Wärmepumpen, wobei dieser durch die Nutzung von Eigenstrom minimiert bzw. relativiert wird. Der Wärmepreis wird gemäß der Vorgabe seitens des BAFA über eine Dauer von fünf Jahren fixiert. Für mögliche Preisschwankungen im späteren Verlauf können übliche Preisgleitklauseln nach AVBFernwärmeV mit 50 %-Wärmemarkt- und 50 %-Strommarktbindung zum Einsatz kommen.

Bei der gesamten Wirtschaftlichkeitsberechnung handelt es sich um eine Maximalbetrachtung. Für Anschlussquote, Absatzmengen und Investitionskosten sind jeweils defensive Schätzungen herangezogen worden, so dass sich eine Veränderung der Werte zu negativen Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit als unwahrscheinlich darstellen. Zudem wurden die steuerlichen Einflüsse durch die Abschreibung in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bewusst nicht berücksichtigt, was zu einer zusätzlichen Reduzierung des wirtschaftlichen Risikos führt.

¹ Vorsteuer-WACC: Weighted Average Cost of Capital (gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten) ist eine Methode zur Bestimmung der Mindestrendite von Investitionsprojekten.

12.11 Zusammenfassung der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Wie aus den vorangegangenen Betrachtungen ersichtlich, ist eine Realisierung des entwickelten Versorgungskonzeptes unter ökonomischen Gesichtspunkten möglich. In Tabelle 21 sind neben der veräußerten Wärmemenge noch einmal alle wesentlichen Einnahmen und Ausgaben zusammengefasst dargestellt. Die Zeile „Jährliche Einnahmen in EUR“ umfasst hierbei jegliche unterstellten Einnahmen, d. h. hier werden neben den Erlösen aus den Hausanschlusskosten und dem Wärmeverkauf auch Erlöse aus Stromverkäufen berücksichtigt. Da ebendiese Stromverkäufe in der Berechnung den Stromverbräuchen z. B. der Wärmepumpen gegenübergestellt werden, heben sich im realen Betrieb Verbrauchskosten und Einnahmen teilweise auf. Diese Vorgehensweise kann jedoch nur gewährleistet werden, wenn die Implementierung eines Arealnetzes, wie sie Teil dieser Studie ist, umgesetzt wird.

Tabelle 21: Zusammenfassung der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Jahr	1	2	3	4	5
Veräußerte Wärmemenge in MWh	189	707	1.367	1.642	1.673
Jährliche Einnahmen in EUR	112.000	336.000	469.000	356.000	1.120.000
Investitionskosten in EUR	1.800.000	8.000	169.000	231.000	90.000
Betriebskosten in EUR	54.500	59.600	67.000	74.600	75.600
Verbrauchskosten in EUR	12.900	34.500	64.100	76.300	77.600
Kapitalwert	-1.760.000	-1.690.000	-1.580.000	-1.460.000	-496.000

Jahr	10	15	20	30	40
Veräußerte Wärmemenge in MWh	1.673	1.673	1.673	1.673	1.673
Jährliche Einnahmen in EUR	221.000	244.000	270.000	329.000	401.000
Investitionskosten in EUR	-	-	-	-	-
Betriebskosten in EUR	81.400	87.800	94.600	109.700	127.000
Verbrauchskosten in EUR	83.600	90.000	97.000	113.000	131.000
Kapitalwert	-234.000	-181.000	176.000	302.000	1.790.000

Der Kapitalwert in obiger Tabelle stellt die fortlaufende Verrechnung der Ein- und Auszahlungen dar und schließt nach dem Betrachtungszeitraum von 40 Jahren mit einem Plus von rund 1,8 Mio. Euro. Ein Zinsfaktor ist in dieser Zeile nicht berücksichtigt. Wird dieser einbezogen, steht der Kapitalwert am Ende des Betrachtungszeitraumes bei null.

In Tabelle 21 wird bewusst auf die Darstellung möglicher anfallender Ersatzinvestitionen verzichtet. Da beispielsweise die Ersatzanlagen für das BHKW und den Hackschnitzelkessel laut VDI 2067 alle 15 Jahre nach Erstanschaffung anfallen, würde eine Darstellung in obiger Tabelle kein repräsentatives Bild der Gesamtsituation widerspiegeln. In dem Kapitalwert in der letzten Zeile sowie in jeglichen Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit sind diese selbstverständlich berücksichtigt.

13 Mindestgröße

Die vorgegebene Mindestgröße von 100 Abnahmestellen wird in dem Baugebiet „Eggenberger Feld Süd“ aller Wahrscheinlichkeit nach knapp nicht erfüllt. Geplant sind, wie in der Potenzialanalyse aufgeführt, rund 20 Wärmeübergabestationen im warmen Netz sowie 78 Wärmepumpen, die im KNW-Netz als solche fungieren. An dieser Stelle ist jedoch zu erwähnen, dass die fünf Wärmeübergabestationen in den Mehrfamilienhäusern jeweils zehn Wohneinheiten versorgen. Insgesamt sind demnach 142 Wohneinheiten im Neubaugebiet geplant. Da jedoch nicht von einer Anschlussquote in Höhe von 100 % ausgegangen werden kann, wird die voraussichtliche Anzahl unter dieser Vorgabe sein.

Auch die alternativ geforderte Wärmeabnahme von mindestens 3,0 GWh/a wird bei einer vollständigen Versorgung des Quartieres mit etwa 19.500 m² beheizter Neubaufläche und einem Wärmebedarf in Höhe von 2,128 GWh/a nach aktuellem Kenntnisstand ebenfalls voraussichtlich nicht erreicht. Hier wirkt sich der reine Neubau im Vergleich zu einem Bestandsquartier wärmebedarfsmindernd aus. Doch gerade in diesem niedrigen Bedarf bei gleichzeitig vielen, weit verteilten Abnahmestellen liegt eine besondere Herausforderung in diesem Bauvorhaben.

Die Förderbekanntmachung hält in diesem Fall gemäß Paragraph § 4.2 eine Ausnahme bei Nachbarschafts- oder Quartierskonzepten bereit. Diese setzt die Implementierung von mindestens drei weiteren Innovationen voraus. Im Neubaugebiet „Eggenberger Feld Süd“ wird dies durch die Nutzung eines mit lokalen Biomasse-Beständen befeuerten Holz-Vergaser-BHKWs, eines Arealnetzes zur direkten Nutzung von vor Ort erzeugtem regenerativem Strom sowie eines geothermischen, saisonalen Großwärmespeichers erfüllt. Des Weiteren ist die thermische Kopplung der beiden Wärmenetze zu nennen, welche es ermöglicht, den in den Sommermonaten anfallenden Wärmeüberschuss aus dem BHKW in den Erdkollektor des KNW-Netzes zu verschieben und damit saisonal zu speichern.

Holz-Vergaser-BHKW

Das Holz-Vergaser-BHKW stellt eine zentrale Komponente des geplanten Wärmenetzes dar. Dieses stellt neben vollständig regenerativer Wärme auch Strom zur Versorgung der Wärmepumpen des KNW-Netzes zur Verfügung. Für den Betrieb werden dabei ausschließlich Hackschnitzel aus lokalen Forsten verwendet und sind somit nahezu CO₂-neutral.

Arealnetz

Für die Verteilung des BHKW- sowie des vor Ort produzierten PV-Stroms wird ein Arealnetz implementiert, das eine direkte Nutzung des regenerativ erzeugten Stroms ermöglicht. Bilanziell lässt sich dadurch ein annähernd energieneutrales Quartier realisieren. Durch die gemeinsame Verlegung mit den Verteilnetzsträngen kann das Arealnetz zudem sehr kostengünstig errichtet werden.

Geothermischer saisonaler Großwärmespeicher

Die Nutzung eines oberflächennahen Erdkollektors in zweischichtiger Ausführung bietet in Verbindung mit einem Kalten Nahwärmenetz die Möglichkeit, das Erdreich als Wärmespeicher zu nutzen.

Die im Sommer zur Kühlung aus den Wohngebäuden abgeführte Wärme kann in der unteren Ebene des Erdkollektors bzw. im umgebenden Erdreich gespeichert und in der nächsten Heizperiode wieder genutzt werden. Nach demselben Prinzip kann die im Winter eingebrachte Kälte bis in die nächste Kühlperiode gespeichert werden. Im Sommer ist dadurch eine besonders energieeffiziente Kühlung der Gebäude möglich. Die Agrarfläche über dem saisonalen Großwärmespeicher kann ohne Einschränkungen weiter landwirtschaftlich genutzt werden.

Kaskadierung der Wärmenetze mit thermischer Koppelung

Ein besonderer Aspekt des Konzeptes besteht in der Kaskadierung in zwei physisch getrennte Wärmenetze mit unterschiedlichen Temperaturniveaus. Dies ermöglicht einerseits die Nutzung von Umweltenergie auf niedrigem Temperaturniveau, andererseits die Einbindung von Wärmeerzeugern auf Basis biogener Festbrennstoffe, die Wärme auf einem höheren Temperaturniveau bereitstellen. Durch die thermische Kopplung der beiden Netze ist es zudem möglich, Überschusswärme aus dem BHKW in das KNW-Netz zu übergeben und über den Erdkollektor im Erdreich zu speichern. Dadurch kann sowohl ein kontinuierlicher und effizienter Betrieb des BHKWs mit hoher jährlicher Auslastung als auch eine deutliche Reduzierung der Größe und folglich der Kosten des Erdkollektors erreicht werden.

14 Kosteneffizienz

Für das betrachtete Versorgungskonzept geht aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung in Kapitel 12 hervor, dass unter Berücksichtigung der Förderung aus der Förderbekanntmachung Wärmenetzsysteme 4.0 ein Wärmepreis von ≤ 10 ct/kWh (netto) erreicht werden kann. Da ein etwaiger Kosteneffizienzbonus erst ab einem spezifischen Wärmepreis < 10 ct/kWh (brutto) beantragt werden kann und dieser im Projekt „Eggenberger Feld Süd“ nicht erreicht wird, ist eine zusätzliche Erhöhung der Förderquote durch den Kosteneffizienzbonus nicht realisierbar.

15 Online-Monitoring des Wärmenetzsystems 4.0

Mit dem Neubaugebiet „Eggenberger Feld Süd“ soll ein zukunftsorientiertes und innovatives Leuchtturmprojekt umgesetzt werden, das als Blaupause für eine Vielzahl von Siedlungs- und Quartiersentwicklungen im ländlichen Raum dienen kann. Eine wichtige Rolle spielt hierbei ein Online-Monitoring-Konzept, das es ermöglicht, individuelle Informationen auf verschiedenen Plattformen darzustellen und zusätzlich wichtige Erkenntnisse für weitere Projekte aufzeigt. Nicht zuletzt stellt ein Online-Monitoring die Datenbasis für eine mögliche Betriebsoptimierung dar und macht zeitgleich das Thema Energieeffizienz mit Hilfe einer optionalen Verbrauchs-Visualisierung greif- und erlebbar.

Von zentraler Bedeutung ist die Erfassung und Visualisierung der Energieflüsse nicht nur für die einzelnen Endnutzer, sondern darüber hinaus auch für das interessierte Publikum sowie für das weitergehende Projekt-Monitoring mit Analyse durch Energieexperten. Die Darstellung der Energieeffizienz des Gesamtsystems der Nahwärmeversorgung und die Ermittlung der Energieeffizienz der einzelnen Komponenten sind auch im Rahmen des Förderprogramms Wärmenetzsysteme 4.0 ein wichtiger Bestandteil, um unterschiedliche Konzepte miteinander zu vergleichen und ein Erfolgscontrolling durchführen zu können.

Durch die Forschungsinitiative für energieoptimiertes Bauen (EnOB) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) wurde ein Monitoring-Leitfaden entwickelt, der als Grundlage für das Monitoring-Konzept Anwendung findet. Das Messkonzept wird um projektspezifische Erfordernisse ergänzt und angepasst. Insbesondere ist eine detaillierte Erfassung der Bodentemperaturen im und um das Kollektorfeld vorgesehen, um eine nachhaltige Bewirtschaftung des Kollektorfeldes zu ermöglichen und Erkenntnisse für künftige Projekte zu generieren. Das Mess- und Zählkonzept verfolgt somit die folgenden Zielstellungen:

- Erfassung von Endenergie- und Primärenergieverbrauch je Verbrauchseinheit und der beiden Wärmenetze
- Feststellung der Energieeffizienz der Verteilung und Übergabe (Hausübergabestationen mit Wärmepumpen)
- Darstellung von Witterungseinflüssen
- Optimierung des Netzbetriebes
- Nachhaltige Bewirtschaftung des oberflächennahen Großkollektorfeldes als saisonaler Speicher
- Weitergehende Erkenntnisse zum Betrieb von Großkollektorfeldern

Die Mess- und Zählstellen wurden daher nach den folgenden Grundsätzen festgelegt:

- Erfassung der Wärmeströme von der Erzeugung bis zum Verbraucher
- Erfassung der Verteil- und Speicherverluste im Netz
- Erfassung der Endenergien nach Energieträgern
- Erfassung der Hilfsenergie zur Verteilung und Regelung im Netz
- Detaillierte Erfassung von Temperaturprofilen im Erdreich des Kollektorfeldes (Messfeld oberflächennahe Großkollektoranlage)
- Dauerhafte Speicherung der Messdaten

Der Bilanzraum umfasst ausgehend von der Wärmequelle Erdreich und Hackschnitzel, die Erzeugung durch das BHKW und den Hackschnitzelkessel, die Speicherverluste für den saisonalen Geothermiespeicher und den Energiespeicher in der Energiezentrale sowie die dezentralen Speicher in den Gebäuden am Warmen Nahwärmenetz, die Verteilverluste bzw. Gewinne im Kalten und Warmen Nahwärmenetz sowie die Übergabe in den einzelnen Hausübergabestationen inklusive des Verbrauchs für Heizung und für Trinkwarmwassererwärmung. Somit wird das gesamte Versorgungssystem abgebildet. Die verbraucherseitigen Speicher- und Verteilverluste im Gebäude sind im Monitoring-Konzept dagegen nicht berücksichtigt. Im Folgenden werden die Messkonzepte für die Teilbereiche Großkollektoranlage, Gesamtsystem und Hausübergabe erläutert.

Darüber hinaus wird die Erfassung der Wetterdaten wie Lufttemperatur, relative Luftfeuchte, Windgeschwindigkeit, Luftdruck, Niederschlag und Solarstrahlung durch eine zentrale Wetterstation als sinnvoll erachtet.

15.1 Messkonzept Großkollektoranlage

Das geplante Erdreichkollektorfeld erstreckt sich über 3.000 m². Bisher sind keine Untersuchungen über Großkollektoren mit diesem Ausmaß bekannt. Eine detaillierte Untersuchung der langfristigen Auswirkungen des Wärmeentzugs bzw. der Wärmeeinspeicherung in den Boden ist daher nicht nur für die nachhaltige Aufrechterhaltung der Wärmequelle für das Bauvorhaben in Allershausen von Relevanz, sondern darüber hinaus von großem wissenschaftlichem Interesse. Für die Realisierung künftiger Großprojekte werden wichtige Erkenntnisse erwartet, die auch in Fachzeitschriften und wissenschaftlichen Journals veröffentlicht werden sollen.

Die Kollektoren sind in zwei übereinanderliegenden Ebenen angeordnet. Über Absperrventile können die Ebenen einzeln zu- oder abgeschaltet werden. Zur Überwachung der Erdreichtemperaturen werden Temperaturprofile in horizontalen sowie in vertikalen Ebenen aufgenommen. Diese werden durch ein Messnetz aus im Erdreich verlegten Temperatursensoren erfasst. Vertikale Temperaturprofile werden an neun Stellen des Kollektorfeldes ermittelt. Darüber hinaus erfolgt eine zusätzliche horizontale Erfassung durch weitere Fühler in den beiden Kollektorebenen. In Abbildung 22 ist die Anordnung des vertikalen Erfassungsprofils durch Messstellen, an den Eckpunkten, den Seitenmitten und in der Mitte des Gesamtfeldes durch die rot gefüllten Kreise dargestellt. An jeder dieser Messstellen werden 13 Sensoren in unterschiedlichen Tiefen bis 100 cm unterhalb der unteren Kollektorebene in das Erdreich eingebracht. Aufgrund der landwirtschaftlichen Nutzung der Fläche, die die installierte Messtechnik gefährden könnte, wird auf Temperaturmessungen oberhalb der oberen Kollektorebene verzichtet. Innerhalb der beiden Kollektorebenen sind jeweils 4 weitere Temperatursensoren vorgesehen, die die horizontale Wärmeverteilung im Kollektorfeld erfassen. Die Messstellen sind in Abbildung 22 als rote Kreise mit weißem Inhalt dargestellt. Um den Einfluss des Wärmeentzugs und der -einspeisung auf das Erdreich verifizieren zu können, wird an einer ausreichend weit vom Kollektorfeld liegenden Stelle zusätzlich das Wärmeprofil des ungestörten Erdreiches ermittelt. Insgesamt sind daher ca. 86 Temperatursensoren angedacht.

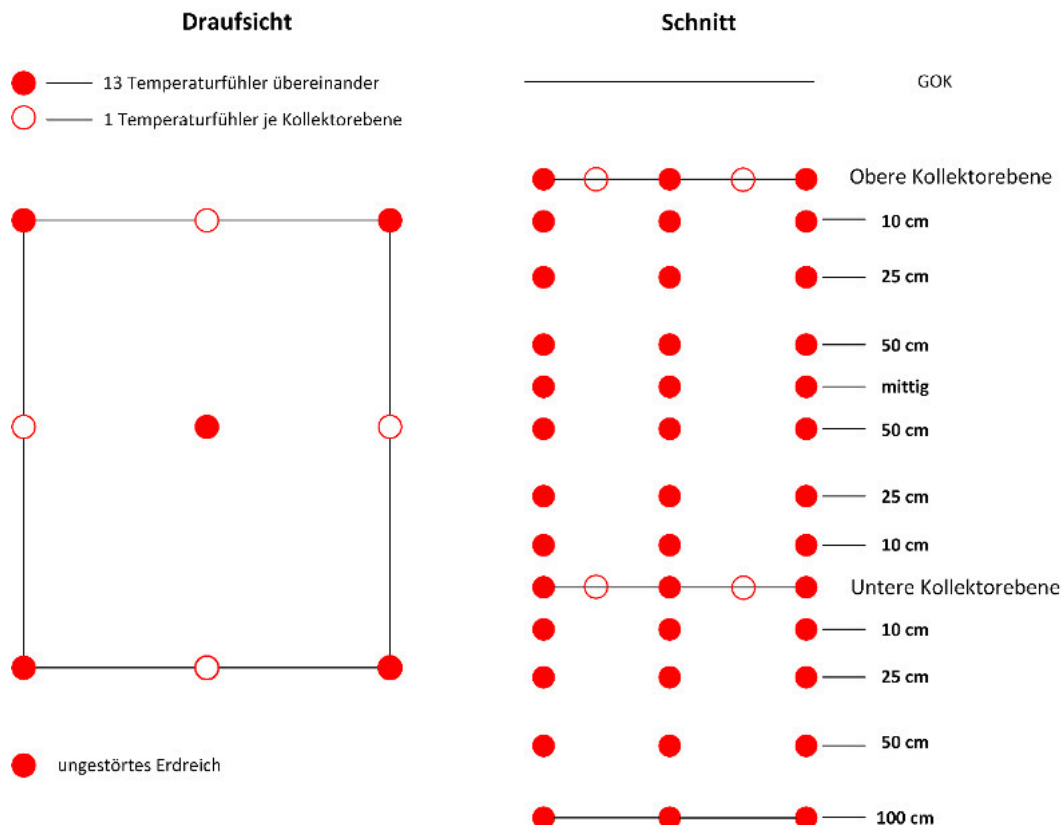


Abbildung 22: Temperaturmessstellen im Erdreich

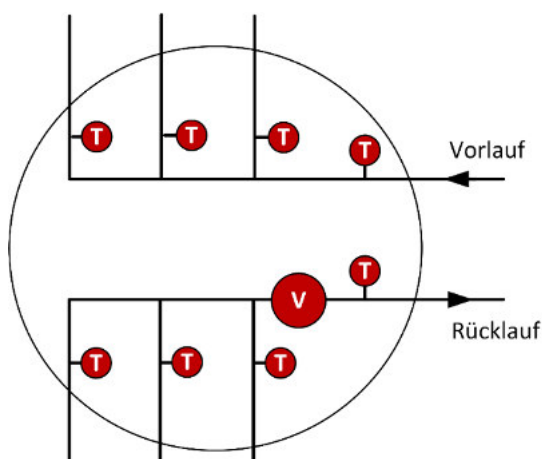


Abbildung 23: Messstellen im Medium an den Verteilern der Kollektorfelder

Die Wärmeeinspeicherung und der Wärmeentzug werden an den Verteilern für jede Kollektorebene einzeln durch Volumenstrommessungen und Temperatursensoren im Vor- und Rücklauf des Wärmeträgermediums erfasst. Aus dem Volumenstrom und der Temperaturspannung können dann unter Nutzung der spezifischen Wärmespeicherkapazität des Wärmeträgermediums die Leistungen und Energiemengen ermittelt werden. Um für die Überwachung ein genaues Bild über die Wirksamkeit der einzelnen Kollektoren zu liefern, werden zusätzlich auch die Vor- und Rücklauftemperaturen der einzelnen Kollektorschleifen erfasst.

Bei sechs Strängen pro Kollektorfeld (diese teilen sich auf jeweils zwei Schächte zu je drei Strängen auf) werden hierfür 32 Temperatursensoren und vier Volumenstrommesser benötigt. In Abbildung 23 sind für einen Verteilerschacht die Messstellen der drei Kollektorstränge dargestellt.

Die Umsetzung des Monitoring-Konzeptes für die Großkollektoranlage wäre Bestandteil einer wissenschaftlichen Begleitung im Rahmen einer „Capacity Building“-Maßnahme (Modul IV).

15.2 Messkonzept zentrale Energieversorgung

Abbildung 24 zeigt alle Messpunkte im zentralen Energieversorgungskonzept. Hierbei sind alle abrechnungsrelevanten Zähler grün hinterlegt. Bei den roten Zählern handelt es sich um Messpunkte, die zunächst für wissenschaftliche Auswertungen von Bedeutung sind. Besonderes Augenmerk liegt hierbei auf der Erfassung des Wärmeinhaltes der Hackschnitzel sowie der Zweirichtungserfassung der Stromein- und -ausspeisung aus dem optionalen Quartierspeicher sowie der Wärmeinspeisung und -entnahme aus dem saisonalen Großwärmespeicher.

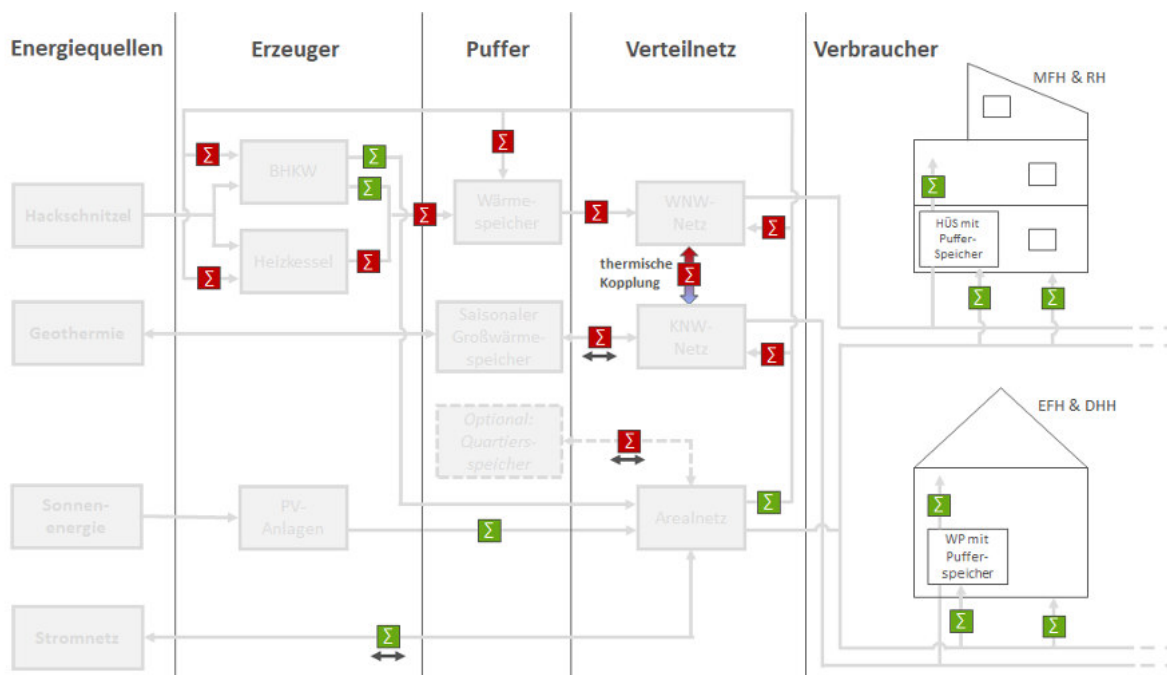


Abbildung 24: Messkonzept Zentrale Energieversorgung Übersicht

Diese würden im Rahmen einer „Capacity Building“-Maßnahme (Modul IV) durch den wissenschaftlichen Projektpartner in das Vorhaben eingebracht werden. Das messtechnische Gesamtkonzept würde die detaillierte Erfassung der Performance der einzelnen Energieerzeuger bzw. -wandler sowie die Bestimmung der Erzeugungs-, Speicher- und Verteilverluste ermöglichen und somit einen großen Wissenszuwachs für zukünftige Bauvorhaben und die Forschung generieren.

15.3 Messkonzept Hausübergabestation

Bei den Hausübergabestationen wird zwischen dem Kalten Nahwärmenetz mit Wärmepumpe (Abbildung 25) und dem Warmen Nahwärmenetz mit Wärmeübertrager (Abbildung 26) unterschieden.

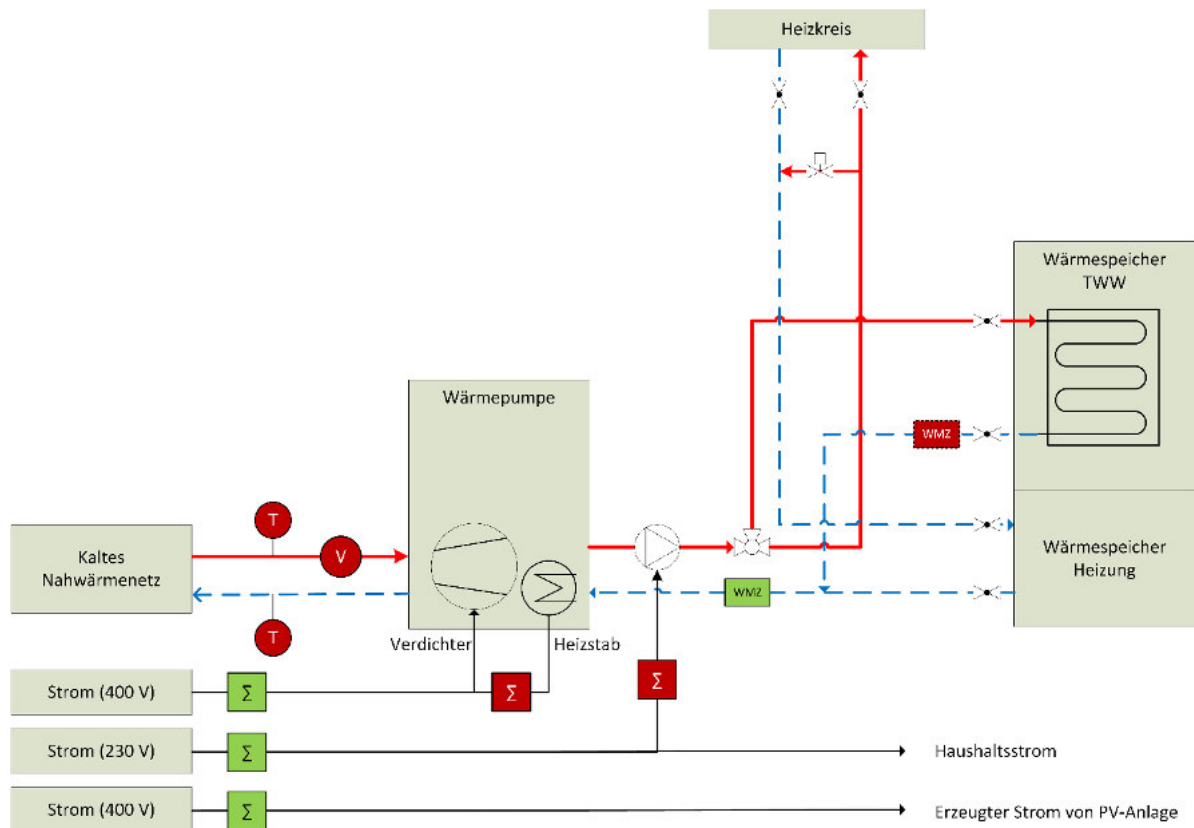


Abbildung 25: Hausübergabestation der EFH am Kalten Nahwärmenetz

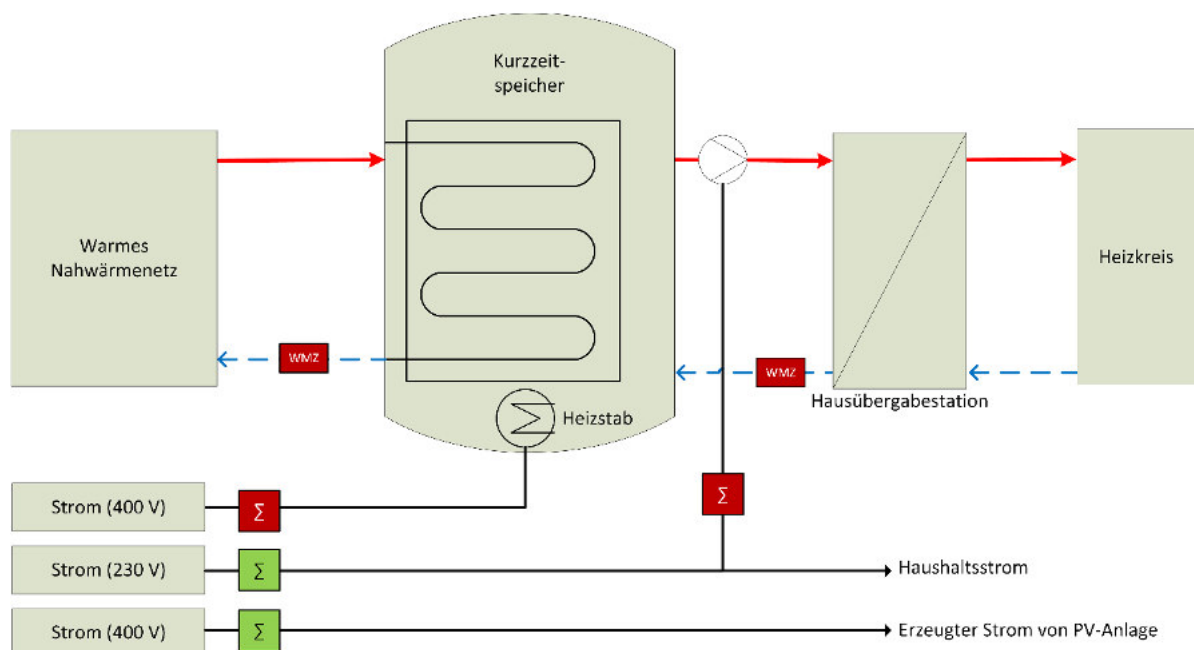


Abbildung 26: Hausübergabestation der MFH am Warmen Nahwärmenetz

In den EFH wird die gesamte verbrauchte Wärmemenge mit einem geeichten Wärmemengenzähler erfasst, da hierüber auch die Abrechnung der Betreibergesellschaft an die Hauseigentümer erfolgt (grüner Zähler = abrechnungsrelevant). Hierin sind die Heizenergie für die Raumwärme und Trinkwarmwassererwärmung eingeschlossen. Um diese Anteile zu trennen, misst ein weiterer optionaler Zähler (roter Zähler = wissenschaftliche Begleitung) die in den Trinkwarmwasserspeicher abgegebene Wärmemenge. Der Raumwärmebedarf ergibt sich aus der Differenz. Ein Volumenstrommesser befindet sich vor der Wärmepumpe und erfasst zusammen mit einem Vor- und einem Rücklaufftemperaturfühler die aus dem Nahwärmenetz entzogene bzw. in das Netz eingespeiste Wärmemenge. Die Stromaufnahme der Wärmepumpe und der Haushaltsstrom werden über getrennte Stromkreise versorgt. Der Verbrauch wird an der Hausanschlussstelle über separate Zähler erfasst, die jeweils auch eigene Zählpunkte für die getrennte Abrechnung von Wärmeversorgung und Allgemeinstrom bilden. Der Heizstab wird über den Stromanschluss der Wärmepumpe versorgt und somit über diesen messtechnisch erfasst. Eine mögliche optionale Erfassung des Heizstabes mit einem Unterzähler wird bei Bedarf umgesetzt. Die Erfassung des Strombedarfs der Wärmepumpe und der Wärmeabgabe an die Gebäude ermöglichen die Ermittlung der Jahresarbeitszahl. Bei allen Gebäuden, die über eine Photovoltaik-Anlage verfügen, wird der erzeugte Strom zusätzlich gemessen und in der Datenbank erfasst.

In den MFH (Warmes Nahwärmenetz) wird die über den Plattenwärmetauscher an das Gebäude übergebene abrechnungsrelevante Wärmemenge mit einem geeichten Wärmemengenzähler erfasst. Eine zusätzliche getrennte Erfassung der Heizung und TWW-Bereitung innerhalb des Gebäudes erfolgt in diesem Fall nicht. Um die Speicherverluste durch den vorgeschalteten Kurzzeitspeicher auf der Netzseite zu ermitteln, würde im Falle einer „Capacity Building“-Maßnahme ein zusätzlicher Zähler vor dem Speicher in das Nahwärmenetz eingebaut werden. Zusätzlich erfolgt die messtechnische Erfassung des Haushaltsstromes. Die Speicher werden im Falle einer Förderung der Umsetzung durch Wärmenetze 4.0 aus Flexibilitätsgründen für den Sommerbetrieb mit Heizstäben ausgestattet. Diese werden ebenfalls gesondert messtechnisch erfasst wie die optionalen PV-Anlagen auf den Dächern der Mehrfamilienhäuser. Zudem soll der elektrische Aufwand für die Hilfsenergie gemessen und in der Datenbank gespeichert werden.

15.4 Messdatenverarbeitung und -nutzung

Die Temperatur- und Volumenstrommessungen sowie die Wärmemengen und Stromverbräuche werden in mindestens viertelstündlichem Rhythmus abgerufen und in einer zentralen Datenbank gespeichert. Sie stehen somit für nutzerspezifische Visualisierungen sowie für die genauere Analyse des Betriebs zur Verfügung. Die Datenhaltung der Messwerte soll mehrere Jahre umfassen und in aggregierter Form dauerhaft verfügbar sein.

- Online-Visualisierung
Bestimmte Messdaten sollen über ein Webportal der interessierten Öffentlichkeit verfügbar gemacht werden. Den Endnutzern im Baugebiet soll zudem der Online-Zugriff auf ihre eigenen aktuellen Verbrauchsdaten ermöglicht werden.

- **Betriebsoptimierung und energetische Bewertung**

Die aufgenommenen Messdaten werden im Rahmen des Projektes für die Optimierung des Systembetriebs ausgewertet. Insbesondere ist hier die Be- und Entladung der Großkollektoranlage zu untersuchen.

Neben der Betriebsoptimierung werden die Messdaten auch zur energetischen Bewertung des Konzeptes benötigt. Die erzeugten und verbrauchten Energien sowie die Systemverluste können für bestimmte Zeitabschnitte zusammengefasst, verglichen und bewertet werden. Aus den Verbrauchswerten werden verschiedene Energieeffizienzindikatoren abgeleitet.
- **Bereitstellungspflicht**

Durch die aufgebaute Datenerfassung kann die Bereitstellungspflicht gegenüber dem Fördermittelgeber im Rahmen des Förderprogrammes „Wärmenetzsysteme 4.0“ gewährleistet werden.

16 Fortlaufende Veröffentlichung der Ergebnisse des Vorhabens

Da es sich bei dem ausgearbeiteten Konzept für das Neubaugebiet „Eggenberger Feld Süd“ um ein Vorhaben von hohem Vorbildcharakter für den Bereich der Quartiersversorgung im ländlichen Raum handelt, kommt der fortlaufenden Veröffentlichung und der damit verbundenen Bekanntmachung der Ergebnisse für die Öffentlichkeit ein besonders hoher Stellenwert zu. Gerade weil die innovative Kopplung der zwei Netze mit unterschiedlichen Temperaturniveaus auch Erkenntnisse für die ökologische Aufwertung von Bestandsnetzen liefert, kann erwartet werden, dass durch eine Umsetzung des Vorhabens eine Umrüstung bzw. ein Umbau von Netzen vergleichbarer Größenordnung angestoßen wird.

Um den Anforderungen an die fortlaufenden Veröffentlichungen aus dem Förderprogramm Wärmesysteme 4.0 gerecht zu werden, ist folgende Vorgehensweise geplant:

Durch die Implementierung eines detaillierten Monitoringsystems in das Gesamtkonzept, wie in Kapitel 15 beschrieben, kann eine Veröffentlichung der relevanten Kennzahlen automatisiert direkt über eine eigene Homepage oder z. B. über die Internetpräsenz der möglichen Betreibergesellschaft erfolgen. Zudem besteht die Möglichkeit, sowohl die Zusammenfassung als auch individuelle Werte über eine App abzubilden.

Außerdem ist, wie in Kapitel 4.2 erwähnt, eine Zusammenarbeit mit Fachmagazinen angedacht, um u. a. wissenschaftliche Erkenntnisse zu veröffentlichen. Aktuell erfolgt bereits die Einbindung der lokalen Presse, um die Öffentlichkeit für dieses Thema zu sensibilisieren und zu informieren. Diese Vorgehensweise wird fortlaufend das Projekt begleiten.

Schließlich erfolgt die Ausarbeitung eines jährlichen Berichtes für das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, in dem die wesentlichen Erkenntnisse aus den verschiedenen Bereichen zusammengefasst und erläutert werden. In den Jahresberichten erfolgen auch der Nachweis des jährlichen Wärmepreises sowie der Primärenergieverbräuche und CO₂-Emissionen.

Aufgrund der Rolle eines Pilotprojektes für eine Verschmelzung von Netzen unterschiedlicher Temperaturniveaus bietet sich zudem die Berichterstattung auf verschiedenen Energietagungen an.

17 Zeitplan

Die Erstellung der Machbarkeitsstudie und die Rückkopplung der Ergebnisse für das Neubaugebiet „Eggenberger Feld Süd“ sind bereits in einer zeitlichen Projektplanung verankert. Mit der Erschließung des Baugebietes und somit der Erstellung des Netzes soll bereits im zweiten Quartal 2019 begonnen werden. Insofern werden lediglich erforderliche zeitliche Anpassungen innerhalb des Projektzeitplanes erfolgen.

Die wichtigsten Meilensteine für die Fertigstellung des Neubaugebietes sind nachfolgend dokumentiert:

▪ Antrag Modul I	Dezember 2017
▪ Bewilligung Modul I	März 2018
▪ Fertigstellung Machbarkeitsstudie	Januar 2019
▪ Antrag Modul II	Januar - März 2019
▪ Baustelleneinrichtung, Baufeldfreimachung	April 2019
▪ Beginn der gemeindlichen Tiefbauarbeiten zur Erschließung	April 2019
▪ Beginn der Tiefbauarbeiten für das KNW/WNW	Mai 2019
▪ Beginn Hochbau (Eigentümer)	April 2020
▪ Beginn Inbetriebnahme	April 2020

17.1 Anschluss und Inbetriebnahme

Parallel zu den geplanten Tiefbauarbeiten im Baugebiet sollen sowohl das Versorgungsnetz als auch die dazugehörige Energiezentrale mit ihren Erzeugeranlagen errichtet werden. Der Bau des Erdwärmekollektors kann je nach Baufortschritt der EFH auch zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen.

Die Inbetriebnahme der Wärmepumpen und die Einrichtung der Anschlüsse und Hausübergabestationen in den einzelnen Netzbereichen findet sukzessive zur Anschlussquote, wie sie in Kapitel 12.1 erläutert ist, statt.

17.2 Zeitliche Risiken

Bei Infrastrukturprojekten in dieser Größenordnung können während der Projektphase unterschiedliche Risiken auftreten. Größte zeitliche Relevanz haben hierbei etwaige Genehmigungsverfahren, welche durchlaufen werden müssen. Um diese soweit wie möglich zu minimieren, wurden bereits Vorgespräche mit den zuständigen Ämtern geführt und Anzeige- sowie Genehmigungspflichten abgeklärt (siehe auch Kapitel 11). Es wird empfohlen, mit Fortschreiten der Planungsphase und Konkretisierung der Gegebenheiten für die Durchführung des Konzeptes möglichst zeitnah die benötigten Genehmigungsverfahren anzustoßen. Die erwähnten Vorgespräche lassen aktuell keine für das Projekt zeitlich relevanten Verzögerungen erwarten.

18 Erwarteter Einfluss auf den Primärenergieverbrauch und die CO₂-Erzeugung

In diesem Kapitel wird die Primärenergiebilanz sowie ein Vergleich der CO₂-Erzeugung des untersuchten Systems mit der von herkömmlichen Wärmeversorgungsvarianten durchgeführt.

18.1 Primärenergiebilanz

Im folgenden Abschnitt wird für das entwickelte Energiekonzept eine Primärenergiebilanz erstellt. Die Grundlage der Berechnung bildet die DIN V 18599 gemäß EnEV 2016. Die Wärmeversorgung der Hausanschlüsse im Wärmenetz 4.0 Allershausen wird zum einen durch Holz-Hackschnitzel und zum anderen durch Umweltenergie in Form von oberflächennaher Geothermie gedeckt. Als Hilfsenergie zur Wärmeerzeugung wird in den Wärmepumpen und zum Transport des Wärmeträgers in den Verteilnetzen elektrische Energie genutzt. Entsprechend ist der benötigte Strombedarf die entscheidende Einflussgröße zur Berechnung der benötigten Primärenergie. Der Nutzwärmebedarf an den Übergabestellen des Wärmenetzes wurde für das Neubaugebiet „Eggenberger Feld Süd“ im Rahmen von simulationsgestützten Variantenstudien ermittelt. Es wird von einer Anschlussquote von 65 % im Kalten und 85 % im Warmen Nahwärmenetz ausgegangen. Somit werden 832 MWh vom Kalten Nahwärmenetz und 805 MWh vom Warmen Nahwärmenetz versorgt. Als Jahresarbeitszahl für die Wärmepumpen wurde, wie in der vorangegangenen Betrachtung, ein Wert von 4,0 angesetzt. Damit werden 208 MWh/a Strom als Hilfsenergie für die Wärmepumpen benötigt. Hinzu kommen 24 MWh/a für Netzpumpen im Kalten und Warmen Nahwärmenetz.

In der folgenden Abbildung 27 ist der Zusammenhang der Primärenergien für die Energieversorgung des Baugebietes dargestellt. Bei dem geplanten Quartier soll für die Stromversorgung der Gebäude ein Arealnetz aufgebaut werden. Auf Basis dieser Planung wird die Primärenergiebilanz berechnet.

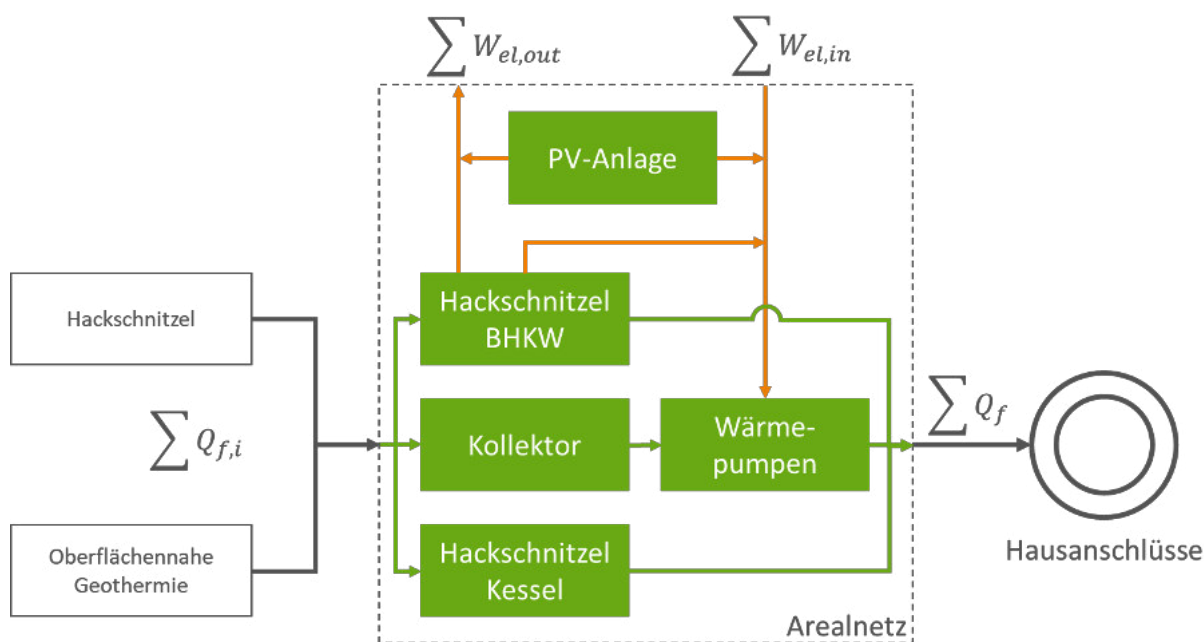


Abbildung 27: Primärenergiebilanz Energiekonzept

In der folgenden Tabelle 22 sind die Eingabewerte für die Berechnung der Primärenergiebilanz dargestellt.

Tabelle 22: Eingabewerte Berechnung Primärenergiebilanz

Bezeichnung		Menge	Einheit
Nutzwärmebedarf			
Hausanschlüsse	Q_f	1.539	MWh/a
Brennstoffverbrauch			
Hackschnitzel-BHKW	$Q_{f,BHKW}$	938	MWh/a
Hackschnitzel-Kessel	$Q_{f,Kessel}$	416	MWh/a
Umweltenergie			
Umweltenergie (Kollektor und Verteilnetz)	$Q_{f,Kollektor}$	624	MWh/a
Stromverbrauch			
Wärmepumpen	$W_{el,WP}$	208	MWh/a
Netzpumpen	$W_{el,NP}$	24	MWh/a
Stromerzeugung			
Hackschnitzel-BHKW	$W_{el,BHKW}$	298	MWh/a
Photovoltaik	$W_{el,PV}$	45	MWh/a
Primärenergiefaktor (nicht erneuerbar) nach EnEV 2014			
Primärenergiefaktor Strom (allgemeiner Strommix)	$f_{p,el}$	1,8	
Primärenergiefaktor Biogene Brennstoffe (Holz)	$f_{p,Holz}$	0,2	
Primärenergiefaktor Umweltenergie (Erdwärme, Geothermie)	$f_{p,Umwelt}$	0,0	

In der folgenden Berechnung wird die Energiebilanz für den Strom im Arealnetz berechnet:

$$W_{el} = (W_{el,BHKW} + W_{el,PV}) - (W_{el,WP} + W_{el,NP}) \quad (1)$$

$$\text{wenn } W_{el} > 0; W_{el} = W_{el,out}$$

$$\text{wenn } W_{el} < 0; W_{el} = W_{el,in}$$

$$\text{wenn } W_{el} = 0; W_{el} = 0$$

$$W_{el} = \left(298 \frac{\text{MWh}}{\text{a}} + 45 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}\right) - \left(208 \frac{\text{MWh}}{\text{a}} + 24 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}\right) = 111 \frac{\text{MWh}}{\text{a}} = W_{el,out}$$

In der folgenden Berechnung wird die Primärenergiebilanz für das Energiekonzept in Allershausen dargestellt:

$$E_{W4.0 \text{ Allershausen}} = \sum_i (Q_{f,i} \cdot f_{p,i}) - \sum_i (W_{el} \cdot f_{p,el}) \quad (2)$$

$$= Q_{f,BHKW} \cdot f_{p,Holz} + Q_{f,Kessel} \cdot f_{p,Holz} + Q_{f,Kollektor} \cdot f_{p,Umwelt} + W_{el,in} \cdot f_{p,el}$$

$$= \left(938 \frac{\text{MWh}}{\text{a}} + 416 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}\right) \cdot 0,2 + 801 \frac{\text{MWh}}{\text{a}} \cdot 0,0 - 111 \frac{\text{MWh}}{\text{a}} \cdot 1,8 = 71 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}$$

Aus der Berechnung ergibt sich für die Wärmeversorgung im Baugebiet „Eggenberger Feld Süd“ ein Primärenergiebedarf von 71 MWh/a. Da als Brennstoff ausschließlich Hackschnitzel aus Holzabfällen der lokalen Forstwirtschaft genutzt werden und ohnehin mehr regenerativer Strom in das Netz eingespeist wird als im Quartier verbraucht wird, ist dieser Primärenergiebedarf zu 100 % aus regenerativen Quellen gedeckt.

18.2 CO₂-Erzeugung

Um die CO₂-Emissionen des geplanten, neu gebauten Wärmenetzsystems in ein bekanntes Verhältnis zu setzen, werden diese für das System mit einer konventionellen Versorgung aller Gebäude mit der Standardversorgung nach EnEV (Gas-Brennwertkessel mit 15 % Wärmebedarfsdeckung aus Solarthermie) und einer konventionellen Nahwärmeversorgung aus einem Erdgas-Blockheizkraftwerk (BHKW) mit Erdgas-Spitzenlastkessel verglichen. Ausgehend von dem Wärmebedarf für das Quartier bei einer geplanten Erschließung von 75 % (65 % KNW-Netz, 85 % WNW-Netz) wurden folgende Varianten betrachtet:

- Variante C1: Einzelversorgung der Gebäude mit Erdgas-Brennwertkessel (95 % Wirkungsgrad) und 15 % Deckungsanteil aus Solarthermie
- Variante C2: Nahwärmenetz (30 % Wärmeverluste) mit Erdgas-BHKW (40 % elektrisch, 50 % thermisch) und Gas-Brennwertkessel (95 % Wirkungsgrad) mit 25 % Deckungsanteil der Wärme durch das BHKW
- Variante C3: Wärmenetz 4.0 Allershausen

Für die oben genannten Varianten wurden gemäß Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle für den aktuellen Strommix 537 kg/MWh, für Erdgas 202 kg/MWh und für Holzhackschnitzel (Biomasse Holz) 29 kg/MWh an CO₂-Emissionen angesetzt.

Die Errichtung eines Arealnetzes, das elementarer Baustein für das beschriebene Konzept ist, ermöglicht es, den Wärmepumpenstrom und die Hilfsenergie zu 100 % direkt aus dem BHKW und der PV-Anlage zu decken. Bei Beachtung von Gleichzeitigkeiten in einer stundenweisen Auflösung muss allerdings ein Strombedarf in Höhe von 53 MWh durch Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz gedeckt werden. Diesem Strombezug steht jedoch eine Einspeisung von 164 MWh regenerativem Überschussstrom in das Stromnetz gegenüber. Bilanziell besitzt das erarbeitete Konzept damit einen negativen CO₂-Ausstoß und spart somit mehr CO₂ ein als ausgestoßen wird. Die genauen Werte der Berechnung sind in Tabelle 23 zusammengefasst.

Tabelle 23: Variantenvergleich der CO₂-Emissionen

	Variante C1	Variante C2		Variante C3			Einheiten
Wärmebedarf	1.539	1.539		1.539			[MWh/a]
Aufteilung WNW / KNW				707	832		[MWh/a]
Deckung Solarthermie (15 %)	231						[MWh/a]
Netzverluste		516		98			[MWh/a]
Gesamtwärmebedarf	1.308	2.055		805	832		[MWh/a]
Wärmebedarf je Erzeuger	1.308	514	1.541	431	374	832	[MWh/a]
therm. Wirkungsgrade /JAZ	95%	50%	95%	46%	90%	4,00	
Brennstoff-/Stromverbrauch Wärmeerz.	1.377	1.028	1.622	937	416	208	[MWh/a]
CO ₂ Emission Energieträger	202	202	202	29	29	537	[kg/MWh]
CO ₂ Emissionen Wärmeerz.	278	208	328	27	12	112	[t/a]
Stromerzeugung BHKW		411		298			[MWh/a]
CO ₂ Einsparung Energieträger		-537		-537			[kg/MWh]
CO ₂ Einsparung BHKW Strom		-221		-160			[t/a]
Hilfsenergiebedarf Netzpumpen		24		24			[MWh/a]
CO ₂ Emission Energieträger		537		537			[kg/MWh]
CO ₂ Emissionen Hilfsenergie		13		13			[t/a]
Stromerzeugung PV				45			[MWh/a]
CO ₂ Einsparung Energieträger				-537			[kg/MWh]
CO ₂ Einsparung PV Strom				-24			[t/a]
Gesamt CO₂ Emissionen	278	327		-20			[t/a]

Variante C2 wird ohne Einbindung einer PV-Anlage betrachtet, da diese bei dieser Variante Strom ausschließlich für den Haushaltsgebrauch bereitstellen würde und somit keinen Anteil an der Wärmebereitstellung hätte.

Die gesamten CO₂-Emissionen der einzelnen Varianten sind in Abbildung 28 gegenübergestellt. Die Einsparung durch den produzierten Strom sind in Variante C2 gestrichelt dargestellt, ebenso die durch das erstellte Wärmeversorgungskonzept mögliche CO₂-Kompensation. Der Darstellung ist zu entnehmen, dass eine Einzelversorgung der Gebäude mit Gas-Brennwertkesseln und 15 % Solarthermie 278 t/a CO₂-Emissionen erzeugt. Bei Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung, wie in Variante C2, wäre zu vermuten, dass dieser Wert aufgrund der CO₂-Gutschrift besser sein sollte. Jedoch wiegt die Gutschrift den Mehrbedarf an Erdgas aufgrund der Netzverluste nicht auf. Ein Wärmeversorgungskonzept mit Kalter Nahwärme in Kombination mit Wärmepumpen sowie einem Holzvergaser-BHKW mit Hackschnitzel-Spitzenlastkessel und PV-Anlagen, wie im vorliegenden Projekt geplant, führt sogar zu einer deutlichen CO₂-Reduzierung durch die Verdrängung von Netzstrom.

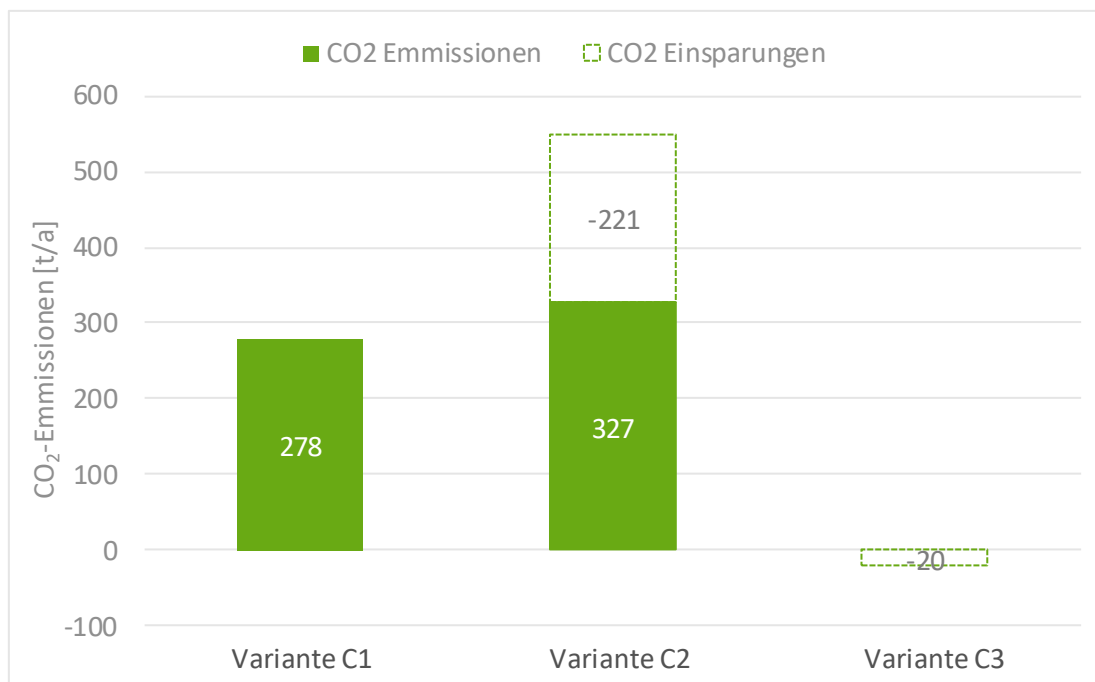


Abbildung 28: Gegenüberstellung der CO₂-Emissionen

Mit Variante C3 würde es im Vergleich zu konventioneller Nahwärme also nicht nur zu 298 t/a geringeren CO₂-Emissionen kommen, es können durch die Verdrängung von fossil erzeugtem Strom sogar 20 Tonnen CO₂ pro Jahr kompensiert werden. Die somit eingesparten/kompensierten CO₂-Emissionen entsprechen 47.000 Liter Heizöl.

Wenn das in dieser Studie erarbeitete Versorgungskonzept realisiert wird, entsteht in Allershausen ein Quartier mit einer Wärmeversorgung gänzlich ohne CO₂-Emissionen aus fossilen Brennstoffen, womit die Nachhaltigkeitsziele der Förderbekanntmachung Wärmenetzsysteme 4.0 zu 100 % erfüllt werden.