



Machbarkeitsstudie BEW

Nahwärmenetz Grevenbroich „An Mevissen“



Erstellt von:

heatbeat nrw GmbH
Theaterstr. 13
52062 Aachen

Auftraggeber

Stadtentwicklungsgesellschaft Grevenbroich
GmbH
Wilhelmitenstraße 10
41515 Grevenbroich

Inhalt

1	Zusammenfassung	1
1.1	Vorbemerkung	1
1.2	Projektbeschreibung	1
1.3	Mindestgröße, untersuchte Varianten und Vorzugsvariante	2
1.4	Innovation	2
1.5	Erzeugerstruktur	3
1.6	Wirtschaftliche Tragfähigkeit	3
1.7	Temperaturniveau	3
1.8	Wärme- und Kältespeicher	3
1.9	Sektorenkopplung und Strommarktdienlichkeit	4
1.10	Einzelkomponenten der industriellen Forschung	4
1.11	Primärenergie und CO ₂ Einsparung	4
2	IST-Analyse des Untersuchungsgebiets	6
2.1	Lage/Standort und Zielbestimmung	6
2.2	Status Quo	6
2.3	Wärme- und Kältebedarfe	7
2.3.1	Eingangsdaten zur thermischen Bedarfssimulation	7
2.3.2	Ergebnisse der thermischen Bedarfssimulation	9
2.4	Erwartete Entwicklung der Bedarfe	10
2.5	Zusammenfassung der Grundlagenermittlung/Ist-Analyse	10
3	Potentialermittlung erneuerbare Energien und Abwärme	11
4	SOLL – Analyse des Wärmnetzes	14
4.1	Beschreibung der Varianten	14
4.1.1	Variante A: Kaltes Wärmenetz	14
4.1.2	Variante B: Niedertemperaturnetz	17
4.1.3	Referenzfall – Dezentrale rev. Luft-Wasser-Wärmepumpen	18
4.2	Vordimensionierung und Simulation der Verteilinfrastruktur	18
4.2.1	Vordimensionierung Infrastruktur	18
4.2.2	Simulationsergebnisse	20
4.2.3	Vordimensionierung der Energiezentrale	24
4.3	CO ₂ -Emissionen und Primärenergiefaktoren	25
4.4	Ergebnisse des Variantenvergleichs	26
4.5	Erarbeitung einer Vorzugsvariante	27
4.5.1	Auswahl der Vorzugsvariante	27

4.6	Simulative Betrachtung und Bewertung der Vorzugsvariante	31
4.6.1	Zusammenfassung verfahrenstechnisches Konzept der Wärmeversorgung	31
4.6.2	Zusammenfassung Simulationsergebnisse	33
4.6.3	Zusammenfassung CO ₂ -Emissions- und Primärenergieeinsparungen	42
4.6.4	Pfad zur Treibhausgasneutralität mit den Wegmarken 2030, 2035, 2040, 2045	43
4.6.5	Weiteres Vorgehen Zeitplanung der Umsetzung	44
5	Anhang.....	46
5.1	Grundlagenermittlung Gebäude	46
5.2	Anhang A – Beschreibung der Simulationsmodelle für Gebäude	56
5.2.1	Modell zur thermischen Bedarfssimulation	56
5.3	Anhang B – Beschreibung der Simulationsmodelle für Netz und Energiequelle	57
5.3.1	Modell zur thermo-hydraulischen Netzsimulation	57
5.3.2	Modell zur Simulation der Energiezentrale	59

1 Zusammenfassung

1.1 Vorbemerkung

Dieses Dokument ist eine Machbarkeitsstudie nach Vorgaben der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW). Auf Wunsch der Stadtentwicklungsgesellschaft Grevenbroich GmbH wurden am 13.04.2024 die Kapitel zur Wirtschaftlichkeitsberechnung, inklusive der dafür getroffenen Annahmen und Kostenschätzungen für Investitionen und Betriebskosten aus datenschutzrechtlichen Gründen im Rahmen der Offenlegung entfernt.

1.2 Projektbeschreibung

Das Projekt „An Mevissen“ ist ein in der Planung befindliches Quartier in Grevenbroich (NRW). Auf einer Fläche von insgesamt ~130.000 m² soll neuer Wohnraum für Ein- und Mehrfamilienhäuser sowie eine KiTa entstehen. Das Gebiet befindet sich am östlichen Stadtrand von Grevenbroich im Stadtteil Grevenbroich Wevelinghoven. Im Nordwesten wird das Gebiet über die Bestandswohnbebauung des Stadtteil Wevelinghoven begrenzt. Im Südwesten und Südosten wird das Baugebiets durch die L361 bzw. die Wevelinghovener Straße abgegrenzt.

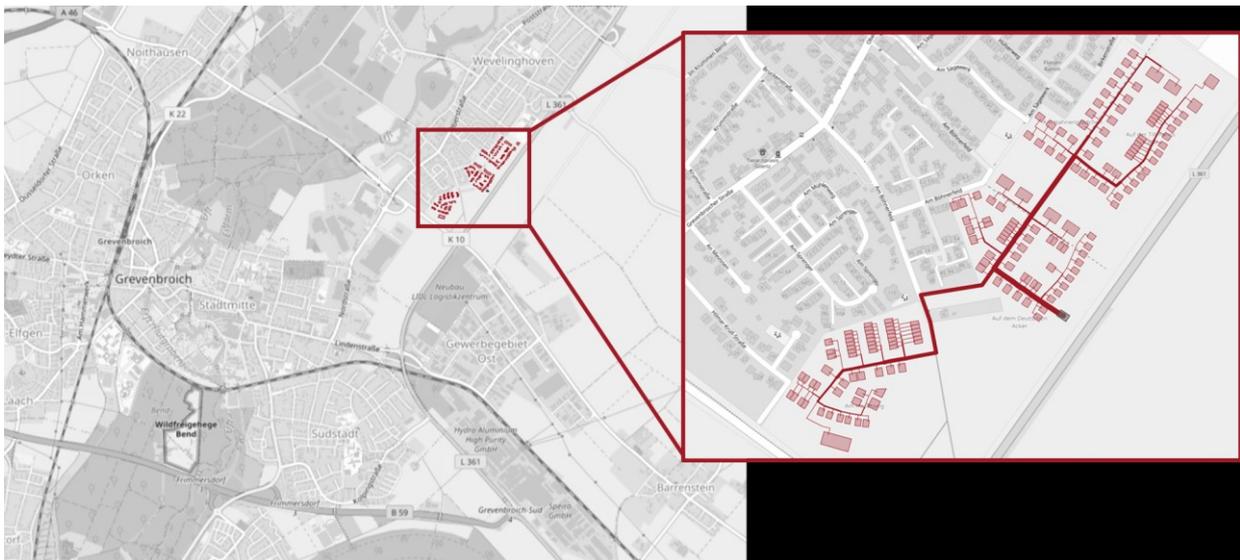


Abbildung 1: Lageplan des geplanten Nahwärmenetzes (Kartendaten © OpenStreetMap contributors)

Die Versorgung dieses Areals mit thermischer Energie (Wärme) soll ausschließlich mit regenerativen Energiequellen und einem innovativen Energiesystem umgesetzt werden. Kernstück des Baugebiets „An Mevissen“ soll ein innovatives Wärmenetz sein. Darüber hinaus soll das System über Sektorenkopplung erneuerbaren Strom in die Wärmeversorgung einbinden. Der Versorgung mit Wärmepumpen kommt somit eine besondere Rolle in dem Projekt zu.

Der Betreiber des Energieversorgungssystems soll im weiteren Projektverlauf konkretisiert werden. Die Stadtentwicklungsgesellschaft Grevenbroich GmbH ist als übergeordneter Projektentwickler für die Schaffung der notwendigen Grundlagen verantwortlich. Die planerische Organisation der Baugebietsentwicklung übernimmt das Ingenieurbüro Achten und Jansen GmbH.

1.3 Mindestgröße, untersuchte Varianten und Vorzugsvariante

In der Ausgangsvariante (Stand Beantragung der Machbarkeitsstudie) wurden 172 Gebäude betrachtet. Von diesen 172 Gebäuden sind 172 Gebäude geplanter Neubau. Die Mindestgröße von mindestens 17 Gebäuden nach den aktuellen Förderbedingungen „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze – BEW“ werden eingehalten.

Zu Beginn der Machbarkeitsstudie wurden insgesamt 4 unterschiedliche Versorgungsvarianten betrachtet und bewerte. Es werden unterschiedliche Wärmequellen für die Varianten A und B betrachtet:

- Variante A: Kaltes Wärmenetz (0 °C – 20 °C) mit dezentralen Wärmepumpen
 - Wärmequelle 1: Erdsonden
 - Wärmequelle 2: Erdkollektoren
- Variante B: Niedertemperaturnetz (45 °C - 50 °C) mit zentraler Wärmepumpe
 - Wärmequelle 1: Erdsonden
 - Wärmequelle 2: Erdkollektoren
- Referenz: Dezentrale Versorgung mit Luft-Wärmepumpen

Die Referenzvariante betrachtet den Fall, dass kein innovatives Energiesystem im Baugebiet errichtet wird. Dazu werden alle Gebäude mit Luft-Wasser-Wärmepumpen ausgestattet. Es wurde sich bewusst gegen die vom BAFA vorgeschlagene Referenz mit Gasthermen und Solarkollektoren entschieden. Es ist nicht geplant flächendeckend eine Gasversorgung in dem Gebiet aufzubauen, so dass die Versorgung mit Luft-Wasser-Wärmepumpen einen fairen und realistischen Vergleich darstellt.

Durch die simulative Untersuchung der Varianten als auch unter der Berücksichtigung möglicher zukünftiger Erschließung erneuerbarer Wärmequellen konnte Variante B.1 (Niedertemperatur Wärmenetz mit zentraler Wärmepumpe und Erdsonden als Quelle) als beste Variante identifiziert werden.

Die Vorzugsvariante wurde im Laufe der Machbarkeitsstudie detaillierter betrachtet. Neben sehr guten Ergebnissen in der energetischen und ökologischen Bewertung (z. B. PEF), bietet diese Variante die größtmögliche Flexibilität für weiteren Ausbau und Betrieb des Netzes.

Weitere Argumente für die Variante B sind in der folgenden Auflistung zusammengefasst:

- Eingängiges Versorgungskonzept für den Kunden
- Nutzung einer zentralen Wärmepumpe mit flexibler Quellennutzung durch Erdsonden und Luft- Wärmeübertrager
- Einbindung von zentralen und dezentralen Speichern zur Entkopplung von Angebot und Nachfrage
- Sehr geringe Verteilverluste im Wärmenetz
- Optimierungsmöglichkeiten für die Temperaturregelung im Netz
- Sektorenkopplung der Erzeuger

1.4 Innovation

Die wesentliche Innovation in dem Projekt „An Mevissen“ liegt in der Planung und dem Betrieb des LowEx Wärmenetzes. Bereits in dieser Machbarkeitsstudie wurde berücksichtigt, dass eine fortschrittliche Netzsteuerung realisiert werden kann. Die Hydraulik der Energiezentrale, sowie die dafür notwendige Messtechnik wurde so konzipiert, dass das Netz insbesondere im Sommer so betrieben werden kann, dass dem Sondenfeld maximale Regenerationszeiten ermöglicht wird.

Hohe Regenerationszeiten und der bilanzielle Ausgleich zwischen Wärmeeintrag und Wärmespeicherung im Sondenfeld reduzieren Investitionen in Regeneration und Sondenfeld.

1.5 Erzeugerstruktur

Die Energiewandlung in der Energiezentrale wird durch insgesamt 65 Geothermiesonden mit je 200 m Bohrtiefe realisiert. Die Geothermiesonden haben eine maximale Entzugsleistung von 650 kW. Das durch das Erdreich erwärmte Wasser-Glykol-Gemisch wird zentrale mittels Wärmepumpe auf 45 – 50°C Vorlauftemperatur erwärmt und im Rohrleitungssystem zu den Gebäuden verteilt. Zum Lastspitzenausgleich werden Pufferspeicher berücksichtigt.

In der Machbarkeitsstudie wurde bereits berücksichtigt, dass das Geothermiefeld regeneriert werden muss. Dazu kommt ein Wärmeübertrager mit einer Leistung von 200 kW zum Einsatz. Der Wärmeübertrager befindet sich im Rücklauf des Wärmenetzes und kann so mittels weiterer Absenkung der Rücklauftemperatur das Sondenfeld regenerieren. In diesen Zeiten werden die geplanten Rückkühler als primäre Quelle für die Wärmepumpe genutzt.

Das für die jeweiligen Gebäude benötigte Temperaturniveau zur Beheizung kann durch die im Netz verfügbare Temperatur direkt gedeckt werden. Als dezentraler Ausgleich wird ein Pufferspeicher berücksichtigt. Die Warmwasserbereitstellung erfolgt durch eine optionale elektrische Nacherwärmung nach dem Pufferspeicher.

1.6 Wirtschaftliche Tragfähigkeit

Für die Umsetzung und den wirtschaftlichen Betrieb eines innovativen Energiesystems, wie es im Baugebiet „An Mevissen“ geplant ist, sind aktuell Förderungen im Rahmen der „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze – BEW“ notwendig. Dennoch wird im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie eine kosteneffiziente Wärmeversorgung im Rahmen einer ausführlichen Wirtschaftlichkeitsberechnung für eine Laufzeit von 30 Jahren aufgezeigt.

1.7 Temperaturniveau

Die in der Machbarkeitsstudie ermittelten Temperaturen für das Wärmenetz sowie die Bodentemperaturen am Standort (aus DWD-Wetterdaten) sind in Abbildung 2 dargestellt. Die Netztemperaturen liegen ganzjährig über den Bodentemperaturen, entsprechend treten ausschließlich Wärmeverluste im Netz auf. Die Rücklauftemperatur richtet sich nach der angestrebten Spreizung über die Wärmeübertrager an den Hausübergabestationen (i. d. R. 12 – 15 K) und der Wärmelast im Netz.

1.8 Wärme- und Kältespeicher

In den Gebäuden sind dezentrale Speicher verbaut die vornehmlich zur Vorwärmung des Trinkwarmwassers und zur Pufferung für Heizungswasser genutzt werden. Im aktuellen Betriebskonzept erfolgt die Beladung rein auf Basis des Bedarfs der Bewohner. In Zukunft (z. B. bei sich ändernden regulatorischen Bedingungen) können die Speichervolumina auch systemdienlich genutzt werden und bei hohem Angebot erneuerbarer Energien beladen werden. Wie bereits oben beschrieben kann die Verteilungsinfrastruktur als zusätzliches Speichervolumina angesehen werden.

Zudem ist in der Energiezentrale ein zentraler Pufferspeicher für den Netzbetrieb vorgesehen. Dieser ermöglicht die Reduzierung der Maximallast der Energieerzeuger und kann zudem mit weiteren Backup Energieerzeugern wie Heizstäben ausgestattet werden. Zusätzlich wird so die

Laufzeit der zentralen Wärmepumpe verlängert und die Taktung reduziert. Im weiteren Verlauf des Projektes kann das Speichervolumen durch zusätzliche Speicher ausgebaut werden.

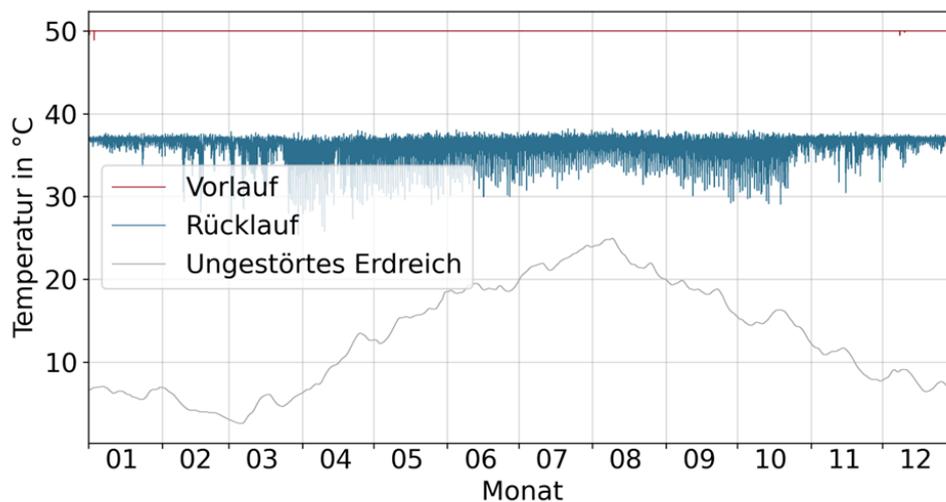


Abbildung 2: Vorlauftemperatur aus Geothermiefeld und Bodentemperatur

1.9 Sektorenkopplung und Strommarktdienlichkeit

Alle Komponenten des Energiesystems sind elektrifiziert, so dass die Wärmeversorgung gänzlich mit dem Stromsektor gekoppelt ist. In der Energiezentrale wird ein PV-Feld genutzt, um den Eigenstrombedarf der Energiezentrale zu decken. Dieses wird auf dem geplanten Lärmschutzwall im Süd-Osten des Baugebiets errichtet. Insgesamt steht hier eine Fläche von circa 910 m² zur Verfügung, worauf sich ca. 176 kW Peak installieren lassen. Im aktuellen Betriebskonzept erfolgt die Beladung der dezentralen Speicher rein auf Basis des Bedarfs der Bewohner. In Zukunft (z. B. bei sich ändernden regulatorischen Bedingungen) können die Speichervolumina auch systemdienlich genutzt werden und bei hohem Angebot erneuerbarer Energien oder Preissignalen im Netz beladen werden.

1.10 Einzelkomponenten der industriellen Forschung

Bei diesem Förderprojekt wurden Einzelkomponenten der industriellen Forschung nicht näher untersucht.

1.11 Primärenergie und CO₂ Einsparung

In Tabelle 1 sind die Primärenergiefaktoren sowie die CO₂-Einsparungen gegenüber der Referenzvariante der Vorzugsvariante dargestellt. Die Primärenergiefaktoren sind nach AGFW-309-1 durchgeführt worden. Sie ersetzt keinen gutachterlichen Nachweis eines Sachverständigen. Für die Verwendung von gebäudenahem Solarstrom muss keine Primärenergie berücksichtigt werden.

Tabelle 1: Primärenergiefaktoren und CO₂-Emissionen

	Variante B.1 – LowEx Netz - Geothermie	Variante C - Referenz
CO ₂ Emissionen	206 t/a	276 t/a
PEF nur Quelle	0,0	0,0
PEF	0,49	0,65

2 IST-Analyse des Untersuchungsgebiets

2.1 Lage/Standort und Zielbestimmung

Das Projekt „An Mevissen“ ist ein in der Planung befindliches Quartier in Grevenbroich (NRW). Auf einer Fläche von insgesamt ~130.000 m² soll neuer Wohnraum für Ein- und Mehrfamilienhäuser sowie eine KiTa entstehen. Das Gebiet befindet sich am östlichen Stadtrand von Grevenbroich im Stadtteil Grevenbroich Wevelinghoven. Im Nordwesten wird das Gebiet über die Bestandswohnbebauung des Stadtteil Wevelinghoven begrenzt. Im Südwesten und Südosten wird das Baugebiets durch die L361 bzw. die Wevelinghovener Straße abgegrenzt. Das Baugebiet teilt sich dabei in zwei Bauabschnitte mit eigenständigen Bebauungsplänen auf. Der Südwestliche Teil ist das Baugebiet W57 und abgegrenzt durch die Bestandsstraße „Am Böhnerfeld“. Der Nordöstliche Teil des dargestellten Gebiets ist das Baugebiet W56.

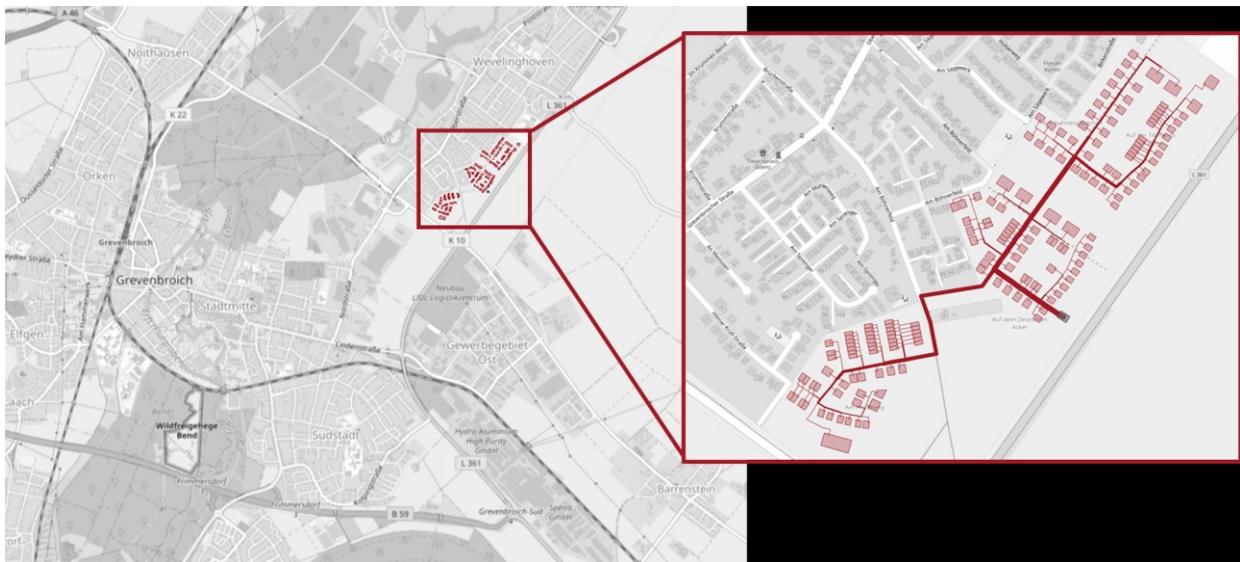


Abbildung 3: Lageplan des geplanten Nahwärmenetzes (Kartendaten © OpenStreetMap contributors)

Die Versorgung dieses Areal mit thermischer Energie (Wärme und Trinkwarmwasser) soll ausschließlich mit regenerativen Energiequellen und einem innovativen Energiesystem umgesetzt werden. Kernstück des Baugebiets „An Mevissen“ soll ein innovatives Wärmeverteilsystem sein. Welches die Bereitstellung von Wärme und Warmwasser intelligent miteinander verbindet. Darüber hinaus soll das System über Sektorenkopplung erneuerbaren Strom in die Wärmeversorgung einbinden. Der Versorgung mit Wärmepumpen kommt somit eine besondere Rolle in dem Projekt zu.

2.2 Status Quo

Für das Baugebiet „An Mevissen“ existieren zwei Bebauungspläne, aus welchem die Grundstücksgrenzen, sowie die maximal möglichen Bebauungsvolumina hervorgehen. Der Bebauungsplan W56 ist in Abbildung 5 dargestellt (Original im Anhang der Machbarkeitsstudie). Der Bebauungsplan W57 ist in Abbildung 4 dargestellt.

Aktuell befinden sich die Grundstücke „An Mevissen“ in der Aufnahme in die Bauleitplanung. Eine (Teil-)Erschließung hat noch nicht stattgefunden und ist erst nach Abschluss der B-Plan Erstellung zu erwarten.



Abbildung 4: Bebauungsplan und Grundstücksgrenzen W57



Abbildung 5: Bebauungsplan und Grundstücksgrenzen W56

Die genaue Bebauung bzw. Ansiedlung ist noch nicht bekannt. Mit Hilfe der Grundstückfläche und einer Grundflächenzahl (exklusive Nebenanlagen) wurden für alle Grundstücke überbaute Flächen (d. h. Grundflächen der Gebäude) ermittelt. Für die Baufelder, in denen die Bebauung aus zwei Gebäudeteilen (z. B. Doppelhaushälften oder Reihenhäuser) besteht, wird jeder Gebäudeteil individuell angeschlossen. Aus diesen Annahmen lassen sich für alle Gebäude, die in Tabelle 15 dargestellte Massenbilanz erstellen. Das Verhältnis von Brutto- zu Nettogeschossfläche ist mit 1,3 angenommen.

2.3 Wärme- und Kältebedarfe

Zu Berechnung der Wärme- und Kältebedarfe im Neubauquartier „An Mevissen“ wurden thermische Simulationen aller angeschlossenen Gebäude durchgeführt. Die Methodik der Simulation ist im Anhang erklärt.

2.3.1 Eingangsdaten zur thermischen Bedarfssimulation

Das im Anhang beschriebene Modell muss zur Bedarfssimulation parametrisiert werden. Hierzu werden vier unterschiedliche Kategorien von Parametern benötigt:

- Wetterdaten
- Geometrie
- Nutzung
- Bauphysik

Um die Gebäudebedarfe zu simulieren, werden Außentemperaturen und Solarstrahlungsdaten aus einem Testreferenzjahr für den jeweiligen Standort benötigt. Für jeden Standort in Deutschland bietet der DWD 6 verschiedene Testreferenzjahr-Datensätze an. Je 3 dieser Datensätze beziehen sich auf ein Referenzjahr 2015 und auf das Referenzjahr 2045. Für die Anwendung in den durchzuführenden Gebäudesimulationen wurde der Referenzdatensatz aus

dem Referenzjahr 2015 genutzt. Die Gebäudesimulationen wurden mit den Wetterdaten für den Standort Grevenbroich durchgeführt. Abbildung 6 zeigt den Verlauf der Außentemperatur und der Solarstrahlung des Wetterjahres „Referenz“.

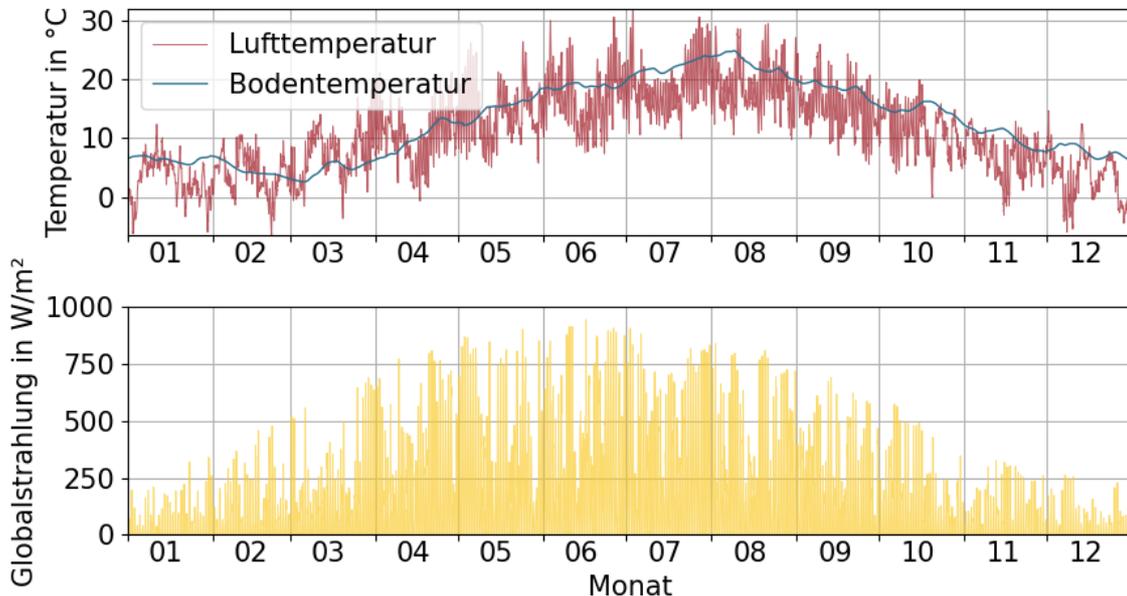


Abbildung 6: Verlauf der Außentemperatur und globaler Strahlung für das verwendete Test-Referenzjahr

Zu Ermittlung der Geometrien konnte der vorhandene B-Plan, sowie die angenommenen Massen je Gebäude genutzt werden. Im betrachteten Projekt werden mehrere Gebäudetypen entsprechend ihrer Nutzung festgelegt:

- Einfamilienhaus (EFH)
- Doppelhaushälften (DHH)
- Reihenhäuser (RH)
- Mehrfamilienhäuser (MFH)
- Kindertagesstätte (Kita)

Es wird angenommen, dass alle Gebäude mit Heizwärme und Trinkwarmwasser versorgt werden (siehe auch Konzept der Nacherhitzung Trinkwarmwasser). Lediglich die beiden Kindertageseinrichtungen werden ausschließlich mit Heizwärme versorgt, die Trinkwarmwassererwärmung erfolgt hier dezentral mit Untertischgeräten.

Entsprechend der Nutzung werden allen Gebäudetypen Nutzungsrandbedingungen aufgeprägt. Die Nutzungsprofile umfassen die Solltemperaturen für Heizung und Kühlen (sofern vorhanden), Aktivität der Personen im Gebäude, die Beleuchtung, sowie die Nutzung elektrischer Geräte. Daraus werden vom Modell die internen Lasten in stündlicher Auflösung berechnet und in der dynamischen Energiebilanz berücksichtigt. Weitere Eingangsparameter sind das Lüftungsverhalten und der Luftwechsel einer maschinellen Belüftung. Zu den Nutzungsrandbedingungen, welche jedem Gebäudetyp individuell aufgeprägt werden, gehören

auch die Randbedingungen zum Trinkwarmwasserbedarf (insbesondere Anzahl und Zapfvolumen der Personen im Gebäude sowie die Größe des Trinkwarmwasserspeichers).

Für den Gebäudestandard wurden typische Dämmwerte nach Effizienzgebäude 40 („KfW 40“) und Effizienzgebäude 55 („KfW 55“) angenommen, siehe Tabelle 2. Dadurch wird vermutet, dass die Gebäude alle mit einem sehr hohen Gebäudestandard ausgestattet sind.

Tabelle 2: Dämmwerte für Typgebäude

Fassadenelement	U-Wert/g-Wert	
	KfW 40	KfW 55
Außenwände	0,17 W/m ² *K	0,20 W/m ² *K
Bodenplatte	0,18 W/m ² *K	0,25 W/m ² *K
Dach	0,11 W/m ² *K	0,14 W/m ² *K
Fenster	0,7 W/m ² *K	0,9 W/m ² *K
Fenster g-Wert	0,55	0,55

Die B-Pläne enthalten Baufelder und die maximal mögliche Bebauungsfläche der Gebäude. Neben der Grundfläche enthält der Plan auch die angedachte Anzahl der Stockwerke, sowie eine geplante Höhe der Gebäude. Weiterhin konnte aus dem Bebauungsplan die maximale Höhe und die maximale Anzahl der Stockwerke abgelesen werden. Aus diesen Dateien wurde ein wahrscheinliches Geometrie-Szenario erstellt. Wie bereits oben beschrieben, ist die genaue Aufsiedlung im Baugebiet noch nicht final festgelegt. Insbesondere die Geometrien sind daher unsicher.

Für die Berechnung der thermischen Bedarfe im Baugebiet „An Mevissen“ wird für die Bebauung eine gemischte Bebauung nach Effizienzgebäude 40 und 55 angenommen. Angenommen wird hierbei, dass grundsätzlich alle Mehrfamilienhäuser dem Effizienzgebäude 55 entsprechend. Für die restliche Wohnbebauung wird eine Aufteilung zwischen 50 % Effizienzgebäude 40 und 50 % Effizienzgebäude 55 angenommen. Eine Übersicht ist in Tabelle 15 im Anhang zu finden.

2.3.2 Ergebnisse der thermischen Bedarfssimulation

Für die Konzeptionierung und die Vorplanung des Energiesystems wurden die nachstehend dargestellten Ergebnisse der Bedarfssimulation als Grundlage genutzt. Für die Bedarfsermittlung wurden im Projekt folgende Vergleichswerte festgelegt:

- Wärmebedarf in MWh/a – Wärmebedarf eines Gebäudes, einer Gruppierung von Gebäuden oder des gesamten Quartiers
- Wärmeleistung in kW – Maximale Heizleistung in der Simulation eines Gebäudes, einer Gruppierung von Gebäuden oder des gesamten Quartiers (Achtung: Dies ist nicht die normative Heizlast)
- Spez. Wärmebedarf in kWh/m²*a – spezifischer Wärmebedarf eines Gebäudes, einer Gruppierung von Gebäuden oder des gesamten Quartiers. Hierbei wird die Netto-Grundfläche also Bezugsgröße gewählt.
- Wärmeleistung in W/m² – Maximale Heizleistung in der Simulation eines Gebäudes, einer Gruppierung von Gebäuden oder des gesamten Quartiers (Achtung: Dies ist nicht die normative Heizlast). Hierbei wird die Netto-Grundfläche also Bezugsgröße gewählt.

Abbildung 7 zeigt den zeitlichen (stündliche Werte) Verlauf des Gebäudeenergiebedarfs. In der Grafik sind die summierten Werte aller Gebäude abgebildet, diese Grafik berücksichtigt also bereits die Gleichzeitigkeit der Gebäude (nicht alle Gebäude haben die Spitzenlast genau zum gleichen Zeitpunkt). Die dazugehörigen Bedarfe aus Trinkwarmwasser und Raumheizbedarf ergeben eine benötigte Wärmemenge von 1297,1 MWh. Hierbei handelt es sich um die reinen Wärme- und Trinkwarmwasserbedarfe ohne Berücksichtigung einer Speichersimulation. Diese wird erst bei der Variantenbetrachtung, ab Kapitel 4 durchgeführt. Der Wärmebedarf ist stark saisonal geprägt. Der Wärmebedarf im Sommer fällt zu 100 % auf den Trinkwarmwasserbedarf. Die Ergebnisse der einzelnen Gebäude sind als Excel-Tabelle diesem Bericht angehängen.

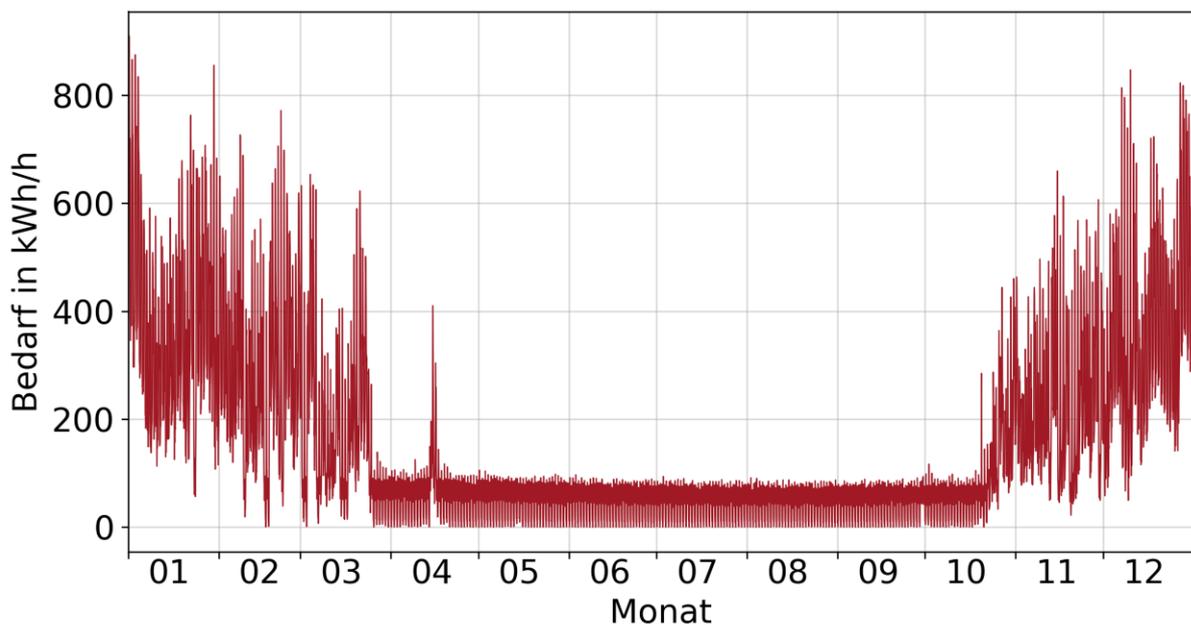


Abbildung 7: Zeitreihen der Bedarfe für Heizung und Trinkwarmwasser – 50% EH 40 / 50% EH 55

2.4 Erwartete Entwicklung der Bedarfe

Für jeden Gebäudeteil wurde zusätzlich zu den Massenbilanzen ein Errichtungsjahr angenommen. Wie im letzten Abschnitt beschrieben wurde für jedes Gebäude bzw. jeden Gebäudeteil eine individuelle dynamische Simulation durchgeführt. Diese Informationen können nun mit dem Aufsiedlungsjahr verbunden werden, so dass sich die Bedarfskurven für unterschiedliche Stützjahre berechnet werden kann. Es wird davon ausgegangen, dass die Aufsiedlung in etwa 5 Jahre in Anspruch nehmen wird. Die ersten Gebäude, welche an das Netz angeschlossen werden, werden im Jahr 2024 errichtet. Es wird eine nahezu lineare Ansiedlung erwartet.

2.5 Zusammenfassung der Grundlagenermittlung/Ist-Analyse

Eine Übersicht über die Anzahl an Gebäudeanschlüssen und Endkunden ist in Tabelle 3 dargestellt. Die Aufleistung der Gebäudeinformationen nach BAFA Merkblatt ist in Tabelle 16 im Anhang zu finden.

Tabelle 3: Übersicht Grundlagenermittlung/Ist-Analyse

Art der zu versorgenden Endkunden	Wohnen u. KiTa
Anzahl der zu versorgenden Endkunden	222
Anzahl der Gebäude	172
Anzahl der Übergabestationen	172

3 Potentialermittlung erneuerbare Energien und Abwärme

Die Potentialermittlung erneuerbare Energien wird im Folgenden dargestellt. Im Quartier „An Mevissen“ wurden dabei die Potentiale Geothermiesonden, Geothermiekollektoren und Umweltwärme in Form von Luft berücksichtigt.

Für das Quartier „An Mevissen“ wurden folgende Potentiale erneuerbarer Energie identifiziert:

Geothermiesonden:

Oberflächennahe Geothermie kann mit Sonden bis zu einer Tiefe von 200 m genutzt werden. Die Sonden verlaufen vertikal und werden über Bohrungen in das Erdreich eingebracht. Vorteile der Sonden liegen vor allem in dem auch im Winter hohen Temperaturniveau. Das Potential am Standort wird laut dem Geologischen Dienst NRW als „gut“ eingeschätzt (siehe

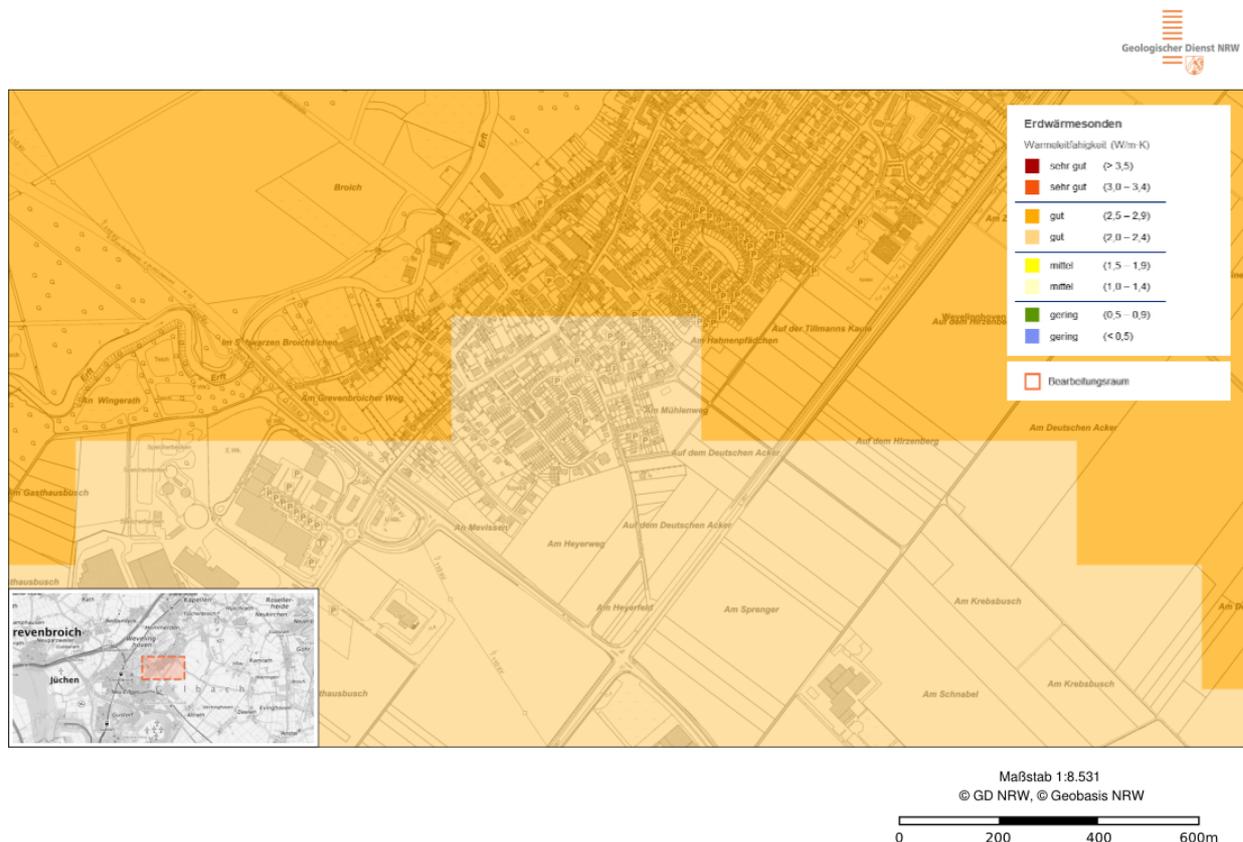


Abbildung 8). Eine Wärmeleitfähigkeit von 2,0 – 2,4 W/m*K kann mit einer Entzugsleistung von

etwa 50 W/Bohrmeter gleichgesetzt werden. Für die Einbringung der Sonden kann sowohl der geplanten Grünanlagenbereich als auch der Bereich des Lärmschutzwalls im Östlichen Teil genutzt werden, siehe Abbildung 5. Die erreichbaren Sondentemperaturen schwanken im Jahresverlauf ungefähr zwischen 5 °C und 18 °C.

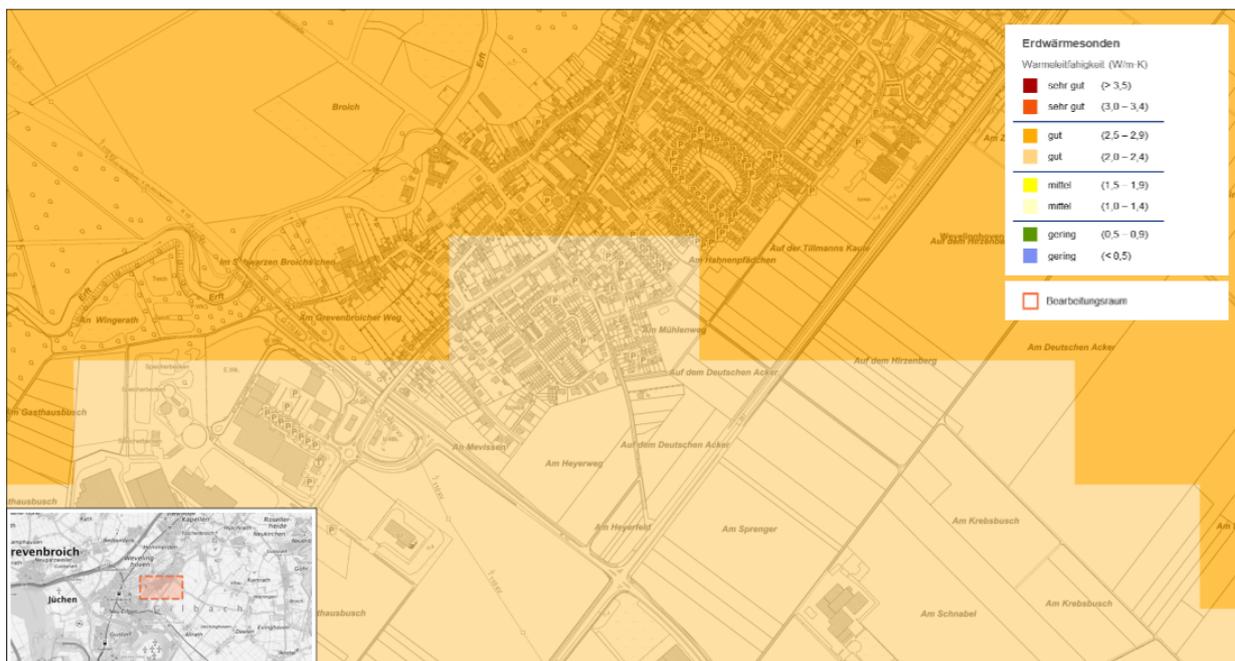
Geothermiekollektoren:

Eine Alternative zu Sonden stellen Geothermiekollektoren dar. Diese nutzen oberflächennahste Geothermie in 1,5 – 3 Metern Tiefe. Geothermiekollektoren werden häufig als PE-Rohrschlangen ausgeführt. Die Regeneration des Erdreiches erfolgt nicht wie bei Sonden durch Grundwasserströmungen, sondern vielmehr durch Solarstrahlung und Regenwasser. Das Potential am Standort wird laut dem Geologischen Dienst NRW mit 20 – 30 W/m² eingeschätzt (siehe Abbildung 9). Für die Einbringung der Kollektoren kann ein Teil der geplanten Grünfläche im Baugebiet genutzt werden. Die erreichbaren Kollektortemperaturen liegen ungefähr im Bereich der Bodentemperatur. Eine erste Abschätzung der benötigten Fläche mit den berechneten Gebäudebedarfen zeigte einen Flächenbedarf für Kollektoren von ca. 18.000 – 20.000 m² auf. Im Baugebiet steht allerdings nur eine Gesamtgrünfläche in ähnlicher Größenordnung zur Verfügung. Somit müsste beim Einsatz klassischer, horizontaler Flachkollektoren im Baugebiet die gesamte, geplante Grünfläche genutzt werden. Dies schränkt eine Grüngestaltung der Flächen enorm ein und es wurde sich im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie darauf geeinigt ausschließlich hocheffiziente Erdabsorber / Kollektoren zu betrachten. Beispiele für solche hocheffiziente Absorber sind die Firma terrathech mit ihrem Erdwärmeabsorber Produkt oder die Firma geocollect mit ihren Absorbersträngen. Unter Betrachtung dieser Erdkollektor Produkte wird für die weitere Betrachtung eine Erdkollektor Entzugsleistung von 67 W/m² angenommen.

Umweltwärme / Luftwärmeübertrager:

Zusätzlich kann am Standort der Energiezentrale ein Luftwärmeübertrager errichtet werden und die Umweltwärme genutzt werden. Durch die Aufstellung in der Nähe des zukünftigen Wohngebietes muss hier gegebenenfalls Schallschutzbesonderheiten beachtet werden.

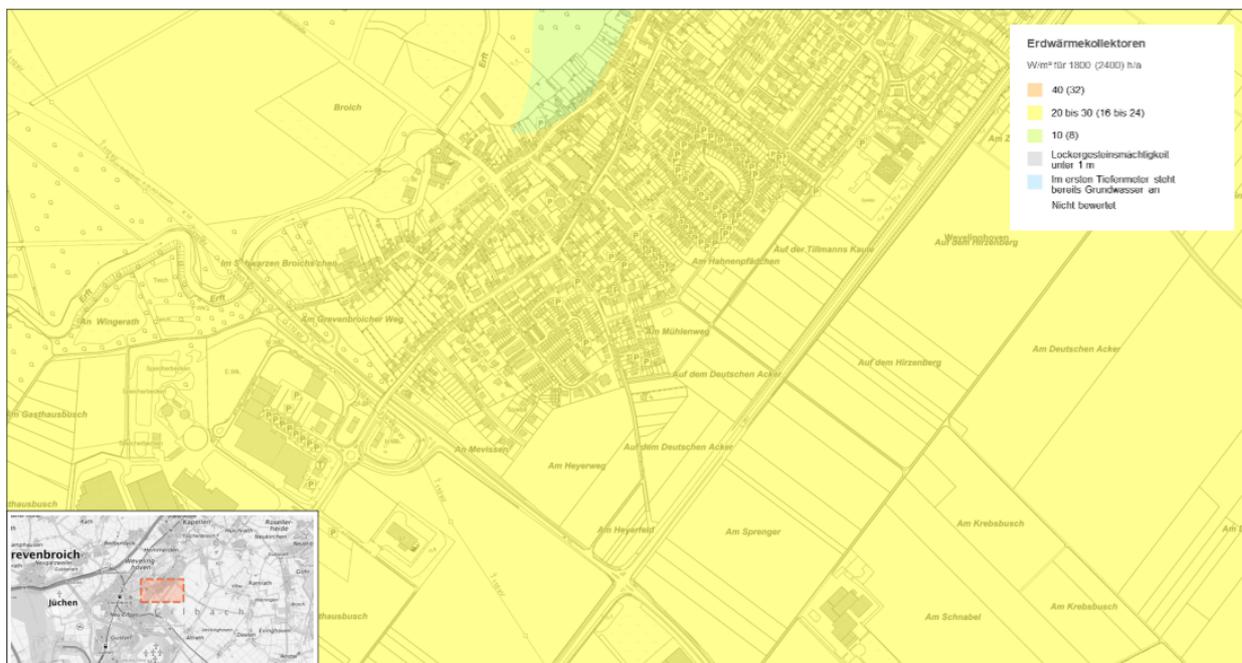
Eine Übersicht über die zur Verfügung stehenden erneuerbaren Energiequellen ist in Tabelle 4 dargestellt.



Maßstab 1:8.531
© GD NRW, © Geobasis NRW



Abbildung 8: Einschätzung Geothermiepotential Geologischer Dienst NRW



Maßstab 1:8.531
© GD NRW, © Geobasis NRW



Abbildung 9: Potential Geothermiekollektoren Geologischer Dienst NRW

Tabelle 4: Übersicht über die zur Verfügung stehenden erneuerbaren Energien

Förderfähiger Wärmerezeuger	Wärmequelle / Abwärmeprozess	Theoretisch nutzbare Wärmemenge	Leistung / Potential und Anzahl der Anlagen	Potentielle Standorte der Anlagen
Geothermiesonden	Erdwärme	3390 GWh/a bei voller Sondenregeneration	Ca 18.000 m ² Grünfläche in W56	Grünfläche in W56 (siehe Abbildung 5)
Erdkollektoren	Erdwärme	1296 GWh/a bei voller Flächenausnutzung	Ca 18.000 m ² Grünfläche in W56	Grünfläche in W56 (siehe Abbildung 5)
Wärmepumpe (Luft Quelle)	Luft	-	-	Unmittelbare Umgebung Energiezentrale

4 SOLL – Analyse des Wärmnetzes

Um die Machbarkeit und Bewertung der Varianten durchzuführen und eine Vorzugsvariante zu wählen, wurden alle drei Varianten (A, B Referenz) vordimensioniert. Für jede Variante (außer Referenz ohne Netz) wurde eine thermohydraulische Simulation des Netzes sowie eine energetische Simulation der Energiezentrale durchgeführt. Details zu den Simulationsmodellen finden sich im Anhang. In die energetische und wirtschaftliche Bewertung wurden sowohl die zentralen Energieerzeuger, die dezentralen Wärmepumpen, welche an das Netz angeschlossen sind, als auch die dezentralen Luft-Wärmepumpen berücksichtigt. Zusätzlich zur Darstellung der Ergebnisse, werden (ähnlich wie in der Gebäudesimulation) die Modelle und notwendigen Eingangsdaten vorgestellt. Zur Wahrung der Vergleichbarkeit untereinander wurden im Variantenvergleich keine zentralen oder dezentralen PV-Anlagen berücksichtigt. In der Ausarbeitung der Vorzugsvariante findet die Berücksichtigung einer PV-Anlage zur Eigenstrombedarfsdeckung statt. Die Konzeptionierung und Vorauslegung der Varianten hat zu einem frühen Zeitpunkt der Machbarkeitsstudie stattgefunden.

4.1 Beschreibung der Varianten

4.1.1 Variante A: Kaltes Wärmenetz

In der ersten Variante wird ein kaltes Wärmenetz (Wärmenetz der 5. Generation) betrachtet. Das Wärmenetz wird als Zweileiter-System ausgeführt. Die Solltemperaturen für Vor- und Rücklauf schwanken im Jahresverlauf:

- Geothermiekollektoren/-sonden: 0 °C – 22 °C

Die Vorlauftemperatur der Quellen kann nicht direkt genutzt werden, um Heizenergie bereit zu stellen. Aus diesem Grund sind in der ersten Variante alle Gebäude mit dezentralen Sole-Wasser-Wärmepumpen ausgestattet. Ein Schema der Hausstationen ist in Abbildung 10 abgebildet. Die dezentralen Wärmepumpen nutzen die Verteilinfrastruktur als Quelle im Verdampfer. Das ausgekühlte Medium wird dann in den Rücklauf eingespeist. Typische Temperaturdifferenzen in Wärmepumpen-Verdampfern liegen bei 4 K. Die Temperaturdifferenz darf ein (durch den Hersteller vorgegebenen) Mindestwert nicht unter- bzw. überschreiten. Bei zu niedrigen Temperaturdifferenzen im Verdampfer sind Störungen der Wärmepumpen möglich, da das Kältemittel im Kältemittelkreis der Wärmepumpe nicht vollständig verdampfen kann. Zu hohe Temperaturdifferenzen führen zu Einbußen in der Wärmepumpeneffizienz und erhöhen die Störungsanfälligkeit. Die Vorlauftemperatur der dezentralen Wärmepumpen soll so gering wie möglich gewählt werden und idealerweise unter 40 °C für die Beheizung der Gebäude und ca. 55 °C für die Warmwasserbereitung betragen. Die TGA in den neu zu errichtenden Gebäuden muss dementsprechend auf dieses Temperaturniveau ausgelegt werden. Ein entscheidender Vorteil in dieser Konfiguration ist jedoch, dass ohne größeren Aufwand individuelle Temperaturen in den Gebäuden bereitgestellt werden können. So können für Gebäude mit besonderen Anforderungen höhere Temperaturniveaus eingestellt werden.

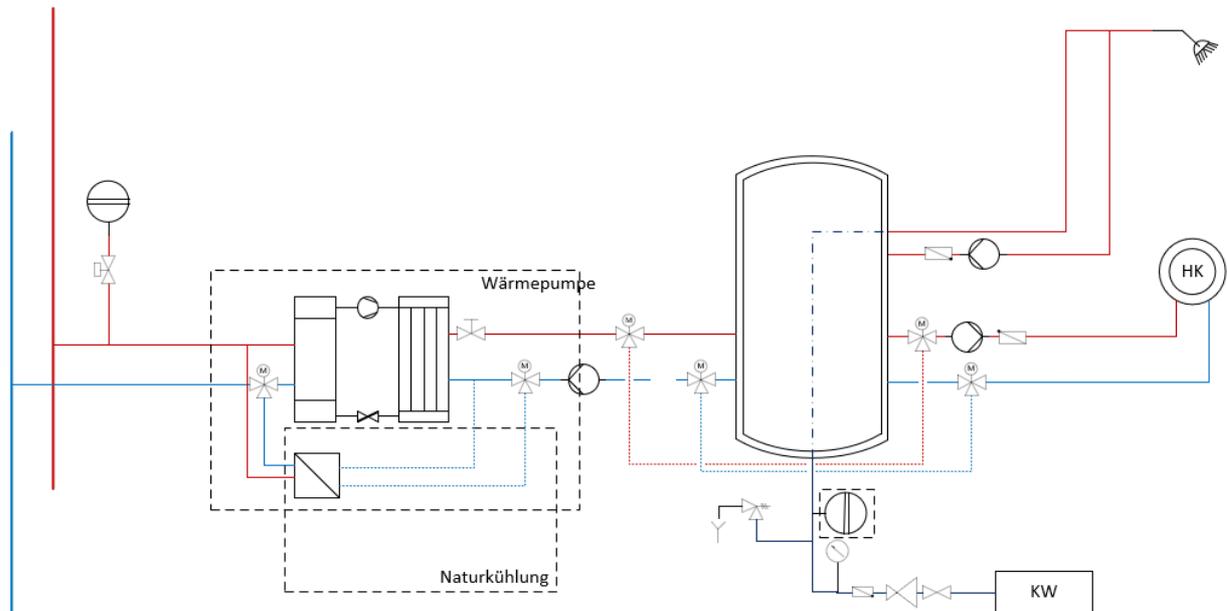


Abbildung 10: Schematische Darstellung der Hausstationen „An Mevissen“ Variante A

Die niedrigen und variablen Vorlauftemperaturen ermöglichen ganzjährig das Netz gleichzeitig zu Heiz- und Kühlzwecken einzusetzen. Dazu ist in Abbildung 10 neben der Wärmepumpe ein Wärmeübertrager integriert. Dieser nutzt das niedrige Temperaturniveau im Vorlauf zu Kühlzwecken. Durch das in Kapitel 2.3 verwendete Simulationsmodell ist es möglich nicht nur die Bedarfe für Wärme und Trinkwarmwasser zu berechnen, sondern auch Kühlbedarfe für die vorgegebenen Randbedingungen zu ermitteln. Für die Variante A wurde in diesem Fall mit einer sommerlichen Temperierung der Gebäude mit einer Solltemperatur von 26 °C gerechnet. Da es sich um eine durch die Flächenheizung übertragene Temperierung handelt, wird die Solltemperatur bei nicht ausreichender Kühlleistung überschritten, aber dennoch eine Komfortklimatisierung bereitgestellt.

Wie bereits oben dargestellt, wird Variante A mit ungedämmten Rohren geplant. Aufgrund der ganzjährigen niedrigen Vorlauftemperaturen nahe der Bodentemperatur ergeben sich dadurch sogar Wärmegewinne, so dass die Infrastruktur der Verteilung als zusätzlicher Kollektor dient. Zur optimalen Auslegung der Energiequellen wurden in dieser Variante bereits eine maximale Regenerationsmöglichkeit der Erdwärmesonden berücksichtigt. Hierbei wird das Netz zwischen einer Rücklauftemperatur von 6,5 °C – 22 °C im Bypass Betrieb gefahren und somit keine Wärme über die Energiezentrale eingebracht oder abgeführt. Bei Unter- oder Überschreitung der Grenzen wird das Netz entsprechend der Kollektor- oder Sondentemperatur geheizt oder gekühlt.

Die Netztopologie für Variante A ist für beide eingesetzten Quelle gleich und in Abbildung 11 dargestellt. Es wird ein gerichtetes Netz, das heißt eine zentrale Druckhaltung mit Netzschlechtepunktregelung geplant. Die Netzschlechtepunktregelung erfordert mindestens eine Überwachung des Differenzdruckes an der Gebäudeübergabe, um einen Minstdifferenzdruck und damit die Betriebssicherheit des Netzes sicherzustellen. Vorteilhaft ist die Messung an mehreren Stellen. Gerade aufgrund der Netzstruktur mit zwei großen Netzsträngen in entgegengesetzter Richtung ist die Verwendung von mehreren Netzschlechtepunkten als Regelungsgrößen zu empfehlen. Durch die weitgehende Digitalisierung des gesamten Energiesystems, kann dies leicht abgedeckt und ein effizienter und sicherer Betrieb wird gewährleistet.

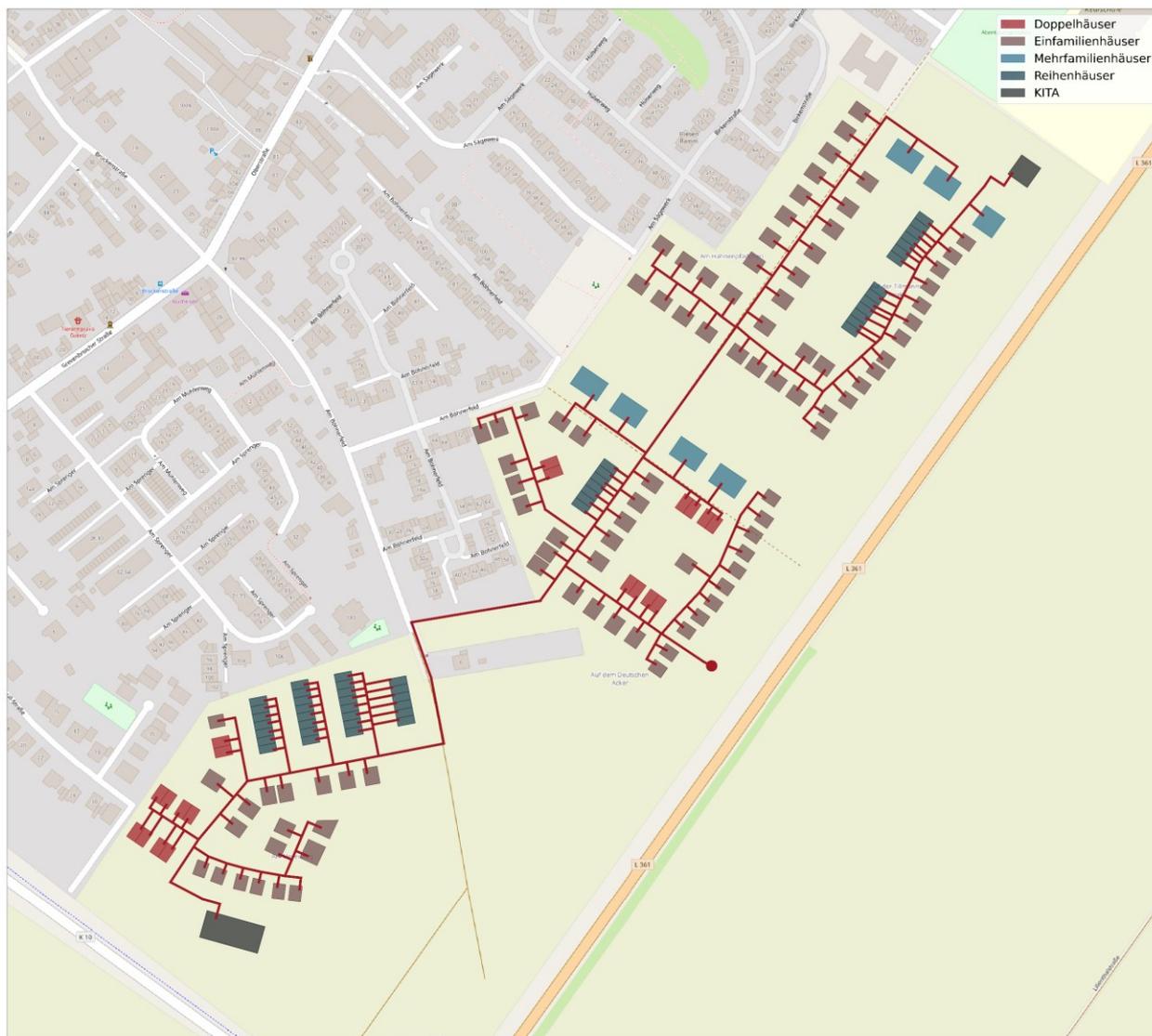


Abbildung 11: Netztopologie Variante A (Geothermie) und B

Wie bereits beschrieben werden in den Gebäuden Wärmepumpen und zusätzliche Wärmeübertrager für die Bereitstellung verbaut. Das Netz und die Sekundärseite der Gebäude sind über Wärmepumpe und Wärmeübertrager hydraulisch getrennt. Die Hausstationen müssen so ausgelegt sein, dass sie mit geringen Temperaturdifferenz und damit erhöhten Volumenströmen arbeiten können. Hierbei sind insbesondere die Betriebsrandbedingungen der Wärmepumpen bezüglich der minimalen und maximalen Temperaturen, sowie min./max. Volumenströme im Verdampfer zu beachten.

Auf der Sekundärseite jeder Wärmepumpe wird ein Trinkwarmwasserspeicher verbaut. Dieser Pufferspeicher kann über einen kurzen Zeitraum be- und entladen werden und sichert so hohe Schüttleistungen der Trinkwarmwassers. Die Verwendung eines Kombi-Speichers ist vorteilhaft, da in den Gebäuden so außerdem die Mindestlaufzeiten der Wärmepumpen eingehalten werden kann. Dies ist insbesondere bei einer Einzelraumregelung mit Fußbodenheizung oder der

Nutzung einzelner Radiatoren (z. B. Badezimmer) oft erforderlich. Die Temperatur der Pufferspeicher richtet sich grundsätzlich nach der notwendigen Temperatur für die Trinkwasserbereitung und wird mit 55 °C angenommen. Eine Legionellenschaltung ist in den Wärmepumpen vorhanden, jedoch häufig nicht notwendig, da durch den Einsatz eines Kombispeicher eine hygienische und Bedarfsgerechte Trinkwasserbereitung sichergestellt ist.

Vor- und Rücklauf enden in der Energiezentrale. In der Energiezentrale wird der ausgekühlte Rücklauf (Heizfall) oder erwärmte (Kühlfall) Rücklauf temperiert und wieder in den Vorlauf geleitet. In Variante A kommen dazu die unten gelisteten Quelle zum Einsatz:

1. Geothermiesonden
2. Geothermiekollektoren

4.1.2 Variante B: Niedertemperaturnetz

In der zweiten Variante wird ein Niedertemperaturnetz (Wärmenetz der 4. Generation) betrachtet. Das Wärmenetz besitzt definierte Vor- und Rückläufe. Das Medium im Wärmenetz ist aufbereitetes Wasser. Die Solltemperaturen für Vorlauf betragen 50 °C bzw. ca. 37 °C im Rücklauf. Die TGA in den neu zu errichtenden Gebäuden kann dementsprechend auf dieses Temperaturniveau ausgelegt werden. Für die individuelle Trinkwarmwasser Erwärmung ist eine Frischwassereinheit mit Durchlauferhitzer vorzusehen. So kann individuell eine Trinkwarmwassertemperatur im Bereich von 45 °C – 60 °C bereitgestellt werden.

Durch die konstanten Vorlauftemperaturen kann das Netz nur zu Heizzwecken eingesetzt werden. Das Rohrnetz wird mit Standarddämmung geplant.

Die Netztopologie ist identisch zu der Variante A (siehe Abbildung 11). Es wird ein gerichtetes Netz, das heißt, eine zentrale Druckhaltung mit Netzschlechtepunktregelung geplant. In den Gebäuden werden konventionelle Kompaktübergabestationen verbaut, die das Netz und die Sekundärseite der Gebäude über einen Wärmeübertrager hydraulisch trennen. Zusätzlich wird ein Trinkwarmwasserspeicher berücksichtigt, welcher mit einer Frischwasserstation ausgeführt werden sollte. Eine Einhaltung der hygienischen Anforderungen ist so individuell möglich, muss aber in der Ausführung beachtet werden und ggfls. durch zusätzliche elektrische Nacherhitzung durch Heizstäbe im Speicher, erbracht werden. Alternativ kann eine elektrische Nacherhitzung mittels Durchlauferhitzer erfolgen. Eine schematische Darstellung ist in Abbildung 12 dargestellt.

In der Energiezentrale wird der ausgekühlte Rücklauf auf das Niveau des Vorlaufs erwärmt. In Variante B kommt dazu eine zentrale Großwärmepumpe zum Einsatz, welche an verschiedene Quellen angeschlossen werden kann:

- Geothermiesonden und Luft
- Geothermiekollektoren und Luft

Zur Simulation der Infrastruktur ist ebenfalls Vordimensionierungen der einzelnen Übergabestationen notwendig. Die Hausstationen werden mit Hilfe der notwendigen Leistung zur Beladung der Trinkwarmwasserspeicher dimensioniert. Dazu gibt es in den Gebäuden am im Quartier die angenommenen Werte im Anhang. Daraus ergeben sich Massengerüste für die dezentralen Wärmepumpen (Varianta A) bzw. Übergabestationen (Variante B). Die thermischen Leistungen der Gebäude für die Varianten sind identisch. In Variante B wird die Leistung direkt über das Netz zur Verfügung gestellt in Variante A und der Referenz werden Wärmepumpen verbaut. Aus den Netzlängen und der oben vorgestellten Bedarfsermittlung ergeben sich Liniedichten für Heizen von 0,32 MWh/m und Kühlen von 0,04 MWh/m.

Die Anschlussleistungen der Gebäude zum Netz unterscheiden sich in den beiden Netzvarianten. In Variante A wird für die thermische Leistung ein COP berücksichtigt, der die notwendige Anschlussleistung reduziert.

Variante A – Geothermiesonden/-kollektoren

Für die Rohrdimensionierung wird als Auslegungstemperaturdifferenz 4 Kelvin gewählt. Sollte es im Betrieb notwendig sein, können sowohl im Kühl- als auch Heizfall höhere Temperaturdifferenzen gefahren werden. Dies ist mit der Sekundärseite (Kühlung) bzw. der Wärmepumpe in dem Gebäude zu koordinieren. Für die Auslegung wird von einem konstanten COP von 4,5 ausgegangen.



Abbildung 13: Anschlussleistungen und Netzdimensionierung – Variante A

Variante 2 – Niedrigtemperaturnetz

Als Auslegungstemperaturdifferenz wurde 13 Kelvin gewählt, was einer Soll-Rücklaufemperatur von 37 °C entspricht. Für die Konzeptionierung und Vorauslegung wird von PEX-Rohren sowohl

in Einzel als auch Doppelrohrausführung ausgegangen. Das Ergebnis der Netzdimensionierung sind in der Abbildung 14 dargestellt.

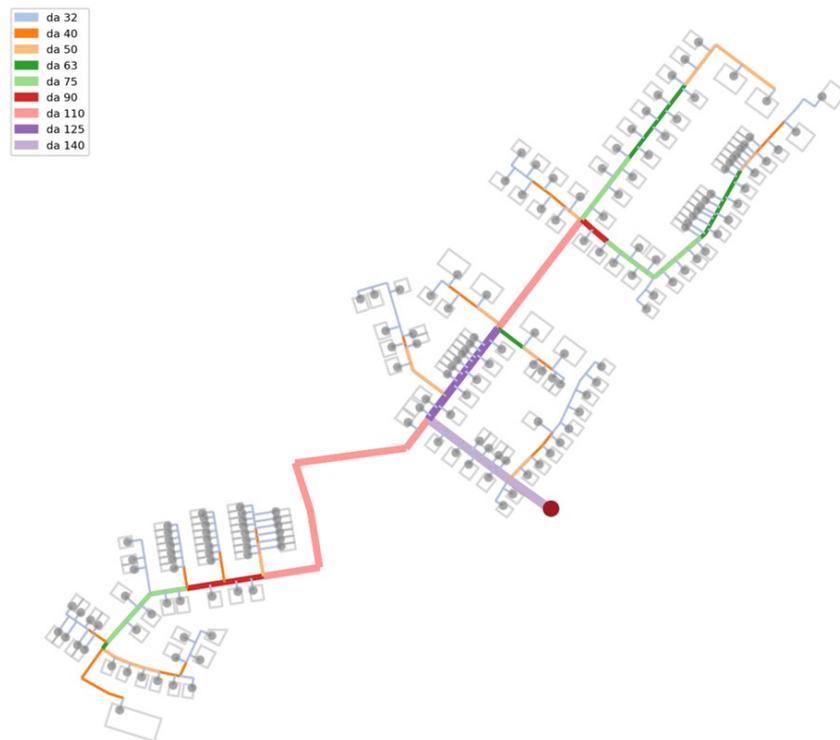


Abbildung 14: Netzdimensionierung – Variante B

4.2.2 Simulationsergebnisse

Zur Vordimensionierung der Energiebereitstellung muss zuvor die Infrastruktur simuliert werden. So lassen sich die Gleichzeitigkeit, die genaue Energiemenge und Leistung in Abhängigkeit der Wärmegewinne bzw. Wärmeverluste und sich einstellenden Volumenströmen genau bestimmen. Die erreichbare Vorlauftemperatur für die Nutzung von Geothermiesonden und den Geothermiekollektoren ist leicht unterschiedlich angenommen. Dies hat geringe Auswirkungen auf die zu erreichenden COP der dezentralen (und zentralen in Variante B) Wärmepumpen in Variante A und somit einen Einfluss auf die vorherrschenden Volumenströme im Netz. Ein Vergleich ist in Abbildung 15 dargestellt.¹

Für die thermisch/energetische Auswertung der Netzsimulation werden folgende Kennwerte definiert:

- Wärme- und Kältebedarf an der Einspeisung in MWh/a
- Benötigte Leistung Wärme und Kälte an der Einspeisung in kW
- Energiebilanz des Netzes bestehend aus:

¹ Aufgrund des geringen Temperaturunterschieds wurde für die thermohydraulische Netzsimulation in Variante A die Vorlauftemperatur aus der Sonde angenommen. Durch die ungedämmten Rohrleitungen und die dadurch erfolgenden Wärmegewinne ist der Einfluss auf den COP der dezentralen Wärmepumpen vernachlässigbar.

- Netzverlust bzw. Netzgewinne in der Heizperiode bzw. in der Kühlperiode in MWh
- Abnahme aus dem Netz der Gebäude in MWh
- Elektrische Arbeit der Wärmepumpen in den Gebäuden in MWh

4.2.2.1 Variante A: Ergebnisse der thermo-hydraulischen Netzsimulation

In Abbildung 16 sind die stündlichen Werte der Einspeisung abgebildet, die positiven Werte zeigen einen Heizbedarf der Energiezentrale auf, die negativen Werte einen Kühlbedarf. Zusätzlich sind in grau die Bedarfe der Gebäude eingezeichnet. Die Abweichung zwischen Bedarf und Einspeisung werden durch die dezentralen Wärmepumpen (Reduzierung der Einspeisung) verursacht. Die Gleichzeitigkeit zwischen der Komfortklimatisierung und der Trinkwasserbereitung ist im Sommer ersichtlich.

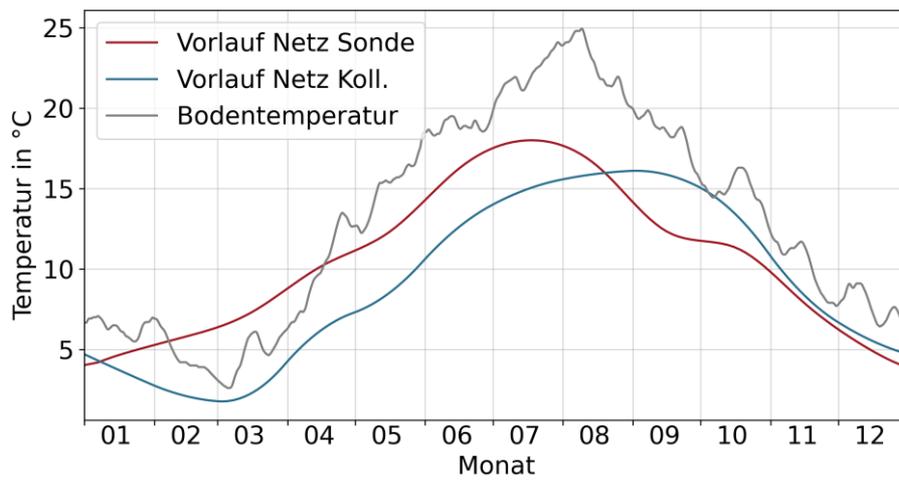


Abbildung 15: Annahme der erreichbaren Vorlauftemperaturen für Sonde und Kollektor

Tabelle 5 zeigt die benötigten Leistungen und notwendigen Einspeisung für Heizenergie- bzw. Kühlenergiebedarfe an der Energiezentrale auf. Zusätzlich ist die Energiebilanz des Netzes in Abbildung 17 visualisiert. Es ist erkennbar, dass ein Teil der Wärme in den Gebäuden durch die elektrische Energie der Wärmepumpen bereitgestellt wird. Durch die ungedämmten Rohre und die niedrigen Netztemperaturen, vor allem aber durch den Bypass – Betrieb bei höheren Außentemperaturen und niedrigen Lasten im Netz, werden Wärmegewinne simuliert (475,1 MWh).

Tabelle 5: Energiemengen und Leistungen an der Einspeisung (maßgeblich für die Dimensionierung der Energiebereitstellung) – Variante A

	Energie	Max. Leistung in kW
Heizen	604,0 MWh/a	539 kW
Kühlen	97,3 MWh/a	420 kW

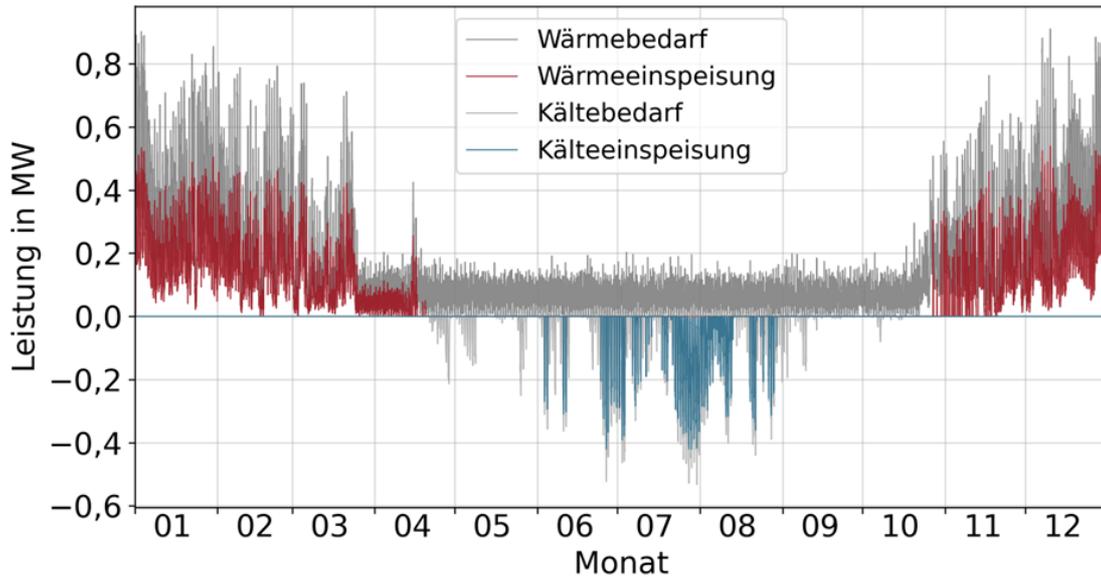


Abbildung 16: Zeitreihen der Gebäudebedarfe und der Einspeisung der Energiezentrale – Variante A geschlossenes Netz

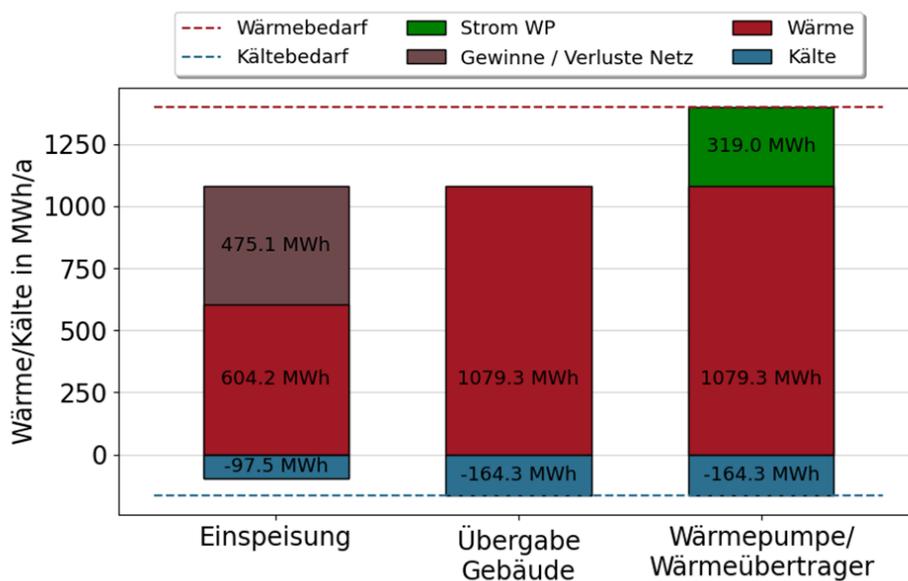


Abbildung 17: Energiebilanz des thermischen Netzes – Variante A geschlossenes Netz

4.2.2.2 Variante B –Niedrigtemperaturnetz: Ergebnisse der thermo-hydraulischen Netzsimulation

In Abbildung 18 sind die stündlichen Werte der Einspeisung abgebildet, in Variante B wird nur der Wärmebedarf über das Netz gedeckt, so dass kein Kühlbedarf abgebildet ist. In grau sind die Bedarfe der Gebäude eingezeichnet. Die Abweichung zwischen Bedarf und Einspeisung werden durch die Wärmeverluste im Netz verursacht. Außerdem ist gut zu erkennen, dass durch den Einsatz eines Trinkwarmwasser Speichers eine geringe Gleichzeitigkeit im Beladen des

Speichers zwischen den angeschlossenen Häusern auftritt. Dies führt zu einer Verringerung der maximal notwendigen Leistung im Vergleich zum errechneten Bedarf, siehe Abschnitt 2.3.

Tabelle 6 zeigt die benötigten Leistungen und notwendigen Einspeisung für Heizenergiebedarfe an der Energiezentrale auf. Zusätzlich ist die Energiebilanz des Netzes in Abbildung 19 visualisiert. Die angenommenen Netztemperaturen führen zu Wärmeverlusten in Höhe von 217,4 MWh oder 16,1 %. Diese hohen relativen Wärmeverluste sind für Gebiete mit geringer Liniendichte nicht ungewöhnlich. Die absoluten Wärmeverluste sind nur wenig Abhängig von der tatsächlichen Abnahme, sondern viel mehr von der im Netz vorherrschenden Temperatur (d. h. ein Netz mit hoher Abnahme hat in etwa den gleichen absoluten Wärmeverlust wie ein Netz mit geringerer Abnahme, jedoch geringere relative Verluste).

Tabelle 6: Energiemengen und Leistungen an der Einspeisung (maßgeblich für die Dimensionierung der Energiebereitstellung) – Variante B

	Energie	Max. Leistung in kW
Heizen	1573 MWh/a	926 kW

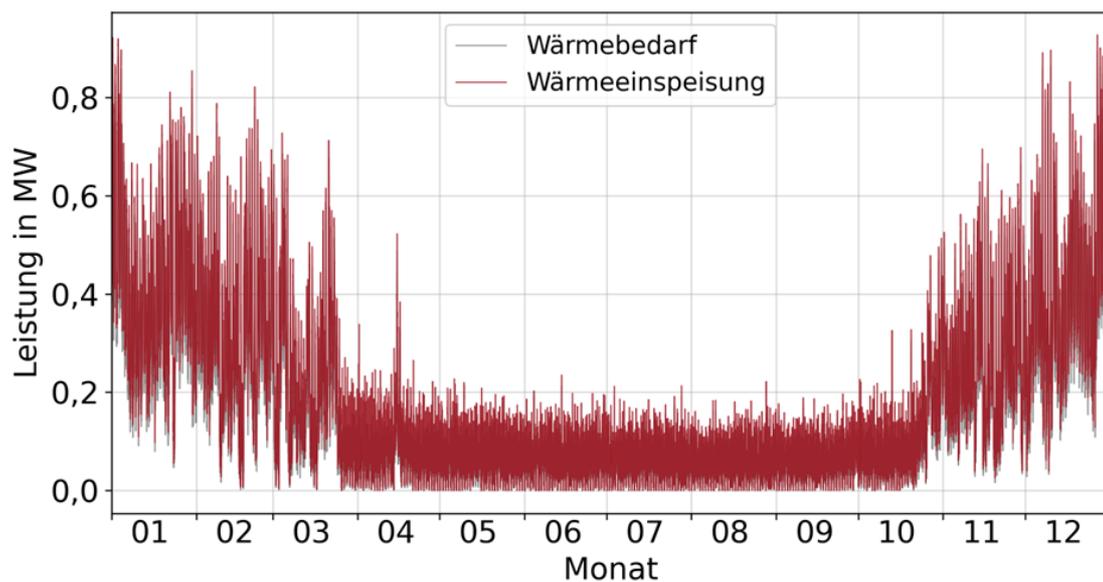


Abbildung 18: Zeitreihen der Gebäudebedarfe und der Einspeisung der Energiezentrale

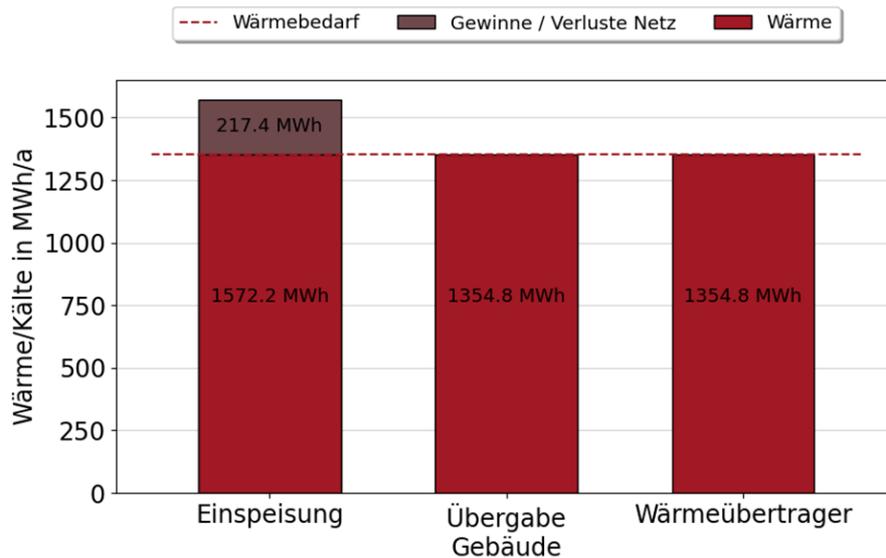


Abbildung 19: Energiebilanz des thermischen Netzes

4.2.3 Vordimensionierung der Energiezentrale

Mit den in der Simulation der Wärmeverteilung simulierten Leistungen bzw. Volumenströmen an der Energiezentrale können die einzelnen Quellen vordimensioniert werden. Es werden folgende Quellen betrachtet und dazu Annahmen getroffen, siehe auch Abschnitt 4.1.

- Variante A: Kaltes Wärmenetz (0 °C – 20 °C) mit dezentralen Wärmepumpen
 - Wärmequelle 1: Erdsonden und Luftwärmeübertrager zur Regeneration
 - Wärmequelle 2: Erdkollektoren
- Variante B: Niedertemperaturnetz (50 °C) mit zentraler Wärmepumpe
 - Wärmequelle 1: Erdsonden und Wärmenetzrücklauf zur Regeneration
 - Wärmequelle 2: Erdkollektoren
- Referenz: Dezentrale Versorgung mit Luft-Wärmepumpen

Für Geothermiesonden wird angenommen, dass die Sonden einen Abstand von etwa 10 m zu einem anderen Bohrloch einhalten müssen. Es wurde eine Bohrtiefe von 200 m angenommen. Die Entzugsleistung von 50 W/m muss eingehalten werden. Es wird angenommen, dass eine Regeneration im Sommer stattfinden kann, so dass die Dimensionierung des Feldes anhand der Entzugsleistung erfolgen kann. Die Regeneration im kalten Nahwärmenetz (Variante A) erfolgt über extra dafür vorgesehen Rückkühler. Bei der Variante B, dem LowEx-Netz erfolgt die Regeneration durch eine Wärmeübertrager im Rücklauf des Wärmenetzes. Im Anschluss wird die Rücklauftemperatur in der Energiezentrale wieder auf das Niveau der Vorlauftemperatur angehoben. Hierfür wird die zentrale Wärmepumpe mit Luft als Wärmequelle eingesetzt.

Die Erdkollektoren werden mit einer Entzugsleistung von 67 W/m² ausgelegt (Mittelwert für das angegebene Potential). Die Volllaststunden von 1800 h/a werden eingehalten.

Bei den geforderten Leistungen und Energiemengen in Variante A und B ist zu beachten, dass in den Netzsimulationen für Variante A die dezentralen Wärmepumpen schon berücksichtigt werden, in Variante B jedoch nicht. Es wird von einem Temperaturabhängigen COP ausgegangen und dieser wird entsprechend einer Referenzwärmepumpe (Waterkotte EcoTouch 5112.5DT) ermittelt.

Daraus ergeben sich Dimensionierungen der Energiebereitstellung, welche in den folgenden Tabellen dargestellt sind. Besonders auffällig ist, dass in Variante A die Verteilinfrastruktur als zusätzlicher Kollektor wirkt und somit die geforderte Energiemenge an der Energiezentrale, d. h. an der Geothermiequelle deutlich reduziert, wohingegen in Variante B die Anforderungen steigen (Wärmeverluste). In Variante A können wesentlich bessere Jahresarbeitszahlen erreicht werden (variable Temperaturen für Heizen und Trinkwasser), dies erhöht die notwendige Entzugsleistung aus dem Netz. In Variante B ist die Jahresarbeitszahl schlechter, so dass eine geringere Entzugsleistung notwendig ist. Ein Teil der höheren Leistung in Variante A wird durch die Leistung des Verteilnetzes kompensiert.²

Tabelle 7: Vordimensionierung Geothermiesonden

	Variante A	Variante B
Geforderte Leistung	545 kW	665 kW (JAZ = 3,95)
Geforderte Energiemenge	605,0 MWh/a (JAZ = 4,38)	900 MWh/a (JAZ = 3,95)
Notwendige Sondenanzahl	55 Sonden (~3450 m ²)	67 Sonden (~ 4.200 m ²)

Tabelle 8: Vordimensionierung Geothermiekollektoren (Variante B – Einhaltung von 1800 Volllaststunden)

	Variante A	Variante B
Geforderte Leistung	545 kW	657 kW (JAZ = 3,7)
Geforderte Energiemenge	605,0 MWh/a (JAZ = 4,38)	879 MWh/a (JAZ = 3,7)
Notwendige Fläche	8.134 m ²	9.810 m ²

4.3 CO₂-Emissionen und Primärenergiefaktoren

Die Simulationsmodelle in der hier genutzten Konzeptionierungsphase liefern zeitlich und lokal hochaufgelöste Energiebilanzen der einzelnen Komponenten in den Gebäuden, dem Netz und der Energiezentrale. Diese Simulationsergebnisse können genutzt werden, um detailliert die CO₂-Emissionen und Primärenergiefaktoren zu berechnen. Dazu werden folgende Annahmen getroffen:

² In Variante A wurde der Einfluss der Temperaturunterschiede zwischen Kollektor und Sonde auf die dezentralen Wärmepumpen vernachlässigt. Durch die verwendeten ungedämmten PE-Rohre treten hier weitere Wärmegewinne auf und der Unterschied zwischen Kollektor und Sonde als Quelle ist vernachlässigbar. In Variante B mit einer zentralen Wärmepumpe wurde dieser Effekt allerdings berücksichtigt, da die Temperaturen hier einen direkten Einfluss ohne zusätzliche Wärmegewinne durch die Verteilung haben.

Tabelle 9: Randbedingungen für CO₂-Emissionen und Primärenergiefaktoren

	PEF	CO ₂ -Emissionen
Lokal erzeugter Strom	0,0	0 g/kWh
Strom Netz der öff. Versorgung	1,8	560 g/kWh
Strom Netz der öff. Versorgung für Großwärmepumpen	1,2	373 g/kWh
Quelle Luft/Geothermie/Grundwasser	0,0	0 g/kWh

4.4 Ergebnisse des Variantenvergleichs

Dieser Abschnitt beschreibt die Ergebnisse der drei Varianten. Tabelle 10 zeigt die Primärenergiefaktoren der unterschiedlichen Varianten. Die Primärenergiefaktoren bewerten den energetisch effizienten Betrieb des Netzes. Der Primärenergiefaktor der zentralen Variante mit Erdkollektor bzw Erdabsorber erreicht den besten Primärenergiefaktor. Das Erdkollektorfeld muss im Sommer nicht regeneriert werden und somit fällt für diese Variante kein zusätzlicher Strombedarf zur Regeneration an. Die Versorgungsvariante mit kaltem Nahwärmenetz (Variante A) hat mit 0,44 und 0,43 in der Sonden- bzw. Kollektorvariante vergleichbare Werte erzielt. Die Referenzvariante C weist den höchsten Primärenergiefaktor auf. Die zentrale Wärmepumpe mit Erdsonden als Quelle und einer möglichst hohen Regeneration weist einen PEF von 0,56 auf. Für Variante B wurde bereits der nach neuem GEG (2023) anwendbare Primärenergiefaktor von 1,2 für Großwärmepumpen verwendet (bei dezentralen Wärmepumpen 1,8).

Tabelle 10: Primärenergiefaktoren alle Varianten

	PEF
A.1	0,44
A.2	0,43
B.1	0,55
B.2	0,39
C	0,65

Bei der Bewertung der Varianten ist zu beachten, dass Variante B keine Komfortklimatisierung bereitstellen kann. In Variante C ist eine Klimatisierung über die Luft-Wärmepumpe möglich, jedoch muss hierzu elektrische Energie eingesetzt werden (Umkehrung des Wärmepumpenprozesses). Variante A stellt die Energie für die Komfortklimatisierung über die Umweltwärme bereit.

4.5 Erarbeitung einer Vorzugsvariante

4.5.1 Auswahl der Vorzugsvariante

Auf Basis der oben dargestellten Ergebnisse und den möglichen Vermarktungspotentialen im Gebiet Grevenbroich „An Mevissen“ wird ein warmes Wärmenetz mit zentraler Wärmepumpe bevorzugt. Wesentliche Gründe dafür sind:

- Geringe Investitionen in das Gesamtsystem
- Chancen der Vermarktung
- Planungsunsicherheit in der Preisentwicklung dezentraler Anlagentechnik
- Flexibilität aufgrund der bisher unklaren Bebauungssituation
- Einbindung von dezentralen Speichern zur Entkopplung von Angebot und Nachfrage
- Optimierungsmöglichkeiten für die Temperaturregelung im Netz
- Sektorenkopplung der zentralen Erzeuger
- Möglichkeit der flexiblen Anbindung weiterer zentraler Wärmequellen welche möglicherweise in Zukunft zur Verfügung stehen (Rechenzentrum)

Als günstigste Versorgungsvariante bietet sich aufgrund der oben dargestellten Ergebnisse das Konzept eines Niedertemperaturnetz (LowEx) mit einer zentralen Wärmepumpe an. Mögliche Energiequellen sind Erdwärmesonden und Erdwärmekollektoren bzw. Erdabsorber. Im Projekt „An Mevissen“ stehen im Baugebiet ein Teil der geplanten Grünflächen zur geothermischen Nutzung zur Verfügung. Insgesamt beträgt die gesamte Grünfläche im Baugebiet ca. 17.000 m² siehe Abbildung 20.

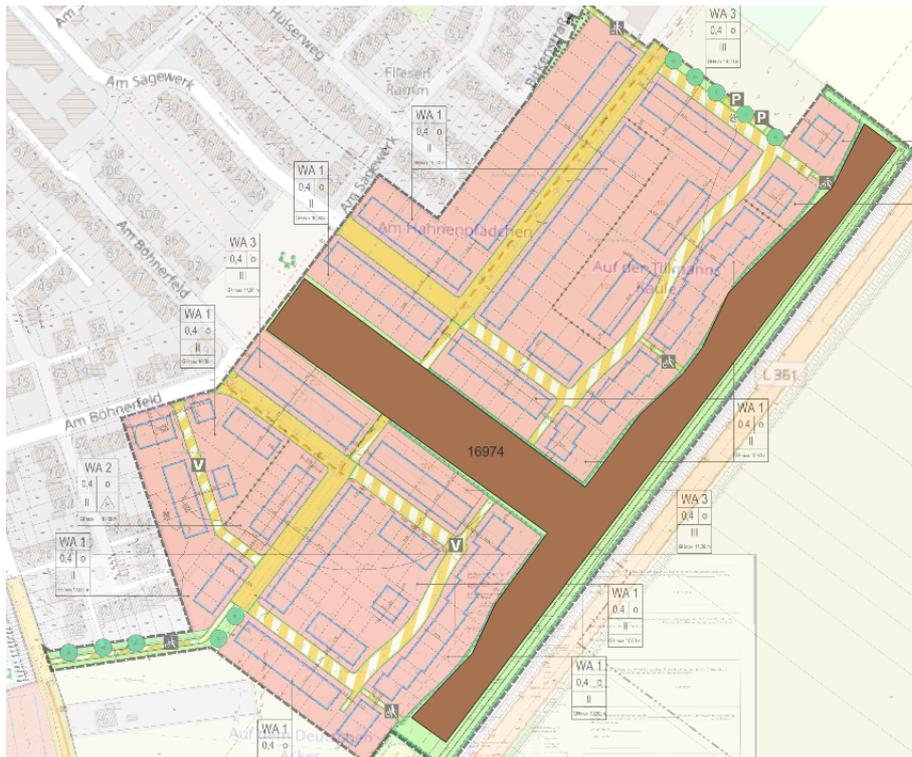


Abbildung 20: Grünfläche zur potenziellen Quellennutzung in W56

Unter Berücksichtigung der Voruntersuchungen werden somit ca. 10.000 m² dieser Fläche für die Verwendung von Erdkollektoren bzw. Erdabsorbern benötigt. Zusätzlich wird weiterer Platz für die Anbindung an die Wärmezentrale sowie die Aufteilung verschiedener Schächte benötigt. Ein beispielhafter Flächenbedarf ist in Abbildung 21 visualisiert. Dies führt im Baugebiet zu einer erheblichen Einschränkung in der Grünflächenplanung und macht eine nachhaltige und flexible Gestaltung der Grünfläche nicht möglich.



Abbildung 21: Beispielhafter Flächenbedarf mit Erdabsorbern / Kollektoren

Basierend auf den Voruntersuchungen wird für die Verwendung von Geothermiesonden als Wärmequelle eine Fläche von ca. 4.200 m² benötigt. Ein beispielhafter Platzbedarf ist in Abbildung 22 dargestellt. Diese Umsetzung lässt sich wesentlich besser in die geplante Grüngestaltung des Baugebiets berücksichtigen und kann zu einem großen Teil unter die geplante Böschung des Lärmschutzwalls erfolgen, siehe Abbildung 23. Somit wird sich für das Baugebiet „An Mevissen“ für Geothermiesonden als favorisierte Quelle entschieden.

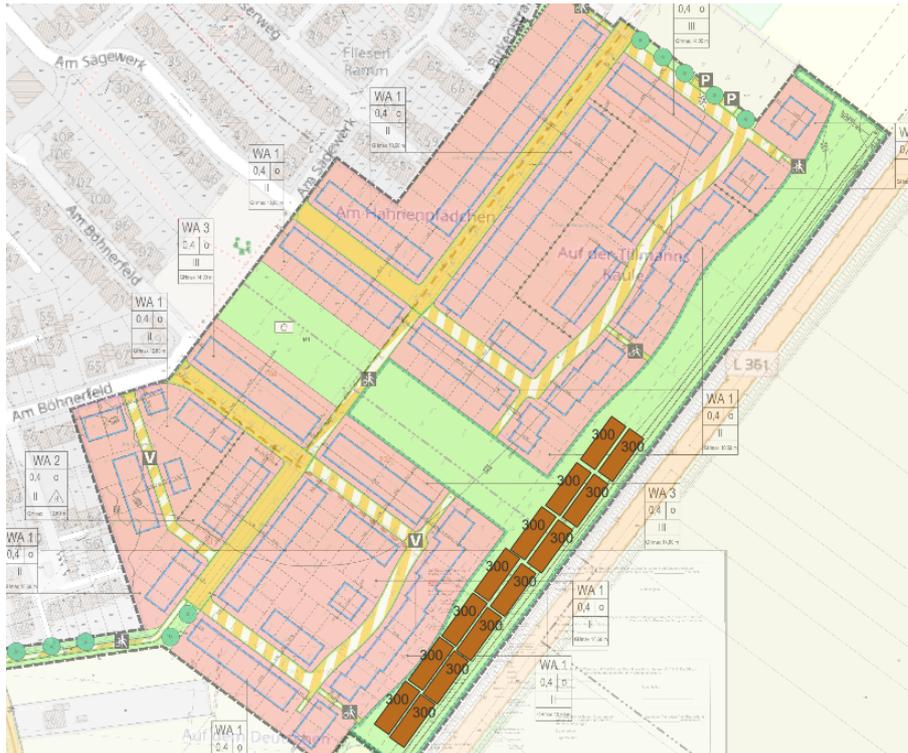


Abbildung 22: Beispielhafter Flächenbedarf mit Geothermiesonden



Abbildung 23: Auszug Grünflächenplanung mit Geothermiesonden Verortung

4.6 Simulative Betrachtung und Bewertung der Vorzugsvariante

Dieses Kapitel untersucht die oben ausgewählte Vorzugsvariante eines geschlossenen LowEx Wärmenetzes mit Geothermiesonden als Quelle. Die Vorzugsvariante wurde dazu detaillierter beplant und simulativ untersucht. Dieses Kapitel stellt die Simulationsergebnisse vor. Die detaillierteren Planergebnisse werden im beigefügten Projektbericht zusammengefasst. Anhand der detaillierten Planergebnisse wird das oben dargestellte Simulationsmodell mit diesen Dimensionierungen und optimierter Betriebsführung neu parametrisiert und erneut simuliert. Ergebnisse dieser Simulation wurden zur Auslegung der zentralen Komponenten genutzt. Aus dieser Simulation werden außerdem die für die BEW-Machbarkeitsstudie notwendigen Parameter und Kennwerte ermittelt.

4.6.1 Zusammenfassung verfahrenstechnisches Konzept der Wärmeversorgung

4.6.1.1 Energiezentrale

Abbildung 24 zeigt das hydraulische Konzept der Energiebereitstellung. Die Zeichnung ist als eigene PDF diesem Bericht angehängt. Im Schema ist links die Wärmeverteilung dargestellt. Zur hydraulischen Entkopplung zwischen Wärmenetz und Wärmepumpe wird ein Pufferspeicher verwendet. Für die Sicherstellung des Netzbetriebs und zur Vermeidung zu häufigem Takten der Wärmepumpe wird ein Pufferspeicher zur Netzanbindung ausgeführt. Das derzeitige Volumen des Pufferspeichers ist mit 2 x 7300 Litern geplant. Eine spätere Erweiterung der Pufferspeicherkapazität ist derzeit nicht geplant, aber problemlos möglich. In der Mitte der Zeichnung ist die zentrale Wärmepumpe sowie die Druckhaltung dargestellt. Auf der rechten Seite der Skizze sind die beiden verwendeten Quellen für die Wärmepumpe skizziert. Je nach Betriebsmodi stehen der Wärmepumpe die Quellen Luft und Erdwärme zur Verfügung. Zusätzlich ist die Regeneration der Erdwärmesonden an den Rücklauf des Netzes angeschlossen und ermöglicht so die Regeneration der Erdwärmesonden durch Auskühlen des Rücklaufs vor Speichereintritt. Die Druckhaltung erfolgt dynamisch und kann somit einen statischen Druckabfall detektieren.

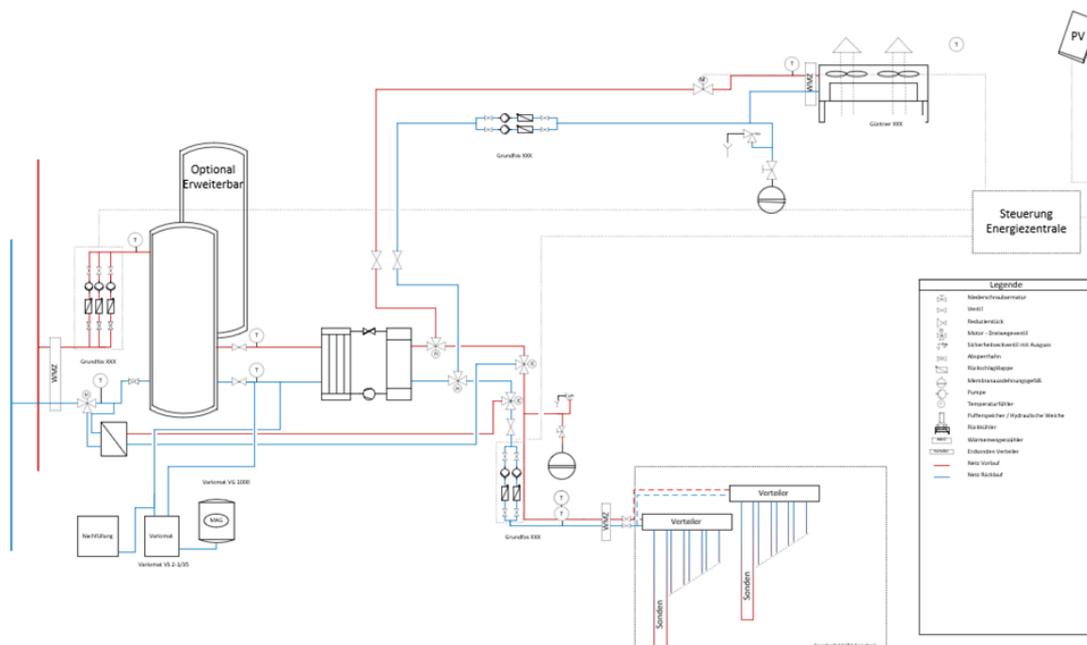


Abbildung 24: Hydraulikschema der Energiezentrale

Für die Energiezentrale werden drei Betriebsfälle unterschieden:

1. Beladung Pufferspeicher + Betrieb Geothermiesonden
2. Beladung Pufferspeicher + Betrieb Luftwärmequelle
3. Beladung Pufferspeicher + Betrieb Luftwärmequelle und Regeneration der Geothermiesonden

Der erste Betriebsfall ist ein Heizfall im Netz mit Betrieb der Wärmepumpe unter Verwendung der Geothermiesonden als Quelle. Die Netzpumpen fördern hierbei den benötigten Volumenstrom, wobei eine bedarfsgerechte Netzschlechtepunktregelung umgesetzt wird. Durch die Netzstruktur mit zwei sich entfernenden Strängen ist es notwendig in jedem entgegengesetzten Netzstrang mindestens jeweils eine Messstelle für die Netzschlechtepunktregelung vorzusehen, da der Netzschlechtepunkt je nach vorherrschender Lastsituation entweder im Baugebiet W56 oder im Baugebiet W57 liegt.

Im Zeitraum zwischen Mitte April und Mitte Oktober eines Jahres wird als primäre Quelle für die Wärmepumpe Luft verwendet. Hierzu schalten die 3 Wegeventil im Solekreis der Wärmepumpe um, so dass die vorhandenen Rückkühler durchströmt werden. In diesem Betriebsmodi können die Erdwärmesonden ausgeschaltet bleiben. Eine effiziente Teillastregelung erlaubt der Einsatz einer separaten Pumpengruppe für die Rückkühler.

Im dritten Betriebsfall wird das Geothermiefeld aktiv regeneriert. Dies kann im Sommer geschehen und geschieht durch weitere Auskühlung des Netzurücklaufs vor Speichereintritt. Die Wärmepumpe wird in diesem Fall erneut ausschließlich mit der Quelle Luft betrieben. Dies ermöglicht eine weitere Umschaltung des Solekreises der Erdwärmesonden auf die Durchströmung des Wärmeübertragers im Rücklauf des Wärmenetzes. So wird der Rücklauf des Wärmenetzes genutzt um die Erdwärmesonden entsprechend zu regenerieren.

Durch die stete Beladung des Pufferspeichers und der Nutzung des Speichereffekts zur Lastreduktion konnten die Maximalleistungen der Wärmepumpe, des Geothermiefelds und der Rückkühler optimiert werden. Eine genaue Dimensionierung der Erzeuger sind in der Projektbeschreibung zu finden.

Wie bereits im Variantenvergleich erwähnt, wird für die Eigenstrombedarfsdeckung eine PV-Anlage berücksichtigt. Der Strom der eigenen PV-Anlage kann direkt für den Betrieb der Wärmepumpen, Netzpumpen und Rückkühler (Ventilatoren) genutzt werden. Überschüssiger Strom wird eingespeist. Die PV-Anlage wird als Aufbauanlage auf den geplanten Lärmschutzwall zur Bundesstraße L361 ausgeführt. Die maximale nutzbare PV-Fläche beträgt ca. 910 m²

4.6.1.2 Gebäudeübergabe

Die Wärmeübergabe an die angeschlossenen Gebäude erfolgt mittels Nahwärmeübergabestation mit angeschlossenen Pufferspeicher. Die gebäudeseitige Abnahme von Wärme und Trinkwarmwasser erfolgt bedarfsgerecht aus diesem Pufferspeicher der als Kombispeicher mit einer maximalen Temperatur von 45 °C geplant ist. Da im Projektverlauf noch kein konkreter Energieversorger mit einem bevorzugten Versorgungskonzept beteiligt war, wurde sich für die Vorzugsvariante für eine konservative Betrachtung der im Netz erforderlichen Leistungen entschieden. Durch die Verwendung eines kleinen bis mittelgroßen Pufferspeichervolumens von 200 – 400 l in den Einfamilienhäusern wird eine hohe Gleichzeitige Beladung der Speicher im Netz berücksichtigt. Dies führt aus Sicht des Wärmenetzes zu einer hohen maximalen Auslastung des Netzes in Fällen hoher Gleichzeitigkeit. Sobald im

Projektverlauf ein konkreter Energieversorger für die Umsetzung in beteiligt ist, wird die Sekundärseite der Gebäude eventuell angepasst und optimiert. Durch einen im Pufferspeicher verbauten Heizstab, oder die elektrische Nacherhitzung in einem Durchlauferhitzer kann individuellen Nutzenanforderungen nachgekommen werden. Für die Bewertung der Vorzugsvariante wurde eine entsprechenden Speicherbeladungssimulation für das vorgestellte Hausübergabestationskonzept durchgeführt. Durch die Verwendung eines Kombispeichers für Trinkwarmwasser und Heizungswärme werden leicht andere Ergebnisse simuliert im Vergleich zum Variantenvergleich mit reinen Trinkwarmwasserspeichern.

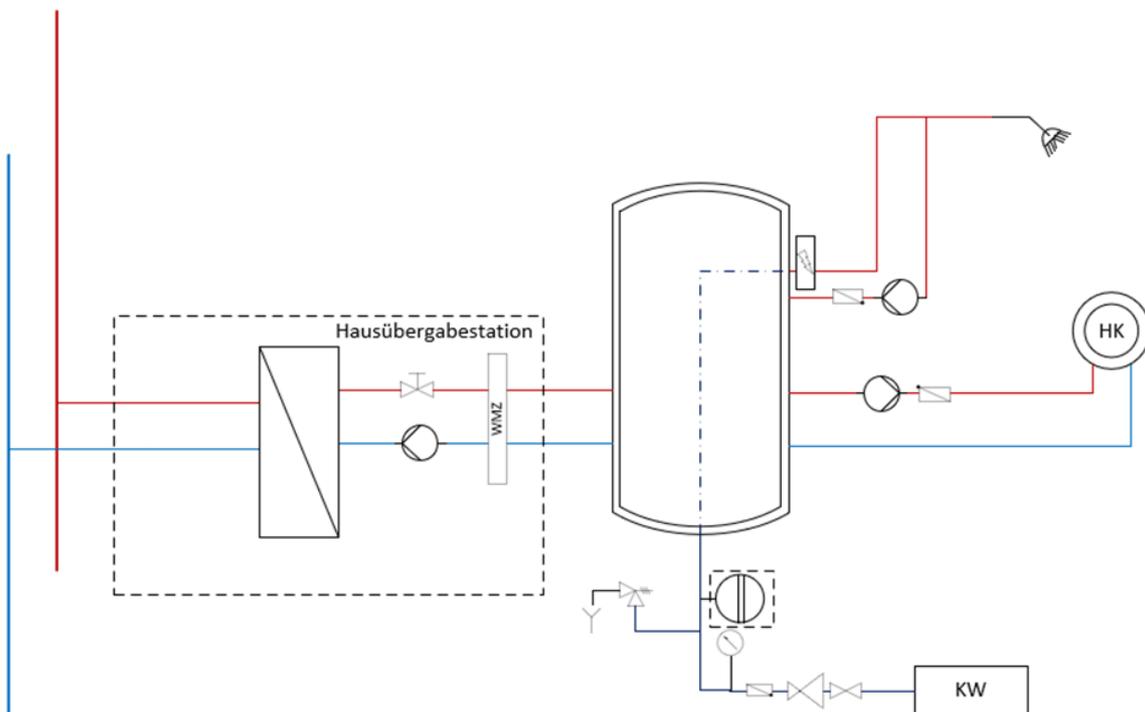


Abbildung 25: Schematische Darstellung der Hausstation „An Mevissen“ Variante B

4.6.2 Zusammenfassung Simulationsergebnisse

Die Simulation des Energiesystem hat geholfen, das System effizient zu dimensionieren und erste Betriebsmodi nachzubilden. Die Ergebnisse der Simulation sollen hier im Detail vorgestellt werden. Dazu wird zuerst die Verteilinfrastruktur (Netzsimulation) und danach die Energiequelle (Geothermiefeld und Regeneration) betrachtet.

Für die Auswertung der Netzsimulation werden folgende Kennwerte definiert, welche bereits in die Dimensionierung (siehe oben) eingeflossen sind:

- Wärme an der Einspeisung in MWh/a
- Benötigte Leistung Wärme an der Einspeisung in kW
- Benötigte elektrische Arbeit der zentralen Wärmepumpe in MWh
- Energiebilanz der Verteilung bestehend aus:
 - Verluste durch die Verteilungsinfrastruktur in MWh

- Abnahme der Gebäude in MWh
- Zeitlicher Verlauf der Vor- und Rücklauf­temperatur an Einspeisung und Gebäuden in °C
- COP/JAZ der zentralen Wärmepumpe
- Anlagenkennlinie (Druckdifferenz über Volumenstrom)
 - Maximale Druckdifferenz in bar bzw. mWs
 - Maximaler Volumenstrom in m³/h
- Strömungsgeschwindigkeiten bei maximaler Last in m/s
- Ideale Pumparbeit mit konstantem Wirkungsgrad MWh

In Abbildung 26 sind die stündlichen Werte der Einspeisung abgebildet. Zusätzlich sind in grau die Bedarfe der Gebäude eingezeichnet. Die Abweichung zwischen Bedarf und Einspeisung werden durch die die Verluste (Anstieg der Einspeisung) im thermischen Netz verursacht.

Tabelle 5 zeigt die benötigten Leistungen und notwendigen Einspeisung für Heizenergiebedarfe an der Energiezentrale auf. Zusätzlich ist die Energiebilanz des Netzes in Abbildung 27 visualisiert. Es ist erkennbar, dass der komplette Teil des Wärmebedarfs der Gebäude durch das Wärmenetz gedeckt wird. Durch die verwendeten, gedämmten PEX-Rohrleitungen werden Wärmeverluste in Höhe von 258,9 MWh (~ 16 % Verluste bezogen auf die eingespeiste Wärmemenge) berechnet.

Tabelle 11: Energiemengen und Leistungen an der Einspeisung

	Energie in MWh/a	Max. Leistung in kW
Heizen	1615	1100

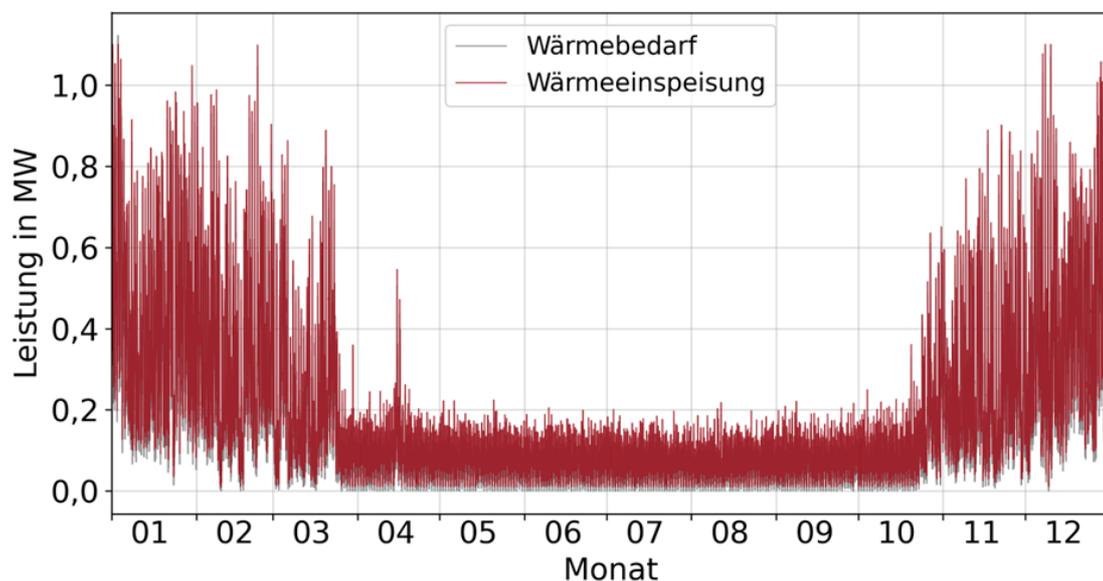


Abbildung 26: Zeitreihen der Gebäudebedarfe und der Einspeisung der Energiezentrale

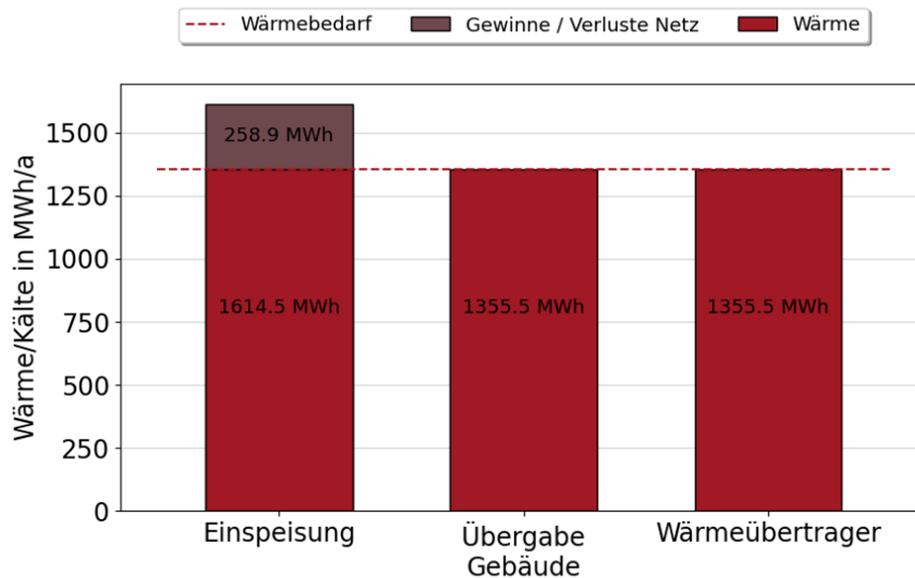


Abbildung 27: Energiebilanz des thermischen Netzes

Durch die Annahme von Typgebäuden und damit sehr ähnlichen Nutzungen- und Nutzungszeiten, sowie der häufigen Beladung der Kombispeicher tritt eine sehr hohe Gleichzeitigkeit im Netz auf. Die simulierte Gleichzeitigkeit im Netz beträgt für die Heizleistung 83 %. In diese Berechnung sind die Verluste im Netz schon berücksichtigt.

Der Netzbetrieb selbst erfolgt mit einer konstanten Vorlauftemperatur von 50 °C. Diese wird durch die obere Speichertemperatur im zentralen Pufferspeicher gewährleistet. Abbildung 28 zeigt den Jahresverlauf der Vor- und Rücklauftemperaturen des Wärmenetzes sowie die Bodentemperatur. Die relativ geringe ganzjährige Vorlauftemperatur von 50 °C und der gleichzeitige niedrige Bedarf im Sommer führen zu einer erhöhten Auskühlung von weit entfernten Gebäuden zu diesen Zeiten. Abbildung 29 zeigt die Vorlauftemperatur an der Energiezentrale und an dem weit entferntesten Gebäude „b0015“. Gut zu erkennen ist hierbei die Auskühlung des Netzes zu Zeiten geringen Bedarfs. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Sommer wird somit die Einbindung und Überwachung der Temperaturen im Netz an den Gebäuden empfohlen. Im späteren Netzbetrieb stellt die gezeigte Auskühlung in Kombination mit den dezentralen Speichern keine Einschränkung dar. Durch die spätere Einbindung der Hausübergabestationen in die zentrale IKT Plattform, kann frühzeitig eine notwendige Speicherbeladung erkannt werden und somit entsprechend schnell reagiert werden.

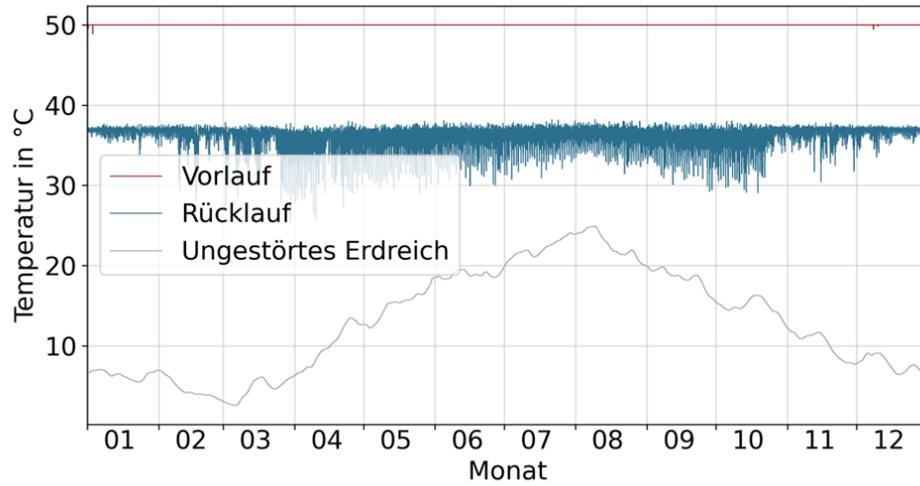


Abbildung 28: Vor- und Rücklauftemperatur, sowie Bodentemperatur an der Energiezentrale

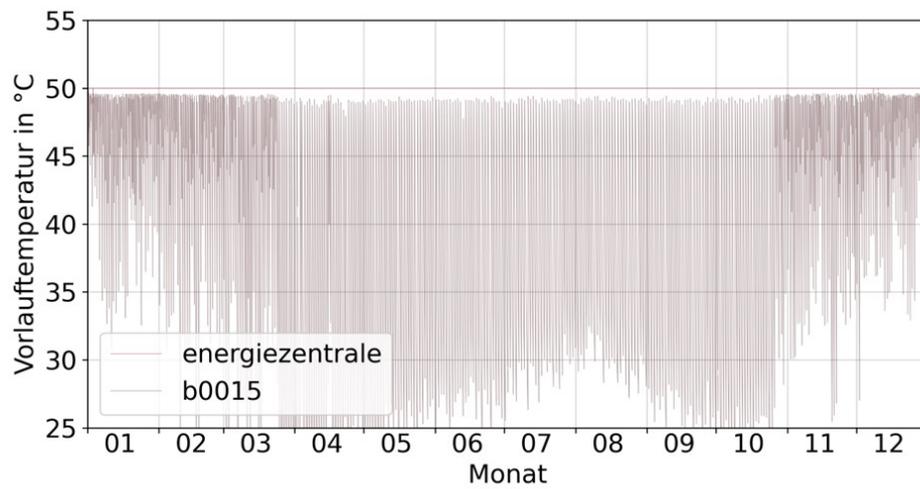


Abbildung 29: Temperaturen am Gebäudeeintritt für Gebäude b133 und die Energiezentrale

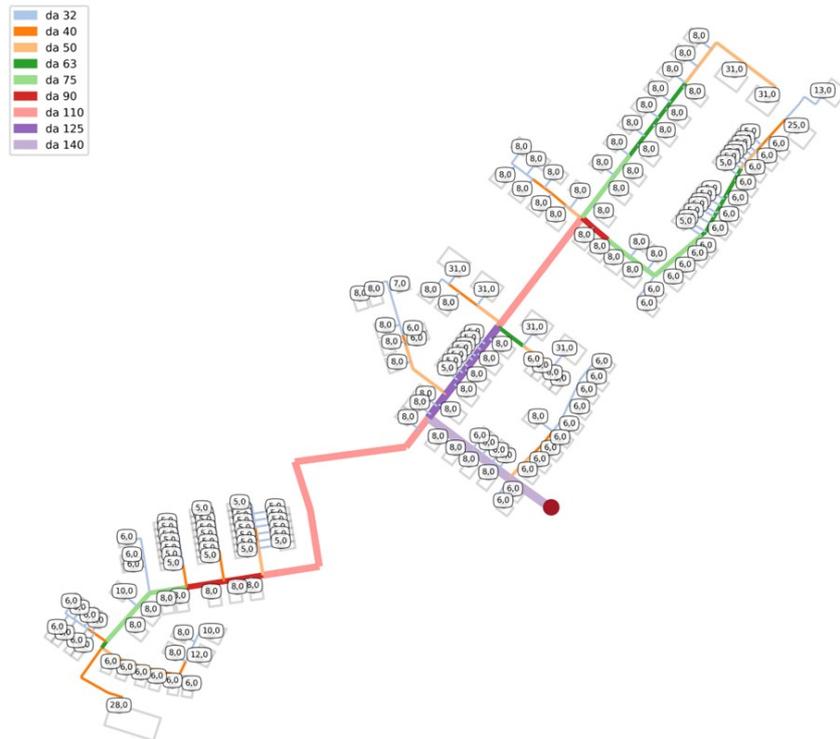


Abbildung 30: Hausanschlussleistungen der Übergabestationen ans Gebäude

Abbildung 32 zeigt die Anlagenkennlinie der Simulation. Die Anlagenkennlinie stellt den Druckverlust gegenüber dem Volumenstrom dar und ist eine wichtige Kenngröße zur Dimensionierung der Pumpen (siehe Projektbericht). Der maximale Volumenstrom beträgt $\sim 80 \text{ m}^3/\text{h}$, die maximale Druckdifferenz beträgt unter den getroffenen Annahmen $\sim 4,9 \text{ bar}$. Mit Hilfe der Anlagenkennlinie kann eine ideale Pumpenarbeit errechnet werden. Die Pumpen werden mit einer Gesamteffizienz von 45 % angenommen. Hieraus ergibt sich der jährliche Pumpenenergieeinsatz von 7,72 MWh/a.

Die Strömungsgeschwindigkeiten des Netzes sind ein wichtiger Indikator zur Ermittlung der richtigen Dimensionierung im Netz. Abbildung 33 zeigt eine Grafik zur Einschätzung der Strömungsgeschwindigkeiten für die Volllastsituation. Auf der y-Achse sind die Fließgeschwindigkeiten im Rohr aufgetragen, die x-Achse zeigt die inneren Rohrdurchmesser. Die drei gestrichelten Linien zeigen die Geschwindigkeiten für konstante spezifische Druckverluste von 100, 200 bzw. 300 Pa/m Rohr. Der eingefärbte Bereich ist ein von Herstellern empfohlener Bereich (für die Dauerbelastung). Jeder rote Punkt stellt ein Rohrsegment und dessen Geschwindigkeit in der Volllastsituation dar. Der Durchmesser der Punkte symbolisiert die Länge des Rohrsegments. Die Strömungsgeschwindigkeit in der größten Hauptleitung sind knapp unterhalb der 300 Pa/m Kurve. Hierbei handelt es sich allerdings um eine selten auftretende Volllastsituation, welche bei einer Gleichzeitigkeit von 83% auftritt. Bei dieser Netzgröße ist die zu erwartende Gleichzeitigkeit normalerweise im Bereich von 65 – 75 %. Der Grenzwert für ein Rohr der Größe da140 ist mit einem Volumenstrom von $\sim 57 \text{ m}^3/\text{h}$ angenommen. Abbildung 31 zeigt die Summenhäufigkeit der auftretenden Volumenströme. Gut zu erkennen ist, dass die Überschreitung des Grenzvolumenstroms von $57 \text{ m}^3/\text{h}$ einen sehr geringen Anteil von 0,57 % bezogen auf alle Betriebspunkte hat.

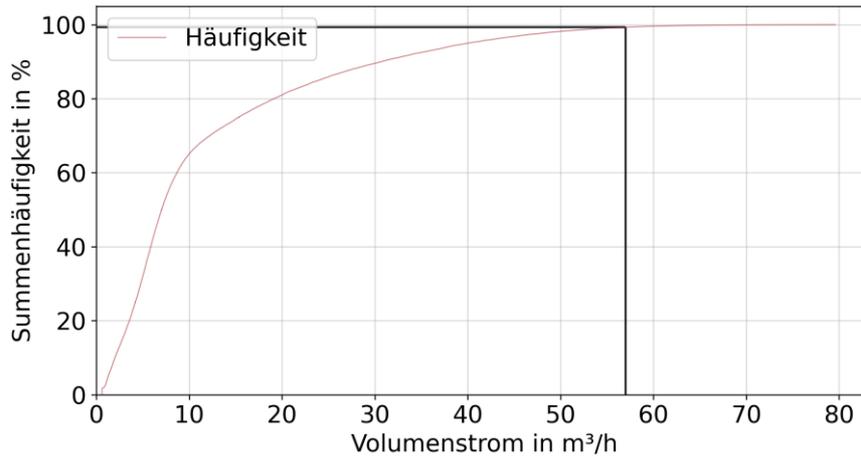


Abbildung 31: Summenhäufigkeiten der auftretenden Volumenströme an der Einspeisung

Durch ein gezieltes Monitoring und Regelungskonzept (siehe Projektbericht) können die wenigen Betriebsstunden im Jahr weiter reduziert werden. So können beispielsweise zu Spitzenlastzeiten die Pufferspeicher in den Hausübergabestationen gezielt beladen werden, um ungeplante hohe Gleichzeitigkeit im Netz zu vermeiden. Ein weiterer Aspekt, der in diesem Fall eine Rolle spielt, sind die Wärmeverluste. Durch das geringe Temperaturniveau im Netz ist eine hohe Auskühlung durch Wärmeverluste zu erwarten. Eine größere Dimensionierung der Rohrleitung an der Einspeisung hat auf der anderen Seite zur Folge, dass sich gerade in den restlichen Betriebszeiten die Wärmeverluste und somit die Auskühlung erhöht. Dieser Nachteil überwiegt dem des kurzzeitig auftretenden hohen Druckverlusts.

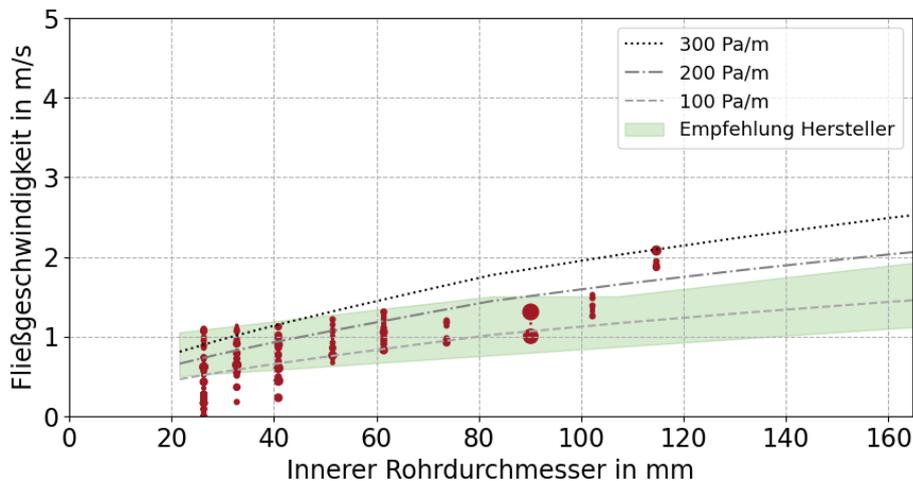


Abbildung 33: Strömungsgeschwindigkeit im Volllastbetrieb

Abbildung 34 visualisiert die Strömungsgeschwindigkeiten und Volumenströme (Dicke der Rohrsegmente) für den Spitzenlastfall. Mit den hier vorgestellten Ergebnissen kann eine hydraulische Machbarkeit der Vorzugsvariante gezeigt werden. Da der aktuelle Planungsstand keine Erweiterungsszenarien in Betracht zieht, wurde im Rahmen der Machbarkeitsstudie keine mögliche Erweiterung der Netzinfrastruktur in Betracht gezogen. Falls zukünftig weitere Gebäude an die vorliegende, geplante Infrastruktur angebunden werden sollen, muss die Dimensionierung

der Rohrleitungen geprüft werden. Eine notwendige Vergrößerung der Hauptverteilungen (Energiezentrale – W56 / W57 Strang) ist in diesem Fall sehr wahrscheinlich.

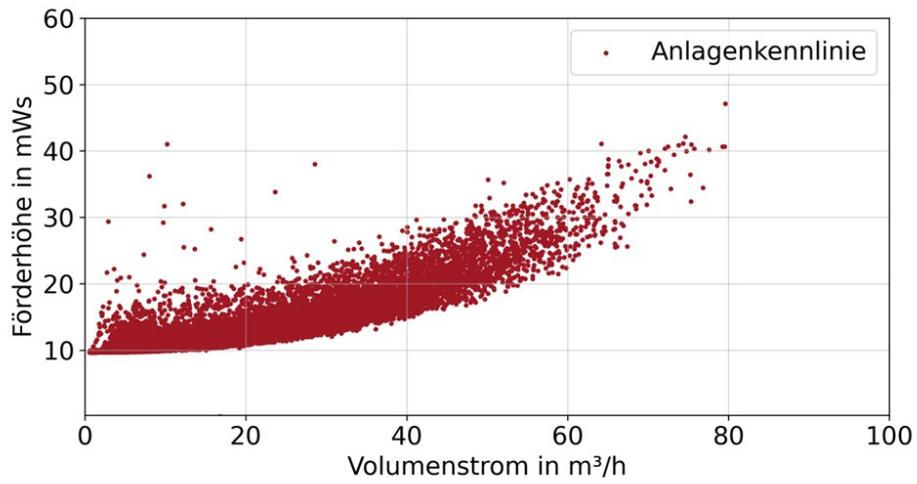


Abbildung 32: Anlagenkennlinie des thermischen Netzes

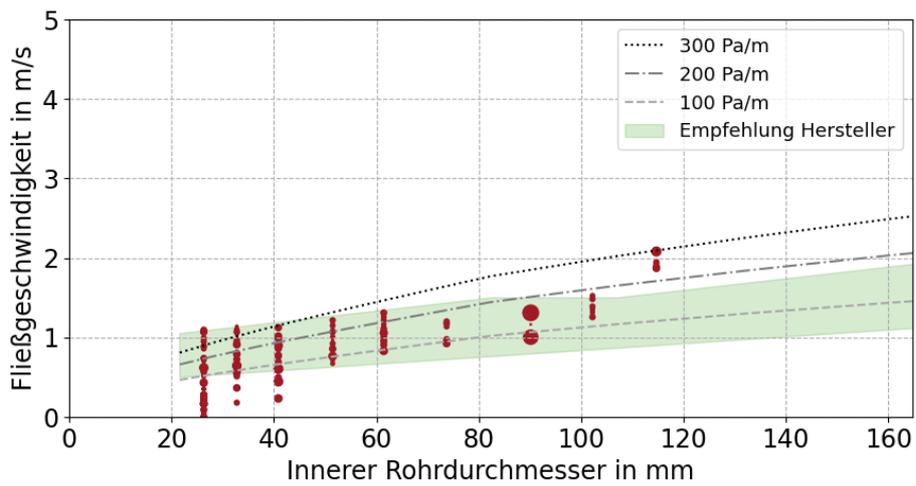


Abbildung 33: Strömungsgeschwindigkeit im Vollastbetrieb

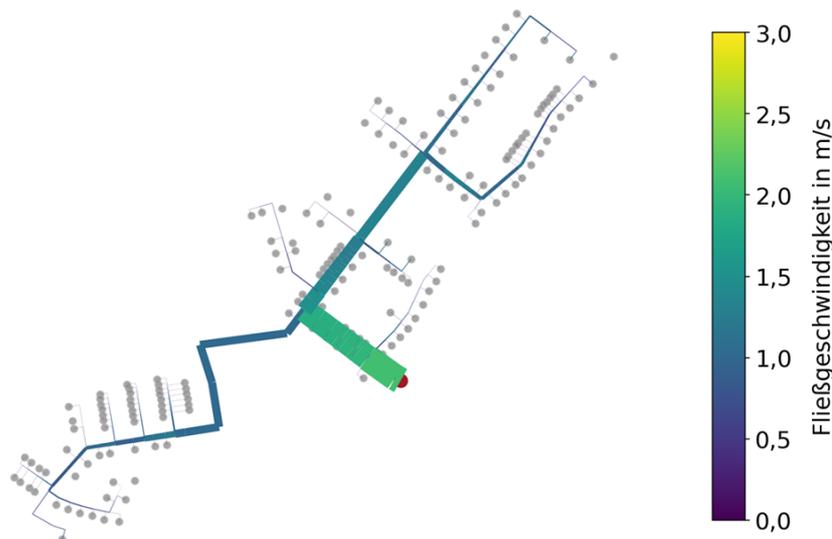


Abbildung 34: geographische Übersicht der Strömungsgeschwindigkeiten in einzelnen Rohrabschnitten

Wie bereits oben beschrieben wird neben dem Geothermiefeld, Luft als Wärmequelle genutzt. Durch den Einsatz einer einzigen Wärmepumpe (siehe Projektbeschreibung), erfolgt die Umschaltung zwischen den Quellen ca. in der Mitte der Übergangszeit im Frühjahr und Herbst. Die zentrale Wärmepumpe kann dadurch jeweils nur eine der Quellen zur Wärmeerzeugung nutzen. Dies ist in der dargestellten Wärmeauskopplung aus dem Wärmenetz in Abbildung 35 und der Wärmeauskopplung aus den Rückkühlern in Abbildung 36 gut zu erkennen. Die Aufteilung der unterschiedlichen Quellen an der Gesamterzeugten Wärmemenge ist in Abbildung 37 dargestellt. Ersichtlich wird hierbei, dass der Anteil ca. zu 50 % aus der Quelle Luft und zu 50 % aus dem Geothermiefeld entnommen wird.

Wie bereits beschrieben, wurde für eine effiziente Geothermieauskopplung im Winter eine Regeneration im Sommer berücksichtigt. Die regenerierte Energiemenge ist in Abbildung 38 dargestellt. Dem gegenüber steht die Entzugsenergiemenge von 951,4 MWh. Es liegt somit ein Defizit von 72,9 MWh vor. Dies ist im Rahmen der Voruntersuchung unbedenklich und muss nach Durchführung eines TRTs final geprüft werden.

Der Strombedarf der gesamten Energiezentrale (Wärmepumpe, Netzpumpen, Ventilatoren Rückkühler, Pumpen Geothermie) wird mit 696,8 MWh/a abgeschätzt. Davon können 147,6 MWh/a durch die eigene PV-Anlage gedeckt werden, so dass sich der Netzbezug auf 549,2 MWh/a reduziert.

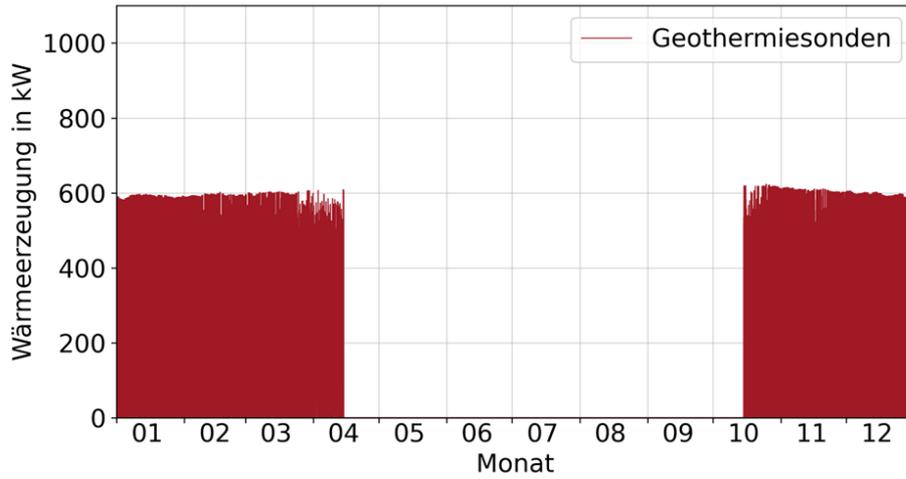


Abbildung 35: Wärmeauskopplung aus dem Geothermiefeld

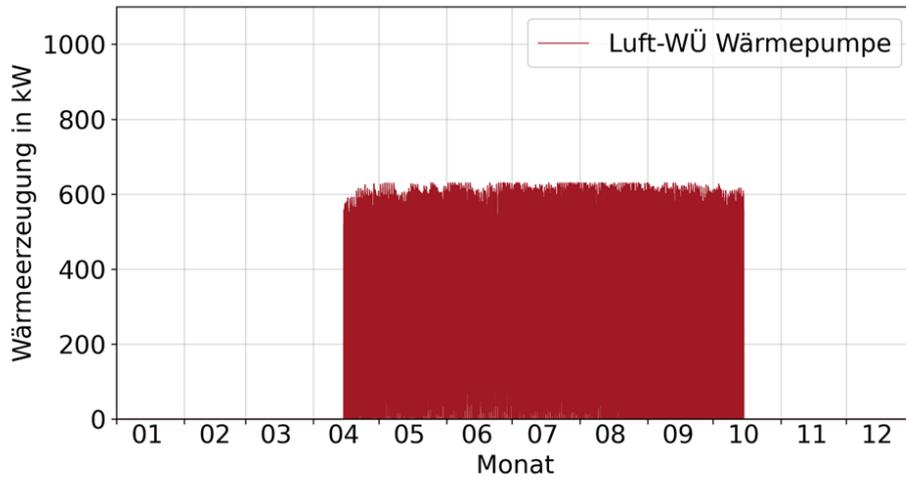


Abbildung 36: Wärmeauskopplung über die Rückkühler

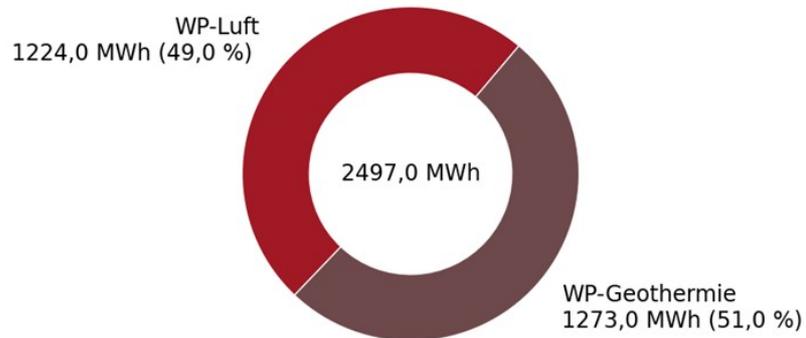


Abbildung 37: Gegenüberstellung der Erzeugten Wärmemenge nach Wärmequelle

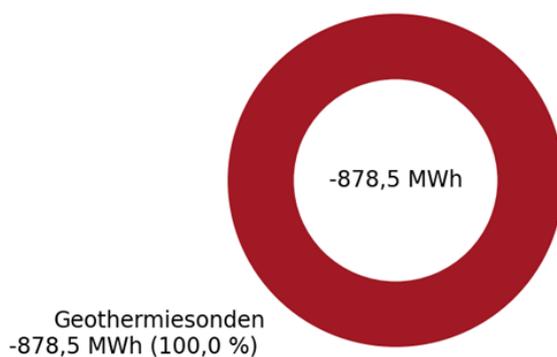


Abbildung 38: Energiemenge welche zur Regeneration dem Netz abgeführt wird

4.6.3 Zusammenfassung CO₂-Emissions- und Primärenergieeinsparungen

Das abschließende Kapitel der Simulation vergleicht die Einsparungen im Bereich CO₂ Emissionen und Primärenergie. Diese Auswertung zeigt die energetische Effizienz gegenüber einer dezentralen Versorgung mit Luft-Wärmepumpen.

Tabelle 12: CO₂-Emissionen, Primärenergiefaktoren und Einsparungen gegenüber Referenz

	Vorzugsvariante	Referenzsystem (dez. WP)	Einsparung abs.	Einsparung rel.
CO ₂ Emissionen	206 t/a	276 t/a	70 t/a	25,4 %
PEF Netz/Kollektor	0,49	-	-	-
PEF gesamt	0,49	0,65	-	-
Primärenergie	664 MWh	888,6 MWh	224,6 MWh	25,3 %

4.6.4 Pfad zur Treibhausgasneutralität mit den Wegmarken 2030, 2035, 2040, 2045

Das Energiesystem im Quartier „An Mevissen“ nutzt keine direkten fossilen Energieträger im Regelbetrieb. Die Energieversorgung erfolgt durch eine zentrale Wärmepumpe und Geothermie sowie Luft als Quelle. Dadurch ist der Anteil erneuerbarer Energien, bereits ab der Errichtung bei 100%. CO₂-Emissionen entstehen nur durch den Zukauf von Strom aus dem Netz der öffentlichen Versorgung. Spätestens ab dem Jahr 2045 ist die reale Treibhausgasneutralität hergestellt, da bis 2045 der gesamte Strombedarf in Deutschland CO₂-frei gedeckt werden soll. Tabelle 31 liefert eine Übersicht über die Wegmarken 2030, 2035, 2040 und 2045. Es ist geplant, den Vollausbau des Quartiers bis 2028 zu realisieren.

Tabelle 13: Anteil EE für die Wegmarken 2030, 2035, 2040 und 2045

	2030		2035		2040		2045	
Anteil EE, ohne Biomasse	2,4 GWh/a	100 %						
Anteil Biomasse	0 GWh/a	0 %						
Anteil Abwärme	0 GWh/a	0 %						
Anteil H2-befuerter KWK	0 GWh/a	0 %						
Anteil H2-befuerter Kessel	0 GWh/a	0 %						
Anteil Müllheizkraft werke	0 GWh/a	0 %						
Anteil KWK	0 GWh/a	0 %						
Anteil Kessel	0 GWh/a	0 %						

Tabelle 14: Informationen Netz für die Wegmarken 2030, 2035, 2040 und 2045

	2030	2035	2040	2045
Anzahl Endkunden	172	172	172	172
Anzahl Gebäude	172	172	172	172
Trassenlänge	4182 m	4182 m	4182 m	4182 m
Gesamt-wärmebedarf	1355,5 MWh	1355,5 MWh	1355,5 MWh	1355,5 MWh
Temperaturniveau Vor- und Rücklauf	50 °C – 35 °C			

4.6.5 Weiteres Vorgehen Zeitplanung der Umsetzung

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie konnten nicht nur mehrere Varianten untersucht werden, sondern auch eine klare, technisch und wirtschaftlich darstellbare Vorzugsvariante ermittelt werden. Die Machbarkeitsstudie ist damit eine ideale Grundlage, um eine Investitionsentscheidung für das technische Konzept zu treffen.

Neben dem technischen Konzept ist für die Umsetzung der Wärmenetzsystems die Vermarktungschancen in dem Gebiet ein wesentlicher Faktor. Aktuell befindet sich die Stadt Grevenbroich in der Festlegung des B-Plans und strebt eine baldige Vermarktung der Grundstücke an.

5 Anhang

5.1 Grundlagenermittlung Gebäude

Tabelle 15: Gebäude(-teile) und Grundlagen der Gebäude

Gebäude(-teil)	Nutzung	Baustandard	Baujahr/ Erschließung	BGF in m ²	NGF in m ²
b0000	EFH	KfW55	2025	290	232
b0001	EFH	KfW55	2025	371	297
b0002	EFH	KfW55	2025	292	234
b0003	EFH	KfW55	2025	243	194
b0004	EFH	KfW40	2024	243	194
b0005	EFH	KfW40	2024	243	194
b0006	EFH	KfW55	2024	243	194
b0007	EFH	KfW55	2024	243	194
b0008	MFH	KfW55	2027	799	639
b0009	KITA	KfW55	2026	266	213
b0010	MFH	KfW55	2026	978	782
b0011	MFH	KfW55	2026	978	782
b0012	MFH	KfW55	2026	978	782
b0013	MFH	KfW55	2027	978	782
b0014	MFH	KfW55	2026	978	782
b0015	MFH	KfW55	2027	978	782
b0016	EFH	KfW40	2027	243	194
b0017	EFH	KfW40	2027	243	194
b0018	EFH	KfW55	2027	243	194
b0019	EFH	KfW55	2026	243	194
b0020	EFH	KfW40	2026	224	179
b0021	KITA	KfW55	2024	799	639
b0022	EFH	KfW40	2024	243	194
b0023	EFH	KfW40	2028	243	194
b0024	EFH	KfW55	2026	243	194
b0025	EFH	KfW55	2028	243	194
b0026	EFH	KfW55	2028	243	194
b0027	EFH	KfW55	2028	243	194
b0028	EFH	KfW55	2026	243	194
b0029	EFH	KfW55	2028	243	194
b0030	EFH	KfW40	2026	243	194
b0031	EFH	KfW40	2026	243	194
b0032	EFH	KfW40	2026	243	194
b0033	EFH	KfW40	2026	243	194
b0034	EFH	KfW40	2026	180	144
b0035	EFH	KfW40	2028	180	144

b0036	EFH	KfW55	2028	180	144
b0037	EFH	KfW55	2028	180	144
b0038	EFH	KfW55	2028	180	144
b0039	EFH	KfW55	2026	180	144
b0040	EFH	KfW40	2026	180	144
b0041	EFH	KfW40	2028	180	144
b0042	EFH	KfW40	2028	180	144
b0043	EFH	KfW40	2028	180	144
b0044	EFH	KfW55	2028	180	144
b0045	EFH	KfW55	2028	180	144
b0046	EFH	KfW40	2028	180	144
b0047	RH	KfW55	2027	135	108
b0048	RH	KfW55	2027	135	108
b0049	RH	KfW55	2027	135	108
b0050	RH	KfW55	2027	135	108
b0051	RH	KfW55	2027	135	108
b0052	RH	KfW55	2027	135	108
b0053	RH	KfW55	2027	135	108
b0054	RH	KfW55	2027	135	108
b0055	RH	KfW55	2027	135	108
b0056	RH	KfW55	2027	135	108
b0057	RH	KfW55	2027	135	108
b0058	RH	KfW55	2027	135	108
b0059	RH	KfW55	2027	135	108
b0060	RH	KfW55	2027	135	108
b0061	RH	KfW55	2027	135	108
b0062	RH	KfW55	2027	135	108
b0063	RH	KfW55	2027	135	108
b0064	RH	KfW55	2027	135	108
b0065	RH	KfW55	2027	135	108
b0066	RH	KfW55	2027	135	108
b0067	RH	KfW55	2027	135	108
b0068	RH	KfW55	2024	135	108
b0069	RH	KfW55	2024	135	108
b0070	RH	KfW55	2024	135	108
b0071	RH	KfW55	2024	135	108
b0072	RH	KfW55	2024	135	108
b0073	RH	KfW55	2024	135	108
b0074	RH	KfW55	2025	135	108
b0075	RH	KfW55	2025	135	108
b0076	RH	KfW55	2025	135	108
b0077	RH	KfW55	2025	135	108
b0078	RH	KfW55	2025	135	108
b0079	RH	KfW55	2025	135	108
b0080	RH	KfW55	2025	135	108

b0081	RH	KfW55	2025	135	108
b0082	RH	KfW55	2025	135	108
b0083	RH	KfW55	2025	135	108
b0084	RH	KfW55	2025	135	108
b0085	RH	KfW55	2025	135	108
b0086	RH	KfW55	2025	135	108
b0087	RH	KfW55	2025	135	108
b0088	RH	KfW55	2025	135	108
b0089	RH	KfW55	2025	135	108
b0090	RH	KfW55	2025	135	108
b0091	RH	KfW55	2025	135	108
b0092	RH	KfW55	2025	135	108
b0093	RH	KfW55	2025	135	108
b0094	RH	KfW55	2025	135	108
b0095	RH	KfW55	2025	135	108
b0096	RH	KfW55	2025	135	108
b0097	EFH	KfW40	2028	180	144
b0098	EFH	KfW40	2028	180	144
b0099	EFH	KfW40	2028	180	144
b0100	EFH	KfW40	2028	180	144
b0101	EFH	KfW40	2028	180	144
b0102	EFH	KfW40	2028	180	144
b0103	EFH	KfW55	2028	180	144
b0104	EFH	KfW55	2028	180	144
b0105	EFH	KfW55	2028	180	144
b0106	EFH	KfW55	2028	180	144
b0107	EFH	KfW40	2028	180	144
b0108	EFH	KfW40	2025	180	144
b0109	EFH	KfW55	2025	180	144
b0110	EFH	KfW55	2025	180	144
b0111	EFH	KfW55	2024	180	144
b0112	EFH	KfW55	2024	180	144
b0113	EFH	KfW40	2025	180	144
b0114	EFH	KfW40	2024	180	144
b0115	DHH	KfW55	2026	165	132
b0116	DHH	KfW55	2026	165	132
b0117	DHH	KfW40	2028	165	132
b0118	DHH	KfW40	2028	165	132
b0119	DHH	KfW55	2028	165	132
b0120	DHH	KfW55	2028	165	132
b0121	DHH	KfW40	2028	165	132
b0122	DHH	KfW40	2028	165	132
b0123	DHH	KfW55	2028	165	132
b0124	DHH	KfW55	2028	165	132
b0125	DHH	KfW40	2024	165	132

b0126	DHH	KfW40	2024	165	132
b0127	DHH	KfW55	2024	165	132
b0128	DHH	KfW55	2024	165	132
b0129	DHH	KfW40	2024	165	132
b0130	DHH	KfW40	2024	165	132
b0131	DHH	KfW55	2024	165	132
b0132	DHH	KfW55	2024	165	132
b0133	EFH	KfW40	2028	244	195
b0134	EFH	KfW40	2028	244	195
b0135	EFH	KfW55	2028	244	195
b0136	EFH	KfW55	2028	244	195
b0137	EFH	KfW40	2028	244	195
b0138	EFH	KfW55	2028	244	195
b0139	EFH	KfW55	2028	244	195
b0140	EFH	KfW40	2026	244	195
b0141	EFH	KfW40	2027	244	195
b0142	EFH	KfW55	2027	244	195
b0143	EFH	KfW55	2027	244	195
b0144	EFH	KfW40	2026	244	195
b0145	EFH	KfW40	2026	244	195
b0146	EFH	KfW55	2027	244	195
b0147	EFH	KfW55	2027	244	195
b0148	EFH	KfW55	2026	244	195
b0149	EFH	KfW55	2026	244	195
b0150	EFH	KfW55	2026	244	195
b0151	EFH	KfW55	2026	244	195
b0152	EFH	KfW40	2026	244	195
b0153	EFH	KfW40	2026	244	195
b0154	EFH	KfW40	2026	244	195
b0155	EFH	KfW40	2027	244	195
b0156	EFH	KfW40	2027	244	195
b0157	EFH	KfW40	2027	244	195
b0158	EFH	KfW40	2027	244	195
b0159	EFH	KfW40	2027	244	195
b0160	EFH	KfW40	2026	244	195
b0161	EFH	KfW40	2026	244	195
b0162	EFH	KfW40	2026	244	195
b0163	EFH	KfW40	2026	244	195
b0164	EFH	KfW55	2026	244	195
b0165	EFH	KfW55	2027	244	195
b0166	EFH	KfW55	2027	244	195
b0167	EFH	KfW55	2024	244	195
b0168	EFH	KfW55	2025	244	195
b0169	EFH	KfW55	2024	244	195
b0170	DHH	KfW40	2025	165	132

b0171	DHH	KfW40	2025	165	132
				38.688 m²	30.950 m²

Tabelle 16: Übersicht Grundlagenermittlung/Ist-Analyse – Gebäudeanschlüsse

Gebäude	Heizleistung Gebäude in kW	Wärmebedarf in kWh/a (Heizen + TWW)	Art des Endkunden	Temperaturni veau Heizen/TWW
b0000	10	12035	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0001	12	13866	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0002	10	12050	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0003	8	8622	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0004	8	7113	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0005	8	7140	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0006	8	8655	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0007	8	8657	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0008	25	20742	MFH	35 °C/45 °C
b0009	13	9758	KiTa	35 °C
b0010	31	25033	MFH	35 °C/45 °C
b0011	31	25026	MFH	35 °C/45 °C
b0012	31	25042	MFH	35 °C/45 °C
b0013	31	25055	MFH	35 °C/45 °C
b0014	31	25038	MFH	35 °C/45 °C
b0015	31	25048	MFH	35 °C/45 °C
b0016	8	7172	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0017	8	7169	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0018	8	8673	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0019	8	8679	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0020	7	6797	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0021	28	29883	KiTa	35 °C
b0022	8	7146	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C

b0023	8	7143	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0024	8	8654	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0025	8	8654	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0026	8	8651	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0027	8	8650	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0028	8	8651	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0029	8	8650	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0030	8	7138	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0031	8	7138	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0032	8	7144	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0033	8	7139	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0034	6	6063	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0035	6	6060	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0036	6	7222	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0037	6	7218	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0038	6	7223	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0039	6	7221	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0040	6	6058	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0041	6	6055	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0042	6	6061	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0043	6	6058	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0044	6	7223	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0045	6	7215	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0046	6	6062	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0047	5	6237	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0048	5	6239	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0049	5	6239	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0050	5	6238	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0051	5	6237	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0052	5	6238	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0053	5	6242	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C

b0054	5	6241	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0055	5	6238	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0056	5	6240	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0057	5	6238	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0058	5	6237	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0059	5	6242	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0060	5	6239	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0061	5	6240	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0062	5	6236	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0063	5	6241	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0064	5	6237	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0065	5	6236	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0066	5	6242	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0067	5	6240	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0068	5	6144	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0069	5	6144	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0070	5	6139	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0071	5	6143	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0072	5	6142	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0073	5	6145	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0074	5	6138	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0075	5	6140	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0076	5	6140	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0077	5	6140	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0078	5	6144	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0079	5	6139	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0080	5	6139	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0081	5	6143	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0082	5	6145	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0083	5	6142	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0084	5	6143	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C

b0085	5	6141	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0086	5	6143	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0087	5	6139	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0088	5	6142	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0089	5	6142	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0090	5	6138	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0091	5	6144	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0092	5	6146	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0093	5	6139	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0094	5	6142	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0095	5	6141	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0096	5	6138	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0097	6	6056	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0098	6	6054	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0099	6	6055	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0100	6	6059	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0101	6	6054	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0102	6	6059	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0103	6	7226	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0104	6	7216	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0105	6	7219	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0106	6	7221	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0107	6	6055	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0108	6	6063	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0109	6	7223	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0110	6	7230	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0111	6	7227	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0112	6	7232	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0113	6	6075	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0114	6	6001	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0115	6	6964	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C

b0116	6	6961	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0117	6	5878	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0118	6	5874	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0119	6	6966	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0120	6	6969	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0121	6	5873	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0122	6	5874	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0123	6	6844	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0124	6	6848	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0125	6	5883	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0126	6	5875	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0127	6	6971	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0128	6	6965	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0129	6	5882	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0130	6	5875	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0131	6	6966	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0132	6	6961	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0133	8	7164	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0134	8	7167	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0135	8	8681	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0136	8	8688	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0137	8	7167	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0138	8	8678	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0139	8	8682	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0140	8	7168	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0141	8	7167	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0142	8	8684	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0143	8	8682	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0144	8	7163	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0145	8	7167	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0146	8	8681	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C

b0147	8	8683	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0148	8	8685	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0149	8	8682	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0150	8	8682	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0151	8	8685	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0152	8	7161	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0153	8	7169	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0154	8	7165	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0155	8	7166	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0156	8	7162	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0157	8	7165	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0158	8	7161	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0159	8	7166	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0160	8	7162	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0161	8	7169	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0162	8	7174	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0163	8	7173	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0164	8	8695	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0165	8	8696	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0166	8	8694	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0167	8	8677	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0168	8	8679	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0169	8	8673	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0170	6	5726	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C
b0171	6	5729	EFH/DHH/RH	35 °C/45 °C

5.2 Anhang A – Beschreibung der Simulationsmodelle für Gebäude

5.2.1 Modell zur thermischen Bedarfssimulation

Für die Simulation des Energiesystems müssen die thermischen Bedarfe der Gebäude in mindestens stündlicher Auflösung vorbereitet werden. Um die Heizwärmebedarfe, Warmwasserbedarfe und Kältebedarfe der Gebäude zu bestimmen, wird jedes Gebäude mit Hilfe eines dynamischen Gebäudemodells für den Verlauf eines Jahres simuliert.

Zur Berechnung der Heizwärme- und Kältebedarfe der Gebäude wird ein dynamisches Gebäudemodell auf Basis des in der VDI-Richtlinie 6007-1 beschriebenen Rechenkerns für die dynamische Simulation von Gebäuden verwendet.

Abbildung 39 zeigt schematisch den Aufbau dieses Gebäudemodells. Als Randbedingungen werden dem Gebäudemodell die Wetterdaten aufgeprägt. Das Gebäude selbst wird durch einzelne Teilmodelle für die thermischen Zonen abgebildet. Dabei ist die Anzahl der thermischen Zonen variabel und orientiert sich an der jeweiligen Nutzungsart des Gebäudes bzw. der definierten Typgebäude, siehe Abschnitt 2.3.1.

Für jede der thermischen Zonen werden die angrenzenden Wände/Fenster und passende Nutzungsprofile als Randbedingungen entsprechend der Nutzungsart (der Zone) aufgeprägt. Diese Nutzungsprofile umfassen die Solltemperaturen für Heizen und Kühlen, Aktivität der Personen im Gebäude, die Beleuchtung, sowie die Nutzung elektrischer Geräte. Daraus werden vom Modell die internen Lasten in stündlicher Auflösung berechnet und in der dynamischen Energiebilanz berücksichtigt. Unterschiedliche thermische Zonen können zum Beispiel Büros, Besprechungs- oder Lagerräume sein.

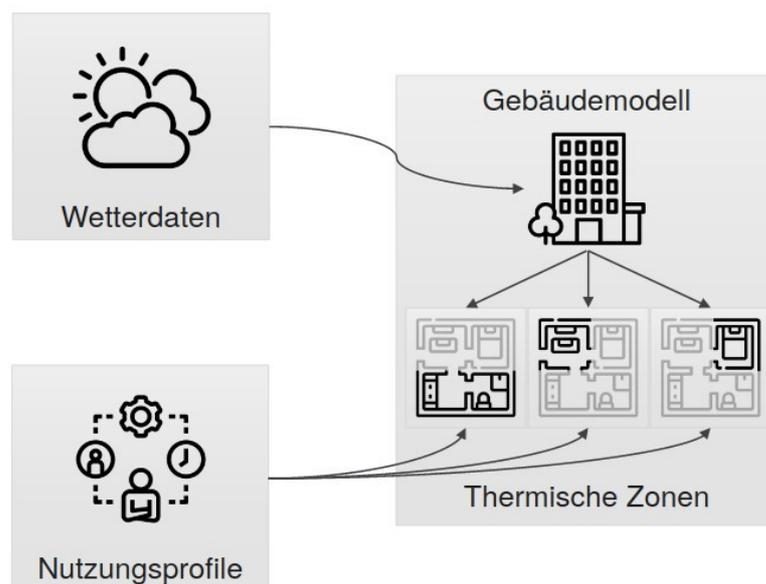


Abbildung 39: Schematische Darstellung zum Gebäudemodell

Für das Gebäudemodell wird eine Implementation der VDI 6007 Rechenkerns in der Modellierungssprache Modelica aus der Modelica IBPSA Library verwendet. Modelica ist eine objekt-orientierte und gleichungsbasierte Modellierungssprache, die gezielt zur Abbildung des dynamischen Betriebs komplexer Systeme entwickelt wurde. Der Abschlussbericht des Annex 60

gibt einen guten Überblick über die Vorteile von Modelica gegenüber anderen Programmiersprachen zur Modellierung komplexer physikalischer Systeme. Das öffentlich verfügbare Gebäudemodell wurde durch heatbeat speziell für den Anwendungsfall großer Quartiere weiterentwickelt. Um die Gebäudemodelle auch für eine größere Anzahl an Gebäuden effizient erstellen zu können, wurde die interne Software der Firma heatbeat verwendet, die es erlaubt, die Modelica-Modelle für jedes Gebäude unter Nutzung interner Bibliotheken und der Modelica IBPSA Library automatisiert zu erstellen.

Als Ergebnis berechnet das Gebäudemodell daraus die stündlich aufgelösten Bedarfe für Heizwärme und Kälte. Dabei ist zu beachten, dass es sich dabei um Bedarfswerte handelt. Daher geben die Ergebnisse für jede Stunde die benötigte Wärmezufuhr bzw. -abfuhr an, damit die Solltemperaturen für den Heizfall nicht unterschritten und die Solltemperaturen für den Kühlfall nicht überschritten werden. Diese Bedarfswerte bilden damit bisher keine weiteren technischen Einschränkungen wie eine Begrenzung der Übertragungsleistung des Heizsystems ab.

Zusätzlich zum Heizwärmebedarf wurde auch der Trinkwarmwasserbedarf der individuellen Gebäude berechnet. Dazu werden für jedes Gebäude stochastische Zapfprofile, welche minütlich aufgelöst sind, genutzt. Die Zapfprofile werden anhand der geschätzten Anzahl der Personen und dem Zapfvolumen pro Person und Tag ermittelt.

Sowohl für Variante A als auch Variante B (siehe Abschnitt 4.1) werden dezentrale Trinkwasserspeicher eingesetzt. Die dezentralen Speicher verändern sowohl die Wärmemenge (Speicherverluste) als auch die Dynamik des Bezugs (nach den Zapfprofilen richtend). Für beide Varianten wurde eine Trinkwarmwasservorrangschaltung implementiert. Sobald der Speicher das Signal zur Beladung gibt (in Abhängigkeit der prozentualen Speicherkapazität) wird mit der vollständig zur Verfügung stehenden Leistung der Speicher beladen

5.3 Anhang B – Beschreibung der Simulationsmodelle für Netz und Energiequelle

5.3.1 Modell zur thermo-hydraulischen Netzsimulation

Zur Simulation der beiden Netzvarianten werden dynamische Netzmodelle in der Modellierungssprache Modelica verwendet. Für die Anwendung auf Energiesysteme auf Quartiersebene, wie zum Beispiel Wärmenetze, sind dabei besonders die hierarchische Modellierung, die akasale Abbildung von Komponenten und die Abbildung des dynamischen Verhaltens hervorzuheben. Das Modell besteht aus drei wesentlichen Komponenten, den Rohren, den Hausstationen sowie der Energiezentrale. In diesem Abschnitt werden wesentliche Eigenschaften des Modells und die Modellierungsweise erläutert.

Ein zentraler Aspekt der Netzsimulation ist die Wechselwirkung zwischen thermischem Netz und dem umgebenden Erdreich. Ziel der Modellierung ist es, sowohl den Einfluss der Umgebung auf die Fluid-Temperaturen im Netz als auch die Energieflüsse zwischen Netz und Boden und damit Verluste oder gegebenenfalls auch Wärmegewinne korrekt abzubilden. Zur Modellierung des Wärmeaustauschs wird diese ungestörte Bodentemperatur für das Erdreich in 1 m Entfernung zum Rohrnetz angesetzt. Der Temperaturverlauf ist der Wetterstation Aachen entnommen und in Abbildung 40 zu sehen.

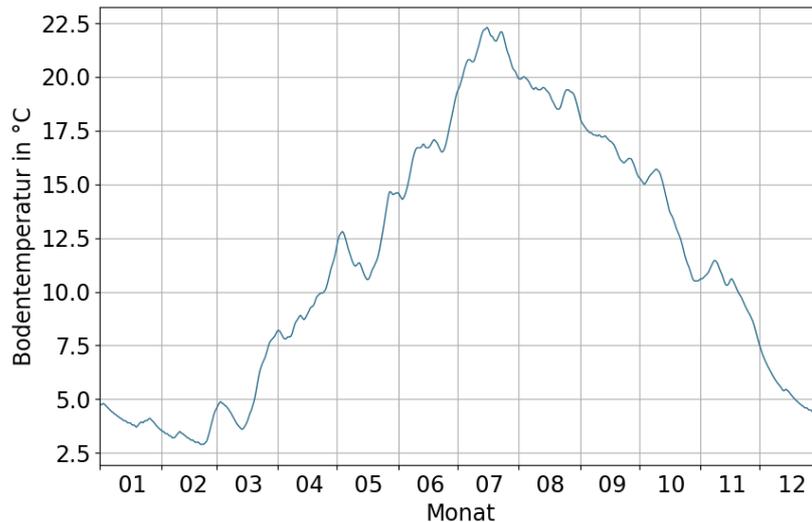


Abbildung 40: In der Netzsimulation angenommene Bodentemperatur

Das Erdreich zwischen der ungestörten Erdreichtemperatur und dem Rohr wird in radial diskretisierten thermischen Kapazitäten und Widerständen modelliert, um sowohl den Wärmetransfer als auch die Wärmespeicherung im Erdreich abzubilden. Zusätzlich beschreibt das gewählte Rohrmodell den Wärmeübergang zwischen Fluid, Rohrwand mit gegebenenfalls vorhandener Dämmschicht und Umgebung. Mit der Vorgabe der ungestörten Erdreichtemperatur und den Temperaturen, mit denen das Fluid in das Netz eingespeist wird, werden die Energieströme und Temperaturen für jeden Zeitpunkt und jedes Rohrsegment der Simulation dynamisch gelöst.

Neben der energetischen Berechnung des Wärmenetzes, berechnet das Modell auch die hydraulischen Zustände, das bedeutet insbesondere die Druckverluste im thermischen Netz. Die Druckverluste sind eine entscheidende Größe für die Auslegung und Bewertung von Wärmenetzen, weshalb hier der aufwändigere thermohydraulische Ansatz gerechtfertigt ist. Aus den Energieströmen und anliegenden Temperaturen können Massenströme errechnet werden, welche sich mit Hilfe der Rohrdimensionierung in Geschwindigkeiten übersetzen lassen. Die Strömungsgeschwindigkeit wird in Kombination mit der Rohrrauigkeit genutzt, um im Modell die Druckverluste zu berechnen. Zusätzlich sollen die Druckverluste in Einbauten wie Kompensatoren, Ventile und Krümmungen berücksichtigt werden. Es wird angenommen, dass sich der spezifische Druckverlust durch die Strömungsgeschwindigkeit im Durchschnitt um 20 % erhöht. Diese Annahme ist dahin gerechtfertigt, da in dieser frühen Planungsphase keine genauen Angaben über die Einbauten bekannt sind. Die Druckverluste werden an der Energiezentrale durch eine Pumpengruppe ausgeglichen. Die Regelung der Pumpe erfolgt nach dem Prinzip der „Netzschlechtepunktregelung“ bei der am Gebäude mit dem höchsten kumulierten Druckverlust (meistens weit entfernteste Gebäude) eine minimale Druckdifferenz eingehalten wird. Dazu benötigt die Energiezentrale ein Signal dieser Übergabestation. Zusätzlich wird dem Netz ein Ruhedruck vorgegeben, welche der statischen Druckhaltung entspricht.

Für jedes angeschlossene Gebäude im Netz wird eine eigene Übergabestation modelliert. Je nach verwendetem Netz-Typ (konventionelles Wärmenetz oder LowEx-Netz) wird dabei ein Wärmeübertrager oder eine Wärmepumpe und ein Wärmeübertrager angenommen. Jede Übergabestation bekommt als Eingangssignal die zu jedem Zeitpunkt notwendige thermische Leistung des Gebäudes, sowie die aus dem Sekundärkreis angenommene Rücklauftemperatur.

Für den Fall des Low-Ex Netzes wird der Wärmepumpe zusätzlich eine Leistungszahl (Coefficient of Performance, COP) übergeben. Aus der im Netz simulierten Vorlauftemperatur (siehe oben), der angenommenen Temperaturdifferenz sowie des sich dadurch einstellenden COPs wird der notwendige Massenstrom berechnet. Der Massenstrom wird in eine Ventilstellung übersetzt, die thermische Leistung wird dem Fluid über ein Wärmeübertragermodell entzogen, daraus ergibt sich eine neue primärseitige Rücklauftemperatur, die in den Rücklauf des Wärmenetzes einspeist. Für die Wärmepumpen im Netzbetrieb wird ein linearer Verlauf des COP angenähert, diese Vereinfachung ist durch die nahezu konstanten Vorlauftemperatur im Netz und konstanten Sekundärtemperatur im Gebäude gerechtfertigt.

Die Energiezentrale stellt sicher, dass die Soll-Vorlauftemperatur im Netz zu jedem Zeitpunkt eingehalten wird. Dazu kann die Heizzentrale sowohl Wärme- als auch Kälteleistung bereitstellen. Der Massenstrom ergibt sich aus der Rücklauftemperatur der Energiezentrale, die Druckdifferenz aus der Netzschlechtregelung. Ein Wärmeübertrager stellt die benötigten Leistungen und Temperaturen bereit. Die Aufteilung der bereitzustellenden Wärme- oder Kälteleistung auf die verschiedenen Wärmeerzeuger wird im nächsten Abschnitt näher erläutert.

5.3.2 Modell zur Simulation der Energiezentrale

Im Gegensatz zu der thermischen Netzsimulation wird für das Modell der Energiezentrale kein thermohydraulisches Modell genutzt. Das Modell der Energiezentrale wurde im Projekt insbesondere für die konzeptionelle Entwicklungen unterschiedlicher Kombinationen und Dimensionierungen der Energiezentrale eingesetzt, sodass ein quasi-dynamisches Modell für das Zusammenspiel der einzelnen Komponenten eingesetzt wird. Das Modell bildet somit nicht die physikalische Hydraulik, vielmehr werden unterschiedliche Betriebsmodi der einzelnen Erzeuger simuliert, welche nicht-transient ineinander übergehen können. Diese Modus-basierte Simulation ist insbesondere für die konzeptionelle Auslegung geeignet, da sie Vorteile in der Flexibilität, Stabilität und Laufzeit bietet.

In dem Modell wurden Energiebilanzen für (a) Heizen (b) Kühlen mit den entsprechenden notwendigen Temperaturen sowie (c) Strom berücksichtigt. Zuerst werden die Modelle der untersuchten Komponenten und deren mögliche Betriebsmodi vorgestellt. Neben den thermischen Komponenten werden auch die für die Sektorenkopplung relevanten Komponenten (PV) kurz vorgestellt. Die umgesetzte Steuerungslogik entspricht den Betriebsmodi in Abschnitt 4.6

Geothermiefeld

Die notwendige Leistung des Geothermiefeldes ergibt sich aus der Netzsimulation. In der Netzsimulation ist die simulierte Temperatur von geoENERGIE Konzept hinterlegt worden.

Luft-Wärmeübertrager

Der Luft-Wärmeübertrager wird als zweite Quelle für die zentrale Wärmepumpe eingesetzt. Hier können ebenfalls maximale und minimale Leistungen gesetzt werden. Die bereitgestellte Leistung des Luft-Wärmeübertragers wird in Abhängigkeit der Außentemperatur, der übertragenden Fläche und einem durchschnittlichen Wärmeübertragungskoeffizienten zwischen Luft und Fluid im Wärmeübertrager sowie der Auslegungsdaten für Massenströme und Eingangs- und Austrittstemperaturen (Luft und Fluid) ermittelt und ist auf die maximale Leistung des Wärmeübertragers begrenzt. Der Luft Wärmeübertrager ist ab Mitte April bis Mitte Oktober als primäre Quelle im Einsatz. Es wird angenommen, dass die Ventilatoren immer in Vollast

betrieben werden, so dass sich aus der elektrischen Leistung der Ventilatoren der Eigenstrombedarf ergibt.

Umwälzpumpen

Der Strombedarf der beiden Pumpengruppen wird mit einem konstanten Wirkungsgrad in Abhängigkeit der Förderhöhe und des Fördervolumens berechnet.

Dezentrale Wärmepumpen LowEx-Netz

Die Wärmepumpen des kalten Wärmenetzes werden innerhalb der Netzsimulation berechnet und bewertet, siehe Abschnitt zuvor. Der daraus entstehende Strombedarf wird in der Bilanzierung des Stroms berücksichtigt. Die Vorrangschaltung zur Speicherbeladung wird ebenfalls in der Netzsimulation berücksichtigt.

PV-Module

Die PV-Module werden als geneigte, ausgerichtete Fläche modelliert. Dabei wird ein temperaturabhängiger Wirkungsgrad für die Effizienz der Module und Umrichter anhand der Einstrahlung berechnet. Zur Berechnung der solaren Einstrahlung werden Strahlungsdaten (globale Horizontalstrahlung, direkte Horizontalstrahlung, direkte Normalstrahlung) aus dem Testreferenzjahr am Standort Grevenbroich (gleiches TRY wie in der Gebäudesimulation) genutzt.

Dezentrale Luft-Wärmepumpen

Für den Referenzfall werden reversible Luft-Wärmepumpen berücksichtigt. Für die dezentralen Luft-Wärmepumpe können minimale und maximale Leistungen sowohl für die Kälte- als auch definiert werden. Die Wärmepumpe nutzt die Luft als Wärmequelle. Die Leistungszahl (Coefficient of Performance fürs Heizen bzw. Energy Efficiency Ratio fürs Kühlen) wird in Abhängigkeit der Verdampfer- und Kondensatortemperatur mittels Kennfelder angenommen.