



# Energieversorgungskonzept

## ISEK Hillerheide

### Machbarkeitsstudie

### Wärmenetze 4.0

Vorgangsnummer BAFA: **WNS 2001069**

Auftraggeber:

**Stadtentwicklungsgesellschaft Recklinghausen mbH**

im Auftrag der Stadt Recklinghausen

Rathausplatz 3/4

45657 Recklinghausen

Verfasser:

**FC-Planung GmbH**

Esplanade 36

20354 Hamburg

Erstellt: 24.08.2022

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassende Erläuterung .....	6
1.1 „Zukunftskonzept ehemalige Trabrennbahn“ .....	6
1.2 Eckdaten der Machbarkeitsstudie .....	8
1.2.1 Wirtschaftliche Tragfähigkeit.....	10
1.2.2 CO <sub>2</sub> -Einsparung.....	11
2 Grundlagenermittlung/Potentialanalyse .....	13
2.1 Räumliche Einordnung.....	13
2.2 Wärmequellen.....	13
2.3 Versorgungsbedarf .....	14
2.4 Fazit Potentialanalyse.....	16
3 Konzeptionierung .....	17
3.1 Variante 1 – Kaltes Nahwärmenetz.....	17
3.2 Variante 2 – Niedertemperaturwärmenetz .....	19
3.3 Variante 3 – dezentrale Wärmeversorgung .....	22
4 Detaillierte Betrachtung des favorisierten Konzeptes.....	24
4.1 Wärmequellen.....	24
4.1.1 Seewasser.....	24
4.1.2 Erdwärme .....	28
4.1.3 Luftwärme .....	31
4.1.4 Solarthermie.....	32
4.1.5 Zusammenspiel der Wärmequellen .....	33
4.2 Wärmespeicher.....	36
4.2.1 Saisonale und Mittelfrist-Wärmespeicher .....	36
4.2.2 Kurzfristspeicher .....	38
4.3 Nahwärmenetz .....	39
4.4 Hausübergabestationen.....	40
4.5 Energiezentrale.....	42
5 Wirtschaftlichkeitsuntersuchung und Nutzwertanalyse.....	44
6 Genehmigungsfähigkeit .....	52
7 Veröffentlichung der Ergebnisse des Vorhabens .....	54
8 Online-Monitoring-Konzept.....	55
9 Zeit- und Ressourcenplan .....	57

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Luftbild Trabrennbahn Stand 2021 .....	7
Abbildung 2:	Masterplan Stand Oktober 2021 .....	8
Abbildung 3:	Lageplan kaltes Nahwärmenetz .....	18
Abbildung 4:	Lageplan Niedertemperaturnetz .....	20
Abbildung 5:	Prognose der ungestörten Seewassertemperatur 2025-2026 (Quelle: Berechnung durch ARGE Hillerheide – BCE) .....	25
Abbildung 6:	Seewasserwärmetauscher mit Kapillarmatten (Quelle: elringkliger Kunststofftechnik) .....	26
Abbildung 7:	Anordnung der Seewasserwärmetauscher im See .....	27
Abbildung 8:	Anbindung von Erdwärmesonden in einem Sammelschacht .....	29
Abbildung 9:	Lageplan der Sondenfelder .....	30
Abbildung 10:	Sammelschacht für Erdwärmesonden mit Abgängen zu den EWS und dem Sammelvor- und rücklauf .....	30
Abbildung 11:	Lufttemperatur 2 m über Grund in kaltem Referenzjahr 2009-2010 .....	32
Abbildung 12:	Darstellung monatlicher Wärmebedarf .....	34
Abbildung 13:	Wärmebedarfsdeckung nach Wärmequellen ohne Solarthermie .....	34
Abbildung 14:	Wärmebedarfsdeckung, Regeneration Erdwärmesonden und überschüssiges Potential an Umweltwärme .....	35
Abbildung 15:	Erdwärmesondenfeld - Temperaturtrend im 50. Jahr .....	37
Abbildung 16:	Erdwärmesondenfeld - Temperaturtrend über 50 Jahre .....	38
Abbildung 17:	Schema Wohnungsübergabestation .....	41
Abbildung 18:	Investkostenaufteilung kaltes Nahwärmenetz .....	44
Abbildung 19:	Investkostenaufteilung Niedertemperaturwärmenetz .....	45
Abbildung 20:	Sensitivitätsanalyse – Kapitalkosten .....	49
Abbildung 21:	Sensitivitätsanalyse – Strombezugspreis .....	49
Abbildung 22:	Sensitivitätsanalyse – Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe .....	50
Abbildung 23:	Sensitivitätsanalyse - jährlicher Wärmebedarf .....	50



## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Wärmegestehungskosten je Variante .....	10
Tabelle 2:	Übersicht Wärmekosten für verschiedene Wohnungsgrößen für Variante 2 (Niedertemperaturwärmenetz).....	10
Tabelle 3:	Ermittlung CO <sub>2</sub> -Einsparung .....	12
Tabelle 4:	Ermittlung Wärmebedarf .....	14
Tabelle 5:	Übersicht Wärmepumpen.....	19
Tabelle 6:	Ansatz für Anschlussleistungen Niedertemperaturwärmenetz .....	21
Tabelle 7:	Ermittlung Spitzenleistung Niedertemperaturnetz.....	21
Tabelle 8:	Zusammenstellung Jahreskosten.....	46
Tabelle 9:	Ergebnisse Wirtschaftlichkeitsbetrachtung .....	47
Tabelle 10:	Finanzplan Niedertemperaturwärme-Netz für das ISEK Hillerheide .....	58



## Anlagenverzeichnis

- Anlage 1: Lageplan mit Kennzeichnung der Bebauungsart
- Anlage 2: Lageplan kaltes Nahwärmenetz
- Anlage 3: Lageplan Niedertemperaturnetz
- Anlage 4: Schema Wohnungsübergabestation
- Anlage 5: Grundrissbeispiel Wohnungsübergabestation
- Anlage 6: Schema Hausübergabestation MFH + Nicht-Wohngebäude
- Anlage 7: Grundrissbeispiel Hausübergabestation MFH + Nicht-Wohngebäude
- Anlage 8: Dimensionierung Niedertemperaturwärmenetz
- Anlage 9: Schema Energiezentral
- Anlage 10: Grundriss Energiezentrale
- Anlage 11: Lageplan Erdwärmesonden
- Anlage 12: Lageplan Seewassernutzung und Luft-Wärmeübertrager
- Anlage 13: Einbausituation Seewasserwärmetauscher
- Anlage 14: Schachtbauwerk für Seewasserwärmetauscher
- Anlage 15: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung
- Anlage 16: Terminplan



## Zusammenfassende Erläuterung

Die Stadtentwicklungsgesellschaft Recklinghausen mbH (SER) ist von der Stadt Recklinghausen mit der Umsetzung des „Integrierten Stadtteilentwicklungskonzept Hillerheide“ (ISEK Hillerheide) sowie mit der Realisierung aller in diesem Zusammenhang stehenden und erforderlichen Maßnahmen beauftragt worden.

Das ISEK Hillerheide, welches 2015 im Auftrag der Stadt Recklinghausen erarbeitet und vom Rat beschlossen wurde, definiert die folgenden fünf Leitprojekte zur Entwicklung des Stadtteils Hillerheide:

1. "Zukunftskonzept ehemalige Trabrennbahn"
2. "Städtebauliche Integration Blitzkuhlenstraße"
3. "Attraktive Mitte Gertrudisplatz"
4. "Stadtteileben - Vorhandenes ergänzen und vernetzen"
5. "Energetische Quartierssanierung"

Das erste Leitprojekt bildet mit der Entwicklung der innerstädtischen Brachfläche des ehemaligen Trabrennbahnareals das Kernstück der Stadtteilentwicklung. Die angrenzenden Bereiche der Blitzkuhlenstraße und des Gertrudisplatzes (Leitprojekt 2 u. 3) stehen in direktem Zusammenhang zu der zu entwickelnden Fläche und sollen im Zuge der Entwicklungsmaßnahme verkehrstechnisch optimiert und städtebaulich aufgewertet werden. Das Leitprojekt 4 „Stadtteileben“ beinhaltet sozialflankierende Maßnahmen zur Quartiersentwicklung, die von einem externen Stadtteilbüro abgewickelt werden. Die „Energetische Quartierssanierung“ (Leitprojekt 5) im Stadtumbaugebiet wird von einem externen Sanierungsmanagement begleitet und umgesetzt, das im Rahmen des KfW-Programms 432 „Energetische Sanierung“ gefördert wird.

### 1.1 „Zukunftskonzept ehemalige Trabrennbahn“

Die Brachfläche der ehemaligen Trabrennbahn liegt an der Blitzkuhlenstraße im Stadtteil Recklinghausen Hillerheide und umfasst rund 34 ha (Abbildung 1). Im Zentrum der Fläche befindet sich die ehemalige Rennbahn. Zur Vorbereitung der Flächenentwicklung erfolgt aktuell der ober- und unterirdische Rückbau der ehemaligen Tribünen-, Stallanlagen sowie weiterer Gebäude und Anlagen auf dem Gelände. Die Rückbau- und Rodungsarbeiten wurden bereits durchgeführt. Derzeit erfolgt die Baureifmachung und Erstellung des Lärmschutzbauwerkes im südlichen Bereich entlang der BAB2.

Zur Entwicklung des brachliegenden Areals wurde im Auftrag der Stadt im Jahr 2016 ein Wettbewerbsverfahren unter Beteiligung von Bürgerschaft und Politik durchgeführt. Das entsprechende städtebaulich-freiraumplanerische Konzept sieht "Wohnen am Wasser" auf dem Gelände der ehemaligen Trabrennbahn vor. Aktuell wird die Masterplanung zur Umsetzung des Konzepts konkretisiert. Der aktuelle Planstand kann der Abbildung 2 entnommen werden. In Anlage 1 ist die Zuordnung der Gebäude zur jeweiligen Nutzungsart dargestellt. Demnach soll im Zentrum der Fläche ein See in Grö-

ße des Rennbahnovals entstehen. Angrenzend sollen verschiedene qualitativ hochwertig und gestalterisch ansprechende Wohnbautypologien entstehen und durch einen Grüngürtel inklusive Lärmschutzwall im Süden des Plangebietes von der Autobahn abgeschirmt werden. Im nördlichen Flächenabschnitt zur Blitzkuhlenstraße sollen zentrale Versorgungseinrichtungen, z. B. Nahversorgungszentrum, KiTa, Schule, Arzt, etc., entstehen.



Abbildung 1: Luftbild Trabrennbahn Stand 2021

Ziel der städtebaulichen Entwicklung ist es, auf dem lange Zeit brachliegenden Gelände der ehemaligen Trabrennbahn ein innovatives und nachhaltiges Wohnquartier mit Vorbildcharakter umzusetzen. Eckpfeiler des Konzepts sind dabei Aspekte der Klimaanpassung und des Klimaschutzes, alternative Mobilitätskonzepte, die Anlage großzügiger Grün- und Freiflächen mit vielfältigen Spiel- und Aufenthaltsangeboten, eine Durchmischung diverser Wohn- und Lebensformen zur Schaffung eines lebendigen Stadtteils, die Ansiedlung zentraler Versorgungseinrichtungen sowie die Verknüpfung zum Bestandsquartier Hillerheide zur Begünstigung eines Stadtteils der kurzen Wege.





Abbildung 2: Masterplan Stand Oktober 2021

## 1.2 Eckdaten der Machbarkeitsstudie

Auf dem Gelände der ehemaligen Trabrennbahn sollen gemäß der Masterplanung ca. 360 Gebäude mit rund 900 Wohneinheiten und einer Brutto-Grundfläche (BGF) von 157.000 m<sup>2</sup> entstehen. Darüber hinaus ist eine Schule mit Sporthalle, eine Kita, ein Nahversorger sowie Flächen für Gewerbe vorgesehen.

Für die neu zu errichtenden Gebäude wird überwiegend ein Gebäudestandard nach KfW 40 angesetzt. Der Wärmebedarf für Heizung und Trinkwarmwasserbereitung für die zu versorgenden Gebäude wurde auf Basis des Gebäudestandards sowie der vorgesehen Grundflächen mit ca. 4.750 MWh/a ermittelt.

Ausgehend von den bisherigen Voruntersuchungen werden im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie neben einer Nahwärmeversorgung denkbare Versorgungsvarianten in Betracht gezogen: Eine konventionelle (Teil-)Versorgung über ein Gas- oder Fernwärmenetz ist für das Quartier nicht vorgesehen. Als Alternative zum Anschluss an das Wärmeversorgungsnetz kommen daher vor allem dezentrale Pelletheizungen und Luft-Wasser-Wärmepumpen in Frage. Aufgrund des vorgesehenen Gebäudestandards *Effizienzhaus 40* (vormals ‚KfW 40-Standard‘) und dem damit einhergehenden geringen Wärmebedarf wird davon ausgegangen, dass der individuelle Aufwand für Pelletheizungen wirtschaftlich nicht darstellbar ist. Dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen wurden in der Variantenbetrachtung berücksichtigt.

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie werden drei Versorgungsvarianten (Kaltes Nahwärmenetz, Niedertemperaturwärmenetz sowie dezentrale Wärmepumpen) herausgearbeitet und im Rahmen einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sowie einer Nutzwertanalyse bewertet. Die Versorgungsvarianten werden in Kapitel 3 detailliert dargestellt. Als Ergebnis dieser Betrachtungen hat sich das Niedertemperaturwärmenetz als sinnvollste Variante herausgestellt.

Es soll daher ein Niedertemperaturwärmenetz verlegt und mit Vorlauftemperaturen von ca. 45 - 50 °C betrieben werden. Die geplante Rücklauftemperatur beträgt max. 30 °C. Als Wärmequellen sind das Wasser des Sees, die Umgebungsluft, die Wärme des Untergrundes sowie optional eine Solarthermieanlage geplant. Dabei können dem Seewasser ca. 2.400 MWh/a und der Luft ca. 3.500 MWh/a entnommen werden. Eine Solarthermieanlage könnte darüber hinaus noch rund 1.100 MWh/a an Umweltwärme liefern. Die gewonnene Wärme wird bedarfsabhängig direkt genutzt. Überschüsse werden mittels der Erdwärmesonden im Erdreich saisonal gespeichert (ca. 2.100 MWh/a) und im Winterhalbjahr wieder entnommen. Die Wärmeerzeugung erfolgt monovalent über Großwärmepumpen in einer neu zu errichtenden Energiezentrale. Für die Wärmepumpen ist eine Gesamtleistung von ca. 4.000 kW vorgesehen. Ein Pufferspeicher in der Energiezentrale steht zur Abdeckung von darüber hinaus auftretenden Spitzenlasten zur Verfügung.

Sofern technisch und wirtschaftlich sinnvoll kann Abwärme z. B. aus der Kühlung des Nahversorgers oder aus Abwärmequellen in der unmittelbaren Nachbarschaft mittels dezentraler Einspeisung zusätzlich in das Netz integriert werden.

Im Süden des Projektgebietes werden entlang der Autobahn A2 auf dem Lärmschutzbauwerk im Sinne einer Sektorkopplung Photovoltaikmodule installiert. Der darüber erzeugte Strom soll anteilig für die elektrische Versorgung der Wärmeerzeugungsanlagen sowie bei Überschüssen für die Quartiersversorgung genutzt werden.

Ein thermischer Pufferspeicher in der Energiezentrale dient der Glättung des lastabhängigen Betriebes der Wärmepumpen. Bei Stromüberschüssen aus der PV-Anlage oder bei entsprechenden Strommarktsignalen kann der Pufferspeicher aber auch unabhängig vom aktuellen Wärmebedarf des Netzes komplett beladen werden. Eine weitere Flexibilitätsoption ist die stromgeführte Regeneration der



Erdwärmesonden. Dabei kann die Regeneration der Sonden vor allem in den Stunden erfolgen, in denen netzseitig ein Stromüberschuss vorhanden ist.

## 1.2.1 Wirtschaftliche Tragfähigkeit

Die drei Varianten wurden im Rahmen der Machbarkeitsstudie neben ihrer technischen Umsetzbarkeit auch auf ihre Wirtschaftlichkeit hin untersucht.

Hierbei hat sich gezeigt, dass bei der Größe des Baugebietes ein Niedertemperaturwärmenetz (Variante 2) die wirtschaftlichste Variante darstellt (Tabelle 1). Gegen das kalte Nahwärmenetz (Variante 1) spricht die große Anzahl an erforderlichen dezentralen Wärmepumpen mit den damit einhergehenden hohen Investitionskosten. Die Variante 3 mit dezentralen Luft-Wasser-Wärmepumpen führt im Vergleich zu Variante 2 zu knapp 2 ct/kWh höheren Wärmegestehungskosten (brutto).

Tabelle 1: Wärmegestehungskosten je Variante

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung		KNW	NT	Luft-Wasser-WP dezentral
<b>spez. Wärmegestehungskosten brutto</b>	<b>ct/kWh</b>	<b>31,28</b>	<b>27,42</b>	<b>29,30</b>

Aus den in Tabelle 2 aufgeführten beispielhaften monatlichen Kosten für Heizung und Trinkwarmwasserbereitung für das Niedertemperaturwärmenetz wird ersichtlich, dass die Variante 2 eine wirtschaftlich tragfähige Wärmeversorgung des Neubaugebietes ermöglicht.

Alle betrachteten Varianten weisen einen hohen Investitionskostenanteil aus. Dies liegt u. a. an dem geringen spezifischen Heizwärmebedarf aufgrund des hohen Gebäudestandards. Bei schlechter gedämmten Gebäuden steigt der Wärmebedarf und damit auch der Anteil der verbrauchsgebundenen Kosten.

Tabelle 2: Übersicht Wärmekosten für verschiedene Wohnungsgrößen für Variante 2 (Niedertemperaturwärmenetz)

	Wohnung mit 70 m <sup>2</sup>	Wohnung mit 120 m <sup>2</sup>	Wohnung mit 150 m <sup>2</sup>
Jährliche Kosten für Heizung + TWW (brutto)	720 €/a	1.236 €/a	1.548 €/a
<b>Entspricht monatlichen Kosten (brutto)</b>	<b>60 €/Monat</b>	<b>103 €/Monat</b>	<b>129 €/Monat</b>

Im Kapitel 5 wird die durchgeführte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für alle drei Varianten ausführlich dargestellt.

## 1.2.2 CO<sub>2</sub>-Einsparung

Zur Ermittlung der Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Einsparung wird die geplante Wärmeversorgung mit einem dezentralen System aus Erdgasheizungen, die mit Solarthermieanlagen unterstützt werden, verglichen. Da noch keine Bebauung und damit auch noch keine bestehende Wärmeversorgung in dem Projektgebiet gibt, kann ein realer Vorher/Nachher-Vergleich nicht erstellt werden.

Für das Projektgebiet wurde ein Wärmebedarf von 4.750 MWh/a ermittelt. Auf Basis der Dimensionierung des Niedertemperatur-Wärmeversorgungsnetzes wurde ein Wärmebedarf von 5.600 MWh/a inkl. Netzverlusten angesetzt (s. Kapitel 4.3). Mit Fortführung der Hochbauplanung und Kenntnis der realen Gebäude-Anschlussdaten kann das Wärmeversorgungsnetz auch noch einmal optimiert werden. Z. B. wird für die Hausanschlussleitungen im Moment eine mittlere Länge von 10 Trassenmetern angesetzt. Hier werden sich real im Mittel geringere Längen ergeben. Somit wird der reale Wärmeverlust des Niedertemperaturnetzes voraussichtlich wesentlich geringer als hier angesetzt sein.

Die für die Berechnung verwendeten CO<sub>2</sub>-Äquivalente der Energieträger beruhen auf den Angaben des IWU (Institut Wohnen und Umwelt, Kumulierter Energieaufwand und CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger und -versorgungen, Stand 26.02.2020).

Die gewählten Ansätze für die CO<sub>2</sub>-Einsparung sind sehr konservativ, so dass sich reell ein geringeres CO<sub>2</sub>-Äquivalent als die ermittelten ca. 700 t/a ergeben werden.

So ist z. B. der Nutzungsgrad der Wärmepumpen im Jahresmittel real größer 4,0. Auch die Wärmeverluste des Wärmeversorgungsnetzes werden – wie schon erwähnt – geringer ausfallen als hier angesetzt. Darüber hinaus ist die geplante Erzeugung und direkte Nutzung von Photovoltaikstrom auf dem Lärmschutzbauwerk für den Betrieb der Wärmepumpen in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt. Der anteilig genutzte PV-Strom hat ein deutlich geringeres CO<sub>2</sub>-Äquivalent als der allgemeine Strommix, was zu einer entsprechenden Reduzierung des resultierenden CO<sub>2</sub>-Äquivalents führt. Da die PV-Anlage nicht direkt zur Wärmeversorgungsanlage gehört, wird sie im Rahmen der Machbarkeitsstudie nicht detailliert betrachtet.

Zukünftig ist mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland für den Strommix mit weiter sinkenden spezifischen CO<sub>2</sub>-Äquivalenten zu rechnen. Für den Vergleichsenergieträger Erdgas ist dies nicht zu erwarten. Eine Versorgung über Biomethan bzw. erneuerbare Gase als CO<sub>2</sub>-armer Ersatz für Erdgas ist in den nächsten Jahren in den erforderlichen Mengen für Deutschland nicht wahrscheinlich.



Tabelle 3: Ermittlung CO<sub>2</sub>-Einsparung

<b>Wärmebedarf</b>		
Wärmebedarf dezentral (ohne Netzwärmeverluste)	4.750	MWh/a
Wärmebedarf Wärmeversorgungsnetz (inkl. Netzwärmeverluste)	5.600	MWh/a
<b>Energieträger</b>		
Energieträger	CO <sub>2</sub> -Äquivalent	Einheit
Strommix 2018	505	g/kWh <sub>End</sub>
Erdgas H	231	g/kWh <sub>End</sub>
Solarwärme (Flachkollektor)	24	g/kWh <sub>End</sub>
<b>dezentrale Erdgasheizung mit Solarthermieunterstützung</b>		
Erzeugte Wärmemenge	4.750	MWh/a
Ansatz Anteil Solarthermie	15%	-
resultierende Wärmemenge Solarthermie	712,5	MWh/a
resultierendes CO <sub>2</sub> -Äquivalent Solarthermie	17	t/a
Ansatz Anteil Erdgasheizung	85%	-
resultierende Wärmemenge Erdgasheizung	4.038	MWh/a
Ansatz Nutzungsgrad Erdgasheizung	95%	-
resultierender Erdgasbedarf	4.250	MWh/a
resultierendes CO <sub>2</sub> -Äquivalent Erdgas	982	t/a
<b>Summe CO<sub>2</sub>-Äquivalent</b>	<b>999</b>	<b>t/a</b>
<b>Niedertemperaturnetz</b>		
Erzeugte Wärmemenge	5.600	MWh/a
Ansatz COP Wärmepumpenanlage	4,0	-
resultierender Endenergiebedarf	1.400	MWh/a
<b>Summe CO<sub>2</sub>-Äquivalent</b>	<b>707</b>	<b>t/a</b>
<b>CO<sub>2</sub>-Einsparung</b>	<b>292</b>	<b>t/a</b>
<b>relative CO<sub>2</sub>-Einsparung</b>	<b>29%</b>	-



## 2 Grundlagenermittlung/Potentialanalyse

### 2.1 Räumliche Einordnung

Das Quartier Hillerheide umfasst eine ca. 34 ha große Fläche, die bis 2006 als Trabrennbahn genutzt wurde. Nach dem Rückbau der Anlage soll die Fläche durch Wohnbebauung einer neuen Nutzung zugeführt werden und mit etwa 900 Wohneinheiten zur Deckung des regional hohen Bedarfes an Wohnraum beitragen. Als stadtplanerisches Element soll das historische Rund der Rennbahn in Form eines etwa gleich großen, künstlichen Sees erhalten bleiben und den Freizeit- und Erholungswert des Quartiers steigern. Das Baugebiet wird im Norden von der Blitzkuhlenstraße und im Süden durch die A2 begrenzt. Der westliche Rand wird durch die Autobahnabfahrt sowie die Straße „Am Sattelplatz“ gebildet. Im Osten grenzt das Baugebiet an die Straße „An der Rennbahn“ sowie an die vorhandene Kleingartensiedlung. Es sind keine Bestandsgebäude und es ist auch kein Wärmeversorgungsnetz im Baugebiet vorhanden.

### 2.2 Wärmequellen

Gemäß dem Planungsauftrag soll die Wärmeversorgung für das neu entstehende Baugebiet nach Möglichkeit vollständig aus lokalen regenerativen Quellen erfolgen. Dies kann an diesem Standort nur durch den Einsatz von Luft-, Wasser-, Erd- und Solarwärme erreicht werden, weil die Verfügbarkeit von biomasse-basierten erneuerbaren Energieträgern, wie z. B. Biogas, Holzpellets, Holzhackschnitzel aus lokalen Quellen hier nicht dauerhaft im erforderlichen Umfang gewährleistet werden kann. Bei der Nutzung von Solarenergie ist zu berücksichtigen, dass Solarwärme und Solarstrom zumindest teilweise in Konkurrenz um die gleichen Flächen stehen und sich für beide Energiequellen im Süden des Areals entlang der Autobahn Einschränkungen ergeben, um eine Blendwirkung auf dem Straßenverkehr auszuschließen. Bezüglich der Nutzung von Grundwasser sind die geologischen Voraussetzungen für eine entsprechende Nutzung mangels eines geeigneten Grundwasserleiters nicht gegeben. Hingegen bietet der künstliche See mit ca. 135.000 m<sup>3</sup> Volumen und einer Tiefe von bis über 3 m grundsätzlich die Möglichkeit einer thermischen Nutzung, weil der Wasserkörper die im Sommer eingetragene Wärme bis in den nachfolgenden Winter hinein speichert. Eine zunächst erwogene direkte Nutzung des Seewassers in Wärmepumpen wird allerdings verworfen, weil die zu erwartende Wasserqualität den Wartungsaufwand und das Ausfallrisiko deutlich erhöhen würde.

Das Potenzial der Abwärmenutzung ist gegenwärtig nur schwer zu quantifizieren. Es ergibt sich zum einen innerhalb des Quartiers durch den zunehmenden Kühlbedarf von gut gedämmten Wohngebäuden, in die über große Fensterflächen in den Sommermonaten substanziell Wärme eingebracht wird. Erfahrungsgemäß ist jedoch das Nutzerverhalten sehr unterschiedlich und langfristig kaum vorhersehbar, so dass dieses Abwärmepotenzial bei der energetischen Bilanzierung zunächst unberücksichtigt bleibt. Zum anderen besteht ein potenziell nutzbares Abwärmepotenzial im Bereich des geplanten Nahversorgungszentrums im nördlichen Teil des Quartiers. Allerdings ist auch hier eine Quantifi-

zierung bei aktuellem Planungsstand noch nicht möglich. Schließlich besteht im Bereich der nördlich und östlich gelegenen Gewerbebetriebe zumindest grundsätzlich ein nutzbares Abwärmepotenzial, dass aber aufgrund aktuell fehlender Planungsvoraussetzungen im Rahmen der Quartiersentwicklung nicht weiter untersucht wird.

## 2.3 Versorgungsbedarf

Für den Wärmebedarf für Heizung und Trinkwarmwasser wurde wie in Tabelle 4 dargestellt eine Größenordnung von ca. 4.750 MWh/a ermittelt.

Tabelle 4: Ermittlung Wärmebedarf

		EFH	MFH	Schule/ Kita	Sport- halle	Park- haus	Nahver- sorgungs- zentrum	Gewerbe / andere nicht- Wohnen	Summe
Brutto-Grundfläche	m <sup>2</sup>	55.088	62.711	5.584	1.881	15.149	3.953	12.640	<b>157.006</b>
Netto-Grundfläche	m <sup>2</sup>	49.579	56.440	5.026	1.693	0	3.558	11.376	<b>127.671</b>
Spezifischer Wärmebedarf (Raumheizung)	kWh/m <sup>2</sup> a	25,0	25,0	25,0	25,0		25,0	25,0	
Spezifischer Wärmebedarf (TWW-Bereitung)	kWh/m <sup>2</sup> a	12,5	12,5	34,0	34,0				
Nutzwärmebedarf (Raumheizung)	MWh/a	1.239	1.411	126	42		89	284	<b>3.192</b>
Nutzwärmebedarf (TWW)	MWh/a	620	705	171	58				<b>1.554</b>
Gesamtnutz- wärmebedarf	MWh/a	1.859	2.116	297	100		89	284	<b>4.745</b>

Die Brutto- bzw. Nettogrundflächen entsprechen dem aktuellen Stand der Masterplanung für das Areal. Für den spezifischen Wärmebedarf zur Raumheizung werden auf Basis des voraussichtlichen Baustandards (*Effizienzhaus 40*) 25kWh/m<sup>2</sup>a bezogen auf die Netto-Grundfläche angesetzt. Für den spezifischen Wärmebedarf zur Trinkwarmwasserbereitung werden für die Wohngebäude 12,5 kWh/m<sup>2</sup>a und für Schule, Kita und Sporthalle 34 kWh/m<sup>2</sup>a angesetzt.

Im Verlauf der weiteren Projektentwicklung können sich noch Änderungen im Wärmebedarf ergeben. Dies kann sich aus einer Anpassung der geplanten Wohneinheiten und damit den real gebauten Grundflächen ergeben. Ebenso können Gebäude mit einem abweichenden Baustandard errichtet werden, aus dem sich dann entsprechend ein höherer oder geringerer Wärmebedarf für die Raumhei-

zung ergibt. Der reale Trinkwarmwasserbedarf ergibt sich aus dem Nutzerverhalten sowie den realisierten Wohneinheiten und kann somit auch von den Planungsansätzen abweichen.

Weitere Abweichungen des prognostizierten Wärmebedarfs einer zentralen Wärmeversorgung ergeben sich aus den realen Anschlussquoten an ein Wärmeversorgungsnetz.

Die im weiteren Projektverlauf zu betrachteten Versorgungsvarianten müssen somit eine ausreichende Flexibilität aufweisen, um auf geringere oder höhere Wärmebedarfe reagieren zu können.

Über den Wärmebedarf des Quartiers hinaus besteht weiterer Wärmebedarf in dessen Umgebung, der zumindest grundsätzlich aus möglichen Überschüssen der Quartierswärmeversorgung gedeckt werden könnte. Dies würde eine Erweiterung des Wärmeversorgungsnetzes in den Bereich bestehender, älterer Bausubstanz erfordern, wobei von einem zusätzlichen Aufwand für (strangweise) höhere Netztemperaturen oder Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand auszugehen ist. Da es diesbezüglich derzeit keine konkreten Planungsansätze gibt, bleibt dieses Potenzial im Rahmen der Machbarkeitsstudie zunächst unberücksichtigt.

Das Quartier Hillerheide soll über einen Zeitraum von 4 Jahren in fünf Baufeldern erschlossen werden, für die jeweils die Aufstellung eines Bebauungsplanes vorgesehen ist. Der Wärmebedarf wird im Baugebiet zunächst gering sein und in den Folgejahren steigen, sobald die Gebäude in den einzelnen Baufeldern bezugsfertig sind. Der Zeitplan der Realisierung der einzelnen Baufelder hängt vom Vermarktungserfolg ab, wobei aufgrund der gegenwärtig hohen Nachfrage nach Wohnraum insbesondere, z. B. für junge Familien, mit einer raschen Vermarktung gerechnet wird.

Längerfristig kann sich der Wärmebedarf durch verschiedene Faktoren ändern. Einerseits wird in den ersten Jahren nach der Fertigstellung des Baugebietes möglicherweise eine ggf. vorhandene Ausbaureserve bei einem Teil der Wohneinheiten realisiert. Andererseits wird die Zahl der Bewohner im Baugebiet und damit dessen Gesamtwärmebedarf aufgrund des demografischen Wandels nach einem anfänglichen Maximum langfristig abnehmen. Änderungen des Wärmebedarfs durch eine energetische Sanierung der Gebäude sind hingegen wegen des ohnehin sehr hohen thermischen Standards Neubauten kaum zu erwarten.

Durch den geplanten Gebäudestandard und den Einsatz von Flächenheizungen wird für Heizzwecke nur eine geringe Vorlauftemperatur von 35 °C oder weniger für den Heizungsvorlauf benötigt. Für die Trinkwassererwärmung sind im Einfamilienhaus in der Regel 45 °C ausreichend. In Mehrfamilienhäusern ist bei zentraler Warmwasserbereitung im Sinne der Trinkwasserhygiene mindestens 60 °C an der Entnahmestelle zu gewährleisten. Alternativ kann auch hier durch den Einsatz von Frischwasserstationen in den jeweiligen Wohneinheiten die Vorlauftemperatur auf 45 °C begrenzt werden.



## 2.4 Fazit Potentialanalyse

Für die Errichtung einer Nahwärmerversorgung im Quartier Hillerheide sprechen somit mehrere Gründe

- Durch den erwartungsgemäß hohen Dämmstandard ist der spezifische Wärmebedarf pro Versorgungseinheit gering. Die weitgehend bedarfsunabhängigen Investitionskosten einer individuellen Wärmeversorgung würden zu einem insgesamt hohen Wärmepreis führen.
- In einem Versorgungsnetz können Lastspitzen durch Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten teilweise reduziert werden und somit Investitionskosten mindern.
- Die Nutzung von Abwärme zur gleichzeitigen oder zeitlich versetzten Wärmeerzeugung ist nur in einem Wärmeverbund möglich.
- Eine Nahwärmeversorgung ermöglicht es, unterschiedliche regenerative Wärmequellen einzusetzen. Deren Anteil kann auch während der späteren Betriebsphase unter wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten an den Bedarf angepasst werden.
- Andere Wärmequellen, die eventuell zukünftig am Standort zur Verfügung stehen, können später mit geringem technischem und finanziellem Aufwand in die Versorgung des Quartiers eingebunden werden.



## 3 Konzeptionierung

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie werden drei Versorgungsvarianten untersucht und im Folgenden vergleichend dargestellt. Für alle drei betrachteten Varianten wird eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sowie eine Nutzwertanalyse (Kapitel 5) durchgeführt. Eine detaillierte Beschreibung der Wärmequellen für Variante 1 und 2 erfolgt in Kapitel 4.

### 3.1 Variante 1 – Kaltes Nahwärmenetz

In einem kalten Nahwärmenetz speisen die verschiedenen Wärmequellen auf einem Temperaturniveau von typischerweise  $-1,5$  bis ca.  $20$  °C ein. Das thermisch ungedämmte Nahwärmenetz (s. Abbildung 3 sowie Anlage 2) dient sowohl dem Wärmetransport als auch – im Sinne eines Erdwärmekollektors – der Wärmegewinnung. In den zu versorgenden Gebäuden nutzen dezentrale Wärmepumpen das kalte Nahwärmenetz als Wärmequelle, um Heizwärme bereitzustellen und Trinkwarmwasser zu bereiten. Zusätzlich kann ein kaltes Nahwärmenetz als Wärmesenke dienen, um Abwärme z. B. aus der Gebäudekühlung aufzunehmen und einer erneuten Nutzung zuzuführen. Als Wärmepumpen dienen marktübliche Wärmepumpen, die ggf. durch einen Pufferspeicher ergänzt werden.

Die wesentlichen Vorteile eines kalten Nahwärmenetzes bestehen zum einen in den geringeren Baukosten, die sich durch Entfall des isolierenden Rohrmantels ergeben. Zum anderen trägt das kalte Nahwärmenetz selbst mit 15 bis über 25 % zur Wärmegewinnung bei und mindert insofern Investitionskosten im Bereich der Wärmequellen. Kalte Nahwärmenetze sind für Wärmequellen mit sehr geringem spezifischem Energieinhalt sowie für Temperaturniveaus und Energieleistungen mit starker Dynamik geeignet.





Abbildung 3: Lageplan kaltes Nahwärmenetz

Die Nachteile eines kalten Nahwärmenetzes ergeben sich aus dem geringen Temperaturniveau, dass hohe Massenströme im Auslegungsfall und damit größere Leitungsquerschnitte erfordert. Auch wird dadurch in der Regel der Einsatz einer Wärmeträgerflüssigkeit mit Frostschutz notwendig, die eine AwSV-Pflichtigkeit während der Bauphase und im Betrieb nach sich zieht. Darüber hinaus zeigt sich, dass die spezifischen Kosten kleiner, dezentraler Wärmepumpeneinheiten höher sind als die von zentralen Großwärmepumpen. Folglich finden kalte Nahwärmenetze primär bei Versorgungslösungen unter 100 Wohneinheiten Anwendung. Bei größeren Quartieren übersteigen die Mehrkosten dezentraler Wärmepumpen die Einsparungen des ungedämmten Netzes und der kleineren Wärmequelle.

Im konkreten Anwendungsfall des Quartiers Hillerheide werden als Wärmequelle Erdwärmesonden, Luft-Wasser-Wärmeübertrager, eine thermische Seewassernutzung sowie Solarthermiesysteme auf

dem Lärmschutzbauwerk parallel zur Autobahn A2 untersucht (nähere Beschreibung der Wärmequellen in Kapitel 4).

Zur Wärmeversorgung der Einfamilienhäuser sowie der weiteren Gebäude werden handelsübliche Wärmepumpen eingesetzt (s. Tabelle 5)

Tabelle 5: Übersicht Wärmepumpen

Gebäudeart	Leistung der Wärmepumpe	Anzahl Gebäude	Gesamte installierte Leistung
Einfamilienhaus	ca. 7,5 kW	300	ca. 2.250 kW
Mehrfamilienhaus, Gewerbe, Nahversorger, Kita, Schule + Sporthalle	ca. 35 kW	66	ca. 2.300 kW
Gesamtleistung Wärmepumpen			ca. 4.550 kW
Max. Wärmebedarf unter Berücksichtigung einer Gleichzeitigkeit im Wärmeversorgungsnetz von 70 %			ca. 3.200 kW

Da zum aktuellen Zeitpunkt noch keine genaue Planung der einzelnen Gebäude vorliegt, ist eine stärkere Differenzierung der Wärmepumpenleistungen in diesem Planungsstadium nicht zielführend. Im weiteren Planungsverlauf müsste die Leistung der Wärmepumpen für diese Variante sowohl für die Einfamilienhäuser als auch die zweite Gebäudegruppe konkreter an den jeweiligen Leistungsbedarf angepasst werden.

Die Gesamtleistung aller installierten Wärmepumpen beträgt somit ca. 4.550 kW. Bei einem Wärmeversorgungsnetz mit 366 Anschlussnehmern kann von einer Gleichzeitigkeit von 70 % ausgegangen werden. Somit beträgt der maximale gleichzeitige Wärmebedarf ca. 3.200 kW. Bei einem angesetzten mittleren COP von 4,0 für das Niedertemperaturnetz ergibt sich somit ein maximaler Umweltwärmebedarf von ca. 2.400 kW.

### 3.2 Variante 2 – Niedertemperaturwärmenetz

Analog zum kalten Nahwärmenetz werden auch beim Niedertemperaturnetz die Wärmequellen in einer Energiezentrale zusammengeführt. Im Vergleich zum kalten Nahwärmenetz erfolgt aber beim Niedertemperaturnetz die Anhebung des Temperaturniveaus über zentrale Wärmepumpenanlagen ebenfalls in der Energiezentrale. Die Netzpumpen speisen die Wärme dann in das Wärmeversorgungsnetz ein. Hierbei besteht das Wärmeversorgungsnetz bedingt durch die höheren Netztemperaturen (ca. 45/30 °C) aus gedämmten Rohrleitungen (Kunststoffmantelrohrleitungen).

Die Energiezentrale wird in der südlichen Landschaft im Bereich des Sonnenhügels errichtet. Von der Energiezentrale aus wird das Baugebiet über zwei neu zu verlegende Hauptstränge erschlossen

(s. Abbildung 4 sowie Anlage 3). Die Haupttrassen befinden sich jeweils im Bereich der Uferpromenade des neu angelegten Sees und versorgen die östlichen und westlichen Baufelder.

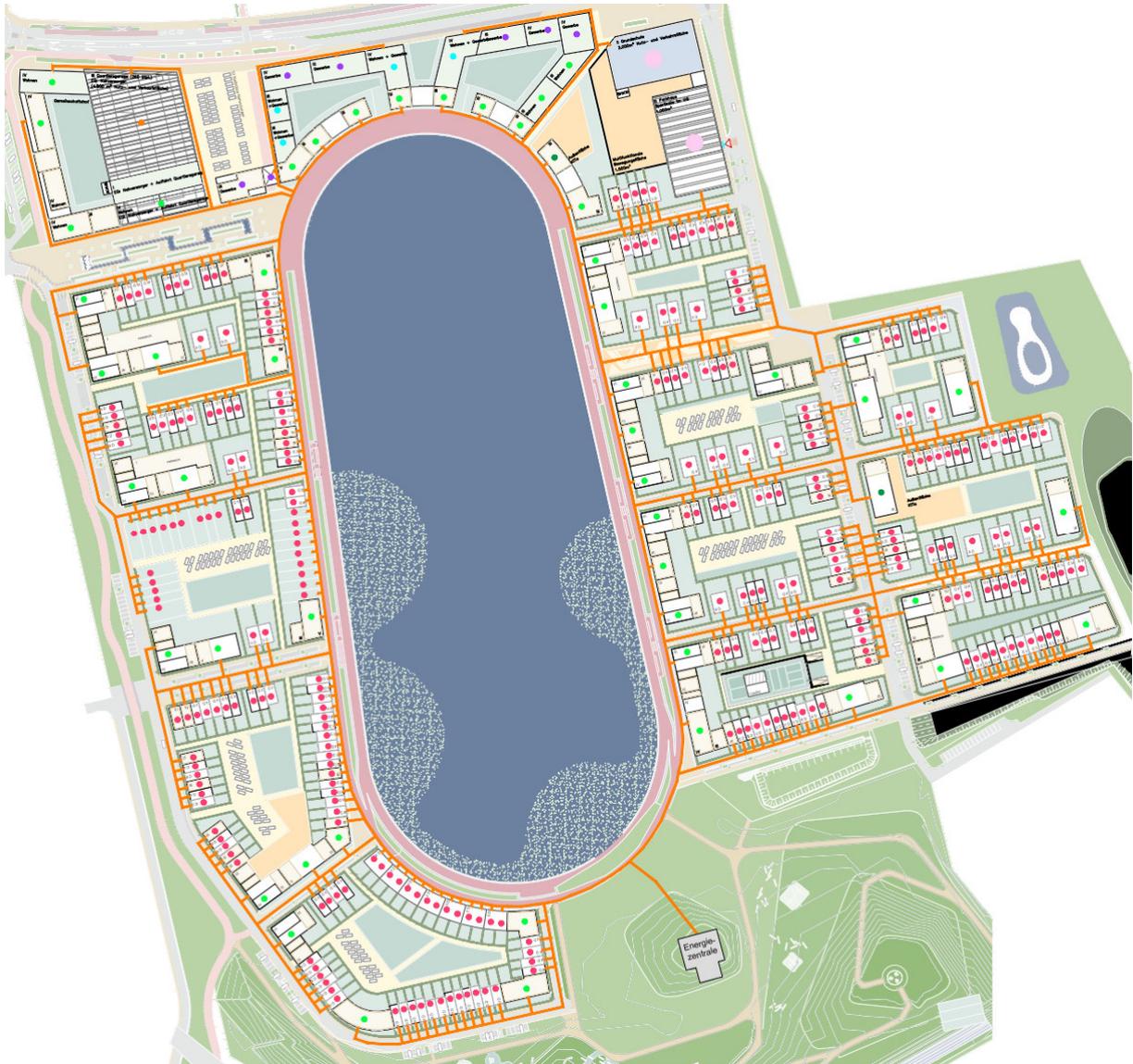


Abbildung 4: Lageplan Niedertemperaturnetz

In den an das Wärmeversorgungsnetz angeschlossenen Gebäuden ist im Vergleich zu Variante 1 nur noch eine klassische Wärmeübergabestation sowie teilweise ein Heizungspufferspeicher erforderlich. Der Heizungspufferspeicher sorgt hierbei vor allem für eine Reduzierung der Anschlussleistung bei Gebäuden mit einem hohen Spitzenbedarf an Trinkwarmwasser.

Für die Trinkwarmwassererwärmung sind Frischwasserstationen vorgesehen, so dass auch hier eine Netzvorlauftemperatur von ca. 45 °C für eine hygienische Trinkwarmwassererwärmung sichergestellt

ist. Durch eine optionale elektrische Nacherwärmung lassen sich nutzerabhängig auch höhere Trinkwassertemperaturen als 45 °C realisieren (Anlage 4).

Tabelle 6: Ansatz für Anschlussleistungen Niedertemperaturwärmenetz

Anschlussleistung inkl. TWW-Pufferspeicher	Anzahl [-]	Leistung/Einheit [kW]	Gesamtleistung aller Hausanschlüsse [kW]
Einfamilienhaus (EFH)	300	35	10.500
Mehrfamilienhaus (MFH)	56	50	2.800
Schule	1	175	175
Sporthalle	1	150	150
Gewerbe / andere Nicht-Wohnen	7	20	140
Nahversorgungszentrum	1	60	60
			<b>13.825</b>

Im Vergleich mit dem kalten Nahwärmenetz ergeben sich vor allem für die Einfamilienhäuser (EFH) deutlich höhere Anschlussleistungen. Die Trinkwarmwassererwärmung im Durchlaufprinzip benötigt kurzfristig hohe Wärmeleistungen. Für den reinen Heizwärmebedarf werden im Mittel 4 kW für die EFH angesetzt.

Für den Trinkwarmwasserbedarf ergibt sich bei 300 Anschlussnehmern gemäß der DIN 4708 ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,087. Somit ergibt sich eine resultierende Spitzenleistung für die Trinkwarmwasserbereitung der EFH von ca. 900 kW.

Tabelle 7: Ermittlung Spitzenleistung Niedertemperaturnetz

Bezeichnung	Wert
Anzahl EFH	300
Trinkwarmwasserbedarf (TWW)	35 kW
Summe Trinkwarmwasseranschlussleistung	10.500 kW
Gleichzeitigkeitsfaktor TWW-Bereitung	0,087
<b>resultierende Spitzenleistung TWW</b>	<b>910 kW</b>
Raumwärmebedarf EFH (RWB)	4 kW
<b>resultierende Spitzenleistung RWB</b>	<b>1.100 kW</b>
Anschlussleistung MFH + nicht-Wohnen	3.325 kW
Gleichzeitigkeitsfaktor MFH + nicht-Wohnen	0,7
<b>resultierende Spitzenleistung MFH + nicht-Wohnen</b>	<b>2.330 kW</b>
<b>Summe Spitzenleistung</b>	<b>4.340 kW</b>



Für den Raumwärmebedarf der EFH ergibt sich unter Berücksichtigung einer Gleichzeitigkeit eine resultierende Spitzenleistung von ca. 1.100 kW.

Für die insgesamt 66 Mehrfamilienhäuser und Nicht-Wohngebäude wird ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,7 angesetzt. Bezogen auf die Anschlussleistung von ca. 3.300 kW beträgt die Spitzenleistung dann ca. 2.300 kW.

Die Summe der Spitzenleistung addiert sich mit diesen Ansätzen auf ca. 4.300 kW, die nur in wenigen Stunden im Jahr abgerufen wird.

### 3.3 Variante 3 – dezentrale Wärmeversorgung

Neben den beiden netzgebundenen Versorgungsvarianten 1 und 2 wird ergänzend eine dezentrale Variante untersucht.

- Eine bisher übliche Erdgasversorgung in Kombination mit Solarthermie scheidet hier aufgrund der angestrebten Klimaneutralität des Quartiers und wegen des damit verbundenen geringen spezifischen Wärmebedarfes bei hohen Investitionskosten aus. Für einen denkbaren Ersatz von Erdgas durch Biogas reicht die zur Verfügung stehende Menge an Biogas nicht aus.
- Monovalente Solarthermieanlagen auf den Gebäudedächern können zwar einen Beitrag zur Wärmeversorgung leisten, sind jedoch gerade in der Heizperiode zeitweilig stark in ihrer Leistung eingeschränkt und stehen zudem in Flächenkonkurrenz zu möglichen PV-Dachanlagen.
- Pelletanlagen sind in Anbetracht des geringen Wärmebedarfs von Einfamilienhäusern nicht wirtschaftlich darstellbar. Aber auch bei Mehrfamilienhäusern sind der Aufwand für die Anlagentechnik sowie die mit dem Platzbedarf (Pelletkessel, Pelletlager, Abgassystem etc.) verbundenen Baukosten nachteilig.
- Erdwärmegestützte Wärmepumpensysteme kommt grundsätzlich auch als dezentrale Versorgungslösung in Betracht, wobei auf jedem Grundstück mindestens eine Erdwärmesonde zu installieren wäre. Allerdings würden bei derzeitigem Grundstückszuschnitt zum Teil die wasserrechtlich geforderten Mindestabstände zu Grundstücksgrenzen verletzt. Ebenso wäre im Einzelfall der geringe Abstand zu Gebäuden bei geringer Grundstücksgröße hinderlich. Dezentrale erdwärmegestützte Wärmepumpensysteme sind darüber hinaus aufgrund der hohen Investitionskosten in Verbindung mit dem geringen Wärmebedarf der Gebäude nicht wirtschaftlich.



- Die Nutzung von Grundwasser als Quelle für Wärmepumpenanlagen kommt an diesem Standort nicht in Betracht, weil die hydraulische Ergiebigkeit des obersten Grundwasserleiters nicht ausreichend ist.

Somit verbleibt als dezentrale Versorgungsvariante lediglich die Luft-Wärmepumpe. Einschränkend ist allerdings darauf hinzuweisen, dass durch die Außeneinheiten dieser Wärmepumpen insbesondere unter Last störende Schallemissionen auftreten können. Dies und insbesondere ausreichender Abstand von schallreflektierenden Gebäuden ist bei der Aufstellung zu berücksichtigen, zumal solche Einheiten häufig per se die Vermutung einer störenden Lärmquelle nahelegen. Dennoch wurde diese Versorgungsvariante in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (Kapitel 5) als dezentrale Vergleichsvariante betrachtet.

Allen dezentralen Versorgungslösungen ist allerdings gemein, dass eine Reduzierung der installierten Heizleistung aufgrund eines Gleichzeitigkeitsfaktors nicht in Betracht kommt. Ebenso können Wärmequellen wie z. B. das Seewasser oder Abwärmequellen mit einer dezentralen Versorgungsvariante nicht erschlossen werden, während als Vorteil die uneingeschränkte Individualität hervorzuheben wäre.



## 4 Detaillierte Betrachtung des favorisierten Konzeptes

### 4.1 Wärmequellen

Für die Wärmeerzeugung werden die im folgenden dargestellten Quellen untersucht.

- Seewasser
- Erdwärme
- Luftwärme
- Solarthermie

#### 4.1.1 Seewasser

Der geplante künstliche See bedeckt eine Fläche von etwa 54.000 m<sup>2</sup>, hat eine Tiefe von max. 3,4 m und ein Volumen von ca. 135.000 m<sup>3</sup>. Das Wasservolumen wird durch solare Einstrahlung erwärmt; Winde aus vorwiegend westlicher Richtung führen zu einer Durchmischung des Wasserkörpers, so dass sich erwartungsgemäß keine thermische Schichtung aufbauen wird. Die Temperatur des Seewassers variiert gemäß Abbildung 5 saisonal zwischen 0 und 25 °C, wobei in ungünstigen Prognosejahren zwar die maximale Temperatur um bis zu zwei Grad geringer ausfällt, die Seetemperatur aber insgesamt über einen Prognosezeitraum von 15 Jahren weitgehend stabil ist. Saisonal erreicht die Wassertemperatur in der Zeit von Anfang Juli bis Ende September durchschnittlich 20 °C, von Mitte Januar bis Mitte April liegt die Temperatur durchschnittlich unter 5 °C. Das Gewässer ist somit eine Wärmequelle, die von Mitte April bis Ende November, also insbesondere in der Heizperiode der zweiten Jahreshälfte genutzt werden kann.

Im Rahmen erster Voruntersuchungen wurde eine direkte Nutzung des Seewassers in Wärmepumpen favorisiert, weil diese mit sehr hohen Wirkungsgraden und hoher Leistungsdynamik verbunden sind. Eine eingehende Analyse der zu erwartenden chemischen Beschaffenheit des Seewassers, das sich aus Grundwasser und Niederschlagswasser speist, zeigt, dass es durch die Mischung unterschiedlicher Wasserquellen zu substantiellen Ausfällungsreaktionen kommen wird. Zudem werden durch Niederschlagswasser und durch Bewuchs im unmittelbaren Umfeld des Sees Schwebstoffe und Pflanzenreste in das Gewässer eingetragen. Eine direkte Nutzung des Seewassers würde zumindest eine umfassende Feinfiltration des durch die Wärmepumpen angesaugten Wassers erfordern. Weiterhin würden Ablagerungen in den Rohrleitungen durch chemische Ausfällungsreaktionen, aber auch durch eine Besiedlung mit Süßwassermuscheln ein erhebliches betriebstechnisches Risiko darstellen. Die damit verbundenen Instandhaltungskosten sind kaum zu quantifizieren. Vor diesem Hintergrund wird die direkte Seewassernutzung verworfen. Stattdessen wird eine indirekte Seewassernutzung mit Hilfe von Wärmetauschern im See im Rahmen der weiteren Planung bevorzugt.



Die indirekte thermische Nutzung von Seewasser ist in den Sommermonaten im Hinblick auf die Seeökologie technisch gewünscht, um das biologische Wachstum durch eine Absenkung der Wassertemperaturen möglichst stark zu reduzieren. Die zuständige Untere Wasserbehörde bevorzugt derzeit ein möglichst natürliches und unbeeinflusstes Gewässer, so dass nachfolgend konservativ eine moderate Abkühlung in den Sommermonaten um 3 K zu Grunde gelegt wird. In den ersten drei Monaten des Jahres ist eine energetische Nutzung des Gewässers voraussichtlich ohnehin nur in geringem Umfang möglich, weil bei einer natürlichen Wassertemperatur von unter 4 °C und einer Temperaturspreizung von 3 K bei der Wärmegewinnung eine Eisbildung nicht auszuschließen ist.

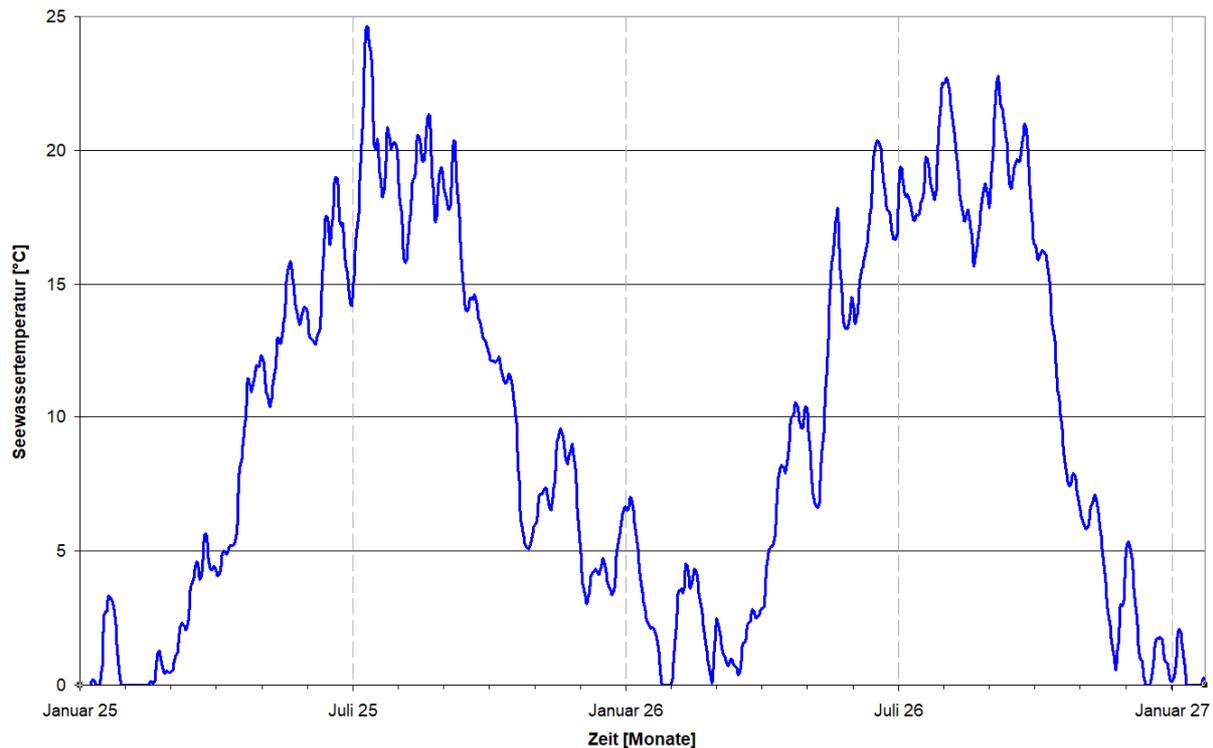


Abbildung 5: Prognose der ungestörten Seewassertemperatur 2025-2026 (Quelle: Berechnung durch ARGE Hillerheide – BCE)

Als technische Lösungen stehen für eine indirekte Wärmegewinnung aus einem Gewässer zwei Konzepte zur Verfügung:

Seebodenkollektor: Im Bühnensee der Gemeinde Malsch (Landkreis Karlsruhe) wurde im Jahr 2021 ein ca. 1.500 m<sup>2</sup> großer Wärmekollektor auf dem Seeboden verankert. Dieser Kollektor entzieht dem See nach dem Prinzip eines Erdwärmeflächenkollektors Wärme und führt diese über eine Wärmepumpe dem Nahwärmenetz zu. Der Seewasserkollektor ist in eine etwa 15 cm mächtige Schotterschicht eingebettet und auf diese Weise sowohl gegen Auftrieb als auch gegen mechanische Beschädigungen, die von der Wasseroberfläche ausgehen könnten, geschützt. Da der See den Wärmeentzug über die Sonne und das umgebende Erdreich ausgleicht, kühlt er sich nur um ca. 1 K ab. Betriebserfahrungen liegen aufgrund des noch kurzen Betriebszeitraums noch nicht vor.



Gewässerwärmetauscher: Der Gewässerwärmetauscher ist ein tonnenförmiger Wärmetauscher, der durch Ankerungsgewichte auf dem Seeboden befestigt ist und aufgrund der geringen Dichte des verwendeten HDPE Kunststoffes in der Wassersäule unterhalb der Wasseroberfläche schwimmt. Innerhalb des Gehäuses, das gegen mechanische Beschädigungen schützt, befinden sich gemäß Abbildung 6 Kapillarmatten, durch die ein Wärmeträgermedium (Wasser-Monoethylengemisch) zirkuliert. Das Seewasser gibt seine Wärme durch die Wandung der Kapillarrohre an das Wärmeträgermedium ab und sinkt aufgrund der dann erhöhten Dichte in die Tiefe, um aus dem nach unten offenen Wärmetauscher auszuströmen. Der entstehende Konvektionsstrom lässt warmes Oberflächenwasser in den Wärmetauscher nachströmen. Die Leistung eines Wärmetauschermoduls wird herstellereits mit 15 kW angegeben. Derartige Gewässerwärmetauscher wurden sowohl in Deutschland als auch im Ausland bereits installiert, wobei auch mehrere Module miteinander verschaltet wurden, um eine höhere Gesamtleistung zu erzielen. Betriebserfahrungen für einen solchen Gewässerwärmetauscher liegen für eine Nutzung im Hafen Olpenitz (Kappeln, SH) vor.



Abbildung 6: Seewasserwärmetauscher mit Kapillarmatten (Quelle: elringkliger Kunststofftechnik)

Eine vergleichende Bewertung ergibt, dass der Seebodenkollektor durch die Ablagerung von Sediment und durch Vegetation im Bereich des Seebodens mit den Jahren einen zunehmend schlechteren hydraulischen Austausch mit der freien Wassersäule hat und somit einen Leistungsverlust erfahren wird. Eine Entfernung der Ablagerungen erscheint, wenn überhaupt, nur mit erheblichem technischem Aufwand möglich. Zudem ist der Flächenverbrauch vergleichsweise hoch und eine Beseitigung von Störungen schwierig. Im Gegensatz dazu können die schwimmenden Gewässerwärmetauscher erforderlichenfalls zu Reinigungs- oder Reparaturzwecken geborgen werden. Betriebserfahrungen



zeigen, dass es auf der Außenwand des Gehäuses im Brackwasser zur Besiedlungen durch Muscheln kommen kann, die mechanisch entfernt werden können. Im Inneren des Wärmetauschers wurde keine Besiedlung festgestellt; Sedimentauflagerungen auf den senkrecht angeordneten Kapillarmatten sind vernachlässigbar gering.

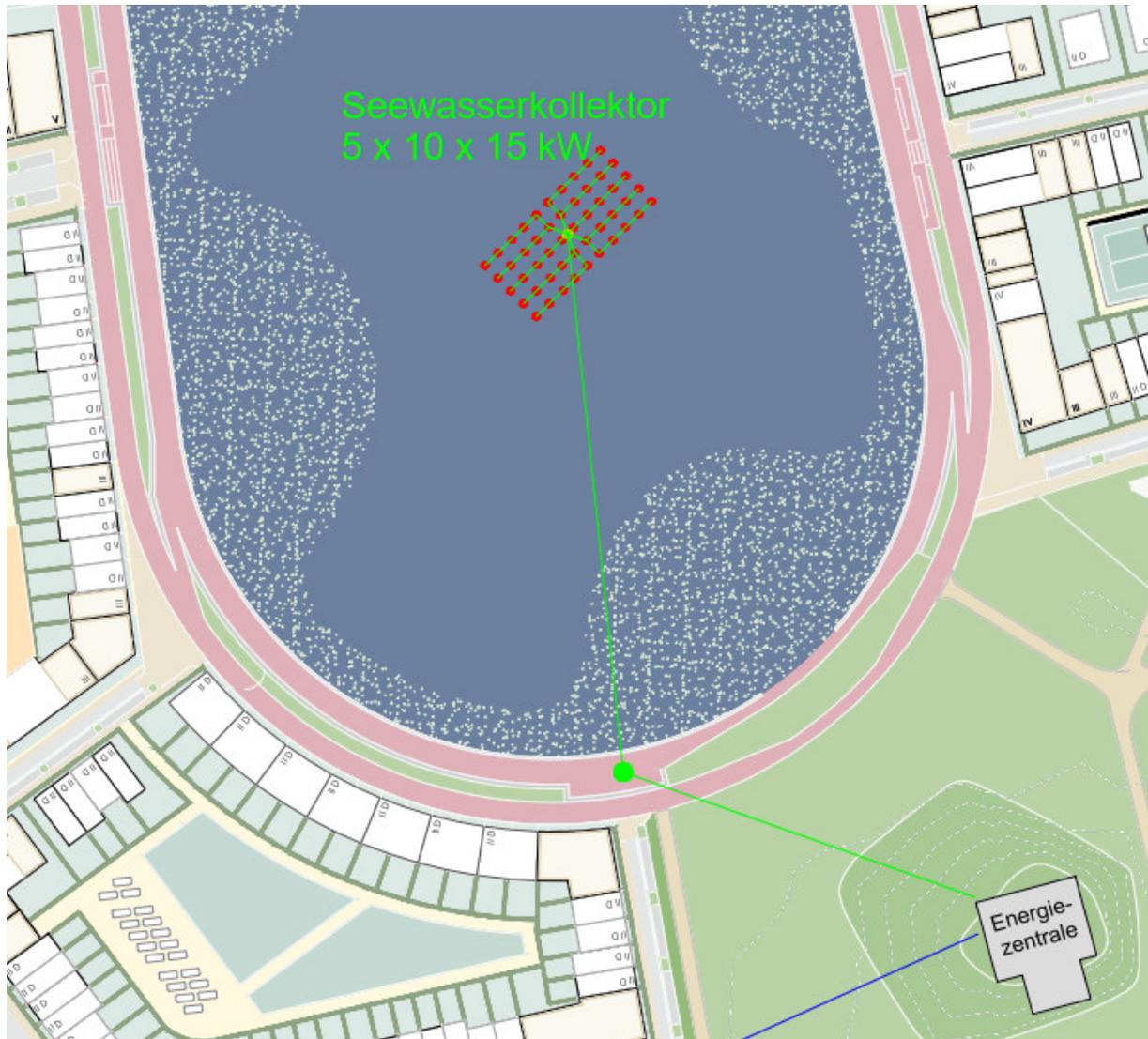


Abbildung 7: Anordnung der Seewasserwärmetauscher im See

Zum aktuellen Stand der Planung wird eine indirekte Nutzung des Seewassers durch tonnenförmige Gewässerwärmetauscher favorisiert. Dazu sollen gemäß Abbildung 7 fünfzig Seewasserwärmetauscher clusterförmig etwa in der Mitte des Sees installiert werden. Die installierte Leistung beträgt unter Auslegungsbedingungen 750 kW. Die Module sind parallelgeschaltet, wobei die Vor- und Rücklaufleitungen in einem zentralen Schacht zusammengeführt werden. Jedes Modul kann dort hydraulisch einreguliert und erforderlichenfalls durch Kugelhähne im Vor- und Rücklauf abgesperrt werden. Die Hauptvor- und Rücklaufleitungen des Wärmetauscherclusters werden durch die Abdichtung des Seebodens geführt und unter diesem zum Ufer und weiter in die Energiezentrale geführt. Ein Ramm-

schutz, der das Cluster einrahmt verhindert denkbare Beschädigungen z. B. durch Mähboote oder andere Wasserfahrzeuge.

Aufgrund von Simulationsrechnungen ist von einem potenziellen jährlichen Ertrag von etwa 2.400 MWh auszugehen, wobei die Seewassertemperatur um nicht mehr als 3 K abnimmt.

## 4.1.2 Erdwärme

Für die Nutzung von oberflächennaher Erdwärme stehen grundsätzlich drei sehr gut erprobte Konzepte zur Auswahl. Erste Voruntersuchungen präferierten die Installation von drei Erdwärmekollektorfeldern unter dem Seeboden. Dieser Ansatz musste jedoch verworfen werden, weil die künstliche Basisabdichtung des überlagernden Gewässers den Eintrag von Sickerwasser in den Erdwärmekollektor weitgehend unterbindet. Ohne das Einsickern von warmem Oberflächenwasser ist die Wärmezufuhr des Erdkollektors jedoch sehr stark eingeschränkt. Eine Einbringung der Erdkollektoren in einen Grundwasserleiter wäre technisch am Projektstandort grundsätzlich möglich, würde jedoch einen erheblichen Mehraufwand bei der Wasserhaltung erfordern. Außerdem ist die Fließgeschwindigkeit im obersten Grundwasserleiter zu gering, um den Erdwärmekollektoren mit dem Grundwasserstrom ausreichend Wärmeenergie zuzuführen.

Alternativ kann Erdwärme auch durch eine direkte Nutzung von Grundwasser über eine Galerie aus Saug- und Schluckbrunnen genutzt werden. Dies kommt allerdings am Projektstandort nicht in Betracht, weil der einzige wasserrechtlich nutzbare Grundwasserleiter sowohl eine zu geringe wassererfüllte Mächtigkeit aufweist als auch durch eine geringe hydraulische Durchlässigkeit gekennzeichnet ist. Darüber hinaus lassen die geologischen Untergrundverhältnisse erwarten, dass das Grundwasser stark kalkhaltig und somit für Wasser-Wasser-Wärmepumpen ungeeignet wäre.

Eine weitere Form der geothermischen Wärmegewinnung stellen Erdwärmesonden (EWS) dar. Die Sonden bestehen aus zwei U-förmigen Polyethylen-Rohren (HDPE DA 35, SDR 11), die vorkonfektionierte auf die Baustelle geliefert und nach Einbau in das fertige Bohrloch mit einem hochwärmeleitenden Verpressbaustoff ( $\lambda = 2,0 \text{ W/(m K)}$ ) verpresst werden. Die einzelnen Sonden werden durch horizontale Leitungen mit einem Sammelschacht verbunden, in dem der hydraulische Abgleich der Sonden erfolgt (Abbildung 8). Um einen ausreichende Wärmeaustrag in den Sonden zu gewährleisten, ist turbulente Strömung und ein typischer Volumenstrom von  $1,8 \text{ m}^3/\text{h}$  je Doppel-U-Sonde erforderlich. Der Druckverlust bis zum Abgang Hauptleitung beträgt ca. 1.210 mbar.



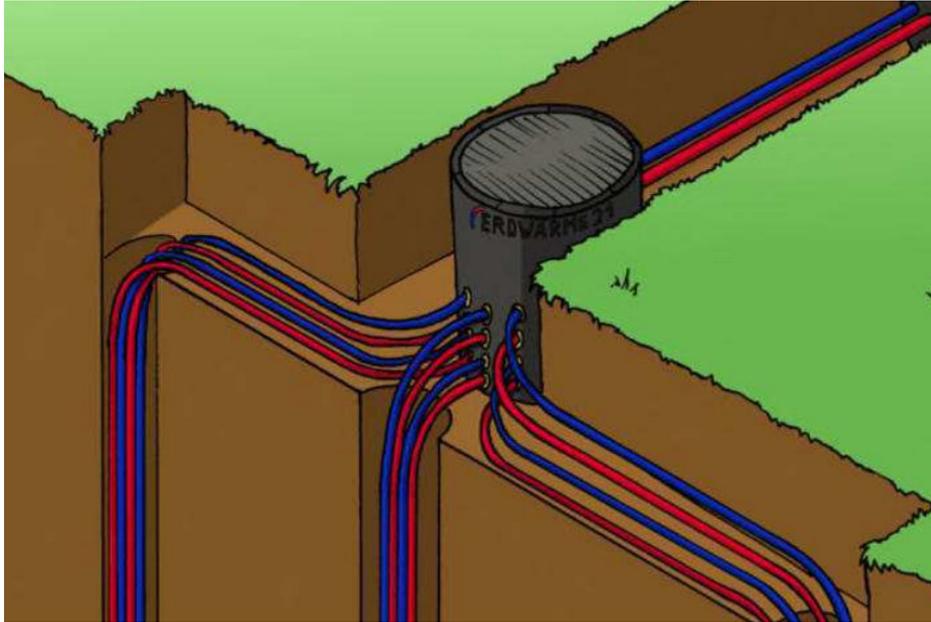


Abbildung 8: Anbindung von Erdwärmesonden in einem Sammelschacht

Für das Quartier Hillerheide werden planmäßig 300 Erdwärmesonden zu je 120 m in zwei Sondenfeldern installiert. 210 Erdwärmesonden werden vor dem Bau des Sees erstellt und befinden sich später unter der Basisabdichtung des Sees. Weitere 90 Sonden werden im Bereich der südlichen Landschaft installiert (Abbildung 9). Die Erdwärmesonden unter dem See werden in acht Sammelschächten zusammengeführt, die im Bereich der südlichen Uferpromenade angeordnet werden und jederzeit für ggf. erforderliche Inspektionen zugänglich sind. Die Sammelschächte sind untereinander über eine Tichelmann-Schaltung hydraulisch abgeglichen und durch eine gemeinsame Hauptleitung mit der Energiezentrale verbunden. In ähnlicher Weise werden auch die 90 Erdwärmesonden in der südlichen Landschaft an die Energiezentrale angebunden. Als Schutz gegen austretendes Wärmeträgermedium (Wasser-Monoethylengemisch) sind die monolithischen HDPE-Schächte tagwasserdicht ausgeführt.



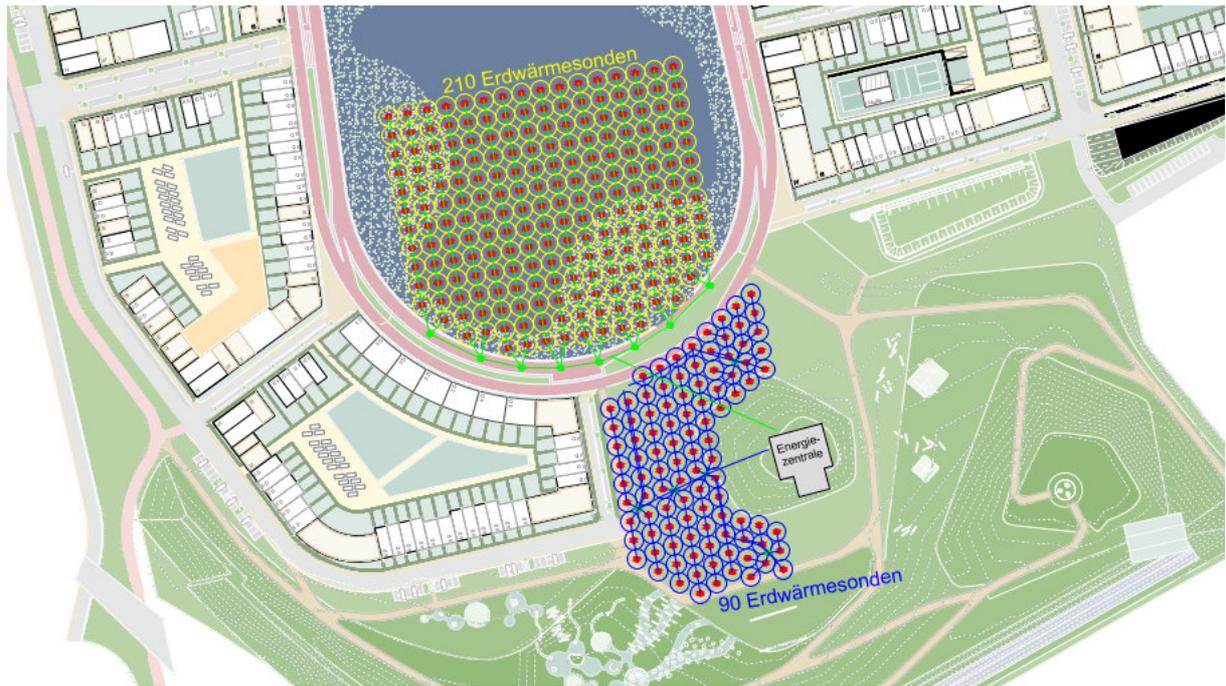


Abbildung 9: Lageplan der Sondenfelder

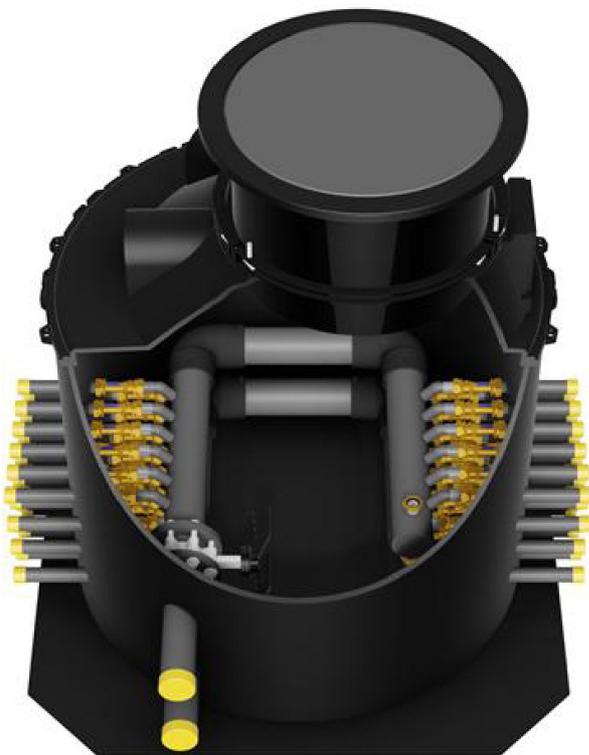


Abbildung 10: Sammelschacht für Erdwärmesonden mit Abgängen zu den EWS und dem Sammelvor- und rücklauf



Die Realisierung der Sondenfelder erfolgt in zwei Phasen, wobei aus Gründen des Bauablaufs zunächst das Sondenfeld unter dem künstlichen See erstellt wird. Nachfolgend werden die 90 Erdwärmesonden im südlichen Teil des Baugebietes erstellt. Dadurch bietet sich die Möglichkeit, die Zahl der Erdwärmesonden aufgrund von dann konkreteren Angaben zum tatsächlichen Wärmebedarf des Quartiers zu erhöhen oder zu verringern.

Überschüssige Wärme (z. B. aus den Luftwärmetauschern – s. 4.1.3) erwärmt den umgebenden Gesteinskörper, so dass sie dort bis zur nächsten Heizperiode gespeichert wird. Unter Beachtung der standortspezifisch zu erwartenden genehmigungsrechtlichen Auflagen wird gegen Ende des Sommers im Sondenfeld eine Soletemperatur von mindestens 20 °C, kurzfristig auch von bis zu 25 °C angestrebt, um den saisonalen Wärmespeicher vollständig zu laden.

### 4.1.3 Luftwärme

Oberhalb von 5 °C ist die Temperatur der Wärmequelle Luft höher und somit deren Nutzung effizienter als die einer typischen Erdwärmesonde. Deshalb wird die über einen Luftwärmetauscher gewonnene Wärme in das Primärnetz der Wärmepumpenanlage eingespeist und unmittelbar von den zentralen Wärmepumpen zur Wärmezeugung genutzt. Auf Grundlage von Daten des Deutschen Wetterdienstes (Daten Testreferenzjahr Recklinghausen Hillerheide, Lufttemperatur in 2 m Höhe) ist typischerweise ein solcher Wärmegewinn während rund 6.800 Stunden des Jahres möglich. In sehr kalten Heizperioden ergibt sich immer noch eine technisch Nutzungsdauer von etwa 6.300 Stunden (Abbildung 11). Übersteigt dabei in den Sommermonaten die aus der Luft gewonnene Wärmemenge den momentanen Wärmebedarf der Wohngebäude, wird die ansonsten ungenutzte Wärmeenergie in die Erdwärmesonden abgeleitet und dort gespeichert.

Unterhalb von 5 °C kann es am Luftwärmetauscher im Bereich des Luftaustritts zur Vereisung durch gefrierende Luftfeuchtigkeit kommen. Der Luftwärmetauscher wird dann automatisch abgeschaltet, und die Erdwärmesonden oder die Gewässerwärmetauscher werden solange als Wärmequelle genutzt, bis die Lufttemperatur wieder die Temperatur des Primärnetzes übersteigt.



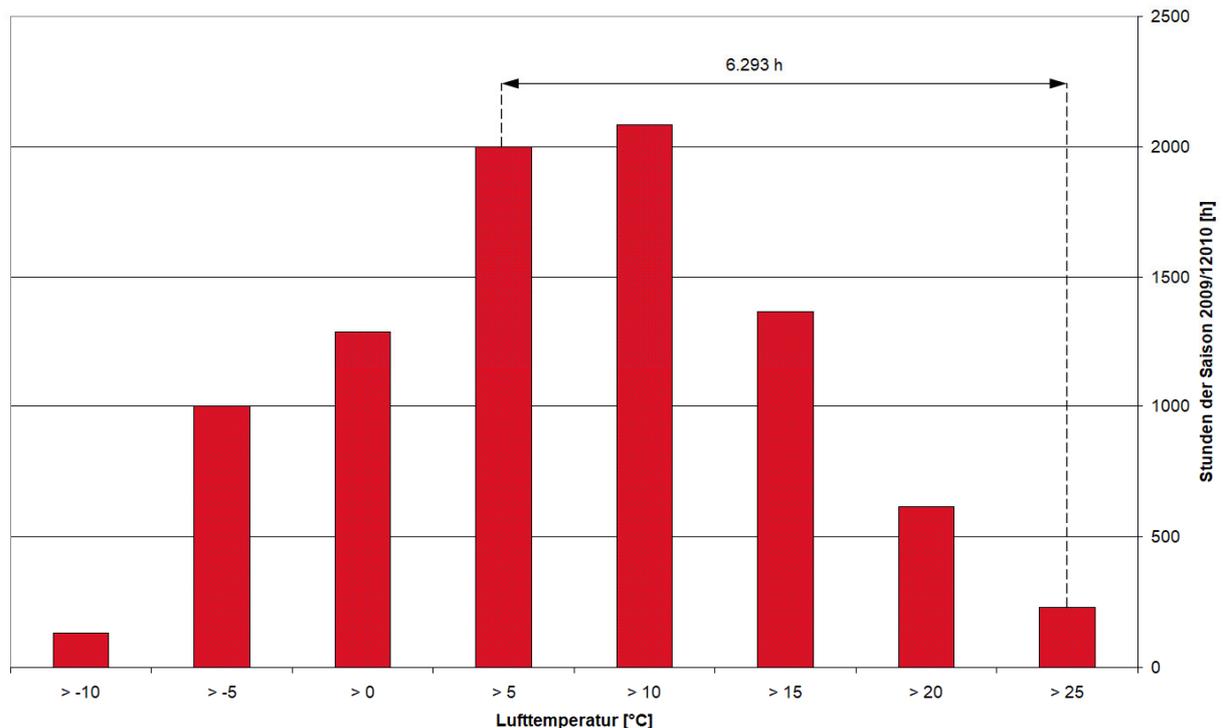


Abbildung 11: Lufttemperatur 2 m über Grund in kaltem Referenzjahr 2009-2010

#### 4.1.4 Solarthermie

Als weitere Wärmequelle steht Solarwärme grundsätzlich zur Verfügung. Eine mögliche Aufstellfläche ist dabei die südliche Seite des Lärmschutzbauwerks zwischen der Autobahn A2 und dem Quartier Hillerheide. Das Lärmschutzbauwerk folgt dem Verlauf der Autobahn bzw. der Abfahrt und weist auf einer nutzbaren Länge von 460 m eine Steigung von 34° (67 %) aus.

Im Vorfeld zur Machbarkeitsstudie wurde ein Blindgutachten erstellt und mit dem Landesbetrieb Straßenbau Nordrhein-Westfalen (heute Autobahn GmbH) abgestimmt. Aus dem Blindgutachten ergeben sich die möglichen Aufstellwinkel der Solarthermie- oder Photovoltaikmodule von 10° bzw. 50°.

Zur Wärmegewinnung sind grundsätzlich Flachkollektoren, Vakuumröhrenkollektoren oder Hybridkollektoren geeignet.

Flachkollektoren werden vor allem auf Gebäudedächern zur Trinkwarmwasserbereitung und ggf. zur Heizungsunterstützung installiert. Auch für Wärmeversorgungsnetze mit geringerem Temperaturniveau (< 90 °C) sind diese Anlagen geeignet.

Vakuumröhrenkollektoren können höhere Temperaturen auch bei schlechteren Strahlungswerten im Vergleich zu den Flachkollektoren bereitstellen und werden daher vor allem bei Systemen zur Heizungsunterstützung oder für Prozesswärme bzw. Wärmeversorgungsnetze mit höheren Vorlauftemperaturen genutzt.



Hybridkollektoren bestehen aus einem Photovoltaikkollektor zur solaren Stromerzeugung auf der Vorderseite und einem Wärmetauschersystem auf der Rückseite der Kollektoren zur Wärmegewinnung. Es sind verschiedene Bauformen von Hybridkollektoren auf dem Markt, die sich vor allem in der Art des rückwärtigen Wärmetauschersystems unterscheiden. Als Wärmequelle für Wärmepumpen sind solche Hybridkollektoren besser geeignet als zur direkten Wärmenutzung, da sie relativ geringe Vorlauftemperaturen aufweisen (je nach Bauart und hydraulischer Verschaltung ca. 20-30 °C).

Die Untersuchungen im Rahmen der Machbarkeitsstudie haben ergeben, dass die solaren Systeme im Vergleich zu den anderen Wärmequellen nur einen geringeren Beitrag zum Gesamtsystem leisten können. Dies ist u. a. den für solare Wärmeerzeugung im Winterhalbjahr ungünstigen Vorgaben aus dem Blendgutachten zur Neigung der Solarmodule geschuldet. Daher wird die Solarwärme im weiteren Planungsverlauf nicht primär weiterverfolgt. In der Energiezentrale werden aber Reserveanschlüsse und Leerrohre bzw. Gebäudeeinführungen vorgesehen, um bei geänderten Rahmenbedingungen (z. B. ein steigender Wärmebedarf) die Option der solaren Wärmegewinnung dennoch in das Gesamtsystem zu integrieren.

## 4.1.5 Zusammenspiel der Wärmequellen

Um die einzelnen Wärmequellen optimal in das Wärmeversorgungskonzept einbinden zu können wurden Simulationen durchgeführt. Hierbei ist vor allem relevant, dass es einen zeitlichen Versatz von Wärmebedarf (durch Heizwärme vor allem im Winterhalbjahr) und Wärmeangebot (vor allem im Sommerhalbjahr) gibt. Daher werden im Folgenden die zeitlichen Verläufe von Wärmebedarf und Wärmepotential je Wärmequelle dargestellt.

Der Jahreswärmebedarf beträgt ca. 5.600 MWh/a inkl. den angesetzten Netzverlusten. Bei einem mittleren COP von 4,0 für die Wärmepumpen ergibt sich daraus ein Strombedarf von ca. 1.400 MWh/a sowie ein Umweltwärmebedarf von ca. 4.200 MWh/a.



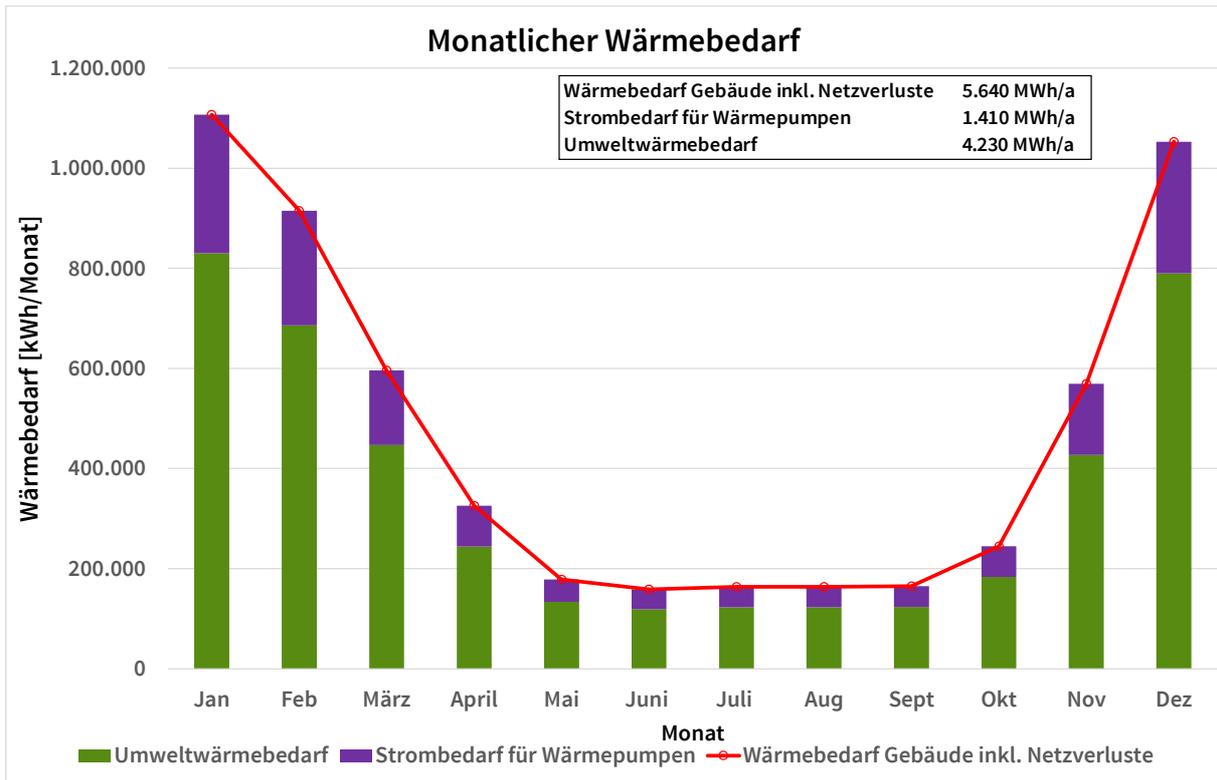


Abbildung 12: Darstellung monatlicher Wärmebedarf

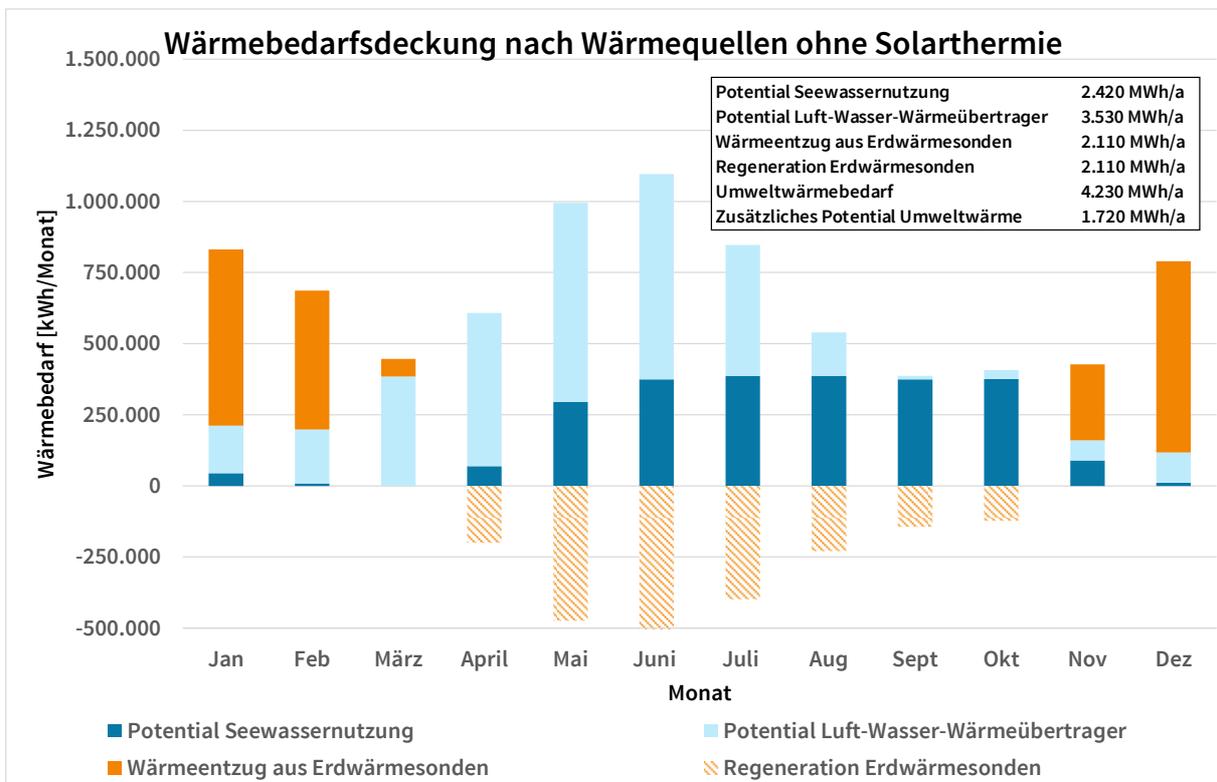


Abbildung 13: Wärmebedarfsdeckung nach Wärmequellen ohne Solarthermie

Das Potential der Seewassernutzung beträgt dabei ca. 2.400 MWh/a. Aufgrund der jahreszeitlichen Verschiebung der Seewassertemperaturen zur Lufttemperatur fängt eine mögliche Nutzung des Sees als Wärmequelle erst im April langsam an. Im Bereich von Juni bis Oktober ist das monatliche Wärmepotential des Sees relativ konstant. Dies liegt daran, dass parallel zu den steigenden Seewassertemperaturen auch die Erdwärmesonden schon (teilweise) regeneriert werden. Somit steigt auch die Temperatur des saisonalen Erdspeichers und die Temperaturdifferenz zwischen Seewasser und Erdreich bleibt ungefähr gleich.

Aus der Umgebungsluft kann fast ganzjährig Wärme entzogen werden. Das größte Potential der Umgebungsluft besteht in den Monaten April bis Juli. Danach ist, wie schon bei der Seewassernutzung beschrieben, die Temperaturdifferenz zwischen Luft und Erdreich geringer, da der Erdwärmespeicher schon stark beladen ist. Im Winter gibt es immer wieder Stunden, in denen die Lufttemperatur größer ist als die Temperatur des im Winterverlauf immer stärker entladenen Erdwärmespeichers. Somit kann hier bei einer ausreichend großen Temperaturdifferenz auch im Dezember bis März zumindest teilweise die Umgebungsluft als Wärmequelle genutzt werden.

Die Erdwärmesonden werden vor allem im Zeitraum von November bis März als Wärmequelle genutzt. Zwischen April und Oktober werden die Erdwärmesonden mit der überschüssigen Umweltwärme aus dem See und der Umgebungsluft regeneriert, um dann während der nächsten Heizperiode wieder zur Verfügung zu stehen.

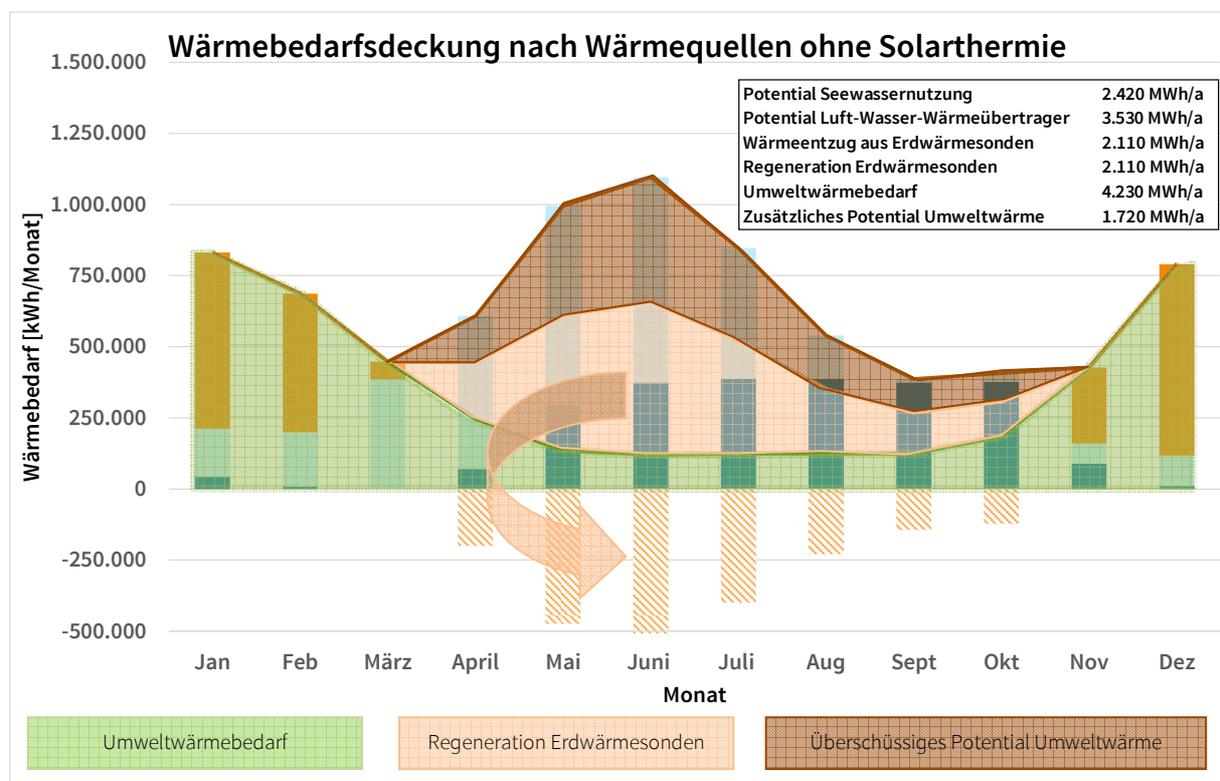


Abbildung 14: Wärmebedarfsdeckung, Regeneration Erdwärmesonden und überschüssiges Potential an Umweltwärme

Im Zeitraum von April bis Oktober wird überwiegend nur Wärme zur Trinkwarmwasserbereitung benötigt. Die hierfür benötigte Umweltwärme kann in den meisten Stunden direkt aus dem See oder der Luft entnommen werden. In den Übergangszeiträumen zu Beginn und gegen Ende der Heizperiode kann es auch zu einem Quellenwechsel am Morgen und in den Abendstunden kommen. So wird z. B. an warmen Tagen die Luft als Wärmequelle genutzt und in den kühlen Nachtstunden der wärmere Erdwärmespeicher. Dadurch wird jederzeit die energetisch günstigste Wärmequelle genutzt. In den Wintermonaten werden hingegen überwiegend die Erdwärmesonden genutzt und die Luftwärme stellt in der Regel nur tagsüber eine untergeordnete Wärmequelle dar, wenn hier die Lufttemperatur die Temperatur im Erdreich übersteigt.

Wie in Abbildung 14 ersichtlich ist, ist im Zeitraum vom April bis Oktober neben dem jeweils aktuellen Umweltwärmebedarf und dem Bedarf zur Regeneration der Erdwärmesonden auch noch ein überschüssiges Potential an Umweltwärme vorhanden. Dies liegt daran, dass mit steigenden Seewasser- und Lufttemperaturen das Umweltwärmepotential deutlich steigt. Dies könnte dazu verleiten, die Luft- und Seewasseranlagen kleiner auszuführen. In den Übergangsmonaten und im Winter ist das Potential aus dem See und der Umgebungsluft aufgrund der geringeren Temperaturen deutlich kleiner als im Sommerhalbjahr. Aber auch in diesem Zeitraum soll zumindest anteilig die Wärme aus der Luft und dem See genutzt werden soll. Daher ist eine Verkleinerung der Anlagengröße für die Seewasser- und Luftwärmenutzung nicht sinnvoll, da dann zusätzliche teure Erdwärmesonden für die Wärmeversorgung im Winter und den Übergangszeiten benötigt würden.

## 4.2 Wärmespeicher

### 4.2.1 Saisonale und Mittelfrist-Wärmespeicher

Die Nutzung von regenerativer Wärme erfordert für eine ganzjährige Vollversorgung die Speicherung von Wärme, weil die Wärmeverfügbarkeit und der Wärmebedarf sowohl innerhalb eines Tages als auch im Verlauf eines Jahres voneinander abweichen.

In einer ersten Untersuchung wurde der Bau eines 8.000 m<sup>3</sup> großen Kiesspeichers vorgeschlagen. Nach Ermittlung des zu erwartenden Wärmebedarfs müsste dieser jedoch erheblich größer dimensioniert werden, um einen relevanten Beitrag zur saisonalen Wärmespeicherung beizutragen. Zudem sprechen ungelöste statische Probleme und teils negative Betriebserfahrungen aus Referenzprojekten gegen eine solche Lösung.

Stattdessen dient zum einen der Wasserkörper des künstlichen Sees mit einer Phasenverschiebung von bis zu drei Monaten als mittelfristiger Wärmespeicher: Solare Wärme, die das Seewasser in den Sommermonaten erwärmt hat, kann mit einer Phasenverschiebung von etwa drei Monaten bis weit in die Heizperiode hinein über die dort installierten Gewässerwärmetauscher aus dem See mit einer Kälteleistung von bis zu 750 kW zurückgewonnen werden.



Des Weiteren dienen die Erdwärmesonden als saisonaler Wärmespeicher: Der am Ende einer Heizperiode stark abgekühlte Untergrund wird in den folgenden Sommermonaten mit überschüssiger Umweltwärme wieder erwärmt (regeneriert). Soweit verfügbar wird zusätzlich Wärme im Untergrund eingespeichert um die Gesteinstemperatur im Umfeld der Erdwärmesonden auf 10 K über der Grundwassertemperatur (12 °C), also auf 22 °C anzuheben. Diese Energie wird in der darauffolgenden Heizperiode über die Erdwärmesonden zurückgewonnen und steht der Wärmeversorgung des Quartiers dann zur Verfügung, wenn Sonne, Luft und Seewasser nicht oder in unzureichendem Umfang nutzbar sind.

Numerische Simulationsrechnungen zeigen die saisonalen Temperaturschwankungen im Erdwärmesondenfeld (Abbildung 15). Bereits nach zwei Betriebsjahren bildet sich ein quasistationäres Wärme- feld im Untergrund aus, das über einen angenommenen Betriebszeitraum von 50 Jahren keinen relevanten Schwankungen unterworfen ist (Abbildung 16). Die jährlich speicherbare Wärmemenge deckt den Wärmebedarf der Erdwärmesonden gem. Abbildung 14 vollständig ab.

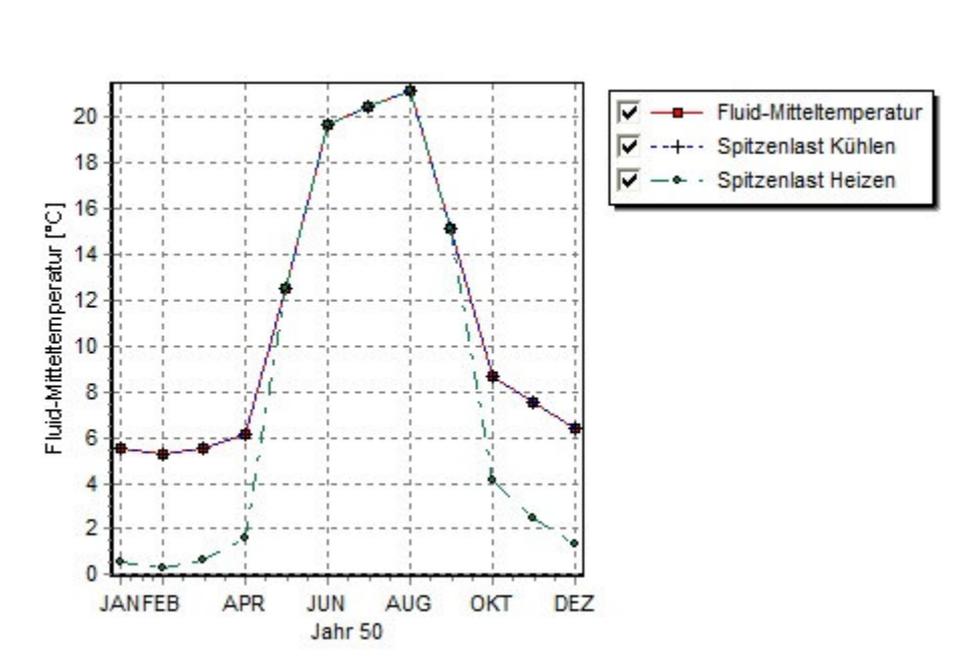


Abbildung 15: Erdwärmesondenfeld - Temperaturtrend im 50. Jahr



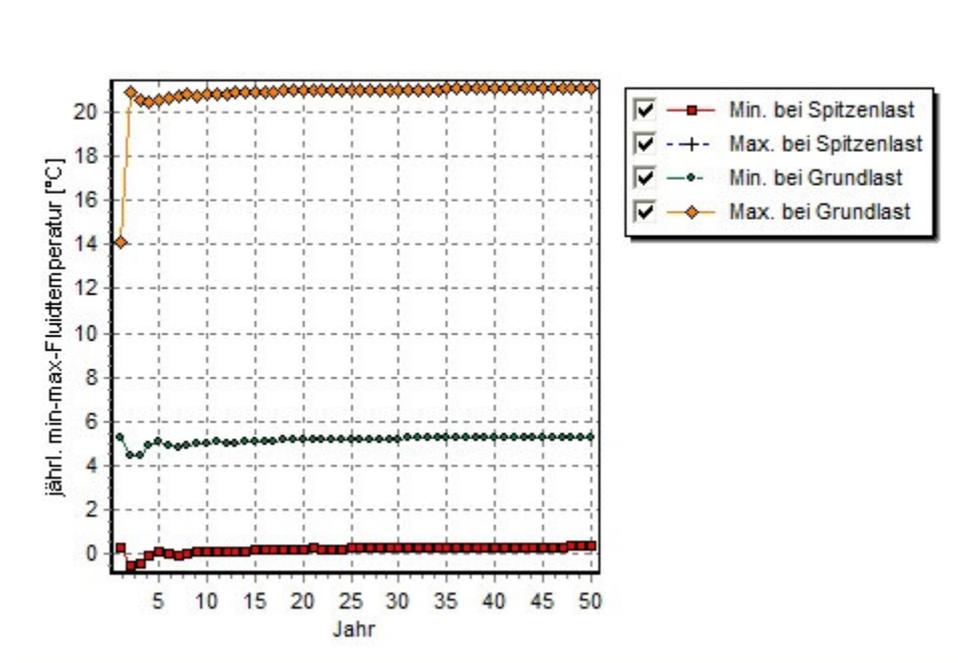


Abbildung 16: Erdwärmesondenfeld - Temperaturtrend über 50 Jahre

## 4.2.2 Kurzfristspeicher

Zusätzlich zu Speichern auf der Wärmequellenseite (Erdwärmesondenfelder und Seewasser) wird in der Energiezentrale ein Pufferspeicher mit einem Wasservolumen von 100 m<sup>3</sup> sekundärseitig zwischen Wärmepumpen und Nahwärmenetz installiert. Dieser Pufferspeicher dient der Glättung des lastabhängigen Betriebes der Wärmepumpen und weist bei einer Spreizung von 15 K (45/30 °C) eine Speicherkapazität von ca. 1.850 kWh auf. Bei einer Spreizung von 20 K (45/25 °C) steigt die Speicherkapazität auf ca. 2.500 kWh bzw. bei 30 K (45/15 °C) auf ca. 3.700 kWh. Daher wird auch zur Maximierung der Speicherkapazität eine möglichst geringe Rücklauftemperatur angestrebt.

Neben seiner Funktion zur Optimierung des Wärmepumpenbetriebs sowie als hydraulische Weiche zwischen Wärmeerzeugern (Wärmepumpenanlage) und Wärmeversorgungsnetz kann der Pufferspeicher auch zur Flexibilisierung des Betriebs eingesetzt werden. Bei temporären Überschüssen aus den Photovoltaikmodulen auf dem Lärmschutzbauwerk oder bei entsprechenden Preissignalen aus dem Strommarkt kann der Pufferspeicher auch vollständig geladen werden, um Stromüberschüsse auf lokaler Ebene oder Netzebene zur Wärmeerzeugung zu nutzen. Hierzu werden Schnittstellen für einen automatisierten strommarkt- oder netzdienlichen Betrieb der Wärmepumpen (VHPReady 4.0 oder ähnliche Lösungen) genutzt.

In den größeren Gebäuden (Mehrfamilienhäuser, Gewerbe, Nahversorger, Schule und Sporthalle) werden kleinere Heizungspufferspeicher (i. d. R. < 2.000 l) installiert. Durch diese erfolgt eine Reduzierung der erforderlichen Anschlussleistung, da sie hohe, aber gleichzeitig kurzfristige Leistungsbedarfe z. B.

zur Trinkwarmwasserbereitung abpuffern können. Diese Speicher werden über die jeweilige Gebäudeautomation be- und entladen und befinden sich hinter der Übergabestation des jeweiligen Gebäudes. Der Betreiber des Nahwärmenetzes hat keine Eingriffsmöglichkeiten auf diese Speicher, weil der Regelaufwand unverhältnismäßig groß wäre, um diese aktiv als zusätzlich Pufferkapazität des Versorgungsnetzes zu nutzen.

## 4.3 Nahwärmenetz

Das Niedertemperaturnetz ist als Zweileiter-System konzipiert und besteht aus zwei Hauptsträngen, von denen aus die Verteilungen in die zu versorgenden Baugebiete abzweigen (s. Anlage 3). Alle Leitungen werden im steinfreien Sandbett verlegt und bestehen aus gedämmten Kunststoffmantelrohren (KMR). Die mittlere Überdeckung beträgt 0,80 m.

Die technischen Daten der Teilstränge wie z. B. Nennweiten, Teilstreckenlängen, Druckverluste etc. sind in Anlage 8 dargestellt.

Das Wärmeversorgungsnetz ist hydraulisch durch die Wärmepumpen vollständig von den Wärmequellen getrennt. Als Wärmeträgermedium wird aufbereitetes Wasser (salzarmes Kreislaufwasser gem. AGFW FW 510) verwendet.

Die Gesamtrassenlänge des Wärmeversorgungsnetzes (ohne Hausanschlussleitungen) beträgt ungefähr 4.400 m. Hiervon entfallen etwa 1.200 m auf die beiden Haupttrassen mit Nennweiten zwischen DN 100 und DN 200. Die Verteilungen weisen insgesamt eine Trassenlänge von ca. 3.200 m bei Nennweiten zwischen DN 40 und DN 80 auf.

Der maximale Druckverlust im Wärmeversorgungsnetz beträgt ca. 2.200 mbar (1.600 mbar Trasse 2 sowie Druckverlust Wärmeübergabestation mit ca. 600 mbar) bei einem angesetzten resultierenden Gesamtvolumenstrom von 260 m<sup>3</sup>/h (4.340 kW bei 45/30 °C). Um die Druckverluste zu reduzieren wird über die Vorgaben für die Wohnungsübergabestationen eine möglichst geringe Rücklauftemperatur angestrebt. Daher stellen die Systemtemperaturen von 45/30 °C eine Maximalabschätzung dar. Für die Zirkulation im Wärmeversorgungsnetz werden Netzpumpen in der Energiezentrale installiert. Um sowohl Teillasten mit den daraus resultierenden geringeren Volumenströmen und entsprechend geringen Förderhöhen bedienen zu können als auch eine Absicherung gegen Pumpenausfall zu gewährleisten, wird die Pumpenanlage auf drei Pumpen aufgeteilt (3 x 50 %). Der Regelspeicher zwischen Wärmepumpen und Wärmenetz dient neben seiner Funktion als Regelspeicher auch als hydraulische Weiche, so dass sich die Sekundärkreispumpen der Wärmepumpenanlage und die Netzpumpen nicht gegenseitig beeinflussen. Der Systemdruck im Wärmeversorgungsnetz beträgt max. 2,8 bar.

Die Verlegung der Rohrleitungen des Wärmeversorgungsnetzes erfolgt zeitgleich mit der Installation der übrigen Infrastruktur, also die des Trinkwassers, des Stroms und der Kommunikation. Abhängig von den zur Verfügung stehenden Trassen erfolgt dabei die Verlegung mehrerer Medien in einem gemeinsamen Graben oder in separaten Gräben. Die Medienverlegung erfolgt vor Erstellung der finalen

Oberflächen (Straßen, Gehwege Grünflächen etc.) so dass hier die Kosten für das Abtragen und Wiederherstellen der Oberflächen entfallen.

Die Hausanschlussleitungen bestehen ebenfalls aus gedämmten Kunststoffmantelrohren bzw. flexiblen gedämmten Stahlrohrleitungen. Für Einfamilienhäuser wird eine Anschlussleitung in DN 32 benötigt. Für die Mehrfamilienhäuser sowie Gebäude für Gewerbe, Nahversorger, Schule und Sporthalle werden abhängig von der Anschlussleistung Nennweiten im Bereich von DN 40 bis voraussichtlich max. DN 65 für die Anschlussleitungen benötigt. Da die genaue Lage der Gebäude und somit auch die Lage der Hausanschlussräume zum Zeitpunkt der Entwurfsplanung noch nicht bekannt ist, wird hier eine mittlere Anschlusslänge von 10 Trassenmetern je Gebäude angesetzt. Somit ergibt sich für die Anschlussleitungen eine Gesamtlänge von 3.660 Trassenmetern.

Für das gesamte Netz beträgt der Wärmeverlust auf Basis der groben Planungsansätze ca. 90 kW. Wie im Abschnitt 1.2.2 dargestellt, ist hierbei noch von einer deutliche Minderung der Wärmeverluste durch Optimierung des Wärmeversorgungsnetzes im Rahmen der weiteren Planungsphasen auszugehen.

Der Hausanschluss an das Niedertemperaturnetz erfolgt mit einem Zeitversatz erst während der Errichtung des jeweiligen Gebäudes. Die erforderlichen Abgänge werden dabei in der Regel mittels Anbohrabzweigen hergestellt. Sofern bei Verlegung der Verteilleitungen die Position der Hausanschlussräume schon bekannt ist, können die erforderlichen Abzweige auch schon direkt in das Rohr eingeschweißt werden.

Die Hauseinführung erfolgt bei den nicht unterkellerten Einfamilienhäusern in der Regel durch die Bodenplatte. Bei den weiteren Gebäuden sowie unterkellerten Einfamilienhäusern erfolgt die Hauseinführung durch die Außenwand des Kellers. Hierfür wird entweder ein Futterrohr in die Bodenplatte bzw. Außenwand eingebaut oder ein Durchbruch mittels Kernbohrung in der fertigen Außenwand erstellt. Die Abdichtung gegen eindringendes Wasser erfolgt über Ringraumdichtungen.

## 4.4 Hausübergabestationen

Direkt hinter der Gebäudeeinführung befinden sich Absperrarmaturen. Anschließend folgt die eigentliche Hausübergabestation (Abbildung 17 sowie Anlage 4 + 5). Für die Hausübergabestationen wird ein Druckverlust von 600 mbar angesetzt. An Strangenden können – sofern im Rahmen der Ausführungsplanung als erforderlich angesehen – Überströmeinrichtungen eingebaut werden, die für die Netzwarmhaltung auch bei geringem Wärmebedarf sorgen. Hierdurch wird ein Abfall der Vorlauftemperatur im Schwachlastbetrieb vermieden.



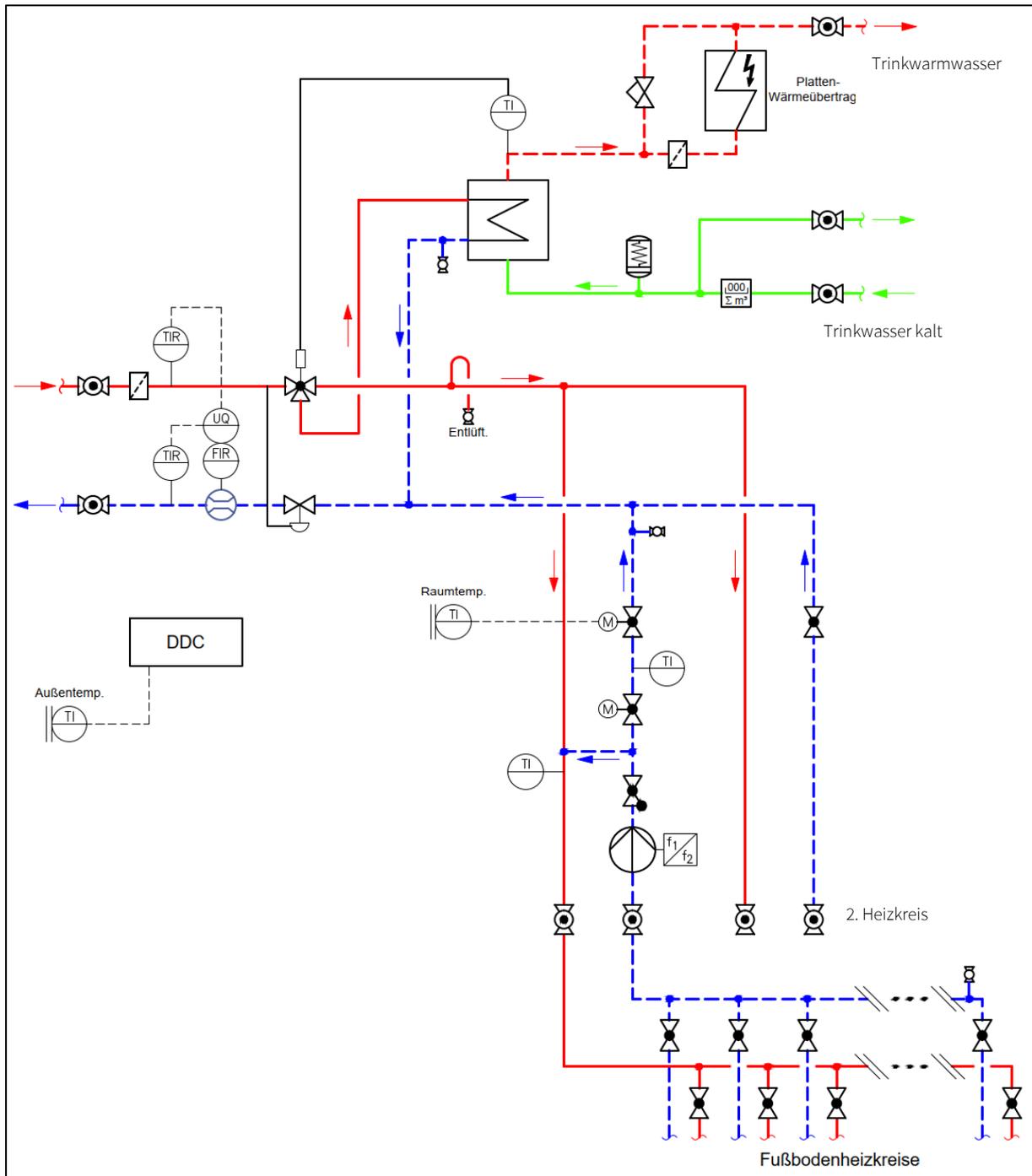


Abbildung 17: Schema Wohnungsübergabestation

In der Hausübergabestation der Einfamilienhäuser ist neben der Wärmemengenmessung auch die Heizungsverteilung sowie die Trinkwarmwassererwärmung im Durchlaufprinzip (Frischwasserstation) enthalten. Um individuell höhere Trinkwarmwassertemperaturen als 42 °C (bei einer Netzvorlauftemperatur von ca. 45 °C) zu ermöglichen, können Stationen mit optionaler elektrischer Nacherwärmung des Trinkwarmwassers installiert werden. Der Temperaturunterschied zwischen der Vorlauftemperatur

des Netzes und der Trinkwarmwassertemperatur ist technisch durch den Einsatz von Wärmeübertragern begründet und kann wirtschaftlich nicht wesentlich verringert werden.

In Mehrfamilienhäusern sowie Gebäuden mit höherem Trinkwarmwasserbedarf ist in den Hausübergabestationen ein Heizungspufferspeicher vorgesehen (Anlage 6 + 7). Durch das bevorratete Heizungswasser können große Spitzenleistungen bei der Trinkwarmwassererzeugung ausgeglichen und somit die erforderlichen Anschlussnennweiten reduziert werden. Dies senkt im Betrieb nicht nur die oftmals leistungsabhängige Grundgebühr, sondern führt auch zu einem stetigeren Betrieb der Wärmepumpenanlagen. Aus der Hausübergabestation erfolgt dann die Verteilung des Heizungswassers im Gebäude zu den einzelnen Wohnungen, wo dann die hausinterne Wärmemengenmessung, die Verteilung auf die einzelnen Heizkreise sowie die Trinkwarmwassererwärmung über Wohnungsstationen analog zu den Wärmeübergabestationen der Einfamilienhäuser erfolgt.

## 4.5 Energiezentrale

Die Energiezentrale soll in der südlichen Landschaft unterhalb des „Sonnenhügels“ errichtet werden (Anlage 10). Damit liegt sie zwischen den Wärmequellen im bzw. unterhalb des Sees und den Luft-Wasser-Wärmeübertragern sowie der geplanten Photovoltaikanlage auf dem Lärmschutzbauwerk zur A2. Das Erdwärmesondenfeld in der südlichen Landschaft umschließt die Energiezentrale. Somit sind die Anschlusswege für die Energiequellen halbwegs gleichmäßig verteilt.

Das Bauwerk wird als massives, wasserundurchlässiges Bauwerk mit einer zugänglichen Fassadenseite errichtet. Über diesen Zugang wird der Eingang/Einbringmöglichkeit für Anlagenkomponenten sowie die erforderlichen Zu- und Abluftöffnungen ermöglicht. Darüber hinaus sind an der offenen Seite die Traforäume angeordnet, da diese einen Zugang von außen benötigen.

Die Wärmeerzeugung erfolgt über vier Wärmepumpen mit jeweils einer Heizwärmeleistung von ca. 1.000 kW (Anlage 9). Somit steht eine Erzeugerleistung von insgesamt etwa 4.000 kW zur Verfügung. Ein Reserveplatz für eine weitere Wärmepumpe wird vorgesehen, so dass bei Bedarf eine Leistung von max. 5.000 kW möglich ist. Für den Spitzenwärmebedarf steht darüber hinaus der Pufferspeicher mit einer Leistung von 1.800 kW (für eine Stunde) zur Verfügung.

Auf der Primärseite der Wärmepumpen werden die Vor- und Rückläufe der Wärmequellenkreise (Erdwärmesonden, Seewassernutzung sowie Luft-Wärmetauscher) mit den jeweiligen Quellenkreispumpen angeschlossen und über eine hydraulische Weiche miteinander verbunden. Dadurch ist die Nutzung verschiedener Quellenkreise auch zeitgleich möglich. Darüber hinaus kann neben der direkten Wärmenutzung auch die Regeneration der Erdwärmesonden über die hydraulische Weiche gesteuert werden.



Auf der Sekundärseite der Wärmepumpen befindet sich der Pufferspeicher mit insgesamt ca. 100 m<sup>3</sup> Speichervolumen (3 x ca. 35 m<sup>3</sup>) sowie die Netzpumpenanlage zur Versorgung des Niedertemperaturwärmenetzes.

Darüber hinaus sind auf der Primär- und Sekundärseite Nebenanlagen wie z. B. Druckhaltung und Nachspeisemöglichkeiten vorgesehen.

Für die Elektroversorgung sowie Einbindung der geplanten Photovoltaikanlage auf dem Lärmschutzbauwerk sind Räume für die Mittelspannungsschaltanlagen, Trafos und die Niederspannungshauptverteilung eingeplant.

Zur Überwachung und Steuerung der Anlage ist eine Leitwarte geplant. Die gesamte Anlagentechnik ist als Anlage ohne ständige Beaufsichtigung geplant, so dass nur für Kontrollgänge sowie Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten Personal vor Ort ist.



## 5 Wirtschaftlichkeitsuntersuchung und Nutzwertanalyse

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie bzw. der Vor- und Entwurfsplanung wurden für drei verschiedene Systeme die benötigten Investitionskosten ermittelt und die Varianten hinsichtlich ihrer Wärmegegestehungskosten miteinander verglichen (s. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Anlage 11):

- Variante 1: Kaltes Nahwärmenetz mit dezentralen Wärmepumpen
- Variante 2: Niedertemperaturwärmenetz mit zentralen Großwärmepumpen
- Variante 3: dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen

Die Investkosten für das kalte Nahwärmenetz (Variante 1) betragen netto ca. 12,25 Mio. €. Hierbei entfällt mit ca. 64 % ein Großteil der Kosten auf die dezentralen Wärmepumpen (Abbildung 18). Der nächstgrößte Kostenblock sind die Erdwärmesonden mit einem Anteil von ca. 17 % an den Gesamtkosten. Die weiteren Kostenblöcke verteilen sich relativ gleichmäßig mit Anteilen des Investitionsbedarfes von 1 bis 7 %.

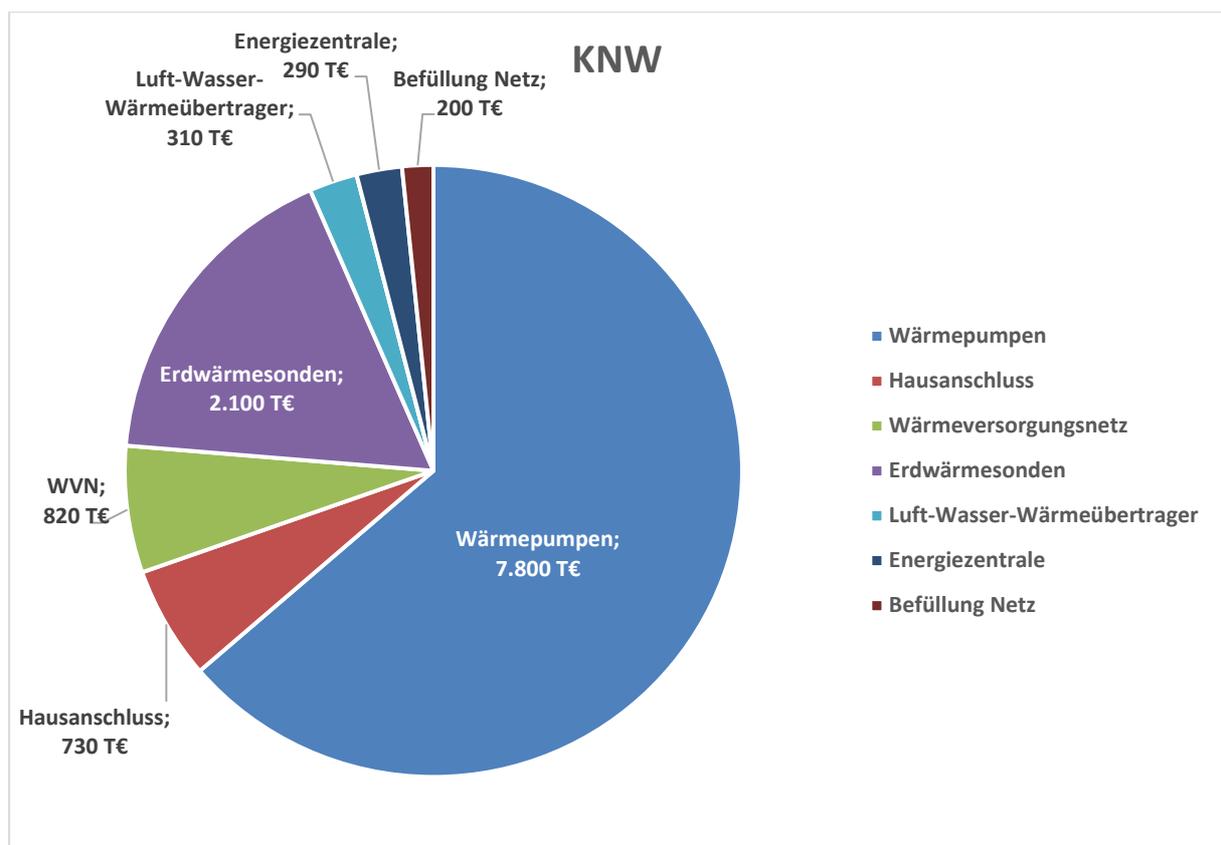


Abbildung 18: Investkostenaufteilung kaltes Nahwärmenetz

Die Kosten in Höhe von rund 10,0 Mio. € verteilen sich beim Niedertemperaturwärmenetz (Variante 2) im Wesentlichen auf die vier Kostenblöcke Hausanschluss, Wärmeversorgungsnetz, Erdwärmesonden



und Energiezentrale mit jeweils 21-23 % Anteil an den Gesamtkosten (Abbildung 19). Die weiteren Kostenblöcke nehmen mit 3 bis 7 % recht untergeordnete Anteile ein.

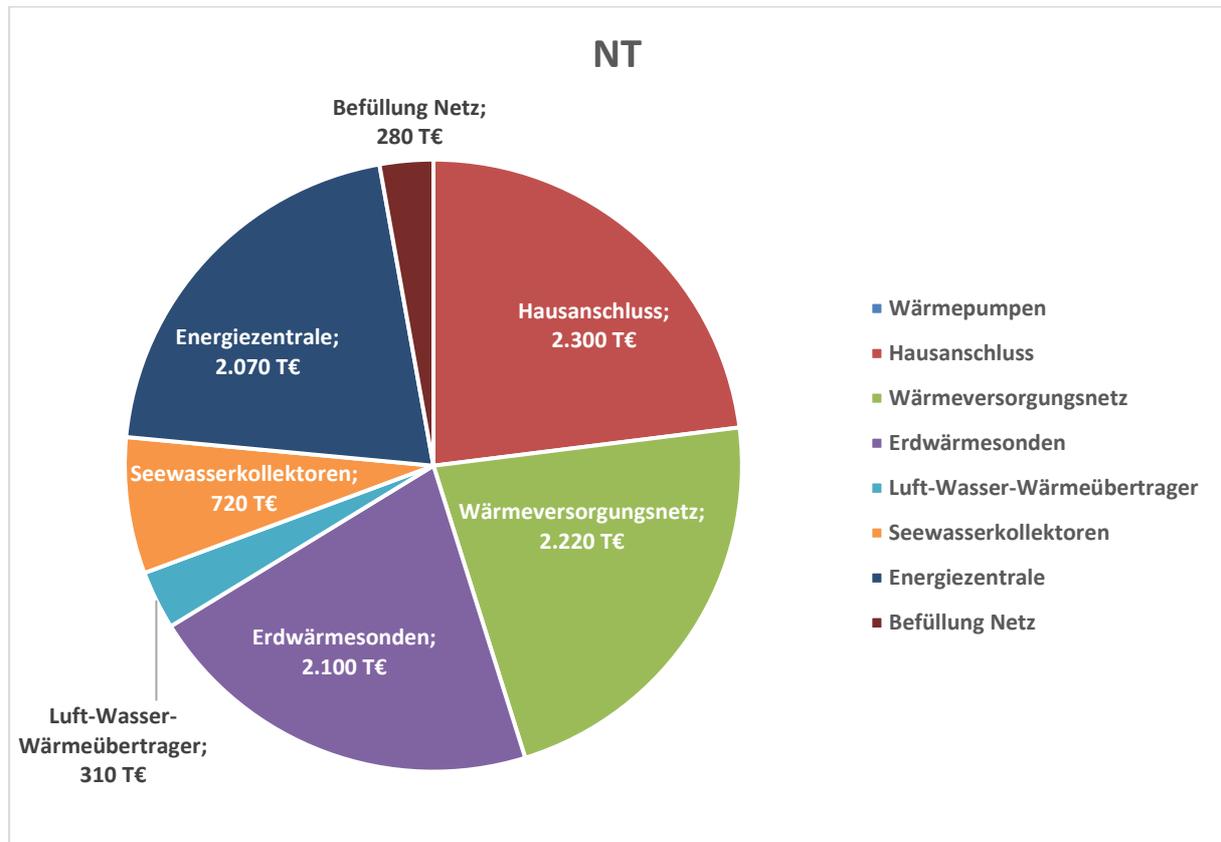


Abbildung 19: Investkostenaufteilung Niedertemperaturwärmenetz

Bei Variante 3 gibt es keine Unterteilung in Kostenblöcke, da hier nur die dezentralen Luft-Wasser-Wärmepumpen sowie die dazugehörigen Pufferspeicher und die Wärmeverteilung betrachtet wurden. Hierfür werden insgesamt ca. 8,1 Mio. € angesetzt.

In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde der Wärmebedarf für Heizung und Trinkwarmwasser gemäß der Bedarfsabschätzung auf Basis der Masterplanung berücksichtigt (s. Tabelle 4). Für das Niedertemperaturnetz wurden darüber hinaus die sehr konservativ angesetzten Wärmeverluste des Netzes angesetzt. Beim kalten Nahwärmenetz fallen durch die niedrigen Netztemperaturen keine Verluste im Netz an. Bei der dezentralen Variante 3 ist kein Wärmeversorgungsnetz vorhanden, so dass auch hier keine Verluste berücksichtigt wurden.



Tabelle 8: Zusammenstellung Jahreskosten

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung		KNW	NT	Luft-Wasser-WP dezentral
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	MWh/a	<b>4.750</b>	<b>5.600</b>	<b>4.750</b>
<b>Strombedarf</b>				
<b>Gesamtstrombedarf</b>	MWh/a	<b>1.228</b>	<b>1.435</b>	<b>1.696</b>
<b>Kapitalgebundene Kosten (Kapitaldienst)</b>	€/a	<b>748.245,77</b>	<b>524.697,85</b>	<b>681.022,30</b>
<i>Anteil an den Jahreskosten</i>		60%	48%	58%
<b>Betriebsgebundene Kosten</b>	€/a	<b>137.964</b>	<b>194.034</b>	<b>81.300</b>
<i>Anteil an den Jahreskosten</i>		11%	18%	7%
<b>Verbrauchsgebundene Kosten</b>	€/a	<b>243.536</b>	<b>284.704</b>	<b>407.143</b>
<i>Anteil an den Jahreskosten</i>		20%	26%	35%
Arbeitskosten Strom	€/a	243.536	284.704	407.143
<b>Sonstige Kosten</b>	€/a	<b>90.354</b>	<b>58.754</b>	<b>0</b>
<i>Anteil an den Jahreskosten</i>		7%	5%	0%
<b>Risiko/Gewinn (Betrieb, Verbrauch, Sonstiges)</b>		<b>28.311</b>	<b>32.250</b>	<b>0</b>
<i>Anteil an den Jahreskosten</i>		2%	3%	0%

Aus den Investitionskosten ergeben sich unter Berücksichtigung der angesetzten Zinssätze (7,5 % für Variante 1 + 2 bzw. 3,0 % für Variante 3) und der technischen Nutzungsdauer (in Anlehnung an die VDI 2067) die kapitalgebundenen Kosten. Für die Ermittlung des Kapitaldienstes werden die Nettokosten abzüglich der veranschlagten Förderung im Rahmen des BAFA-Programms Wärmenetze 4.0 angesetzt.

Die betriebsgebundenen Kosten beinhalten die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung der jeweiligen Anlagenbestandteile sowie bei Variante 1 und 2 einen Ansatz für den Betrieb der zentralen Anlagen und das Störungsmanagement sowie das Abrechnungsmanagement der gelieferten Wärme.

Die verbrauchsgebundenen Kosten ergeben sich aus dem Strombedarf multipliziert mit den Strombezugskosten in Höhe von 19,8 ct/kWh für Variante 1 + 2 sowie 24,0 ct/kWh für Variante 3 (jeweils netto).



Die beiden letzten Punkte der Kostenaufstellung betreffen die sonstigen Kosten (Versicherung der Anlagentechnik, Nachspeisung der Netze etc.) sowie einen Ansatz für Risiko/Gewinn.

Aus der Betrachtung ergeben sich für die Variante 2 die geringsten Jahreskosten mit ca. 1,09 Mio. €/a (s. Tabelle 9). Die Variante 3 folgt mit ca. 1,17 Mio. € und Variante 3 mit ca. 1,25 Mio. €.

Hier zeigt sich, dass bei Variante 1 die große Anzahl an dezentralen Wärmepumpen (366 Stück) in Verbindung mit den Kosten für die weiteren Netzbestandteile (EWS, Netz, Hausanschlüsse etc.) zu einem hohen Kapitaldienst führt und einen Anteil von rund 60 % an den jährlichen Kosten aufweist. Hier folgt die Variante 3 mit einem Anteil von 58 % und Variante 2 mit 48 %.

Bei Variante 2 sind die betriebsgebundenen Kosten bedingt durch die aufwendigere Anlagentechnik in der Energiezentrale mit ca. 18 % höher als bei Variante 1 (11 %) und Variante 3 (7 %).

Variante 3 weist auf Grund der geringeren angesetzten Jahresarbeitszahl der Luft-Wasser-Wärmepumpen mit 35 % den höchsten Anteil an verbrauchsgebundenen Kosten auf. Hier folgt Variante 2 mit 26 %, da wegen der Netzverluste eine größere Wärmemenge erzeugt und verteilt werden muss. Variante 1 weist hier mit 20 % den geringsten Anteil auf.

Die weiteren Kosten (Sonstige Kosten + Risiko/Gewinn) fallen mit zusammen weniger als 10 % nicht stark ins Gewicht.

Als Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsvariante ergeben sich für die günstigste Variante brutto ungefähr 27,4 ct/kWh Wärme.

Tabelle 9: Ergebnisse Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung		KNW	NT	Luft-Wasser-WP dezentral
<b>Jahreskosten der Wärmeversorgung</b>	<b>€/a</b>	<b>1.248.411</b>	<b>1.094.439</b>	<b>1.169.465</b>
spez. Wärmegestehungskosten netto	ct/kWh	26,28	23,04	24,62
Mehrwertsteuer	ct/kWh	4,99	4,38	4,68
<b>spez. Wärmegestehungskosten brutto</b>	<b>ct/kWh</b>	<b>31,28</b>	<b>27,42</b>	<b>29,30</b>

Die spez. Wärmegestehungskosten dienen als Vergleichsgröße zwischen den betrachteten Varianten und stellen nicht den abgerechneten Wärmepreis je kWh dar. Der Wärmepreis setzt sich üblicherweise aus einem Arbeitspreis und einem Leistungspreis/Grundpreis zusammen. Darüber hinaus kann der zukünftige Versorger einen Baukostenzuschuss für die Errichtung der Hausanschlüsse verlangen. Da

zum jetzigen Zeitpunkt noch kein Versorger feststeht, wurde keine fiktive Aufteilung der Wärmegestehungskosten auf diese drei Preisbestandteile vorgenommen.

Aufgrund der aktuellen starken Schwankungen bei Energiepreisen ist eine Prognose über die zukünftigen Strombezugskosten zurzeit nicht belastbar zu treffen. Allerdings wird auch im Fall von weiter steigenden Strombezugskosten das Gesamtrisiko für die Variante 2 (aber auch für die anderen beiden Varianten) als relativ gering angesehen.

Durch den Einsatz von Wärmepumpen wird nur ca.  $\frac{1}{4}$  der benötigten Wärmemenge als Strom benötigt. Somit wirken sich auch Kostensteigerungen beim Strom nur zu 25 % hinsichtlich des Wärmepreises aus. Anders sieht dies z. B. bei einem erdgasbetriebenen Wärmesystem (Erdgaskessel oder Erdgas-BHKW) aus. Hier würden sich zukünftige Kostensteigerungen vollständig auf den Wärmepreis auswirken.

Auf Basis der CO<sub>2</sub>-Minderungsziele der Bundesregierung sowie der Europäischen Union ist für Erdgas bzw. für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate mit weiter steigenden Preisen zu rechnen. Auch im Bereich der Biomassekessel ist es aktuell zu stärkeren Preisschwankungen und -steigerungen gekommen.

Da aktuell vor allem die fossilen Kraftwerke im Stromsektor für steigende Preise verantwortlich sind, wird ein weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien zumindest aus aktueller Sicht nicht zu massiv steigenden Strombezugskosten führen.

Durch die geplante Photovoltaikanlage auf dem Lärmschutzbauwerk und dem vorrangigen Eigenverbrauch in der Energiezentrale zur Wärmeerzeugung und -verteilung ergibt sich ein weiterer Dämpfungseffekt für die zu erwartenden Wärmegestehungskosten bei Variante 2, da für diesen Strom die Gestehungskosten über 20 Jahre nahezu konstant sind. Da die Photovoltaikanlage aber kein direkter Bestandteil der Wärmeerzeugung und -verteilung ist, wird im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie die PV-Anlage nicht weiter betrachtet.

Einen vergleichbaren Effekt hätten bei den Varianten 1 und 3 nur die PV-Anlagen auf den einzelnen Gebäudedächern in räumlicher Nähe der dezentralen Wärmepumpen. Aus regulatorischen Gründen würden sonst für den Strom von der PV-Anlage auf dem Lärmschutzbauwerk bei einer Nutzung in den einzelnen Gebäuden des Neubaugebietes Kosten für Umlagen, Entgelte etc. entstehen.

Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wurden Risiken bei abweichenden Kapitalkosten, Strombezugspreisen, Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpen sowie beim jährlichen Wärmebedarf des Netzes betrachtet (s. Abbildung 20 bis Abbildung 23).



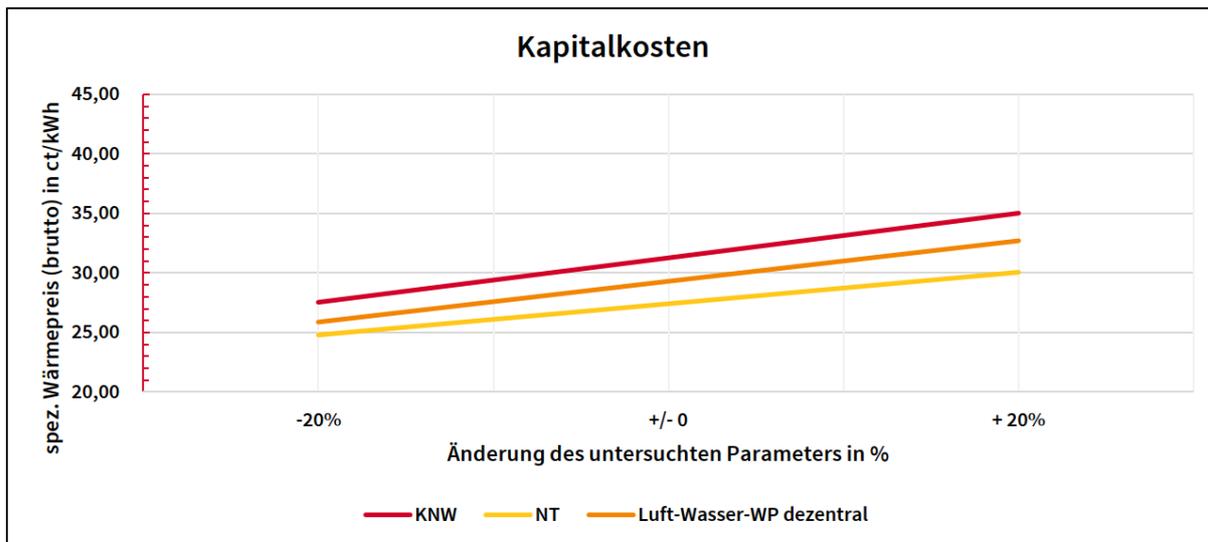


Abbildung 20: Sensitivitätsanalyse – Kapitalkosten

Bei über alle drei Varianten gleichwertig geänderten Parametern ist die Variante 2 mit dem Nieder-temperaturwärmenetz immer die wirtschaftlichste Variante.

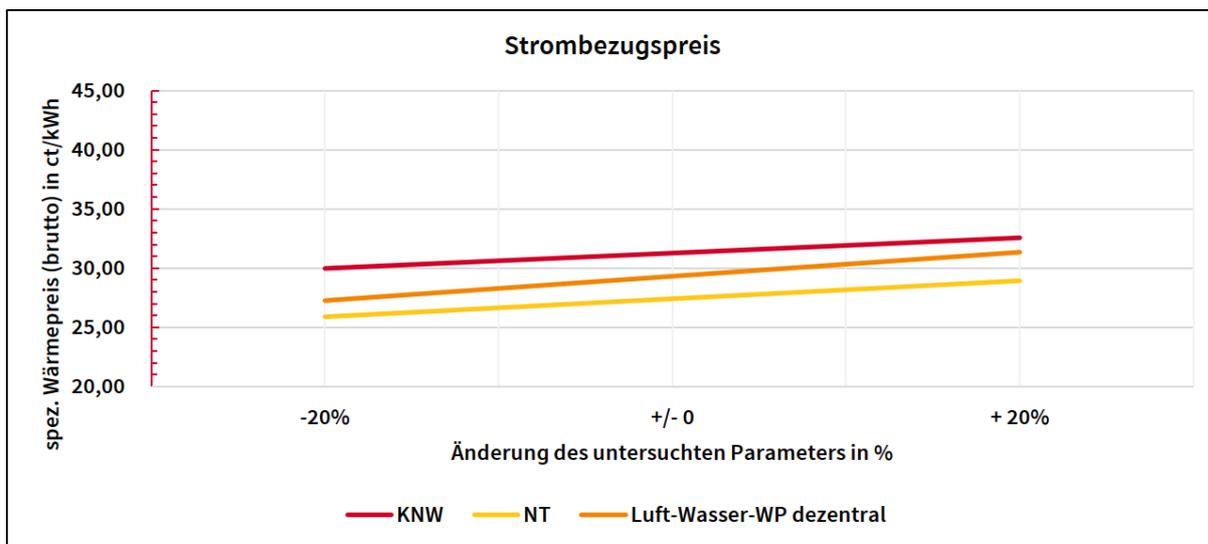


Abbildung 21: Sensitivitätsanalyse – Strombezugspreis



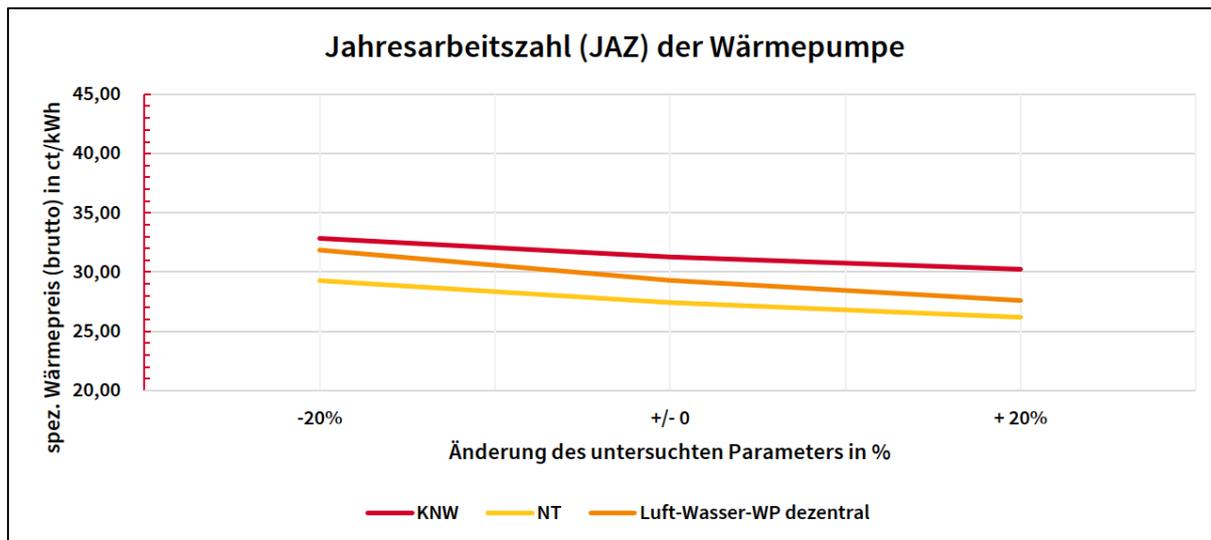


Abbildung 22 Sensitivitätsanalyse – Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe

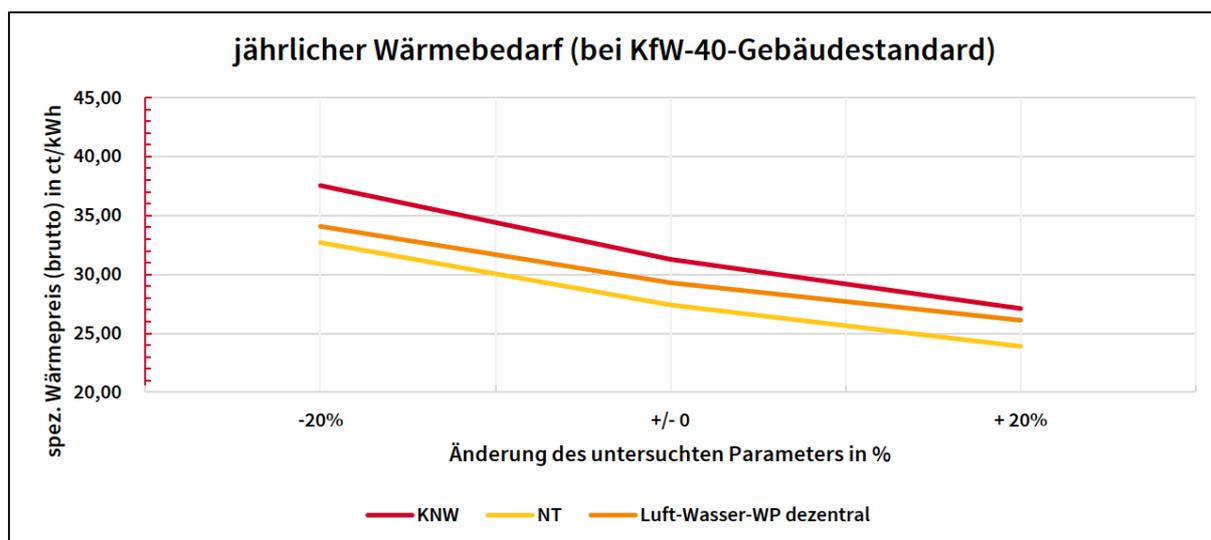


Abbildung 23: Sensitivitätsanalyse - jährlicher Wärmebedarf

Das größte Kostenrisiko stellen aktuell die stark gestiegenen Bau- und Materialkosten dar. Da sich die Kostensteigerungen allerdings nahezu durch alle Branchen durchziehen, führt dies bei einem anhaltenden Trend zu höheren Kapitalkosten in allen betrachteten Varianten. Es ist nicht zu erwarten, dass sich die Variante 2 auf Grund von gestiegenen Ausführungskosten insgesamt schlechter als andere Möglichkeiten der regionalen, nachhaltigen Wärmeerzeugung entwickelt.



Durch Optimierungsmöglichkeiten im Rahmen der weiteren Planung (u. a. Netzdimensionierung und somit Reduktion der Wärmeverluste, Eigenverbrauch der PV-Anlage auf dem Lärmschutzbauwerk) können die resultierenden Wärmegestehungskosten noch einmal reduziert werden.

Somit stellt sich das Niedertemperaturwärmenetz auch bei veränderten Randbedingungen durchgängig als die günstigste Variante der Wärmeversorgung dar.



## 6 Genehmigungsfähigkeit

Der Bau und Betrieb eines Niedertemperaturwärmenetzes unterliegt einer baurechtlichen Genehmigungspflicht insbesondere in Bezug auf die Energiezentrale. Darüber hinaus sind aufgrund der erheblichen Mengen an verwendetem Kältemittel wiederkehrende Dichtigkeitsprüfungen der Kältekreise der Wärmepumpen erforderlich, ohne dass sich daraus grundsätzliche Genehmigungshemmnisse ergeben würden.

Der Primärkreis der Wärmepumpen, der von den Erdwärmesonden, den Gewässerwärmetauschern und den Luftwärmetauschern gespeist wird, ist mit einem Wärmeträgermedium gefüllt. Üblicherweise wird ein Wasser-Monoethylenglykol-Gemisch verwendet, das zu einem geringen Prozentsatz Korrosionsschutzmittel enthält. Sowohl Monoethylenglykol als auch der Korrosionsschutz sind der Wassergefährdungsklasse I zuzuordnen. Daraus ergibt sich eine Prüfpflicht während des Baus und des Betriebs der Anlage nach AwSV. Unter Berücksichtigung der gesetzlichen Vorgaben ergibt sich daraus jedoch kein Genehmigungshemmnis.

Der Bau und Betrieb von Erdwärmesonden ist ebenso wie der der Gewässerwärmetauscher ein erlaubnispflichtiger Tatbestand nach Wasserhaushaltsgesetz. Ein entsprechender Erlaubnisantrag wird mit den Unterlagen des ausführenden Unternehmens bei der zuständigen Unteren Wasserbehörde des Kreises Recklinghausen eingereicht werden. Im Rahmen der bisherigen Planung wurde bereits Kontakt mit der Behörde aufgenommen und das Vorhaben beschrieben, um frühzeitig eine Einschätzung bezüglich möglicher genehmigungsrechtlicher Hemmnisse oder Auflagen zu erhalten.

Der Standort befindet sich nicht in einem Wasserschutzgebiet. Die geologischen Verhältnisse des Untergrundes lassen keine Risiken bei den Bohrarbeiten oder beim späteren Betrieb erwarten. Auf Grund der Größe der geplanten Erdwärmeanlage ist ein Anlagenmonitoring als Nebenbestimmung der wasserrechtlichen Erlaubnis zu erwarten. Risiken durch tagesnahen oder oberflächennahen Bergbau bestehen nicht; Tiefbergbau auf Steinkohle hat in einer Tiefe stattgefunden, die durch die geplanten Bohrungen nicht erbohrt werden. Bodenbewegungen durch Altbergbau, die möglicherweise Schäden an erdverlegten Leitungen und Sonden verursachen können, sind nicht zu erwarten, weil der Bergbau im Bereich des Quartiers bereits vor mehreren Jahrzehnten geendet hat.

Aufgrund des Umfangs der geplanten Bohrarbeiten und der Bohrtiefe von planmäßig 120 m unter Gelände wird die Bergbehörde NRW im Rahmen des wasserrechtlichen Erlaubnisverfahrens beteiligt und eine Betriebsplanpflicht für die Bohrarbeiten erlassen. Entsprechende Anträge werden im Rahmen der Genehmigungsplanung gestellt; die zu erwartenden Nebenbestimmungen werden denen benachbarter Projekte entsprechen und keine genehmigungshemmende Wirkung haben. Bergrechte zu Aufsuchung oder zur Gewinnung von Erdwärme, die einer Nutzung entgegenstehen könnten, bestehen nicht. Im Sinne des Bundesberggesetzes erfolgt die geplante geothermische Wärmegewinnung aus dem Untergrund in unmittelbarem räumlichen Zusammenhang mit der Nutzung der Wärme; eine Bewilligung zur Gewinnung von Erdwärme nach § 8 Bundesberggesetz ist nicht erforderlich.

Im Rahmen der Beantragung der wasserrechtlichen Erlaubnis für die Gewässerwärmetauscher und die dazugehörigen Versorgungsleitungen wird die untere Wasserbehörde mögliche Risiken einer nicht auszuschließenden Havarie für den See prüfen. Hier kann es behördlicherseits zu Auflagen, z. B. bezüglich des Wärmeträgermediums kommen. Gegebenenfalls werden von Seiten der Antragstellerin technische Lösungsvorschläge unterbreitet, die anderenorts Zustimmung der Erlaubnisbehörde fanden und für das Projekt keine relevanten negativen Auswirkungen haben werden.

Aufgrund des Umfangs des Gesamtvorhabens der Konversion des Geländes der ehemaligen Trabrennbahn in ein Wohnquartier und der damit verbundenen Eingriffe in den Boden und das Grundwasser wurde für das Gesamtvorhaben und insbesondere für den künstlichen See eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt. Diese ist zwischenzeitlich mit positivem Ergebnis abgeschlossen worden. Eine zusätzliche Umweltverträglichkeitsprüfung für die Erdwärmesondenanlage oder die Gewässerwärmetauscher ist nicht vorgesehen.



## 7 Veröffentlichung der Ergebnisse des Vorhabens

Der Antragsteller beabsichtigt den genehmigungsrechtlichen Verpflichtungen zur Dokumentation des Anlagenbetriebes jederzeit vollumfänglich nachzukommen. Darüber hinaus wird er über das Vorhaben im Rahmen von öffentlichen Veranstaltung und Tagungen regelmäßig berichten.

Die erhobenen Betriebsdaten werden in erster Linie zur Erarbeitung einer langfristigen Regelstrategie genutzt. Sie werden auf Anfrage nach Absprache auch Dritten zu wissenschaftlichen Zwecken zur Verfügung gestellt. Der Antragsteller wird die Veröffentlichung von Fachartikeln aktiv unterstützen.

Aktuelle Tageswerte sowie kumulierte Werte seit Jahresbeginn bzw. seit Betriebsaufnahme werden für das Wärmeversorgungsnetz inkl. der Wärmequellen sowie die vorgesehene Photovoltaikanlage veröffentlicht. Hier wird im weiteren Projektverlauf mit dem Anlagenbetreiber abgestimmt, ob dies über Anzeigetafeln bzw. Monitore und/oder über die Internetseite des Anlagenbetreibers bzw. die Projekt-homepage zum ISEK Hillerheide erfolgt.



## 8 Online-Monitoring-Konzept

Zumindest für das Erdwärmesondenfeld wird davon ausgegangen, dass ein Anlagen-Monitoring in gewissem Umfang genehmigungsrechtlich gefordert wird. Unabhängig von den genehmigungsrechtlichen Anforderungen ist dies aber auch technisch sinnvoll, um einen effizienten Betrieb des Netzes zu gewährleisten.

Gegenüber der Unteren Wasserbehörde ist üblicherweise wiederkehrend durch Monitoringdaten nachzuweisen, dass die Temperaturgrenzen im Untergrund eingehalten werden und dass bilanziell mehr Wärme dem Untergrund entnommen als eingespeist wird. Im Anlagenbetrieb dienen diese Daten darüber hinaus dazu, den Beladungszustand des saisonalen Wärmespeichers zu erfassen.

Auch für die Seewassernutzung wird ggf. ein Monitoring der Seewassertemperaturen im Rahmen der Genehmigung durch die Untere Wasserbehörde gefordert, um eine für die Seeökologie nachteilige Abkühlung des Gewässers zu vermeiden.

Durch Messung der aktuellen Betriebsdaten aller Wärmequellen wird der optimale Betrieb auf der Primärseite der Wärmepumpen unter Beachtung der genehmigten Randbedingungen gewährleistet. Somit kann immer die Wärmequelle genutzt werden, die die höchsten Vorlauftemperaturen bereitstellen kann. Dies erhöht zum einen den jeweiligen Nutzungsgrad der Wärmepumpenanlage. Gleichzeitig reduziert sich bei gleichem Wärmebedarf durch Nutzung von Wärmequellen auf höherem Temperaturniveau der notwendige Volumenstrom und damit auch der Stromverbrauch der Pumpen auf der Wärmequellenseite. Darüber hinaus kann über das Anlagenmonitoring die Regeneration der Erdwärmesonden optimiert und sichergestellt werden, dass vor Beginn der Heizperiode der Untergrundspeicher rechtzeitig und vollständig geladen wird. Vor diesem Hintergrund werden die Verbräuche und die Wärmeflüsse im Wärmeversorgungsnetz sowie der Wärmequellen ganzjährig stundengenau erfasst und ausgewertet. Entsprechende Messpunkte für Temperatur und Volumenstrom werden im Wärmeversorgungsnetz, im Sondenfeld sowie in Vor- und Rückläufen der einzelnen Wärmequellen installiert.

Die durch die umfangreiche Messtechnik ohnehin erhobenen Daten können zusätzlich zur strategischen und/oder wissenschaftlichen Analyse des Niedertemperaturwärmenetzes genutzt werden. So basieren z. B. die Ansätze zur Seewassernutzung auf Simulationen der Seewassertemperaturen unter Berücksichtigung der Wärmeentnahme. Inwieweit sich hier im realen Betrieb wetter- und klimabedingt Abweichungen von den Simulationsergebnissen ergeben, kann nach Auswertung der Messwerte untersucht und zur weiteren Betriebsoptimierung eingesetzt werden. Durch die Bilanzierung der ohnehin erhobenen Erzeugungs- und Verbrauchsdaten kann diese Fragestellung untersucht und durch Verknüpfung, z. B. mit Wetterdaten für eine langfristige, selbstlernende Prognose des Betriebsverhaltens verwendet werden. Die Daten werden gemäß den Vorgaben der Förderbekanntmachung zentral erfasst und über einen Zeitraum von 11 Jahren gespeichert. Sie werden auf Anfrage auch für Dritte zugänglich gemacht.



Im Einzelnen werden die folgenden Daten im Rahmen des Monitorings des Anlagenbetriebes erfasst und ausgewertet:

- Stromverbrauch je Wärmepumpe sowie Hauptverbraucher wie z. B. Netzpumpen bzw. in Summe für den Bereich der Energiezentrale über Stromzähler
- Stromerzeugung mittels Photovoltaikanlagen auf dem Lärmschutzbauwerk über Stromzähler
- Vor- und Rücklauftemperaturen der verschiedenen Primär- und Sekundärkreise sowie im Regelspeicher über Temperaturfühler (z. B. PT 100 bzw. PT 1000 als 4-Leitersystem)
- Wärmemengen der Primär- und Sekundärkreise der Wärmepumpen mittels Ultraschalldurchflussmessungen in Verbindung mit Vor- und Rücklauf-temperaturmessungen und Rechenwerk zur Wärmemengenmessung
- Wärmemengen der Wärmequellen, des Wärmeversorgungsnetzes sowie in den Wärmeübergabestationen mittels Ultraschalldurchflussmessungen in Verbindung mit Vor- und Rücklauf-temperaturmessungen und Rechenwerk zur Wärmemengenmessung
- Außentemperatur (Luft) über Außentemperaturfühler sowie Temperaturfühler im Erdwärmesondenfeld und im Bereich der Seewasserkollektoren



## 9 Zeit- und Ressourcenplan

Der Bauablaufplan ist in Anlage 16 dargestellt. Die wesentlichen ersten Meilensteine sind die Genehmigungen für die Erdwärmesonden, die Seewassernutzung sowie die Luft-Wasser-Wärmeübertrager und die Baugenehmigung für die Energiezentrale.

Als Hauptkomponenten des Wärmeversorgungsnetzes werden die folgenden Projektbestandteile separat voneinander geplant und ausgeführt:

- Erdwärmesonden unterhalb des Sees
- Erdwärmesonden in der südlichen Landschaft
- Wärmeversorgungsnetz – Haupttrassen + Versorgungsleitungen
- Wärmeversorgungsnetz – Hausanschlussleitungen und Erstellung der Hausanschlüsse
- Seewassernutzung
- Luft-Wasser-Wärmeübertrager
- Energiezentrale

Mit Fertigstellung der Energiezentrale sowie den Erdwärmesonden unterhalb des Sees ist eine Wärmelieferung an die ersten Nutzer möglich.

Parallel zu den weiteren Hochbaumaßnahmen erfolgt dann die Fertigstellung der Seewassernutzung, der Luft-Wasser-Wärmeübertrager sowie des Erdwärmesondenfeldes im Bereich der südlichen Landschaft, so dass der steigende Wärmebedarf des Neubaugebietes gedeckt werden kann.

Ein Finanzplan zur Errichtung des Niedertemperaturwärmenetzes ist in Tabelle 10 aufgeführt.



Tabelle 10: Finanzplan Niedertemperaturwärme-Netz für das ISEK Hillerheide

## Kostenübersicht

Kosten	Gesamt	2022	2023	2024	2025	2026
Planung Niedertemperaturwärme-Netz LPH 5 bis 9	996 T€	0 T€	175 T€	573 T€	169 T€	79 T€
Herstellung Hausanschluss	2.291 T€	0 T€	0 T€	500 T€	1.000 T€	791 T€
Herstellung Wärmeversorgungsnetz	2.217 T€	0 T€	1.000 T€	1.217 T€	0 T€	0 T€
Erdwärmesonden	2.098 T€	0 T€	0 T€	1.469 T€	629 T€	0 T€
Luft-Wasser-Wärmeübertrager	304 T€	0 T€	0 T€	243 T€	61 T€	0 T€
Seewasserkollektoren	712 T€	0 T€	0 T€	712 T€	0 T€	0 T€
Investitionskosten Energiezentrale	2.068 T€	0 T€	750 T€	1.318 T€	0 T€	0 T€
Befüllung Wärmeversorgungsnetz	275 T€	0 T€	0 T€	275 T€	0 T€	0 T€
<b>Gesamtkosten</b>	<b>10.962 T€</b>	<b>0 T€</b>	<b>1.925 T€</b>	<b>6.307 T€</b>	<b>1.859 T€</b>	<b>870 T€</b>

## Finanzierungsübersicht

Finanzierungsart	Gesamt	2022	2023	2024	2025	2026
Eigenanteil der Gemeinde an der Maßnahme	6.577 T€	0 T€	1.155 T€	3.784 T€	1.116 T€	522 T€
Fördermittel von Bund und Land	4.385 T€	0 T€	770 T€	2.523 T€	744 T€	348 T€
<b>Summe</b>	<b>10.962 T€</b>	<b>0 T€</b>	<b>1.925 T€</b>	<b>6.307 T€</b>	<b>1.859 T€</b>	<b>870 T€</b>

