



Wärmeschmiede GmbH

# Machbarkeitsstudie und Erbringung von Planungsleistungen für die Stadtwerke Lehrte

– Abschlussbericht –

Georgstraße 56  
30159 Hannover

[info@waermeschmiede.de](mailto:info@waermeschmiede.de)  
[www.waermeschmiede.de](http://www.waermeschmiede.de)

## Impressum

Auftraggeberin: Stadtwerke Lehrte GmbH  
Germaniastraße 5  
31275 Lehrte



Auftragnehmerin: Wärmeschiede GmbH  
Georgstraße 56  
30159 Hannover  
info@waermeschmiede.de  
www.waermeschmiede.de



Projektleitung: Dipl.-Ing. (FH) Thomas Oesterreich  
Bearbeitung: M. Sc. Darius Bonk  
B. Sc. Till Dorn



**Haftungsausschluss:** Finanziert durch die Europäische Union – NextGenerationEU. Die geäußerten Ansichten und Meinungen sind ausschließlich die des Autos / der Autoren und spiegeln nicht unbedingt die Ansichten der Europäischen Union oder der Europäischen Kommission wieder. Weder die Europäische Union noch die Europäische Kommission können für sie verantwortlich gemacht werden

Hannover

Stand: 7. April 2026

## Inhalt

<b>Impressum .....</b>	<b>2</b>
<b>Inhalt.....</b>	<b>3</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>5</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>7</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>8</b>
<b>Glossar.....</b>	<b>9</b>
<b>Kurzfassung.....</b>	<b>10</b>
<b>1 Machbarkeitsstudie .....</b>	<b>11</b>
1.1 Ist-Analyse .....	11
1.2 Potenzialanalyse Voruntersuchung .....	17
1.2.1 Großwärmepumpen .....	19
1.2.2 Power to Heat .....	21
1.2.3 Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) .....	21
1.2.4 Geothermie .....	22
1.2.5 Freiflächen Solarthermie .....	28
1.2.6 Freiflächen Photovoltaik .....	29
1.2.7 Biomasse .....	30
1.2.8 Abwärme.....	31
1.2.9 Großwärmespeicher.....	33
1.2.10 Erweiterte Untersuchung und Priorisierung .....	34
1.3 Soll-Analyse .....	38
1.3.1 Erzeugungskonzepte.....	38
1.3.2 Konzeptionelle Planung des Wärmenetz .....	40
1.4 Variantenvergleich .....	41
1.5 Zielvariante .....	45
1.5.1 Pfad zur Treibhausgasneutralität.....	47
<b>2 Planungsleistungen.....</b>	<b>48</b>
2.1 Wärmeerzeugung.....	48
2.1.1 LWWP.....	48
2.1.2 Abwärme.....	49

2.1.3	WWWP .....	49
2.1.4	KWK.....	50
2.1.5	Gaskessel .....	51
2.1.6	Speicher.....	51
2.2	Aufstellplan Technikzentrale.....	52
2.3	Wärmekunden.....	53
2.4	Wärmenetz.....	55
2.4.1	Vorgehen zur Vorauslegung.....	55
2.4.2	Leistungsplan.....	55
2.4.3	Simulationsergebnisse, .....	56
2.5	Mess-, Steuerung- und Regelungstechnik.....	60
2.5.1	Netzbetrieb Pumpen.....	60
2.5.2	Netztemperatur .....	61
2.5.3	Erzeuger .....	61
2.5.4	Pufferspeicher .....	62
2.5.5	intelligenten Fernwärme Hausanschlussstationen – iHAST.....	62
2.6	Genehmigungsfähigkeit.....	63
2.7	Wirtschaftlichkeit auf Grundlage der Vorplanung.....	64
2.8	Zeit- und Ressourcenplan .....	64
<b>3</b>	<b>Handlungsempfehlung .....</b>	<b>65</b>
	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>66</b>
	<b>Anhang.....</b>	<b>68</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Vollständiges Gebiet Lehrte Nordost mit Eingrenzung durch die Stadtwerke Lehrte. Quelle: Stadtwerke Lehrte.....	11
Abbildung 1-2: Wärmedichte je Baublock für Wohngebäude. Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten der Stadtwerke Lehrte.....	12
Abbildung 1-3: Wärmelinien dichte im Untersuchungsgebiet. Quelle: Eigene Darstellung.....	13
Abbildung 1-4: Vollständiges Gebiet Lehrte Nordost mit neuer Eingrenzung durch die Wärmeschmiede. Quelle: Eigene Darstellung.....	14
Abbildung 1-5: Impressionen des Versorgungsgebiet zur Oberflächenbeschaffenheit und der baulichen Struktur. Quelle: Eigene Fotos.....	15
Abbildung 1-6: Wärmelastgang im Jahresverlauf in Abhängigkeit der Ausbaustufen. Quelle: Eigene Darstellung.....	15
Abbildung 1-7: Jahresdauerlinie in Abhängigkeit der Ausbaustufe. Quelle: Eigene Darstellung.....	16
Abbildung 1-8: Potenzialflächen (Rot) für erneuerbare Wärme und dem Standort der neuen Technikzentrale in Lehrte. Quelle: Eigene Darstellung.....	18
Abbildung 1-9: Kreislaufprozess einer Wärmepumpe. Quelle: [2].....	19
Abbildung 1-10: Potenzialflächen für oberflächennahe Geothermie mittels Sondenbohrungen am möglichen Standort der neuen Technikzentrale in Lehrte. Quelle: Eigene Darstellung.....	23
Abbildung 1-11: Temperaturentwicklung der Sondenfelder über 50 Jahre. Quelle: Simulation mit EWS.....	24
Abbildung 1-12: Grundlastabdeckung in den Wintermonaten durch Geothermie mit einer entsprechenden Wärmepumpe. Quelle: Eigene Darstellung.....	25
Abbildung 1-13: Graphische Verteilung hydrothermalen Potenziale mit Temperaturangaben. Quelle: Schulz in [5].....	26
Abbildung 1-14: Ertrag der Solarthermieanlage im Jahresverlauf. Quelle: Simulation mit EnergyPro.....	29
Abbildung 1-15: Ertrag der östlich ausgerichteten PV-Anlage im Jahresverlauf. Quelle: Simulation mit EnergyPro.....	30
Abbildung 1-16: Ertrag der westlich ausgerichteten PV-Anlage im Jahresverlauf. Quelle: Simulation mit EnergyPro.....	30
Abbildung 1-17: Standort der Zentralkläranlage in Lehrte. Quelle: Eigene Darstellung.....	32
Abbildung 1-18: Wärmepreisermittlung der verschiedenen Wärmeerzeuger in Abhängigkeit des Wärmebedarfs. Quelle: Eigene Darstellung [10].....	34
Abbildung 1-19: Wärmeerzeugeranteil der verschiedenen Varianten im Jahresverlauf. Simuliert mit der Software EnergyPro. Quelle: Eigene Darstellung.....	40
Abbildung 1-20: Auslegungsparameter des Rohrnetzes für die Wirtschaftlichkeitsberechnung. Quelle: Eigene Darstellung.....	41
Abbildung 1-21: Zusammenfassung der Bilanzierung aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung. Quelle: Eigene Darstellung.....	44
Abbildung 1-22: Veränderung der Wärmeerzeugeranteile in der Zielvariante aufgrund der Grenze für fossile Brennstoffe. Quelle: Eigene Darstellung.....	46
Abbildung 1-23: Zusammenfassung der Bilanzierung aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung für die Zielvariante. Quelle: Eigene Darstellung.....	46
Abbildung 1-24: Potenzieller Pfad zur Treibhausgasneutralität in Lehrte. Quelle: Eigene Darstellung.....	47
Abbildung 1-25: Auflistung der CO <sub>2</sub> -Einsparungen bis in das Zieljahr 2045. Quelle: Eigene Darstellung.....	47
Abbildung 2-1: Beispielhafte Darstellung einer Luft-Wärmepumpe des Herstellers 2G.....	48
Abbildung 2-2: Gelöteter Plattenwärmeübertrager der Firma Danfoss.....	49

Abbildung 2-3: Beispielhafte Darstellung einer WWWP der Firma Johnson Controls .....	50
Abbildung 2-4: Darstellung eines BHKW der Firma Jenbacher mit 3MW elektrischer Leistung. ....	50
Abbildung 2-5: Darstellung eines BHKW der Firma Tuxhorn mit 50 kW elektrischer Leistung. ....	51
Abbildung 2-6: Darstellung eines Gaskessels der Firma Bosch. Verfügbar bis zu einer Leistung von 25 MW. ....	51
Abbildung 2-7: Darstellung eines 5000 m <sup>3</sup> großem Wärmespeicher der Firma Hans van Bebber im Projekt Fuchstal. ....	52
Abbildung 2-8: Aufstellplan der Technikzentrale auf einer Potenzialfläche in Lehrte. Quelle: Eigene Darstellung. ....	53
Abbildung 2-9: Zusammenfassung der Übergabestationen in Abhängigkeit des Leistungsklassenbereichs. ....	53
Abbildung 2-10: Beispielhafte Darstellung für die Übergabestationen ohne Trinkwassererwärmung. Quelle: Eigene Darstellung .....	54
Abbildung 2-11: Beispielhafte Darstellung einer Fernwärme Übergabestation der Firma Danfoss. ....	54
Abbildung 2-12: Beispiel für ein Schieberkreuz im Wärmenetz in der Ringstraße .....	59
Abbildung 2-13: Anschweißkugelhahn für einen Hausanschluss der Firma Broen .....	60
Abbildung 2-14: Darstellung der Wärmeerzeugung an einer Woche im Sommer mit der Software EnergyPro.....	61
Abbildung 2-15: Darstellung der Wärmeerzeugung an einer Woche im Sommer mit der Software EnergyPro.....	62
Abbildung 2-16: Möglicher Zeitplan zur Realisierung des Projektes unter Berücksichtigung der Förderzeiträume ohne Verlängerung. ....	64

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Anzahl der Anlagen nach ihrer Anschlussleistung und dem nötigen Wärmebedarf. Bei 100 % Wärmeleistung. ....	16
Tabelle 1-2: Zusammenfassung der Voruntersuchung zu Wärmeerzeugerpotenzialen. Quelle: Eigene Darstellung .....	17
Tabelle 1-3: Wärmepreisermittlung für die Wärmequelle Tiefe Geothermie. Quelle: Eigene Darstellung .....	35
Tabelle 1-4: Wärmepreisermittlung für die Wärmequelle Biomasse. Quelle: Eigene Darstellung .....	35
Tabelle 1-5: Wärmepreisermittlung für die Wärmequelle Abwasser. Quelle: Eigene Darstellung .....	36
Tabelle 1-6: Wärmepreisermittlung für die Wärmequelle Solarthermie. Quelle: Eigene Darstellung .....	36
Tabelle 1-7 Zusammenfassung der Ausbaustufen anhand der Wärmelinienichte. Quelle: Eigene Darstellung .....	37
Tabelle 1-8: Zusammenfassung der verschiedenen Wärmeerzeugerkonzepte. Quelle: Eigene Darstellung .....	38
Tabelle 1-9: Auflistung der gesamten Investitionskosten in Millionen je Variante. ....	41
Tabelle 1-10: Zusammenfassung der Kapitalkosten mittels WACC und der Annuitätsmethode. Quelle: Eigene Darstellung .....	42
Tabelle 1-11: Zusammenfassung der bedarfs- und betriebsgebundenen Kosten aus der Wirtschaftlichkeits-berechnung. Quelle: Eigene Darstellung .....	42
Tabelle 1-12: Zusammenfassung der Jahreseinnahmen aus dem Wärmeverkauf der Wirtschaftlichkeits-berechnung. Quelle: Eigene Darstellung .....	43
Tabelle 1-13: Auflistung der Investitionskosten in Abhängigkeit des Energieträgers und der Ausbaustufe. Im Vergleich zur Zielvariante sind die Investitionskosten der Variante 8 dargestellt. ....	45
Tabelle 2-1: Auflistung der Wärmeerzeuger in der Zielvariante. ....	48
Tabelle 2-2: Berechneten Netzverluste mit Stanet im Planungsgebiet .....	56
Tabelle 2-3: Maximale Strömungsgeschwindigkeiten nach Rohrleitungen (gelb Hausanschluss bei 15kW).....	57
Tabelle 2-4: Auflistung der verwendeten Rohrlängen in Metern nach Rohrtyp .....	57
Tabelle 2-5: Auflistung des Rohrvolumen in m <sup>3</sup> in Abhängigkeit des Rohrtyps. Quelle Eigene Darstellung .....	58

## Abkürzungsverzeichnis

ALKIS	Amtliches Liegenschaftskatasterinformationssystem
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BHKW	Blockheizkraftwerk
CO <sub>2</sub> e	CO <sub>2</sub> -Äquivalente
COP	Coefficient of Performance ( <i>dt.: Leistungskoeffizient</i> )
DN	Nenndurchmesser
EF	Einfamilienhaus
EW	Einwohnerwert
GIS	Geographisches Informationssystem
GWh	Gigawattstunde
HOAI	Honorarordnung für Architekten und Ingenieure
JAZ	Jahresarbeitszahl
K	Kelvin
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LWWP	Luft-Wasser-Wärmepumpe
MF	Mehrfamilienhaus
MWh	Megawattstunde
NIBIS	Niedersächsisches Bodeninformationssystem
NSG	Naturschutzgebiet
PtH	Power-to-Heat ( <i>dt.: Strom-zu-Wärme</i> )
PV	Photovoltaik
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
WWWP	Wasser-Wasser-Wärmepumpe
el	elektrisch
t	Tonne
th	thermisch

## Glossar

**Aperturfläche:** Die Fläche eines Solarkollektors, über die das Sonnenlicht in das Innere des Solarkollektors gelangen kann. Der Begriff kann synonym zum Glas besetzten Außenbereich eines Kollektors verwendet werden.

**Baublock:** Ein Gebäude oder mehrere Gebäude, die von mehreren oder sämtlichen Seiten von Straßen, Schienen oder sonstigen natürlichen oder baulichen Grenzen umschlossen und für die Zwecke der Wärmeplanung als zusammengehörig betrachtet werden (§ 1 Abs. 1 Nr. 1 WPG). Aus datenschutzrechtlichen Gründen besteht ein Baublock aus mindestens fünf Gebäuden oder Anschlussnehmern (§ 10 Abs. 2 WPG).

**Endenergie:** Die Energie, die nach Umwandlung und Transport beim Verbraucher ankommt und für verschiedene Zwecke genutzt werden kann.

**Global Warming Potential:** Das Erderwärmungspotenzial von Treibhausgasen. Als Richtgröße wird die Klimawirksamkeit von Kohlendioxid verwendet. Auch CO<sub>2</sub>-Äquivalent.

**Gleichzeitigkeit:** Das Verhältnis der tatsächlich gleichzeitig abgenommenen Energie oder Leistung mehrerer Verbraucher zu deren maximal möglicher Gesamtenergie oder Leistung. Sie beschreibt, wie wahrscheinlich es ist, dass mehrere Verbraucher gleichzeitig ihre Spitzenlast abrufen.

**Jahresarbeitszahl:** Quotient aus der Wärmeabgabe und der aufgenommenen elektrischen Energie bei Betrieb über ein Jahr. Beispiel: Eine Wärmepumpe mit der Jahresarbeitszahl 3 kann mit einer bestimmten Menge elektrischer Energie (Strom) über ein Jahr verteilt die dreifache Menge thermischer Energie (Wärme für Heizzwecke) produzieren.

**Teilgebiet:** Ein Teil des beplanten Gebiets, das aus einem oder mehreren Baublöcken besteht und von der planungsverantwortlichen Stelle für die Untersuchung der möglichen Wärmeversorgungsarten sowie für die entsprechende Einteilung in voraussichtliche Wärmeversorgungsgebiete zusammengefasst wird (§ 1 Abs. 1 Nr. 3 WPG).

**Nutzungsgrad:** Die während eines Jahres nutzbar gewordene Wärme, bezogen auf die mit dem Brennstoff zugeführte Heizenergie.

**Wärmebedarf:** Die Menge an thermischer Energie, die benötigt wird, um eine angemessene Raumtemperatur in einem Gebäude aufrechtzuerhalten. Der Wärmebedarf hängt u.a. von der Größe des Gebäudes, der Isolierung, der Außentemperatur und dem Grad der Wärmeübertragung durch Fenster, Türen und andere Bauelemente ab.

**Wärmelinien-dichte:** Der Wärmebedarf der Gebäude, die sich entlang eines Straßenabschnittes befinden, im Verhältnis zur Länge des Straßenabschnitts. Die Wärmelinien-dichte wird üblicherweise in MWh/(m\*a) angegeben. Je höher die Wärmelinien-dichte ist, desto wirtschaftlicher ist der Neu- oder Ausbau eines Wärmenetzes.

## **Kurzfassung**

Die vorliegende Machbarkeitsstudie wurde in Anlehnung an die Anforderung des BEW (Bundesförderung für effiziente Wärmenetze) erstellt und darauf aufbauend um die Inhalte der Leistungsphase 2 (Vorplanung) gemäß der Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (HOAI) ergänzt. Ziel der Studie ist die technische, wirtschaftliche und ökologische Bewertung der Errichtung eines effizienten Wärmenetzes unter Berücksichtigung der Fördervorgaben des BEW.

Die Erarbeitung der Studie gliedert sich grob in die Arbeitsschritte – Grundlagenermittlung und Ist-Analyse, Potenzialanalyse, Soll-Analyse, Vorplanung (LP 2 HOAI) – die nachfolgend kurz erläutert werden.

### **Grundlagenermittlung und Ist-Analyse**

Im Rahmen der Grundlagenermittlung wird die bestehende Wärmeversorgung des Untersuchungsgebiets analysiert. Bei einem Vor-Ort-Termin wurden die Bebauungsstruktur sowie potenzielle Flächen für Erzeugungsanlagen und Netzinfrastruktur erfasst, um mögliche Potenzialgebiete zu identifizieren. Auf Basis der Verbrauchsdaten wird ein Wärmelastgang erstellt und die Wärmelinien-dichte kartographisch dargestellt. Dadurch kann das Untersuchungsgebiet in verschiedene Teilgebiete gegliedert werden, die anschließend hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen und technischen Machbarkeit differenziert bewertet werden.

### **Potenzialanalyse**

Die Potenzialanalyse ist ein wesentlicher Schritt bei der Planung und Umsetzung nachhaltiger Wärmeversorgungssysteme. Sie bezieht sich auf eine systematische Untersuchung und Bewertung der verfügbaren Möglichkeiten und Ressourcen. Ziel ist es, potenzielle Wege zur Senkung des Wärmebedarfs sowie zur Umstellung auf klimafreundliche Wärmequellen zu identifizieren und zu bewerten. Die Ergebnisse der Potenzialanalyse bilden die Grundlage für die Konzeption der Zielszenarien sowie die Ausarbeitung der Umsetzungs- und Verstetigungsstrategie.

### **Soll-Analyse**

Auf Grundlage der Ist-Analyse und der Potenzialanalyse werden verschiedene Versorgungsvarianten erstellt und verglichen. Die verschiedenen Konzepte werden insbesondere hinsichtlich des Kostrahmens (Wirtschaftlichkeitsbetrachtung) und der Realisierbarkeit bewertet. Im Rahmen der Konzeptentwicklung werden zudem erste Trassenführungen, Ausbauphasen und Netzlängen ermittelt. Unter Berücksichtigung aller relevanter Kriterien wird anschließend eine Zielvariante definiert.

### **Vorplanung**

Die Zielvariante wird konkretisiert und eine erste Netzdimensionierung durchgeführt. Dabei werden alternative Trassenführungen geprüft sowie die Mess-, Steuer- und Regelungstechnik (MSR) für die Technikzentrale und den Übergabestationen der Endkunden vorausgelegt und die Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung der Preisentwicklung betrachtet. Zusätzlich wird ein Pfad zur Treibhausgasneutralität bis 2040 entwickelt.

# 1 Machbarkeitsstudie

## 1.1 Ist-Analyse

Die Stadt Lehrte liegt in der gleichnamigen Gemeinde im Osten der Region Hannover im Bundesland Niedersachsen. Die Einwohnerzahl der Stadt beträgt 44.098 Personen [1] auf einer Fläche von 127,67 km<sup>2</sup>. Somit liegt eine Bevölkerungsdichte von rund 347 Einwohnern pro km<sup>2</sup> vor. Dies überschreitet den bundesweiten Durchschnitt von 231 Einwohnern pro km<sup>2</sup>. Das zu untersuchende Gebiet liegt im Nordosten der Stadt Lehrte. Im Norden wird das Gebiet durch die Autobahn A2 und im Westen und Süden durch die Bahntrasse und der Bundesstraße B 443 begrenzt. Im Osten ist keine nahe Begrenzung verortet.

In der Ist-Analyse wurde das vorliegende Gebiet im Detail auf den Wärmebedarf, Potenzialflächen und Fremdleitungen untersucht. Eine erste Eingrenzung des Gebiets erfolgte durch die Stadtwerke Lehrte (Abbildung 1-1) Innerhalb der schwarzen Umrandung befindet sich bereits ein kleines Wärmenetz, welches die Schule und umliegenden Gebäude mit Wärme versorgt, die zugrundeliegende Wärmequelle ist Erdgas. In Orange ist das neue Kernnetz. Die beiden nördlichen Gebiete Untersuchungsgebiet 1 (UG 1, grün) und Untersuchungsgebiet 2 (UG 2, blau), sind als weitere mögliche Gebiete deklariert, die bei ausreichender und wirtschaftlicher Wärmeerzeugung mit erschlossen werden könnten.

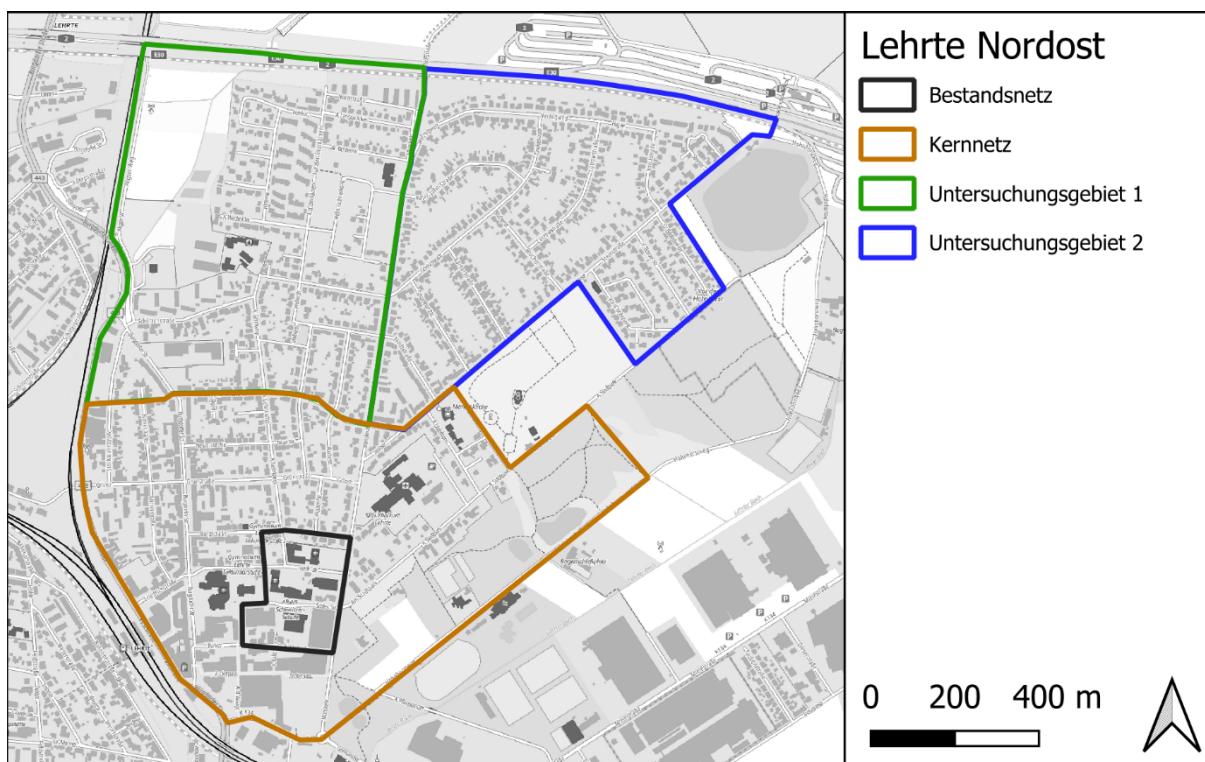


Abbildung 1-1: Vollständiges Gebiet Lehrte Nordost mit Eingrenzung durch die Stadtwerke Lehrte.  
Quelle: Stadtwerke Lehrte.

Die Gebiete unterscheiden sich stark in ihrer Gebäudestruktur. Das Kerngebiet umfasst vor allem Wohngebäude in der Form von Einfamilien-, Mehrfamilienhäuser und in der Nähe des

Bahnhofs mehrere Gewerbegebäude. Zusätzlich kommen einige kommunale bzw. städtische Gebäude hinzu z.B. die Albert-Schweitzer-Schule, Lehrter Gymnasium, Stadtbibliothek und das Krankenhaus Lehrte. Das UG 1 ist geprägt von Einfamilien- und Reihenhäusern im Norden und einigen Mehrfamilienhäusern im südlichen Teil des Gebiets. Das zweite UG ist fast vollständig durch Einfamilienhäuser geprägt. Im ersten Schritt der Ist-Analyse steht die Zuordnung der realen Gasverbrauchsdaten zu den einzelnen Gebäuden im Untersuchungsgebiet. Die Gasverbrauchsdaten wurden durch die Stadtwerke Lehrte bereitgestellt. Mithilfe des Geoinformationssystems QGIS und den Gebäudedaten aus dem Amtlichen Liegenschaftskataster des Bundeslandes Niedersachsen wurde eine gebäudescharfe Karte der Gebäude inklusive ihres Gasverbrauchs erstellt. Auf Grundlage dieser wurden dann weitere Analyseschritte durchgeführt, um ein wirtschaftliches Wärmenetz auszulegen, sowie das Potenzial der Wärmeversorger zu ermitteln. Mithilfe der gegebenen Gasverbrauchsdaten von 2022 bis 2024 wurde ein mittlerer Gasverbrauch je Gebäude erstellt. Der Wärmebedarf wurde dann über den Heizwert von Erdgas und einem konservativ angenommenen durchschnittlichen Wirkungsgrad eines Brennwertkessel von 85 % gebildet. Zur ersten Analyse wurden die Wohngebäude zu Baublöcken zusammengefasst und der Wärmebedarf der einzelnen Wohngebäude aufsummiert, Großverbraucher (Wärmebedarf > 100 MWh<sub>th</sub>) werden separat behandelt. Für eine Bewertung der Baublöcke abseits der absoluten Wärmebedarfe wird die Wärmedichte verwendet, wodurch eine objektivere Bewertung der Baublöcke möglich ist (vgl. Abbildung 1-2).

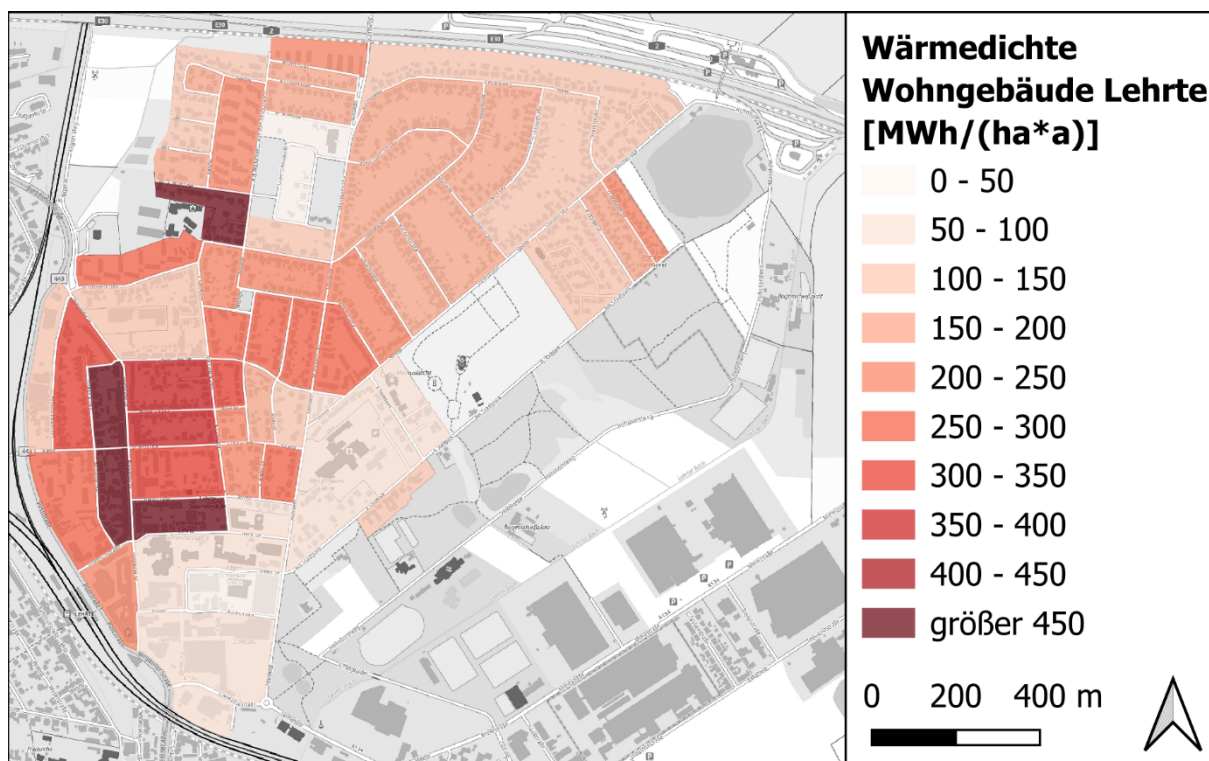


Abbildung 1-2: Wärmedichte je Baublock für Wohngebäude. Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten der Stadtwerke Lehrte.

Mit der Hinzunahme der Wärmelinien-dichte verifiziert sich die Annahme, dass der Kernbereich eine höhere Wärmelinien-dichte besitzt als die nördlichen zwei Gebiete (Abbildung 1-3). Die Wärmelinien-dichte im Kern selbst übersteigt in mehreren Abschnitten die 2,0 MWh/(m\*a) insbesondere in der Nähe des Krankenhauses und des bestehenden Wärmenetz an der Schule zeigt sich eine hohe Dichte. In den nördlicheren Gebieten ist die Wärmelinien-dichte in mehreren Abschnitten unter 2,0 MWh/(m\*a).

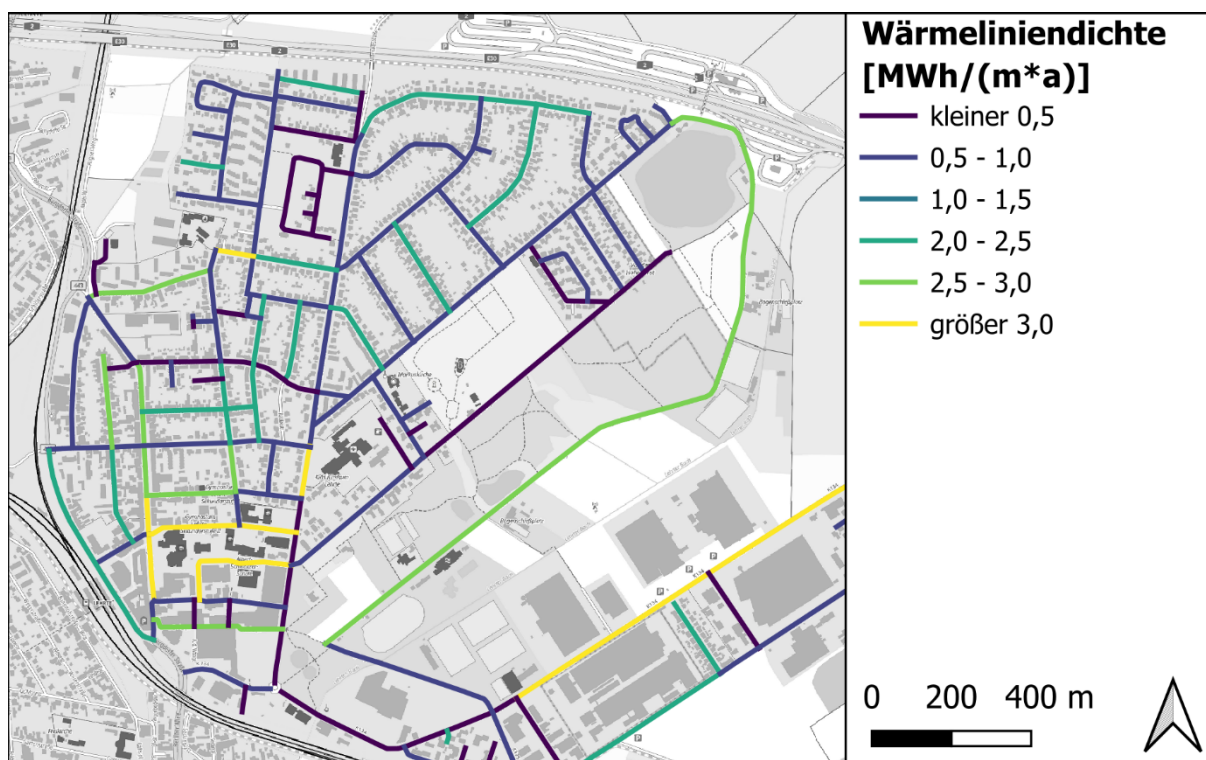


Abbildung 1-3: Wärmelinien-dichte im Untersuchungsgebiet. Quelle: Eigene Darstellung.

In einem weiteren Schritt wurden die ersten Annahmen durch eine Begehung vor Ort verifiziert. Dabei stellte sich heraus, dass die nördlichen Gebiete stark durch Einfamilienhäuser geprägt sind. Aufgrund der geringen Wärmelinien-dichte und Wärmedichte sowie der überwiegenden Anzahl an Einfamilienhäusern werden die beiden nördlichen Untersuchungsgebiete (UG1 und UG2) bereits jetzt als unwirtschaftlich für ein Wärmenetz eingeschätzt. Für viele Gebäudeeigentümer stellt der Einbau von Luftwärmepumpen eine wirtschaftlichere Alternative dar, zumal ausreichend Fläche für die Aufstellung von Außengeräten vorhanden ist.

Aus diesem Grund wird das Gebiet in der weiteren Analyse nicht weiter betrachtet. Im Zuge dessen wurde die Gebietskarte angepasst, um einige Mehrfamilienhäuser mit hohem Wärmebedarf aus Untergebiet 1 aufzunehmen (vgl. Abbildung 1-4).

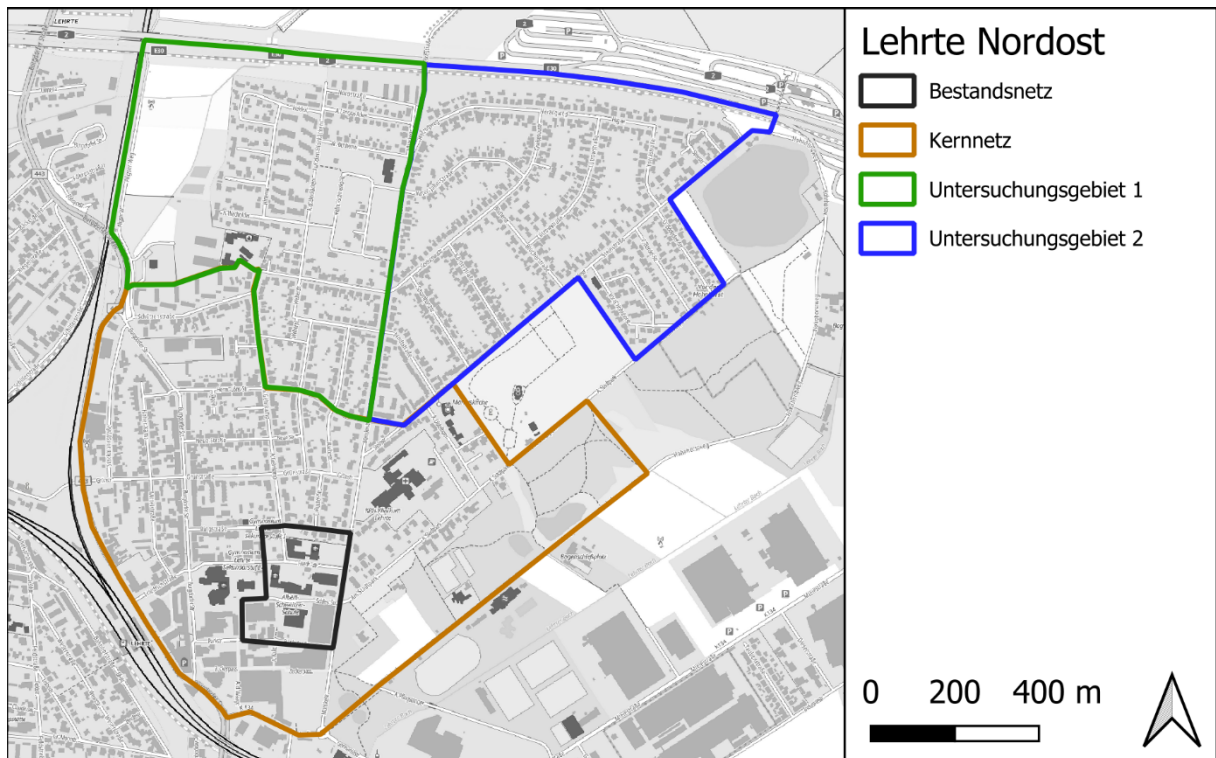


Abbildung 1-4: Vollständiges Gebiet Lehrte Nordost mit neuer Eingrenzung durch die Wärmeschmiede.  
Quelle: Eigene Darstellung





Abbildung 1-5: Impressionen des Versorgungsgebiet zur Oberflächenbeschaffenheit und der baulichen Struktur.  
Quelle: Eigene Fotos

## Wärmebedarf

Aus den zuvor ermittelten Gasverbräuchen wurde, wie bereits beschrieben, der Wärmebedarf der betrachteten Gebäude abgeleitet. Dabei wurde berücksichtigt, dass der Wärmebedarf temperaturabhängig ist, also mit sinkender Außentemperatur steigt und bei höheren Außentemperaturen abnimmt. Etwa 15 Prozent des Wärmebedarfs wurden dabei als temperaturunabhängig dargestellt, um die Energie für die Warmwasserbereitung in den Sommermonaten abzubilden.

Auf Grundlage dieser Bedarfswerte zeigt Abbildung 1-6 den daraus erstellten Wärmelastgang, der den zeitlichen Verlauf der benötigten Wärme über das Jahr darstellt.

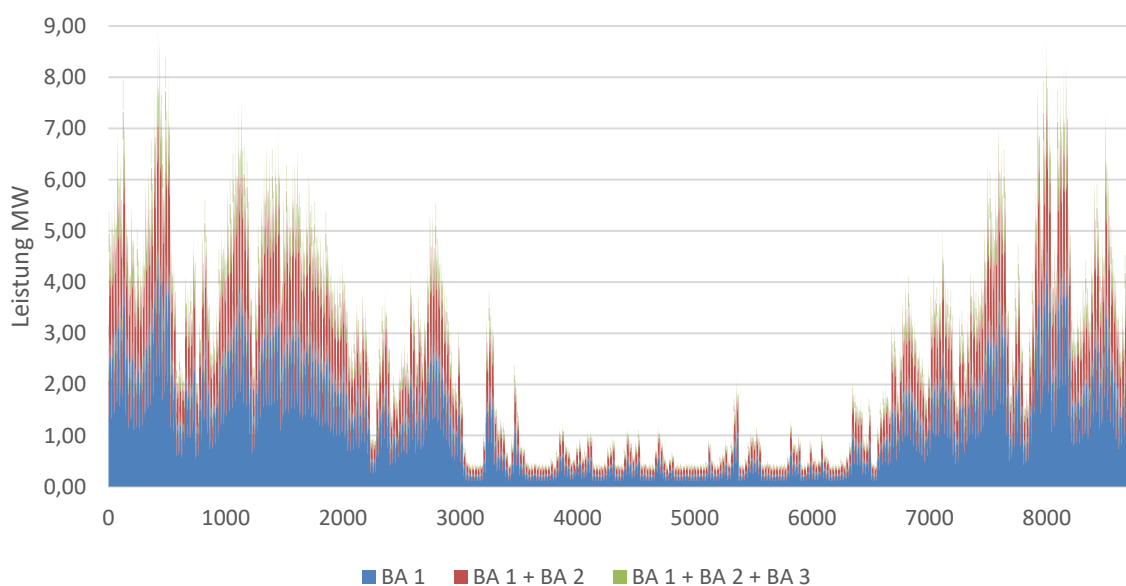


Abbildung 1-6: Wärmelastgang im Jahresverlauf in Abhängigkeit der Ausbaustufen. Quelle: Eigene Darstellung

Der Lastgang wurde in die drei Ausbaustufen des Fernwärmenetzes unterteilt und enthält neben dem Wärmebedarf auch die Wärmeverluste durch das Rohrleitungsnetz. Als große Ankerkunden sind das Schwimmbad sowie das Krankenhaus enthalten. Der Gasverbrauch für den Anteil an Strom durch die KWK-Anlagen an beiden Standorten wurde herausgerechnet.

1. BA 1 – Nahausbau (10.840 MWh/a)
2. BA 2 – Fernausbau (16.289 MWh/a)
3. BA 3 – Vollausbau (17.583 MWh/a)

Als Ausgangspunkt für die Berechnung wurde eine Anschlussquote von 60 Prozent der Wohngebäude angenommen. Eine Gleichzeitigkeit von 60 % wird bei der Auslegung in der Wirtschaftlichkeit berücksichtigt. In Abbildung 1-7 ist die geordnete Jahresdauerlinie in Abhängigkeit der Ausbaustufe dargestellt. Eine detailliertere Beschreibung der Ausbaustufen wird im Kapitel 1.2.10 thematisiert.

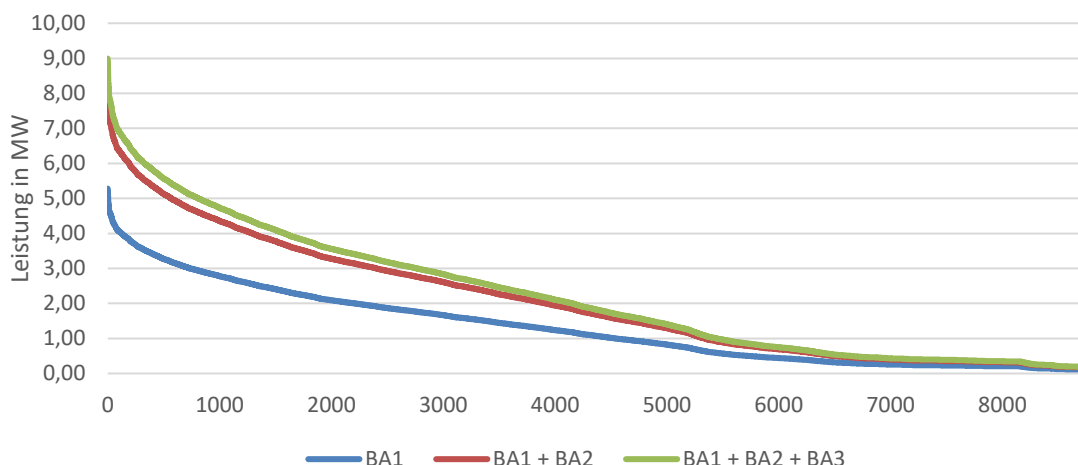


Abbildung 1-7: Jahresdauerlinie in Abhängigkeit der Ausbaustufe. Quelle: Eigene Darstellung

## Wärmekunden

Tabelle 1-1: Anzahl der Anlagen nach ihrer Anschlussleistung und dem nötigen Wärmebedarf. Bei 100 % Wärmeleistung.

Anschlussstyp	Anzahl Anlagen	Übergabeleistung [kW]	Wärmebedarf [MWh]	Temperaturbedarf	Anteil am Wärmebedarf [%]
Indirekt	476	> 0 ≤ 20	10.812	80 °C	59
Indirekt	53	> 20 ≤ 50	1.956	80 °C	11
Indirekt	2	> 50 ≤ 75	208	80 °C	1
Indirekt	3	> 75 ≤ 100	420	80 °C	2
Indirekt	5	> 100 ≤ 200	711	80 °C	4
Indirekt	3	> 200	4.220	80 °C	23
<b>Summe</b>	<b>542</b>		<b>18.327</b>		<b>100</b>

## 1.2 Potenzialanalyse Voruntersuchung

Im Rahmen der Voruntersuchung werden die verschiedenen Wärmequellen hinsichtlich ihrer Eignung untersucht und anhand von verschiedenen Kriterien bewertet. Ist eine Wärmequelle grundsätzlich geeignet, wird diese detaillierter betrachtet. Die zuvor beschriebene Auswahl ist in der nachfolgenden Tabelle 1-2 aufgeführt und zeigt die Ergebnisse der Voruntersuchung. Darin finden neben der Entfernung zur Technikzentrale weitere Kennzahlen wie geologische Verhältnisse, Schallschutz und Platzbedarf Einfluss.

Tabelle 1-2: Zusammenfassung der Voruntersuchung zu Wärmeerzeugerpotenzialen. Quelle: Eigene Darstellung

Potenzial	Ergebnis der Voruntersuchung	Untersuchung
Großwärmepumpe	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Aufstellflächen verfügbar</li> <li>- Entfernung zu Wohngebieten (Schallschutz)</li> </ul>	Ja
Gewässerwärme	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Keine nennbaren Potenziale</li> </ul>	Nein
Geothermie	<p><b>Tiefengeothermie:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- grundsätzliches Potenzial vorhanden, weiter Untersuchung notwendig</li> </ul> <p><b>Oberflächennahe Geothermie:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- keine Einschränkungen im Kartenservice NIBIS bekannt</li> <li>- Wärmeleitfähigkeit im Boden bei ca. 2 W/(m*K)</li> </ul>	Ja
Freiflächen Solarthermieanlage	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Potenzialflächen am Standort der Technikzentrale vorhanden</li> <li>- ggf. Doppelnutzung mit Geothermie</li> </ul>	Ja
Freiflächen Photovoltaik	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Potenzialflächen am Standort der Technikzentrale vorhanden</li> <li>- Eigenstromnutzung</li> </ul>	Ja
Abwärme Bäckerei	<ul style="list-style-type: none"> <li>- geringe Entfernung zu einem möglichen Standort der Technikzentrale</li> <li>- ganzjährig verfügbar (6 Tage die Woche)</li> </ul>	Ja
Abwärme Abwasser	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Abwasser Potenzial der Kläranlage vorhanden, muss weiter untersucht werden</li> <li>- Kläranlage circa 2 km vom Standort der Technikzentrale entfernt</li> </ul>	Ja
Biomasse	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Lagerflächen auf Potenzialflächen vorhanden</li> </ul>	Ja
Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Keine Infrastruktur für Biogas Direktlieferung</li> <li>- Eigenstromnutzung</li> <li>- Sektorenkopplung</li> <li>- Umrüstbarkeit auf Wasserstoff meist möglich</li> </ul>	Ja

Darüber hinaus erfolgt eine erste Vorauswahl von geeigneten Flächen, die für die erneuerbare Wärmeerzeugung genutzt werden können (Potenzialflächen). Vorzugsweise handelt es sich dabei um städtische Fläche in der unmittelbaren Nähe zur Abwärmequelle der Bäckerei. In Lehrte werden die zwei folgenden rot umrandeten Potenzialflächen zur weiteren Betrachtung herangezogen:

**Fläche 1:** 14.910 m<sup>2</sup>

**Fläche 2:** 12.246 m<sup>2</sup>

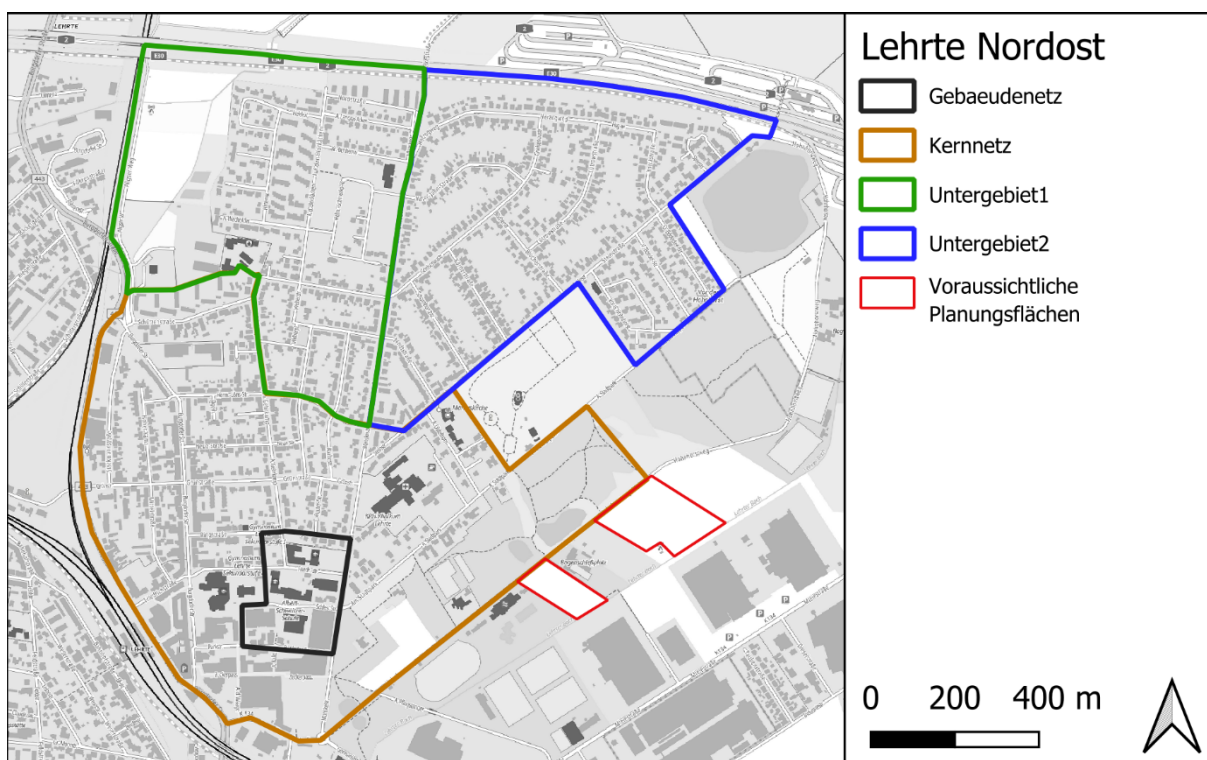


Abbildung 1-8: Potenzialflächen (Rot) für erneuerbare Wärme und dem Standort der neuen Technikzentrale in Lehrte. Quelle: Eigene Darstellung

## 1.2.1 Großwärmepumpen

Wärmepumpen sind für die Erreichung der Klimaziele von Niedersachsen bis 2040 fundamental wichtig. Der Kreisprozess einer Wärmepumpe ist in Abbildung 1-9 verbildlicht. In einem ersten Schritt wird die Umwelt- oder Prozessabwärme über einen Wärmetauscher an das flüssige Kältemittel innerhalb des Kreislaufes übertragen. Durch die Erwärmung verdampft das Kältemittel. Im darauffolgenden Schritt wird das gasförmige Kältemittel mithilfe von elektrischer Energie im Verdichter komprimiert. Durch diese Druckerhöhung erhöht sich auch die Temperatur im Kältemittel. Die Wärmeabgabe an das Heizsystem erfolgt über einen zweiten Wärmetauscher. Bei der Abkühlung des Kältemittels wird dieses wieder verflüssigt. Über das Expansionsventil wird der Druck im Kreislauf wieder reduziert, sodass das Kältemittel seine ursprüngliche Temperatur wiedererlangt. Daraufhin beginnt der Kreislauf erneut.

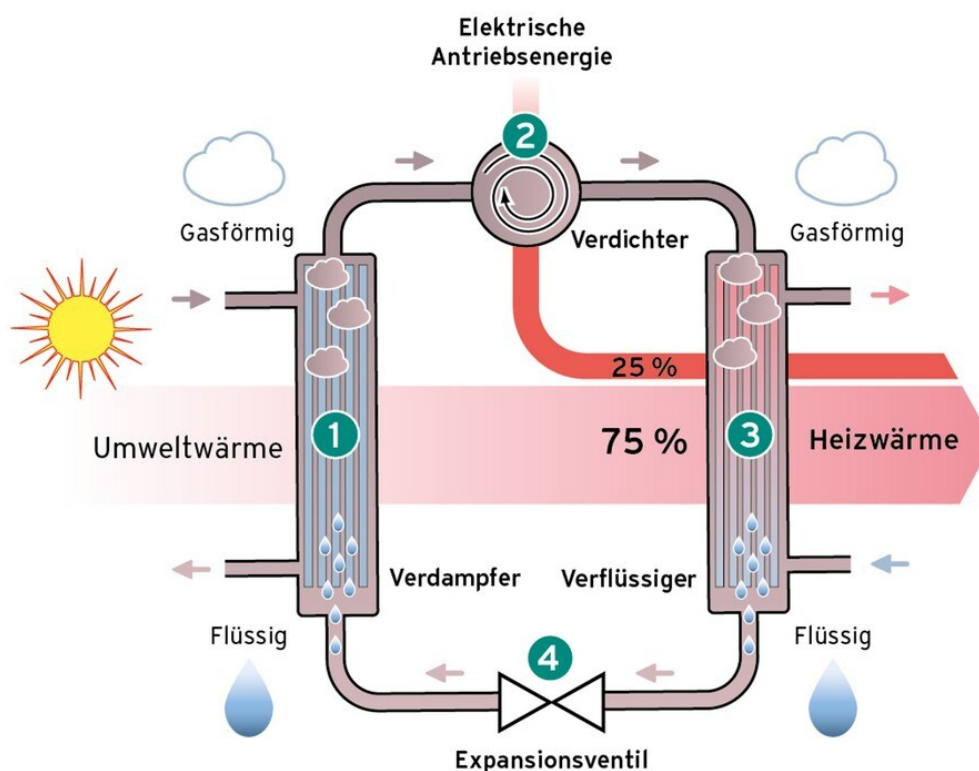


Abbildung 1-9: Kreislaufprozess einer Wärmepumpe. Quelle: [2]

Für Wärmepumpen ist das Kältemittel in Bezug auf die Umweltverträglichkeit, Effizienz und vor allem der Funktion besonders relevant. Geschichtlich ist die Verwendung von Kältemittel durch Verbote, aufgrund ihres hohen Global Warming Potential (GWP), geprägt. Beginnend mit FCKW (Flour-Chlor-Kohlenwasserstoffe), welche die Ozonschicht schädigten. Weitergehend mit fluorierten Gasen (F-Gase) als Kältemittel, die langlebig und ungiftig sind, jedoch in der Umwelt schwer abbaubar sind. F-Gase beschädigen im Gegensatz zu FCKW nicht die Ozonschicht, tragen jedoch bei ihrer Freisetzung in die Umwelt stark zum Klimawandel bei, da sie ein vielfach höheres Treibhauspotenzial als beispielsweise  $\text{CO}_2$

besitzen. Langsam beginnt der Wechsel zu natürlichen Kältemitteln mit einem geringeren GWP, hier sind vor allem Ammoniak, Propan oder Kohlendioxid zu nennen.

Großwärmepumpen sind Wärmepumpen, die in Wärmenetzen verwendet werden und in der Lage sind mehrere angeschlossene Gebäude zu versorgen. Die Mindestleistung einer Großwärmepumpe ist dabei weder fachlich noch rechtlich genau definiert das GEG spricht in § 22 Absatz 2 Satz 3 von einer Großwärmepumpe ab einer Leistung von 500 kW<sub>th</sub>. Andererseits definiert die „VDI 4646:2024-01“ die Leistung auf 100 kW<sub>th</sub>.

Großwärmepumpen sind in der Lage diverse Energiequellen als Grundlage für die Wärmebereitstellung zu verwenden. Dazu gehören die klassischen Umweltenergiequellen Luft, Geothermie und Gewässer, sowie anthropogene Energiequellen wie industrielle Abwärme oder Abwasser aus Kläranlagen. Im Folgenden wird kurz auf die einzelnen Energiequellen eingegangen. Eine tiefere Erläuterung erfolgt in den einzelnen Unterkapiteln.

**Luft:** Die Umweltenergiequelle Luft ist die simpelste und am weitesten verbreitete Energiequelle, um eine Großwärmepumpe zu betreiben. Die Luft wird dabei mithilfe von Ventilatoren angezogen und an den Wärmetauscher vorbeigeführt. Die Effizienz einer Luftgroßwärmepumpe ist stark abhängig von der Umgebungstemperatur und der Luftfeuchtigkeit ab, die über das Jahr hinweg stark variiert.

**Geothermie:** Bei Geothermie wird in drei Stufen unterschieden. Zum einen die oberflächennahe Geothermie in der Form von Erdwärmekollektoren und Erdwärmesonden bis 100 m. Mitteltiefer Geothermie in der Form von Erdwärmesonden bis zu einer Tiefe von 400 m und final tiefen Geothermie ab einer Tiefe von 400 m. Jede dieser Varianten bietet eine Energiequelle dessen Temperatur weniger variabel ist, im Vergleich zu Umgebungsluft.

**Oberflächengewässer:** Oberflächengewässer in der Form von Fließ- oder Stillgewässern bieten eine gute natürliche Energiequelle. Das Potenzial dieser Quelle richtet sich nach Fließgeschwindigkeit bzw. Größe des Gewässers. Bei der Potenzialermittlung von Flüssen wird der mittlere Niedrigabfluss (MNQ) verwendet. Stillgewässer können nur betrachtet werden, wenn sie eine Fläche von 50 ha und eine Tiefe von 20 m besitzen. Für kleiner Stillgewässern sind zum jetzigen Zeitpunkt kein Projekt oder Studien bekannt. In der Nähe des Untersuchungsgebietes Lehrte Nordost befinden sich keine nennenswerten Flüsse oder Seen, wodurch dieses Potenzial nicht weiter betrachtet wird.

**Industrielle Abwärme:** Die industrielle Abwärme ist eine anthropogene Energiequelle welche durch größere Industriebetriebe, während diversen Prozessen freigesetzt werden kann. Dementsprechend liegt dieses Potenzial nur in Gebieten vor, in den sich größere Industriebetriebe angesiedelt haben, die ihre Abwärme noch nicht selbst vollständig verwenden. Die Temperaturen liegen, je nach Prozess, zwischen 30 °C bis über 100 °C. In Lehrte befinden sich diverse Betriebe die Abwärme erzeugen ( [3]). Insbesondere die

Schäfers Bäckerei bietet durch ihre Nähe zur potenziellen Energiezentrale ein interessantes Potenzial.

**Abwasser:** Eine weitere anthropogene Energiequelle ist Abwasser. Bei Abwasser wird in zwei Kategorien unterschieden. Erstens Abwasser aus dem Kläranlagenablauf und zweitens Abwasser aus Abwasserrohren. Für jegliche Nutzung des Abwassers aus dem Kläranlagenablauf sind enge Absprache mit den Anlagenbetreiber nötig. Bei der Nutzung von Abwärme aus Abwasserrohren ist eine zusätzliche Restriktion, dass der Kanaldurchmesser mindestens DN 400 und einen Trockenwetterabfluss von 10 l/s nötig sind. Die Kläranlage in Lehrte liegt nordöstlich des Untersuchungsgebietes mit einer Distanz von 2 km zur Energiezentrale.

**Kaskadierung:** Die Kaskadierung von mehreren Wärmepumpen wird eingesetzt, um die Kondensationstemperatur der Wärmepumpen, durch Reihenschaltung, zu erhöhen oder eine Verbesserung des Teillastverhalten durch Parallelschaltung zu ermöglichen.

Bei einer Reihenschaltung wird die Umweltwärme durch den Verdichter der ersten Wärmepumpe auf ein höheres Temperaturniveau gebracht. Über den Kondensator wird die Wärme an den Verdichter des folgenden Moduls übergeben und auf ein höheres Temperaturniveau gebracht.

Bei einer Parallelschaltung steht die Verbesserung der Regelbarkeit bzw. Teillastfähigkeit von Wärmepumpen ohne invertierbaren Verdichter im Vordergrund. Zudem erlaubt die Parallelschaltung die Möglichkeit im Sommerbetrieb eine gleichzeitigen Heiz- und Kühlbetrieb.

### 1.2.2 Power to Heat

Power-to-Heat-Anlagen sind im BEW-Modul 1 nicht förderfähig, können jedoch im Rahmen einer Machbarkeitsstudie untersucht werden. Dabei muss plausibilisiert werden das der Strom direkt aus einer erneuerbaren Stromerzeugungsanlage bereitgestellt werden kann. Eine Anerkennung durch Zertifikate ist nicht möglich. Im Rahmen dieses Projektes wäre eine Nutzung von Power-to-Heat Anlagen in Kombination mit einer PV-Anlage denkbar. Der Strom einer PV-anlage könnte jedoch effizienter durch den Einsatz von Wärmepumpen genutzt werden. Aus diesem Grund wird diese Wärmequelle für die weitere Untersuchung ausgeschlossen. Jedoch können Power-to-Heat-Anlagen in bestehenden Netzen eingesetzt werden, um beispielsweise nach Börsenpreis oder netzdienlich kurzfristig günstig Wärme bereitzustellen.

### 1.2.3 Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Die erzeugte Wärme aus KWK-Anlagen, die mit Biomethan oder Biogas betrieben werden, zählt im Sinne des Wärmeplanungsgesetzes als erneuerbar, auch wenn die KWK-Anlage nach BEW nicht förderfähig ist.

Die wirtschaftliche Grundlage für den Betrieb eines geplanten Biomethan-BHKWs bildet die Förderung nach dem § 39m Absatz 2 EEG 2023. Gemäß den aktuellen Bestimmungen wird maximal 10 % der Bemessungsleistung der Anlage mit dem anzulegenden Wert gefördert, der über die Ausschreibung ermittelt wird. Dies dient der Begrenzung der förderfähigen Strommenge und fördert eine flexible, systemdienliche Betriebsweise. Darüber hinaus erhält das Biomethan-BHKW einen Flexibilitätzuschlag in Höhe von 100 €/kW installierter elektrischer Leistung, der die Investition in eine an den Strommarkt angepasste Fahrweise fördert.

Der maximale Zuschlagswert für Biomethan-BHKWs beträgt 21,03 ct/kWh. Die Vergütung wird im Rahmen des Marktprämienmodells gewährt, bei dem der Betreiber den Strom direkt am Markt vermarktet und zusätzlich eine Marktprämie erhält, die die Differenz zwischen dem Marktpreis und dem anzulegenden Wert ausgleicht. Durch die Vermarktung sind zudem Mehrerlöse möglich. Durch die Kombination aus EEG-Vergütung, Flexibilitätzuschlag und Wärmeerzeugung ergibt sich eine wirtschaftlich tragfähige Basis für den Betrieb eines flexibilisierten Biomethan-BHKWs.

Ebenfalls können BHKW für die Eigenstromversorgung eingesetzt werden. Das wirtschaftliche Ergebnis hängt dabei maßgeblich vom ersetzten Strompreis ab.

KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung ab 500 kW müssen gemäß Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) an den Ausschreibungen teilnehmen. Dabei werden – abhängig von der jeweiligen Ausschreibungsrunde – Zuschlagswerte im Einstelligen cent/kWh-Bereich erzielt. Für KWK-Anlagen bis 100 kW elektrischer Leistung wird der selbst genutzte Strom weiterhin durch einen KWK-Zuschlag (umgangssprachlich oft „KWK-Bonus“ genannt) gefördert.

## **1.2.4 Geothermie**

### **Oberflächennahe Geothermie**

Oberflächennahe Geothermie bezeichnet die Nutzung der Erdwärme in einer Tiefe von bis zu 400 m. Diese Form der Energiegewinnung kann auf zwei Arten erfolgen: Durch horizontale Erdreichkollektoren oder durch Vertikalsonden.

Für die Nutzung der oberflächennahen Erdwärme kommen zum einen Flächenkollektoren zum Einsatz. Dabei werden Kunststoffrohre in Schleifen verlegt und in geringer Tiefe horizontal in den Boden eingegraben, üblicherweise knapp unter der Frostgrenze in einer Tiefe von 1,5 m. Ein Gemisch aus Wasser und Frostschutzmittel durchströmt diese Rohre und leitet die Erdwärme an die Wärmepumpe weiter. Es ist wichtig, dass diese Flächen nicht überbaut werden, damit der Boden die entnommene Wärme durch Sonneneinstrahlung und Regen wieder regenerieren kann. Ein weiterer Nachteil von Flächenkollektoren ist der enorme Platzbedarf, der etwa doppelt so groß sein muss wie die zu beheizende Wohnfläche [4].

Zum anderen können als platzsparende Alternative Vertikalsonden eingesetzt werden. Diese nutzen nicht die Erdreichwärme durch Sonne und Regen, sondern die natürliche Erdwärme, die in einer Tiefe von bis zu 400 m konstant etwa 15 °C beträgt. Ein großer Vorteil der Sonden-

technologie ist, dass die Temperatur das ganze Jahr über stabil bleibt. Im Gegensatz dazu unterliegen Erdreichkollektoren aufgrund ihrer geringen Tiefe im Laufe des Jahres Temperaturschwankungen.

Die Menge der nutzbaren Wärme wird von mehreren Faktoren beeinflusst, darunter die wirtschaftlichen und technischen Gegebenheiten des jeweiligen Grundstücks, die Anzahl und Position weiterer Sonden in der Umgebung sowie die Möglichkeit der Regeneration der Bohrung durch Kühlung außerhalb der Heizperiode. Bei bestehenden Gebäuden konkurriert die Nutzung von Geothermie mit Erdwärmesonden oft mit anderen – möglicherweise leichter umsetzbaren – Alternativen zur Nutzung erneuerbarer Wärmequellen.

Um ein theoretisch nutzbares Potenzial von Geothermie zu ermitteln, wird eine Ertragsprognose von 150 m tiefen Erdsonden (DA 40 Doppel-U-Sonden) mit einem Abstand von 10 m zueinander innerhalb der zuvor bestimmten Potenzialflächen in Abbildung 1-10 durchgeführt. Insgesamt können 237 Bohrungen auf den Flächen erstellt werden. Aus der Voruntersuchung hinsichtlich der geologischen Gegebenheiten ergaben sich keine Einschränkungen. Ein Bohrprofil in der Nähe der Technikzentrale aus dem Kartenservice NIBIS dient als Grundlage für die erweiterte Untersuchung und ist im Anhang 1 dargestellt. Durch den Kartenservice sind auf den Potenzialflächen keinerlei Einschränkungen, wie Wasserschutzgebiete bekannt. Um den Ertrag pro Sonde zu berechnen wurde ein Wärmebedarf von etwa 17 GWh zugrunde gelegt, basierend auf der ersten Annahme des Wärmebedarfs.

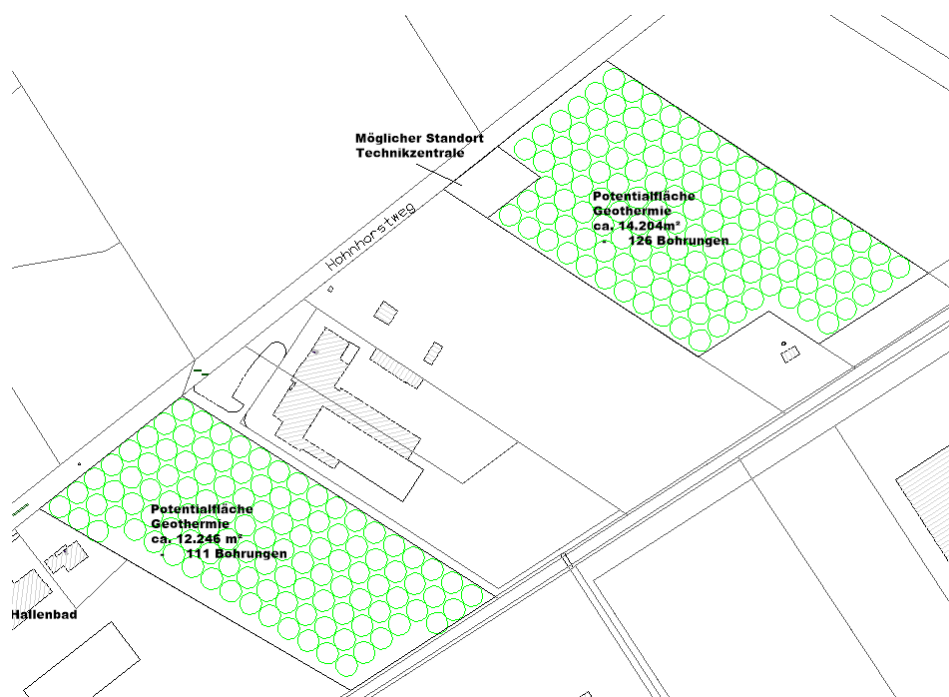


Abbildung 1-10: Potenzialflächen für oberflächennahe Geothermie mittels Sondenbohrungen am möglichen Standort der neuen Technikzentrale in Lehrte. Quelle: Eigene Darstellung

Mit der Software-Erdwärmesonden<sup>1</sup> (EWS) können die Vor- und Rücklauftemperaturen sowie die Leistungen von Erdwärmesonden über einen Zeitraum von 50 Jahren auf Monatsbasis simuliert werden. Da eine vorläufige überschlägige Berechnung gezeigt hat, dass der gesamte Wärmebedarf nicht vollständig durch Erdwärmesonden in Kombination mit einer Sole-Wärmepumpe gedeckt werden kann, wird im ersten Schritt der Auslegung iterativ die erforderliche Entzugsleistung bestimmt. Dabei erfolgt die Auslegung so, dass die Anforderungen für die Genehmigungsfähigkeit nach VDI 4640 eingehalten werden. Konkret bedeutet dies, dass die minimale Rücklauftemperatur der Sonden während des Heizbetriebs nach 50 Jahren 0 °C nicht unterschreiten darf. Der jährliche Ertrag pro Sonde liegt bei 10,1 MWh, wobei die Grenze von 0 °C nach 50 Jahren noch nicht unterschritten wird (siehe Abbildung 1-11). Bei dem zugrunde gelegten Wärmebedarf entspricht dies einem Anteil von 14 % am Gesamtwärmebedarf. Durch die Erschließung weiterer Teilgebiete und die Einbindung von Großabnehmern würde der relative Anteil am Gesamtwärmebedarf entsprechend sinken.

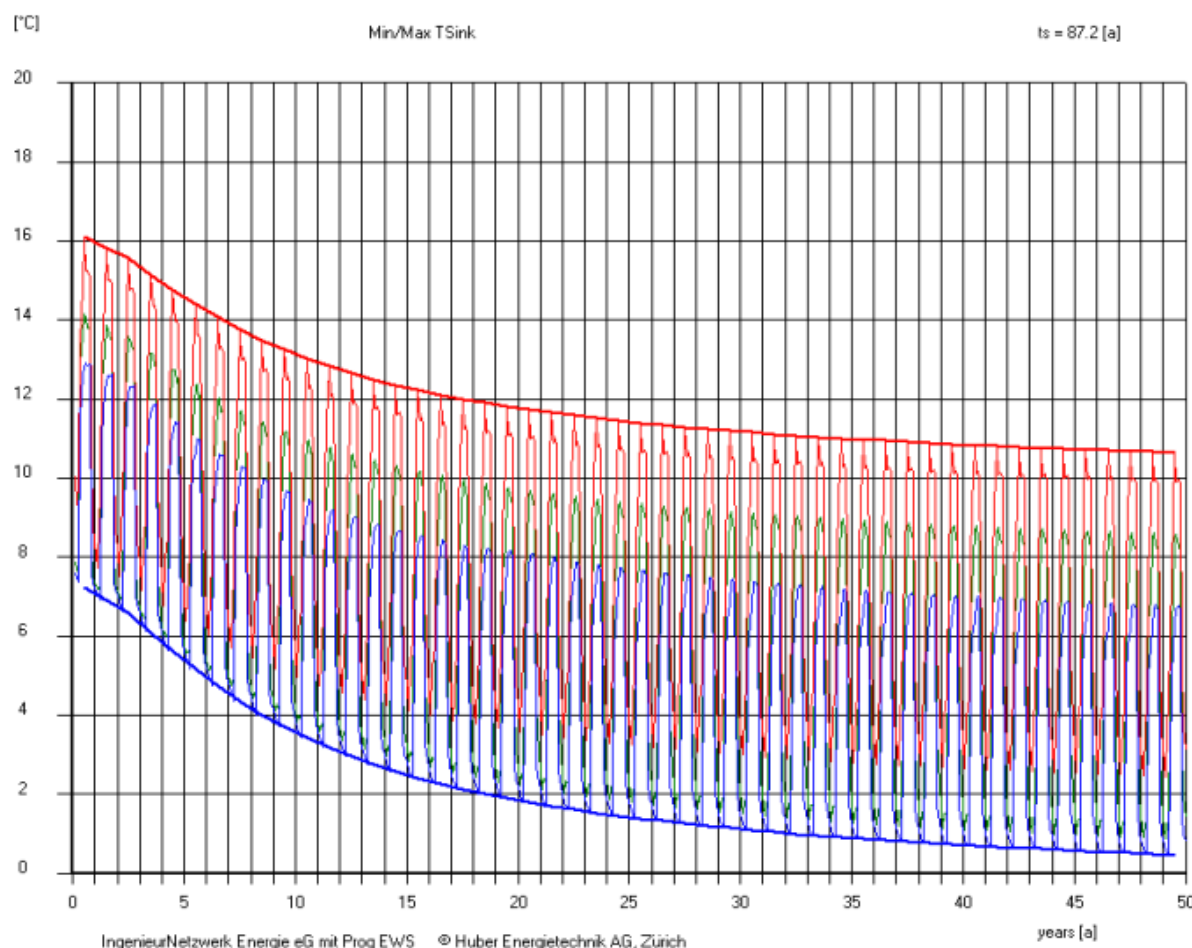


Abbildung 1-11: Temperaturentwicklung der Sondenfelder über 50 Jahre. Quelle: Simulation mit EWS

<sup>1</sup> Huber Energietechnik AG, Zurich

Der Wärmeentzug aus dem Sondenfeld (237 Sonden, 150 m Endteufe) erfolgt wie beschrieben ausschließlich während der Wintermonate von Oktober bis März, um eine zu starke Abkühlung des Erdreichs zu vermeiden. In diesem Zeitraum können aus dem Erdreich rund 1440 MWh Umweltwärme gewonnen werden. Mit einer entsprechenden Sole-Wasser-Wärmepumpe und einem COP von 2,5 können 2400 MWh Wärme erzeugt werden. Während der Sommermonate, wenn eine Luft-Wasser-Wärmepumpe aufgrund höherer Außenlufttemperaturen effizienter arbeitet, erfolgt die Regeneration des Sondenfeldes überwiegend über einen Tischkühler mit einer Leistung von 290 kW<sub>th</sub>. In Abbildung 1-12 ist die Deckung der Grundlast in den Wintermonaten durch die Geothermie dargestellt. Die Sole-Wärmepumpe weist dabei eine erforderliche Leistung von 550 kW auf.

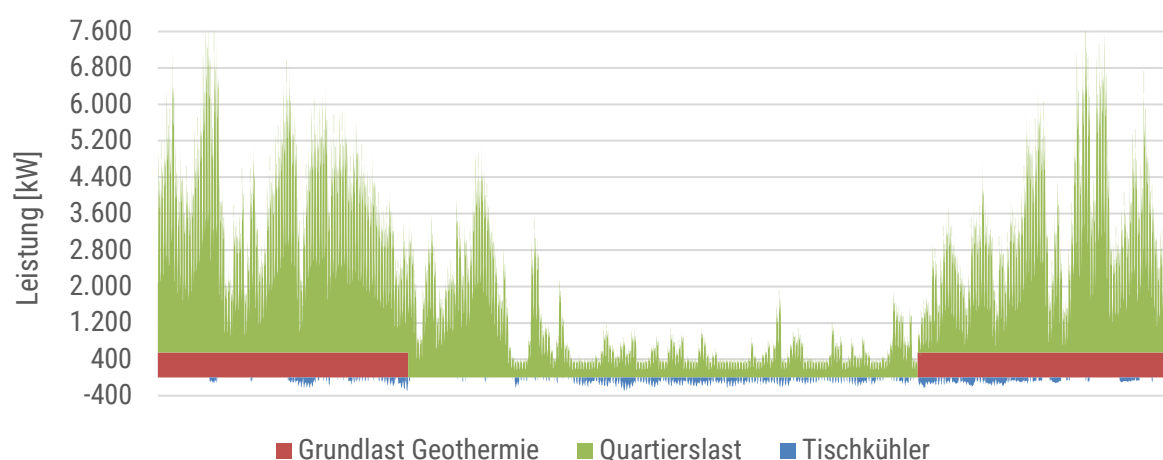


Abbildung 1-12: Grundlastabdeckung in den Wintermonaten durch Geothermie mit einer entsprechenden Wärmepumpe. Quelle: Eigene Darstellung

## Tiefengeothermie

Tiefengeothermie bezeichnet die Nutzung von Erdwärme aus einer Tiefe von mindestens 400 m. Das Ziel ist es, in solchen Tiefen Gesteinsschichten zu erschließen, in denen warmes Thermalwasser fließt. Geeignete Gesteinsformationen für die Geothermienutzung sind vor allem Konglomerate und Sandsteine. Abhängig von der Tiefe und der Beschaffenheit der Quelle variieren die Temperaturen erheblich. In der Tiefengeothermie unterscheidet man daher zwischen Hochenthalpie- und Niederenthalpielagerstätten. Die Grenze zwischen Niederenthalpie (niedrige Temperaturen) und Hochenthalpielagerstätten (hohe Temperaturen) liegt üblicherweise bei etwa 200 °C.

In Norddeutschland werden Niederenthalpielagerstätten hauptsächlich aus sedimentären Porenspeichern des Jura, der Trias und des Perms erschlossen. Das Norddeutsche Becken erstreckt sich von Südniedersachsen bis unter die Nord- und Ostsee. Die Beckenfüllung besteht aus einer bis zu 5.000 m mächtigen Abfolge von Gesteinsschichten, deren Basis Vulkangesteine bilden, auf denen verschiedene Sedimentgesteine lagern. In Tiefen von 4.000 bis 5.000 m herrschen hier Temperaturen zwischen 130 und 160 °C.

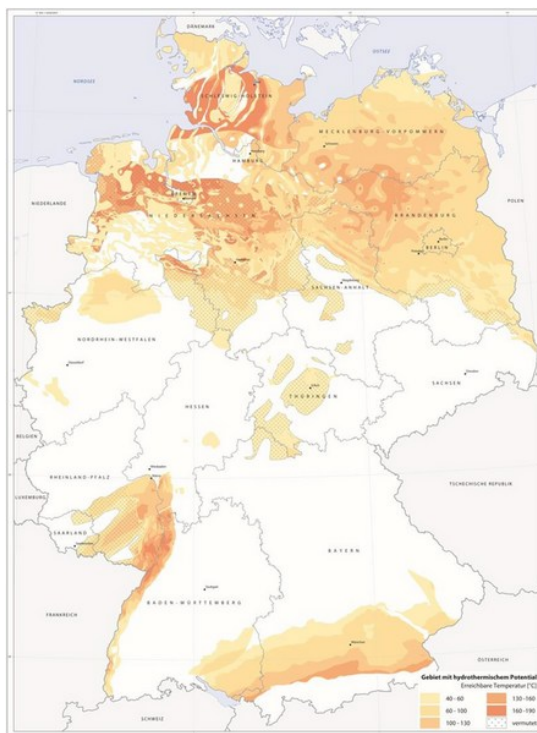


Abbildung 1-13: Graphische Verteilung hydrothormaler Potenziale mit Temperaturangaben. Quelle: Schulz in [5]

Für die Wärmeversorgung werden Temperaturen von unter 180 °C benötigt, die sich im geothermalen Temperaturfenster befinden. Die Bedarfstemperaturen liegen zwischen 30 °C und 70 °C, darunter fällt der Wärmebedarf von privaten Haushalten, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie industrielle Niedertemperatur-Prozesswärme.

Systeme, die auf tiefengeothermischen Quellen basieren, sind aufgrund der höheren Temperaturen äußerst effizient und können mit dem Einsatz von 1 kWh Strom je nach Standort 20 bis 50 kWh Wärme liefern.

Die Planung und Durchführung von Tiefengeothermieprojekten ist ein komplexer Prozess, der sorgfältige Voruntersuchungen und erhebliche Investitionen erfordert. Vor einer Machbarkeitsstudie ist eine Vorstudie zu empfehlen die verfügbaren Daten und Quellen, sowie einen Überblick über die geologische Situation erstellt. Zur Grundlage einer solchen Vorstudie können frei zugängliche Kartenserver wie das Geothermische Informationssystem (GeotIS) des Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG) bzw. der geologische Dienst des Bundeslandes dienen.

Bei einem theoretischen Potenzial nach der Vorstudie steht die Beauftragung einer Machbarkeitsstudie, bei der durch geologische und geophysikalische Untersuchungen, wie seismische Tests, die Eignung des Untergrunds bewertet wird. Diese Untersuchungen dienen dazu, die geothermischen Ressourcen und die Beschaffenheit der geologischen Schichten zu bestimmen. Auf Basis dieser Studien wird eine Wirtschaftlichkeitsanalyse erstellt, welche die Höhe der Anfangsinvestitionen berücksichtigt. Diese umfassen Kosten für die seismischen Untersuchungen, Genehmigungen und die Vorbereitung der Bohrplätze.

Eine Herausforderung in diesem Prozess ist die Unsicherheit, die trotz aller Voruntersuchungen besteht. Selbst nach umfangreichen und kostspieligen Studien kann sich herausstellen, dass der Untergrund nicht die erwarteten Eigenschaften aufweist, wie die Durchlässigkeit und Temperaturen.

Bei der Verwendung von Tiefengeothermie existieren zwei Systeme. Zum einen hydrothermale Systeme und zum anderen petrothermale Systeme. Bei dem hydrothermalen System wird über einen Förderbrunnen das tiefe Grundwasserleiter (Aquifer) an die Oberfläche gefördert. Für die Nutzung eines Aquifers ist eine hohe Durchlässigkeit der umliegenden Gesteinsschichten nötig. Neben der Förderbohrung ist aufgrund der hohen Mineralisation und Gasanteils des Thermalwassers eine Injektionsbohrung zur Rückführung in das Aquifer zu empfehlen. Die Rückführung erlaubt eine leichtere Entsorgung des Thermalwassers, sowie die Sicherstellung der Regeneration des Aquifers [6]. Die Verwendung eines hydrothermalen Systems beinhaltet ein paar Rahmenbedingungen, die einzuhalten sind. Die Temperaturabnahme im Aquifer darf über 50 Jahre nicht größer 1 K betragen. Der Abstand zwischen Förder- und Injektionsbohrung sollte ausreichend groß sein, um einen thermischen Kurzschluss zu verhindern. Üblich ist ein Abstand von 1.000 m bis 2.000 m, je nach Standort sind größere Abstände möglich [7].

Bei petrothermalen Systemen wird weiterhin zwischen offenen und geschlossenen Systemen unterschieden. Ein offenes System ähnelt dem hydrothermalen System mit dem Unterschied, dass keine Aquifere verwendet werden, sondern Gesteinsschichten mit geringer Durchlässigkeit. Dadurch sind diese Systeme unabhängig von wasserführenden Strukturen, benötigen in der Regel eine tiefere Bohrung. Ein geschlossenes petrothermales System wird auch tiefe Erdwärmesonde genannt. Bei tiefen Erdwärmesonden wird das kalte Fluid an den Außenwänden langsam (5 m/s – 65 m/s) hinab geleitet. Währenddessen erwärmt sich das Fluid, beim Erreichen des Endpunktes wird das nun erwärmte Fluid durch das innenliegende isolierte Rohr an die Oberfläche gefördert. Über einen Wärmetauscher wird daraufhin die Wärme in den Fernwärmekreislauf übertragen [6].

Vorteilig, im Gegensatz zu den anderen benannten Systemen, ist die flexible Einsetzbarkeit von tiefen Erdwärmesonden, da kein Grundwasserleiter oder poröse Gesteinsschichten notwendig sind. Zudem besteht kein direkter Austausch mit dem umliegenden Stein, wodurch verschiedene Fluide verwendet werden können. Tiefe Erdwärmesonden besitzen eine geringere Leistung als die offenen Systeme, da die Wärmeübertragungsfläche mit dem Gestein gering ist. Die Bohrung erweist sich als kostenintensiven Teil, da eine exakte Vorhersage der geologischen Verhältnisse erforderlich ist [6].

Da die Voruntersuchungen zur tiefengeothermischen Ergiebigkeit sowohl den zeitlichen als auch den Kostenrahmen der Machbarkeitsstudie weit übersteigen, kann das Potenzial nicht beziffert werden. Sollte im Rahmen des Zielszenarios der Einsatz von Tiefengeothermie notwendig sein, muss eine geothermische Voruntersuchung in den Maßnahmenkatalog aufgenommen werden. Mithilfe der benannten Kartenserver wird eine Schätzung möglich, ob eine Probebohrung in die tieferen Gesteinsregionen nötig ist.

Lehrte liegt im Norddeutschen Becken. In dieser Region ist das hydrothermale Potenzial (Abbildung 1-13) generell hoch, Lehrte liegt in einer Zone, der ein hohes Potenzial vermutet ist (130 bis 160 °C), zudem ist niedriges bis mittleres Potenzial nachgewiesen (40 – 100 °C). Im Weiteren zeigt ein Querschnitt in die Gesteinsschichten mithilfe des GeotIS, dass ein Potenzial in Form einer Unterkreideschicht in einer Tiefe ab 1.000 m vermutet wird (vgl. [8]). In den tieferen Regionen befinden sich weitere Potenziale in der Form einer Doggerschicht (ab 1.500 m) und einer oberer Keuperschicht (2.150 m). Die Mächtigkeit der Unterkreideschicht beträgt ca. 100 bis 150 m. Die Temperatur in dieser Region liegt bei 45 °C bis 62 °C mit einer Abweichung von  $\pm 2$  °C. Die Doggerschicht weist eine größere Mächtigkeit von bis zu ca. 400 m auf. Die Temperaturen in diesem Bereich liegen bei 65 bis 75 °C. Am tiefsten ist die obere Keuperschicht mit einer geringeren Mächtigkeit als die andere Schichte. Die Dicke beträgt ca. 150 m und weist eine Temperaturspreizung von 85 bis 90 °C auf. Diese Temperaturen eignen sich beinahe für eine direkte Nutzung in einem Wärmenetz (Vertikalschnitte vgl. Anhang 2).

Zur Reduzierung des Fündigkeitsrisiko wurde als weitere Quelle das niedersächsische Bodeninformationssystem (NIBIS) hinzugezogen. Dieser unterstreicht die bisherigen Annahmen, dass die großen geothermischen Ablagerungen (Valangium und die Bückeberg-Gruppe) in der Region großflächig vertreten sind. Lokale geringmächtige Ablagerungen sind dennoch möglich. Zusätzlich zeigt der NIBIS, dass in der Nähe des untersuchten Gebiets einige Probebohrungen existieren, die Unterkreideschicht nachweise und deren Permeabilität aufzeigen ( [9], Themenkarte Geologie, Explorationsrelevante Gesteine für hydrothermale Tiefengeothermie).

Aufgrund der Daten aus GeotIS in Kombination mit dem NIBIS lässt sich ableiten, dass in der Region in und um Lehrte nennenswerte tiefe geothermische Vorkommen vorhanden sind.

Die wirtschaftliche erste Abschätzung für tiefen Geothermie wird mithilfe des Technikkatalogs des Kompetenzzentrum Wärmewende durchgeführt [10]. Zusätzlich wird mithilfe der ermittelten Temperaturen aus dem GeotIS eine Abschätzung des COPs vorgenommen, um eine realistische Abschätzung der jährlichen Stromkosten zu ermöglichen. Die tiefe Geothermie wird mit den anderen Potenzialen gleicher Leistung im ersten Schritt verglichen. Dabei zeigt sich, dass durch die hohe Quelltemperatur die tiefe Geothermie trotz der hohen Investitionskosten weiterhin kompetitiv bleibt.

### **1.2.5 Freiflächen Solarthermie**

Solarthermie kann sowohl auf Dachflächen als auch als Freiflächenanlage im Offenland genutzt werden. Größere Anlagen können dabei in Wärmenetze einspeisen, während kleinere Anlagen für eine direkte Nutzung der Wärme geeignet sind. Grundsätzlich schwanken die Erträge im Tages- und Jahresverlauf. Zu Zeiten des größten Wärmebedarfs, während der Heizperiode, stehen üblicherweise geringere Wärmeerträge zur Verfügung, sodass eine Kombination mit weiteren Wärmequellen und/oder Speichersystemen erforderlich sein kann. Zudem besteht eine Konkurrenz um die Fläche mit Photovoltaikanlagen zur solaren Stromerzeugung.

Zur Ermittlung des Freiflächen Solarthermie Potenzials werden die Potenzialflächen aus (Abbildung 1-10) mit Solarthermie Modulen belegt. Die Module (6158 x 2591 mm) werden südlich mit einer Neigung von 35° in Parallelenreihen und einem Abstand von 2 m ausgerichtet. Bei dieser Auslegung könnten auf Fläche 1 rund 441 Module und auf Fläche 2 rund 485 Module errichtet werden. Insgesamt ergibt sich eine Bruttokollektorfläche von 14.779 m<sup>2</sup> und eine Aperturfläche von rund 13.715 m<sup>2</sup>, welche im Jahresverlauf rund 4,3 GWh Wärme erzeugen können.

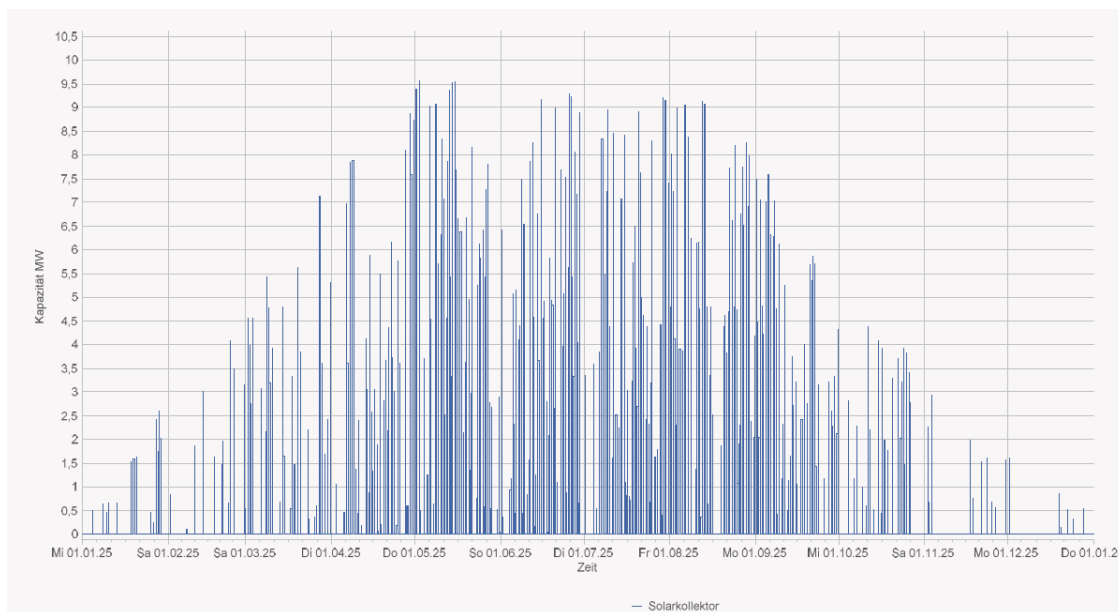


Abbildung 1-14: Ertrag der Solarthermieanlage im Jahresverlauf. Quelle: Simulation mit EnergyPro

### 1.2.6 Freiflächen Photovoltaik

PV-Anlagen auf Freiflächen erreichen hohe Erzeugungsleistungen, deren Erträge üblicherweise direkt ins Stromnetz eingespeist werden. In räumlicher Nähe zu Heizzentralen für Wärmenetze kann eine PV-Freiflächenanlage auch zur direkten Versorgung von zentralen Wärmepumpen genutzt werden. Zur Ermittlung des Potenzials werden die geeigneten Potenzialflächen beispielhaft mit PV-Modulen der Abmessung 2,17 × 1,3 m belegt, die mit einer Neigung von 20° installiert werden. Sie werden parallel in Reihen aufgestellt, wobei der Abstand zwischen den Reihen 4 m beträgt. Jede Reihe besteht aus sogenannten „Modultischen“, die jeweils drei Module in der Breite enthalten.

Um den Eigenverbrauch zu maximieren, insbesondere angesichts der unterschiedlichen Wärmeerzeugerkonzepte und Wärmepumpentechnologien, wird die PV-Anlage auf Fläche 1 nach Osten und die auf Fläche 2 nach Westen ausgerichtet. Die maximale Leistung der PV-Anlage beträgt rund 2,47 MWp, wobei die maximale Leistung jedes einzelnen Moduls 600 Wp beträgt. Insgesamt ergeben sich für die östlich Ausgerichtete PV-Anlage eine Stromerzeugung von 1.182,5 MWh/a und für die westliche Ausrichtung 1.400,9 MWh/a. Die Stromerzeugung basiert auf der Berechnung mit dem Simulationsprogramm EnergyPro, welches unter Berücksichtigung des Standortes und den Klimadaten, wie der Außenlufttemperatur, die

Erträge im Jahresverlauf simuliert. In den beiden folgenden Abbildung ist der Ertrag im Jahresverlauf dargestellt.

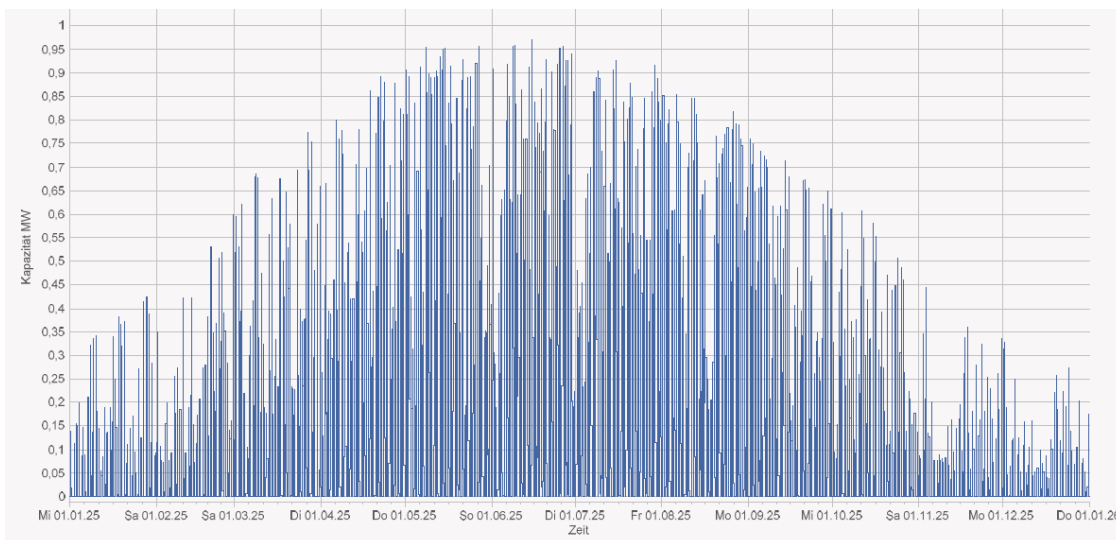


Abbildung 1-15: Ertrag der östlich ausgerichteten PV-Anlage im Jahresverlauf. Quelle: Simulation mit EnergyPro

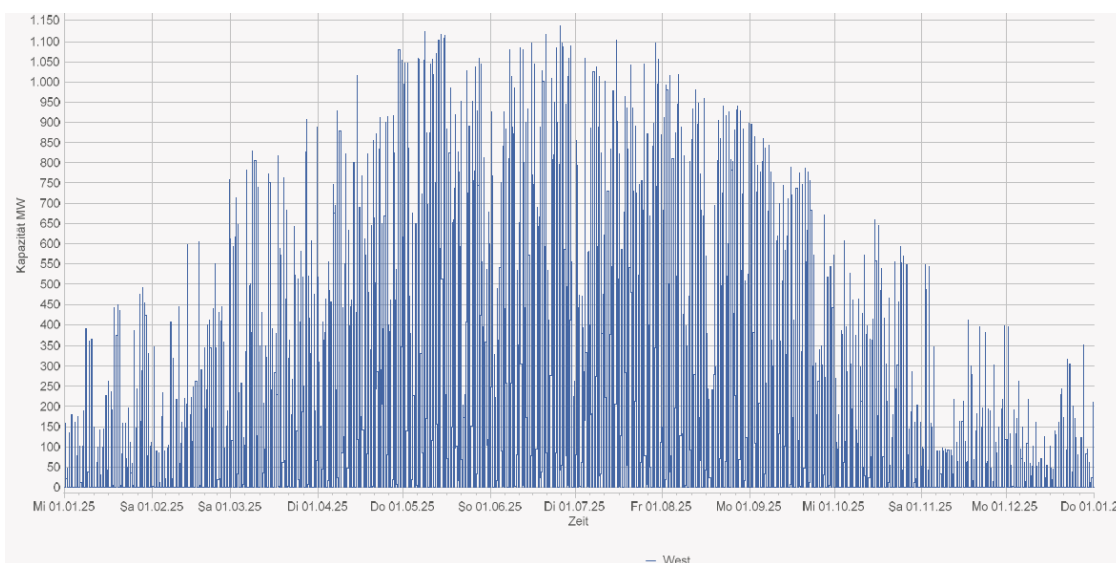


Abbildung 1-16: Ertrag der westlich ausgerichteten PV-Anlage im Jahresverlauf. Quelle: Simulation mit EnergyPro

### 1.2.7 Biomasse

Unter Biomasse fallen alle organischen Stoffe, die für die Energiegewinnung genutzt werden können. Diese fallen in der Forst-, der Land- und der Abfallwirtschaft an. Der Großteil der energetischen Nutzung ist die Wärmeerzeugung aus Holz, wobei laut dem Niedersächsischen Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz in Niedersachsen bereits ca. 1,6 Mio. t Holz für die Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Allerdings seien nahezu alle für die energetische Nutzung zu Verfügung stehenden holzartigen Ressourcen bereits ausgeschöpft [11].

Am Standort der Technikzentrale stehen dafür ausreichend Lagerflächen zur Verfügung; die Versorgung durch einen Dienstleister muss geprüft werden. Die Technologie ist nach dem BEW für eine Netzlänge von unter 20 km uneingeschränkt förderfähig (100 % Biomasseanteil möglich, keine Begrenzung der Betriebsstunden).

## **1.2.8 Abwärme**

### **1.2.8.1 Abwärme Schäfers Bäckerei**

Im Rahmen der Studie ergibt sich ein mögliches Abwärmepotenzial der in Lehrte ansässigen Bäckerei Schäfers. Dabei handelt es sich um unvermeidbare Abwärme die im Prozess als Nebenprodukt anfällt und deshalb förderfähig ist. Förderfähig sind dabei Maßnahmen zur Integration von unvermeidbarer Abwärme.

Das Potenzial beläuft sich gemäß Aussagen der Bäckerei Schaefers Herrn Stieber auf etwa 3,5 GWh pro Jahr und steht an sechs Tagen in der Woche zur Verfügung (Stand 09.10.25). Daraus resultiert eine durchschnittliche Leistung von rund 468 kW. Die Abwärme der Bäckerei weist eine Temperatur von etwa 35 °C auf und soll fertig Flansch in einem Wasserkreislauf übergeben werden. Dieses Temperaturniveau ist für die direkte Einspeisung in das Wärmenetz zu niedrig. Um die Wärme auf ein nutzbares Temperaturniveau anzuheben können Wasser-Wasser-Wärmepumpe (Booster-Wärmepumpen) eingesetzt werden. In der ersten Ausbaustufe könnte die Wärmequelle ungefähr 35 % des Wärmebedarfs decken.

### **1.2.8.2 Abwasserwärme Kläranlage**

Die Abwasserwärmerückgewinnung (AWRG) oder Abwasserwärmenutzung (AWN) bezieht sich auf die Nutzung der im Abwasser enthaltenen Abwärme. Mit Temperaturen im Winter von durchschnittlich 8 bis 12 °C und im Sommer zwischen 17 und 20 °C bietet Abwasser das ganze Jahr über ein Potenzial zur Wärmeenergieerzeugung. Durch den Einsatz von Wärmetauschern und Wärmepumpen kann die Wärmeenergie aus dem Abwasser extrahiert und für Heizzwecke genutzt werden, was sowohl umweltfreundlich als auch wirtschaftlich ist.

Die Nutzung von Abwasserwärmenutzungsanlagen erfordert geeignete Voraussetzungen. Dazu zählen ausreichende Abwasserströme mit einem angemessenen Volumen und Temperaturniveau sowie die technische Infrastruktur zur Installation der benötigten Ausrüstung [12], [13]. Potenzielle Standorte für Abwasserwärmenutzungsanlagen finden sich häufig in städtischen Gebieten mit einem dichten Abwassernetzwerk sowie in Industrie- oder Gewerbegebieten, wo große Abwassermengen anfallen. Die Nähe zu Gebäuden, die von der erzeugten Wärme oder Kälte profitieren können, ist ein weiterer wichtiger Faktor bei der Standortwahl.

Eine Möglichkeit ist die Nutzung des Abwassers am Standort der Zentralkläranlage in Lehrte, welche sich in rund 2 km Luftlinie vom Möglichen Standort der neuen Technikzentrale befindet (siehe Abbildung 1-17). Aufgrund der vorhandenen Infrastruktur eignet sich der Standort der Kläranlage gut für die Installation einer Wärmeauskopplung. Die Anlage ist für

48.000 Einwohnerwerte (EW) ausgelegt und verarbeitet ein jährliches Schmutzwasseraufkommen von 2.678.855 m<sup>3</sup>/a [14]. Der Monatsverlauf basierend auf Werten aus dem Jahr 2024 ist in im Anhang 3 dargestellt.

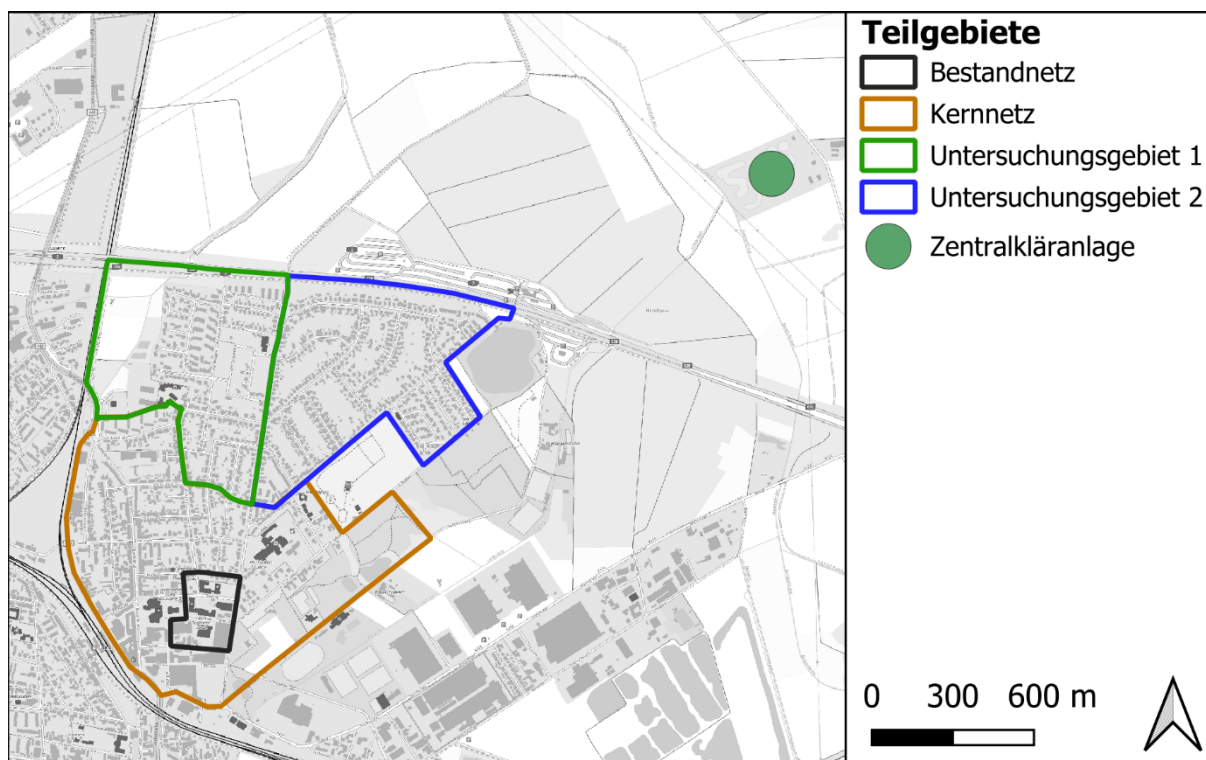


Abbildung 1-17: Standort der Zentralkläranlage in Lehrte. Quelle: Eigene Darstellung

Da nur Daten zum Jahresschmutzwasseraufkommen zur Verfügung stehen und keine Daten zum tatsächlichen Auslauf der Kläranlage, wird die mögliche Auskopplung der Wärmemenge überschlägig bei einer Temperaturspreizung von 4 K berechnet. Als Annahme für die Jahresauslaufmenge der Kläranlage zur Berücksichtigung von Verlusten wird folgende Annahme getroffen:

$$\text{Jahresauslaufmenge} = \text{Jahresschmutzwasseraufkommen} * 0,95$$

Aus den Annahmen ergibt sich ein durchschnittlicher Volumenstrom von 290,4 m<sup>3</sup>/h am Auslauf der Kläranlage. Anhand der Werte lässt sich ein theoretisches Wärmepotenzial von 11,9 GWh/a im Jahr bei einer Leistung von 1.355 kW berechnen.

Ein weiteres Potenzial zur Wärmeauskopplung bieten die verschiedenen Pumpstationen im Stadtgebiet von Lehrte. Besonders interessant ist dabei das Hauptpumpwerk in unmittelbarer Nähe zum geplanten Standort der neuen Technikzentrale. Für die Pumpstationen liegen lediglich Angaben zu Pumpenleistung und Volumenstrom vor, weshalb auf Basis des Verhältnisses der Pumpenleistung zum Jahresschmutzwasseraufkommen ein durchschnittlicher Volumenstrom von etwa 87 m<sup>3</sup>/h für das Hauptpumpwerk ableiten werden kann. Aus den überschlägig ermittelten Werte ergibt sich ein Potenzial von ungefähr 3,5 GWh/a am Hauptpumpwerk mit einer Leistung von 400 kW.

### 1.2.9 Großwärmespeicher

Auf Grund des zeitlichen Versatzes zwischen Verfügbarkeit von Umweltwärmequellen zum Wärmebedarf können thermische Speicher eine wichtige Rolle zur Nutzungssteigerung von Umweltwärme und unvermeidlicher Abwärme spielen. Außerdem sind sie ein wichtiger Baustein in der Sektorenkopplung (Strom-Wärme).

Unterschieden wird zwischen Großwärmespeichern, die mittelfristig (wenige Tage oder Wochen) bis langfristig (saisonale Verschiebung) Wärme speichern können und kurzfristigen Speichern, die die Wärme einige Stunden speichern.

**Kurzfristige Speicher** können dezentral eingesetzt werden. Sie dienen zur Nutzungsgrad-erhöhung in einzelnen Gebäuden und können dort beispielsweise die Wärme aus Dachflächen Solarthermie oder einer KWK-Anlage zwischenspeichern, um die Erzeugung zeitlich vom Wärmebedarf zu entkoppeln.

**Großwärmespeicher** werden meist in Verbindung mit einem Wärmenetz eingesetzt. Sie reichen von Behälterspeichern, die bis zu einem Speichervolumen von ca. 50.000 m<sup>3</sup> errichtet werden können, bis zu Erdbeckenspeichern, die über 200.000 m<sup>3</sup> Speichervolumen zur Verfügung stellen können.

Darüber hinaus gibt es die Möglichkeit **Sonderspeicher** einzusetzen, wie z.B. Aquifer-speicher, bei denen Wärme über bis zu 1.500 m tiefe Bohrungen in wassergefüllte Hohlräume geführt wird oder Eisspeicher, die den Phasenübergang von Wasser zur Energiespeicherung nutzen.

**Erdwärmesonden (Saisonale Wärmespeicher)** eignen sich unter anderem, um im Sommer überschüssige Wärme aufzunehmen, diese zu speichern und im Winter wieder zu entladen. Dabei zeichnen sie sich durch eine hohe Wärmekapazität, sowie geringere Verluste an die Umgebung. Die Speicherung der Wärme erfolgt dabei durch die Zirkulation des Mediums und die Abgabe der Wärme an die umliegenden Erd- bzw. Gesteinsschichten. Die Entladung erfolgt analog zur Einspeicherung, ist die Temperaturschichtung in Erdwärmesonden nicht vertikal, sondern konzentrisch vom Kern ausgehend zu den Rändern der Sonde. Die Vorteile in der Nutzung von Erdwärmesonden sind die spezifisch geringen Investitionskosten bei einem großen Speichervolumen, sowie eine mögliche Weiternutzung der freibleibenden Oberflächen. Nachteilig sind eine geringe Be- und Entladeleistung sowie das niedrige Temperaturniveau, das den Einsatz von Wärmepumpen erforderlich macht. Beispiel für die Nutzung von Erdwärmesonden ist Crailsheim (63.360 m<sup>3</sup>) und Neckarsulm (10.000 m<sup>3</sup>).

Da Speicherlösungen sehr individuell auf die technischen Anforderungen der Wärmequelle und -senke abgestimmt werden müssen, werden im Rahmen der Potenzialanalyse keine konkreten Speicherkonzepte aufgeführt. Eine mögliche Überlegung wäre, die Abwärme der Bäckerei gezielt in Kombination mit den Sondenbohrungen der Geothermie zu nutzen, indem überschüssige Abwärme der Bäckerei im Sommer in den Erdwärmesonden gespeichert wird. Auf diese Weise könnte die sonst notwendige Regeneration über einen Tischkühler entfallen, und im Winter stünde ein höheres Temperaturniveau zur Verfügung. Die Umsetzung müsste jedoch noch eingehend geprüft werden, insbesondere im Hinblick auf die thermische

Belastung und Erwärmung des Untergrunds sowie die technische und wirtschaftliche Machbarkeit.

### 1.2.10 Erweiterte Untersuchung und Priorisierung

Je nach Ausbaustufe werden zusätzliche Wärmequellen benötigt, da die Abwärme der Bäckerei nicht ausreicht, um den gesamten Wärmebedarf zu decken. Zudem muss der maximale zulässige Anteil von 10 % fossiler Brennstoffe gemäß BEW eingehalten werden, sodass weitere regenerative Wärmeerzeuger erforderlich sind. Bei Technologien mit gekoppelter Stromeinspeisung ist zu berücksichtigen, dass lediglich 25 % der erzeugten Wärmemenge in das Wärmenetz eingespeist werden dürfen. Darüber hinaus ist darzustellen, wie die verbleibenden fossil betriebenen Anlagen bis spätestens 2045 vollständig ersetzt bzw. durch erneuerbare Erzeugungstechnologien substituiert werden können. Aus diesem Grund wird über eine erste Wärmepreisermittlung (siehe Abbildung 1-18) die Auswahl der Wärmeerzeuger begrenzt. Zur Berechnung wurden Daten aus dem Technikkatalog Wärmeplanung herangezogen (Stand 2025, November) [10].

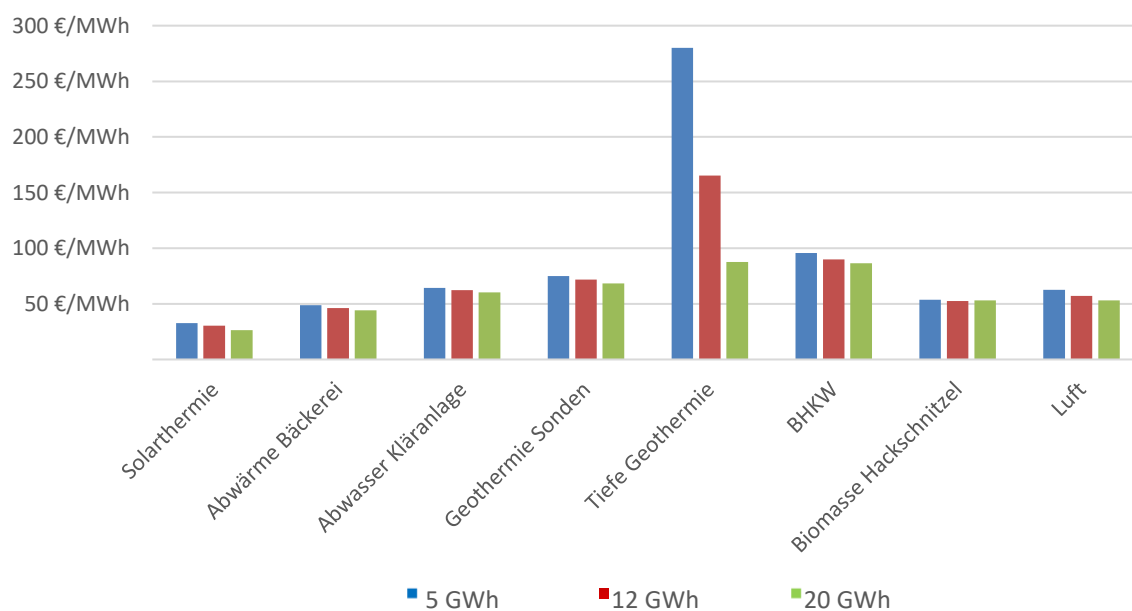


Abbildung 1-18: Wärmepreisermittlung der verschiedenen Wärmeerzeuger in Abhängigkeit des Wärmebedarfs. Quelle: Eigene Darstellung [10]

Die Wärmeerzeuger werden jeweils auf einen Anteil von 100% der benötigten thermischen Energie skaliert, wobei die Vollbenutzungsstunden berücksichtigt werden. In Abhängigkeit eines steigenden Wärmebedarfs (5 GWh, 12 GWh und 20 GWh) werden die Wärmepreise in €/MWh ermittelt. Die zuvor dargestellten Potenziale und die ermittelten Wärmegestehungskosten zeigen, dass Tiefengeothermie aufgrund der hohen Investitionskosten und hoher thermischer Leistung erst bei deutlich steigenden Wärmeabnahmemengen wirtschaftlich konkurrenzfähig wird. Für die vorliegende Machbarkeitsstudie wird diese Technologie daher als Wärmeerzeugungsoption

ausgeschlossen. Perspektivisch kann Tiefengeothermie insbesondere im Falle einer weiteren Erschließung der Flächen südlich der Bahntrasse von Interesse werden. Die Daten zur Wärmepreisermittlung sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt. Die Tabelle verdeutlicht den sinkenden Wärmepreis bei steigendem Wärmebedarf, weshalb hier die Leistung entsprechend den Vollbenutzungsstunden nicht angepasst wird.

Tabelle 1-3: Wärmepreisermittlung für die Wärmequelle Tiefe Geothermie. Quelle: Eigene Darstellung

Wärmebedarf + Wärmeverluste		5,9 GWh	12,1 GWh	25,1 GWh
Thermische Leistung	kW	5.000	5.000	5.000
Gelieferte thermische Energie	%	100	100	100
Endenergiebedarf	MWh	590	1.210	5.020
Volllaststunden	h	1.180	2.420	5.020
Investition nach Förderung	€	25.592.674	25.592.674	25.592.674
Gesamtkosten	€/a	1.652.701	2.001.628	2.196.628
Wärmepreis	€/MWh	280	165	88

Seitens der Stadtwerke ist der Einsatz von Biomasse nicht vorgesehen. Wie zuvor beschrieben, sind die Ressourcen für die energetische Gewinnung weitestgehend erschöpft (vgl. Kapitel 1.2.7). Der derzeit niedrige Wärmepreis wird in den kommenden Jahren voraussichtlich steigen, weshalb in der weiteren Planung diese Wärmequelle ausgeschlossen wird. Die Daten zur Wärmepreisermittlung sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 1-4: Wärmepreisermittlung für die Wärmequelle Biomasse. Quelle: Eigene Darstellung

Wärmebedarf + Wärmeverluste		5,9 GWh	12,1 GWh	25,1 GWh
Thermische Leistung	kW	1.300	2.500	5.600
Gelieferte thermische Energie	%	100	100	100
Endenergiebedarf	MWh	6.556	13.444	27.889
Volllaststunden	h	4.538	4.840	4.482
Investition nach Förderung	€	559.260	1.075.500	2.409.120
Gesamtkosten	€/a	317.311	634.968	1.333.261
Wärmepreis	€/MWh	54	52	53

Die Abwärme des Abwassers stellt grundsätzlich ein Nutzungspotenzial dar. Die Entfernung zur Kläranlage begrenzt jedoch die wirtschaftliche Umsetzung, da hierfür eine entsprechende Trassenführung erforderlich wäre. Für eine detaillierte Bewertung der Pumpstation sind genauere Daten notwendig sowie eine technische Machbarkeit im weiteren Verlauf zu prüfen. Im Vergleich dazu bietet die Abwärme aus der Bäckerei aufgrund ihrer günstigeren

Randbedingungen ein deutlich vorteilhafteres Nutzungsszenario. Die Daten zur Wärmepreisermittlung sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 1-5: Wärmepreisermittlung für die Wärmequelle Abwasser. Quelle: Eigene Darstellung

<b>Wärmebedarf + Wärmeverluste</b>		<b>5,9 GWh</b>	<b>12,1 GWh</b>	<b>25,1 GWh</b>
<b>Thermische Leistung</b>	kW	800	1.600	3.200
<b>Gelieferte thermische Energie</b>	%	100	100	100
<b>Endenergiebedarf</b>	MWh	2.034	4.172	8.655
<b>Volllaststunden</b>	h	7.375	7.563	7.844
<b>Investition nach Förderung</b>	€	681.243	1.156.081	1.961.888
<b>Gesamtkosten pro Jahr</b>	€/a	379.710	752.354	1.512.938
<b>Wärmepreis</b>	<b>€/MWh</b>	<b>64</b>	<b>62</b>	<b>60</b>

Die auf den ersten Blick günstigen Wärmegestehungskosten für Solarthermie sind nur eingeschränkt aussagekräftig, da für einen wirtschaftlichen Betrieb ein saisonaler Wärmespeicher erforderlich wäre und die Flächenverfügbarkeit seitens der Stadtwerke derzeit noch unklar sind. Zudem führt das sommerliche Wärmeüberangebot zu Konkurrenzsituationen mit anderen Grundlasterzeugern. Darüber hinaus ist das Temperaturniveau der Solarthermie im Jahresverlauf schwankend, weshalb die Vorlauftemperatur nicht durchgehend erreicht werden kann. Aufgrund der unklaren Flächenverfügbarkeit sowie der genannten technischen und systemischen Einschränkungen wird Solarthermie in den weiteren Betrachtungen nicht weiter berücksichtigt. Die Daten zur Wärmepreisermittlung sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 1-6: Wärmepreisermittlung für die Wärmequelle Solarthermie. Quelle: Eigene Darstellung

<b>Wärmebedarf + Wärmeverluste</b>		<b>5,9 GWh</b>	<b>12,1 GWh</b>	<b>25,1 GWh</b>
<b>Thermische Leistung</b>	kW	9.000	18.000	34.000
<b>Gelieferte thermische Energie</b>	%	100	100	100
<b>Endenergiebedarf</b>	MWh	6.082	12.474	25.100
<b>Volllaststunden</b>	h	659	672	738
<b>Investition nach Förderung</b>	€	2.158.694	4.102.639	7.386.358 €
<b>Gesamtkosten</b>	€/a	193.017	366.833	660.444
<b>Wärmepreis</b>	<b>€/MWh</b>	<b>33</b>	<b>30</b>	<b>26</b>

Für die weitere Variantenbewertung und die Ausarbeitung verschiedener Versorgungskonzepte werden die Abwärme der Bäckerei, oberflächennahe Geothermie, Wärmepumpen sowie KWK-Anlagen berücksichtigt. Zur Sicherstellung der Betriebssicherheit wird ein Gaskessel als Spitzen- und Reserveanlage integriert. Er deckt insbesondere

Lastspitzen und Ausfallzeiten anderer Erzeuger ab und gewährleistet somit eine kontinuierliche Bereitstellung der benötigten Vorlauftemperaturen im Wärmenetz. Die Ermittelte Wärmepreise der priorisierten Wärmerezeuger sind im Anhang 4 dargestellt.

Die verschiedenen Ausbaustufen des Wärmenetzes orientieren sich an den Wärmelinienichten (WLD). Insgesamt wurden drei Ausbaustufen für das potenzielle Wärmenetz identifiziert. Zum einen eine „BA 1“-Variante, die über den kürzesten Weg an das Bestandnetz anschließt und weiter Straßenzüge mit einer WLD von größer 2,0 MWh/(m\*a) mit anschließt. Darüber hinaus wurde eine „BA 2“-Variante definiert, die über die Straße „Am Gehrkamp“ nach Norden hinweg weitere Gebäude anschließt. Nach dieser Haupttrasse (Step 1, rot) sind weitere Ausbauschritte innerhalb der Variante als Step 2 (blau) definiert. Diese Abschnitte haben eine WLD von knapp 2,0 MWh/(m\*a) und benötigen eine zusätzliche Anschlussstrasse (vgl. Anhang 5).

Im letzten Szenario wurde ein Vollanschluss (BA 3) der relevantesten Gebäude im Kernnetz angestrebt. Dies beinhaltet sämtliche Gebäude die an einer Straße mit einer WLD über 2,0 MWh/(m\*a), sowie deren Anschlussleitung zur Haupttrasse über den kürzesten Weg. Tabelle 1-7 fasst die Aufteilung der Ausbaustufen zusammen.

Tabelle 1-7 Zusammenfassung der Ausbaustufen anhand der Wärmelinienichte. Quelle: Eigene Darstellung

Ausbaustufe	Wärmebedarf ohne Verluste [MWh/a]	Ø WLD [MWh/(m*a)]	Anzahl Anschlüsse	Trassenlänge [m]
I	10.333	3,54	102	2.920
II	15.288	3,41	287	4.488
III	16.317	2,63	327	6.214







### 1.3 Soll-Analyse

Auf Grundlage der ausgewählten Wärmequellen werden unterschiedliche Versorgungskonzepte entwickelt, um die Effizienz und Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgung zu bewerten. Da ein erheblicher Anteil der zu nutzenden Wärme als Niedertemperaturwärme vorliegt, die kostengünstig bereitgestellt werden kann, ist der Einsatz von Wasser-Wasser-Wärmepumpen (Booster-Wärmepumpen) erforderlich. Diese nutzen die vorhandene Niedertemperaturwärme und heben das Temperaturniveau unter Einsatz von Strom an. Zur Besicherung der Wärmeversorgung wird in allen Varianten ein Gaskessel vorgesehen.

#### 1.3.1 Erzeugungskonzepte

Die verschiedenen Erzeugerkonzepte basieren auf den ersten Ermittlungen durch die Potenzialanalyse. Zur Verstetigung einer Variante werden verschiedene Konzepte hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit untersucht. Der gesamte Variantenvergleich ist dem Anhang 6.1 beigefügt. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Varianten wird mithilfe eines über Jahre entwickelten und optimierten Excel-Tools nach VDI 2067 durchgeführt. In der nachfolgenden Tabelle 1-8 sind die verschiedenen Erzeugerkonzepte dargestellt. Zur Konfiguration der Konzepte stehen folgende Wärmeerzeuger zur Verfügung: Gaskessel, Abwärme der Bäckerei, Booster-Wärmepumpen, Luft-Wärmepumpen, Erdwärmepumpen (Sole-Wärmepumpen) sowie KWK-Anlagen.

Tabelle 1-8: Zusammenfassung der verschiedenen Wärmeerzeugerkonzepte. Quelle: Eigene Darstellung

Wärmeerzeuger						
Ausbaustufe	Gaskessel	Abwärme	Booster-WP	Luft WP	Sole WP	KWK
V1 (BA1)	4.000 kW	468 kW	2.250 kW	1.250 kW		
V2 (BA1+BA2)	4.000 kW	468 kW	3.690 kW	2.500 kW		
V3 (BA1+BA2+BA3)	4.000 kW	468 kW	3.690 kW	3.000 kW		
V4 (BA1)	4.000 kW	468 kW	2.250 kW	650 kW	600 kW	
V5 (BA1+BA2)	4.000 kW	468 kW	2.250 kW	650 kW	600 kW	3.000 kW
V6 (BA1+BA2+BA3)	4.000 kW	468 kW	2.250 kW	650 kW	600 kW	3.000 kW
V7 (BA1+BA2)	4.000 kW	468 kW	2.250 kW	1500 kW		3.000 kW
V8 (BA1+BA2+BA3)	4.000 kW	468 kW	2.250 kW	1500 kW		3.000 kW

Die kostengünstige Abwärme soll vorrangig genutzt werden, um den Wärmebedarf im Sommer zu decken. Die Betrachtung soll aufzeigen, welche zusätzlichen Wärmeerzeuger das Konzept

ergänzen, um eine ganzjährige Wärmeversorgung sicherzustellen. Die verschiedenen Variante sind an die unterschiedlichen Ausbaustufen gekoppelt und müssen entsprechend die erforderlichen Nennleistung abdecken. Zusätzlich ist in allen Varianten ein 5.000 m<sup>3</sup> großer Wärmespeicher berücksichtigt, welcher zur Flexibilisierung der Wärmeerzeuger dient. Aufgrund verschiedener Vorgaben und Rahmenparameter des BEW, wird die Wärmeerzeugerleistung in Abhängigkeit der Ausbaustufe angepasst. Vor allem ist die Einhaltung des maximalen fossilen Anteils von 25 % für die gekoppelte Wärmeerzeugung zu beachten. Die KWK-Anlagen werden perspektivisch mit Biomethan betrieben, weshalb ihr Beitrag nicht in die Bilanzierung des fossilen Anteils einfließt.

Die Varianten 1 bis 3 unterscheiden sich im Wesentlichen hinsichtlich der Ausbaustufe und der damit verbundenen Anpassung der thermischen Leistung sowie der eingesetzten Wärmepumpentechnologien. Im Unterschied dazu wird in den Varianten 4 bis 6 das Konzept um die oberflächennahe Geothermie erweitert. Aufgrund der begrenzten Entzugsleistung reichen in den Varianten 5 und 6 die verfügbaren thermischen Leistungen nicht aus, um den maximal zulässigen Anteil fossiler Brennstoffe einzuhalten. Daher wird in diesen Varianten zusätzlich eine KWK-Anlage als Wärmequelle eingeplant. Zur wirtschaftlichen Betrachtung der verschiedenen Varianten wird in den Variante 7 und 8 die Wärmequelle Luft in Kombination mit einer KWK-Anlage berücksichtigt. Die verschiedenen Varianten werden mit der Software EnergyPro<sup>2</sup> nachgebildet und die Wärmeerzeugeranteile in Abhängigkeit des Lastgangs und weiterer Rahmenbedingungen wie der Wirtschaftlichkeit ermittelt. In der Software werden Temperaturabhängigkeiten der Außenlufttemperatur sowie monetäre Einflüsse wie Energiepreise berücksichtigt. Die Abbildung 1-19 zeigt die simulierten Wärmeerzeugeranteil durch die Software in der folgende wesentliche Kriterien berücksichtigt sind:

- Abwärme der Bäckerei Schäfers ist priorisiert
- Einhaltung des maximalen fossilen Anteils gemäß BEW
- Wärmespeicher und Wärmepumpe sind so dimensioniert, dass der Wärmebedarf im Sommer innerhalb weniger Stunden erzeugt und für den restlichen Tag zwischengespeichert werden kann

---

<sup>2</sup> EMD International, Aalborg

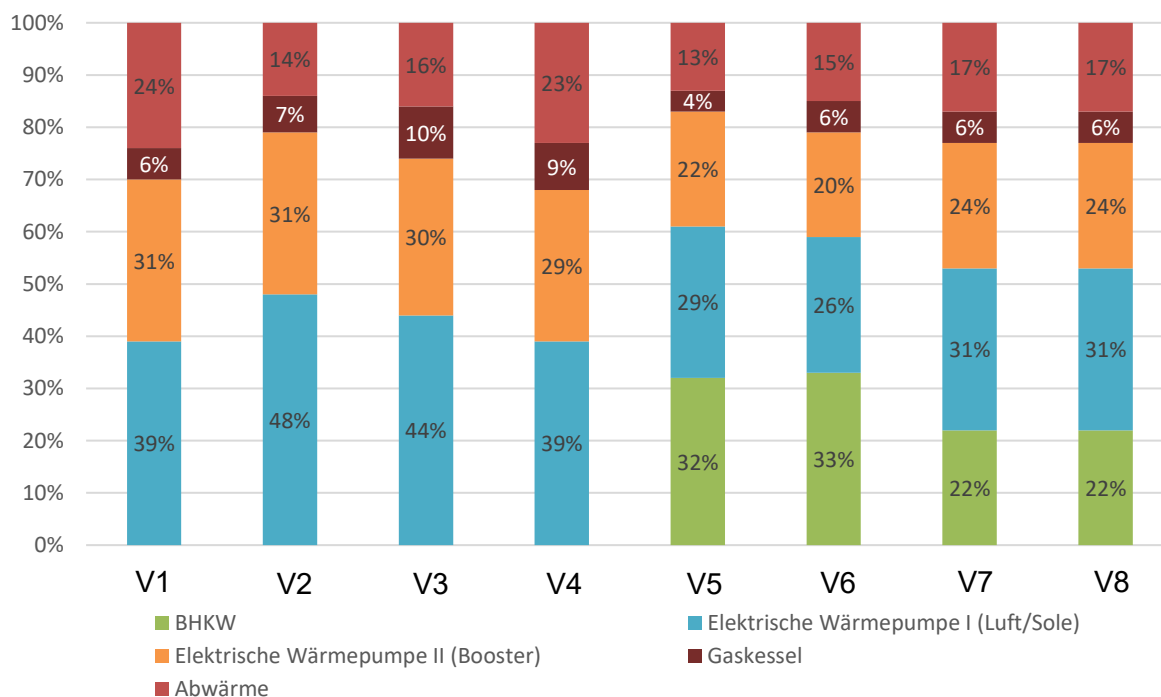


Abbildung 1-19: Wärmeerzeugeranteil der verschiedenen Varianten im Jahresverlauf. Simuliert mit der Software EnergyPro. Quelle: Eigene Darstellung

Die Ergebnisse der Simulation werden in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung übernommen. Während die technische Auslegung als Grundlage für die Schätzung der Investitionskosten dient, werden die unterschiedlichen Anteile der Erzeuger an der Wärmeerzeugung zur Berechnung der jährlichen Energiekosten berücksichtigt. Die detaillierten Angaben zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für den Wärmebedarf und die Energieerzeuger sind ebenfalls dem Anhang 6.1 zu entnehmen.

### 1.3.2 Konzeptionelle Planung des Wärmenetz

Das Wärmenetz wird aufgrund der benötigten Vorlauftemperaturen von circa 80 °C (im Winter bis 85 °C) mit Kunststoffmantelrohren (KMR-Rohre) ausgeführt. Dieser Rohrtyp ist bereits Bestandteil des bestehenden Netzes an der Albertschweizer-Schule, welches auch an die Versorgung der neuen Technikzentrale angeschlossen werden soll. Die Temperaturspreizung im Netz beträgt dabei etwa 30 K, sodass die Rücklauftemperaturen im Normalbetrieb bei rund 50 bis 55°C liegen. Die in der Wirtschaftlichkeit berücksichtigten Trassenlängen sind in Abbildung 1-20 dargestellt.

Ausbaustufe	BA1	BA1/BA2	BA1/BA2/BA3
Vorlauf [°C]	80	80	80
Rücklauf [°C]	50	50	50
Haupttrasse [m]	2.920	4.488	6.214
Hausanschlüsse [m]	1.533	4.305	4.899
Wärmeverluste [MWh/a]	507	1.001	1.266
Kosten pro m Trassenlänge [€/m]	1.082	1.001	1.002

Abbildung 1-20: Auslegungsparameter des Rohrnetzes für die Wirtschaftlichkeitsberechnung. Quelle: Eigene Darstellung

Die Länge der Haupttrasse wurde in der GIS Anwendung QGIS in Abhängigkeit der Ausbauvarianten ermittelt (siehe Anhang 5). Für die Hausanschlüsse wurde eine Länge von 15m pro Anschluss angenommen. Die Wärmeverluste sind konservativ mit 13 W/m angenommen. In den Kosten sind Erdarbeiten, Tiefbau sowie der Rohrleitungsbau berücksichtigt. Die Daten sind für die spätere Betrachtung der Investitionen für den Rohrleitungs- und Tiefbau von Bedeutung.

## 1.4 Variantenvergleich

Im ersten Schritt der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgt ein Variantenvergleich der verschiedenen Wärmeerzeugerkonzepte (vgl. 1.3.1), um eine Zielvariante zu erarbeiten, welchen im Nachgang ausgearbeitet wird. Die Zusammenfassung ist dem Variantenvergleich der Wirtschaftlichkeitsberechnung in Anhang 6.1 zu entnehmen.

### Investitions- und Kapitalkosten

Die Investitionskosten setzen sich im Wesentlichen aus dem Rohrleitungsnetz, den Wärmeerzeugern sowie verschiedenen Nebenkosten zusammen. Für die Wärmeerzeuger sind aktuelle Herstellerangebote ausgewertet und entsprechende Investitionskosten hinterlegt worden. Für die Wasser-Wasser-Wärmepumpen wurde aus mehreren Angeboten ein durchschnittlicher spezifischer Preis von 900 €/kW ermittelt, der anschließend mit der erforderlichen Leistung multipliziert wurde. In den Varianten mit oberflächennaher Geothermie sind Sondenbohrungen mit 70 €/m berücksichtigt. Die Kosten für den Tiefbau des Rohrleitungsnetzes sind in den Baukonstruktionen enthalten. Das Wärmenetz ist in den Technischen Anlagen enthalten. In den Baunebenkosten sind Architektur und Ingenieursleistungen berücksichtigt in Abhängigkeit der Investitionskosten.

Tabelle 1-9: Auflistung der gesamten Investitionskosten in Millionen je Variante.

Variante	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	V8
Investition [Mio. €]	11,1	19,4	22,5	14,5	21,4	24,2	18,3	21,1

Die Kapitalkosten werden über einen durchschnittlichen WACC (Weighted Average Cost of Capital) von 3% berechnet und mittels der Annuitätenmethode über 20 Jahre gleichmäßig verteilt, sodass jährlich ein konstanter Betrag zur Deckung von Investition und Zinsen anfällt. Aus den zuvor ermittelten Investitionskosten ergeben sich folgende Kapitalkosten:

Tabelle 1-10: Zusammenfassung der Kapitalkosten mittels WACC und der Annuitätsmethode. Quelle: Eigene Darstellung

Variante	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	V8
Kapitalkosten [Mio. €]	0,75	1,30	1,52	0,97	1,49	1,68	1,28	1,47

### Bedarfs- und Betriebsgebundene Kosten

Die bedarfsgebundenen Kosten ergeben sich aus dem Bedarf der jeweiligen Energieträger unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades sowie des Brennwertes für gasförmige und flüssige Energieträger. Die zugrunde gelegten Tarife basieren auf Durchschnittswerten und den veröffentlichten Preisblättern der Stadtwerke Lehrte. Für Strom und Erdgas wird bei den Tarifen zwischen Arbeits-, Leistungs- und Grundpreis unterschieden. Hingegen werden in den betriebsgebundenen Kosten Instandhaltungskosten berücksichtigt, welche über einen prozentualen Anteil der Investitionskosten berechnet werden. Die Werte liegen im Bereich zwischen 0,5 und 3 % je nach Anlagenbereich. Ausnahme bildet die KWK-Anlagen, welche einen Preis je Kilowattstunde Anlagenleistung (1,5 Cent/kWh) berücksichtigt. In der folgenden Tabelle sind die jährlichen bedarfsgebundenen und betriebsgebundenen Kosten zusammengefasst.

Tabelle 1-11: Zusammenfassung der bedarfs- und betriebsgebundenen Kosten aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung. Quelle: Eigene Darstellung

Variante	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	V8
Bedarfsgebundenen Kosten [Mio. €/a]	1,29	1,76	1,88	1,27	2,62	2,81	2,35	2,51
Betriebsgebundene Kosten [Mio. €/a]	0,11	0,17	0,19	0,12	0,24	0,26	0,19	0,22

### Jahreseinnahmen

Zur Darstellung einer wirtschaftlichen Variante müssen zunächst Annahmen zu den Einnahmen getroffen werden, die in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einfließen. Der vorliegende Ansatz ist zunächst statisch, weshalb für die Zielvariante eine Gewinn- und Verlustrechnung über einen Zeitraum von 30 Jahren durchgeführt wird.

Die Einnahmen aus dem Wärmeverkauf werden über entsprechende Tarife berücksichtigt, welche eine erste Annahme bilden, um einen besseren Varianten Vergleich zu erhalten. Diese setzen sich aus einem Grund-, Arbeits- und Leistungspreis zusammen. Die ersten 10 MWh

sind mit 140 €/MWh angesetzt, danach gibt es bis 100 MWh eine leichte Preisabstufung. Steigt die Abnahme auf 170 MWh kosten alle weiteren 100 €/MWh. Im Folgenden sind die Gesamteinnahmen durch den Warenverkauf pro Ausbaustufe dargestellt.

Tabelle 1-12: Zusammenfassung der Jahreseinnahmen aus dem Wärmeverkauf der Wirtschaftlichkeitsberechnung. Quelle: Eigene Darstellung

Ausbaustufe	BA1	BA1 + BA2	BA1 + BA2 + BA3
Jahreseinnahmen Wärmeverkauf [Mio €/a]	1.31	2.12	2.29

Darüber hinaus ergeben sich Einnahmen aus dem Stromverkauf der KWK-Anlagen in den Varianten 4 bis 8. Die Vergütung erfolgt nach dem in der Potenzialanalyse beschriebenen Verfahren. In diesem Fall wird das EEG genutzt, um neben dem am Markt erzielten Stromerlös zusätzlich eine Marktprämie sowie einen Flexibilitätzuschlag zu erhalten. Aufgrund der Anlagengröße muss jedoch an Ausschreibungen für Zuschläge teilgenommen werden. Die zusätzliche Marktprämie ist auf maximal 876 Vollbenutzungsstunden begrenzt (§ 39m Abs. 2 Besondere Zahlungsbedingungen für Biomethananlagen des EEG). Unter Berücksichtigung der Vorgaben des Flexibilitätzuschlag werden 100 €/kW für Neuanlagen pro Jahr ausgezahlt. Die EEG-Vergütung über die Marktprämie ist mit 8 Cent/kWh und die Vergütung über den Marktpreis mit 10 Cent/kWh angenommen worden.

Eine weitere Maßnahme ist die Betriebskostenförderung gemäß BEW für zentrale Wärmepumpen, die in ein Wärmenetz einspeisen. Die Förderung ist auf 9,2 ct/kWh sowie auf 10 Jahre begrenzt. In Reihe geschaltete Wärmepumpen bzw. welche die zusammen technisch sinnvoll betrieben werden können, sind als eine Wärmepumpenanlage zu betrachten und die Förderung zu Berechnen. Die Wärmepumpen müssen mindestens einen SCOP bzw. JAZ von 2,5 vorweisen. Zusätzlich muss eine Wirtschaftlichkeitslücken Berechnung durchgeführt werden [15]. Im Folgenden sind die Berechnungen für die Wirtschaftlichkeit dargestellt. Die JAZ wird mit 2,5 in den betrachteten Variante angenommen.

#### Berechnung Förderbetrag

$$\left[ 5,5 - \left( 6,8 - \frac{17}{2,5} \right) * 0,75 \right] * \left( \frac{2,5}{2,5 - 1} \right) = 9,17 \frac{\text{cent}}{\text{kWh}}$$

#### Berechnung Fördersumme

$$\text{Fördersumme} = (\text{Strommenge} * \text{JAZ} - \text{Strommenge}) * \text{Förderbetrag}$$

#### Finanzierung

Die Finanzierung des geplanten Wärmenetzes erfolgt über drei Säulen. Die erste Säule besteht aus den Baukostenzuschüssen und den Netzanschlusskosten der Anschlussnehmer. Mit der ersten Säule sollten rund 30% der Investitionskosten der verschiedenen Varianten gedeckt werden.

Die zweite Säule besteht aus der BEW-Förderung über die BAFA, welche 50% der Kosten für die Machbarkeitsstudie, überwiegend Planungskosten nach LP2-4 HOAI, sowie 40% der

förderfähigen Kosten der Bauphase und Planungsleistungen der LP5-8 HOAI abdeckt. Die BEW-Förderung deckt somit einen Anteil von rund 40% der Investitionskosten ab.

Die verbleibende Investition von rund 30 % stellt die dritte Säule dar und wird über Fremdkapital gedeckt, das der Betreiber in Form eines verzinsten Kredits aufnimmt. Wie in den zuvor beschriebenen Abschnitten ist eine detaillierte Aufschlüsselung dem Anhang 6 zu entnehmen.

## Bilanzierung

Die wirtschaftliche Betrachtung erfolgt als Variantenvergleich auf Basis einer statischen Berechnung unter Annahmen zum Wärmeeinkauf, um eine übersichtlichere Darstellung der wirtschaftlichen Effizienz zu ermöglichen und eine Zielvariante zu definieren. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Einnahmen bereits im ersten Jahr vollständig zur Verfügung stehen, was die Wirtschaftlichkeit insbesondere in der Anfangsphase positiv beeinflusst.

Durch die Bilanzierung und die Gegenüberstellung der Einnahmen und Ausgaben zeigt sich, dass Variante 7 die wirtschaftlichste Option darstellt. Die Kombination aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Luft und Abwärme als Wärmequelle bildet ein wirtschaftlich effizientes Konzept. Darüber hinaus ist der Flächenbedarf im Vergleich zu den Varianten 4 bis 6 deutlich geringer, da auf das Geothermiefeld verzichtet werden kann. Dabei ist zu berücksichtigen, dass in dieser Variante Biomethan benötigt wird und eine Teilnahme an Ausschreibungen für die KWK-Anlage erforderlich ist, wobei nicht alle Anlagen einen Zuschlag erhalten. Darüber hinaus ist ein flexibler Betrieb des BHKW vorgesehen. Zudem sollte berücksichtigt werden, dass nach Auslaufen der Förderung für KWK-Anlagen der Ausbau des Wärmepumpensystems in Betracht gezogen werden muss, welche durch die Varianten 1 bis 3 dargestellt werden.

12. Zusammenfassung	1.Variante	2.Variante	3.Variante	4.Variante	5.Variante	6.Variante	7.Variante	8.Variante
	BA 1	BA 1 + BA 2	BA1 + BA2 +BA3	BA 1	BA 1 + BA 2	BA1 + BA2 +BA3	BA 1 + BA 2	BA1 + BA2 +BA3
<b>Jahresausgaben</b>	Luft	Luft	Luft	Sole + LWWP	Sole + KWK + LWWP	Sole + KWK + LWWP	Luft + KWK	Luft + KWK
kapitalgebundene Kosten unter Berücksichtigung der Fördermittel und Netzkostenbeiträge	237.004 €	358.776 €	441.931 €	371.767 €	457.462 €	526.333 €	328.435 €	388.824 €
bedarfsgewundene Kosten (Energiekosten)	1.293.048 €	1.757.006 €	1.883.255 €	1.260.052 €	2.018.292 €	2.260.328 €	2.350.955 €	2.506.855 €
betriebsgebundene Kosten (Betriebsführung+Instandhaltung)	105.411 €	170.488 €	194.004 €	123.478 €	236.053 €	263.016 €	195.802 €	219.081 €
sonstige Kosten	78.584 €	90.352 €	59.969 €	37.175 €	55.938 €	63.452 €	47.465 €	63.311 €
<b>Jahresausgaben gesamt</b>	<b>1.664.547 €</b>	<b>2.337.121 €</b>	<b>2.578.167 €</b>	<b>1.801.472 €</b>	<b>3.367.442 €</b>	<b>3.663.029 €</b>	<b>2.924.397 €</b>	<b>3.179.877 €</b>
<b>Jahreseinnahmen</b>								
Einnahmen durch Wärmeverkauf / Leistungsbereitstellung	1.311.682 €	2.116.906 €	2.285.866 €	1.311.682 €	2.116.906 €	2.285.866 €	2.116.906 €	2.285.866 €
Einnahmen durch Stromerzeugung	0 €	0 €	0 €	0 €	1.031.458 €	1.090.472 €	969.959 €	897.091 €
Energiesteuererstattung	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Einsparung Eigenstromnutzung	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Einnahmen durch Stromverkauf	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Einnahmen durch Betriebskostenförderung Modul 4 (zentrale Wärmepumpe)	289.181 €	452.558 €	489.021 €	285.810 €	302.364 €	295.852 €	336.839 €	383.593 €
<b>Jahreseinnahmen gesamt</b>	<b>1.600.863 €</b>	<b>2.569.464 €</b>	<b>2.774.887 €</b>	<b>1.577.492 €</b>	<b>3.450.750 €</b>	<b>3.672.208 €</b>	<b>3.322.542 €</b>	<b>3.546.520 €</b>
<b>Einnahmen - Ausgaben (Überschuss)</b>	<b>-63.704 €</b>	<b>232.343 €</b>	<b>176.719 €</b>	<b>-223.980 €</b>	<b>83.316 €</b>	<b>9.260 €</b>	<b>397.945 €</b>	<b>366.643 €</b>
<b>Investition</b>	<b>11.100.252 €</b>	<b>19.347.036 €</b>	<b>22.506.090 €</b>	<b>14.436.229 €</b>	<b>21.419.831 €</b>	<b>24.217.439 €</b>	<b>18.285.739 €</b>	<b>21.110.481 €</b>
<b>Investition nach Förderung BKZ/Mitgliedsbeiträgen</b>	<b>3.509.851 €</b>	<b>5.323.602 €</b>	<b>6.559.914 €</b>	<b>5.511.437 €</b>	<b>6.567.279 €</b>	<b>7.586.723 €</b>	<b>4.686.823 €</b>	<b>5.722.549 €</b>

Abbildung 1-21: Zusammenfassung der Bilanzierung aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung. Quelle: Eigene Darstellung

## 1.5 Zielvariante

In Anbetracht des Variantenvergleichs (vgl. Kapitel 1.4) ergibt sich Variante 7 als Zielvarianten. Das bedeutet, dass die weitere technische Auslegung nach Leistungsphase 2 (LP 2, HOAI) auf Basis der ausgewählten Wärmeerzeuger erfolgt. Die Zielvariante wird in der weiteren Planung verstetigt und detailliert ausgearbeitet, wobei die Kombination aus Luft, KWK und Abwärme als Wärmequelle weiterverfolgt und optimiert wird. Im Rahmen der Zielvariantenbetrachtung sollen folgende Aspekte untersucht werden:

1. Vergleich der Energieträger Erdgas und Biomethan.
2. Wirtschaftlichkeitsprüfung des Einsatzes eines 50 kW BHKW.
3. Anpassung der Investitionskosten auf Basis aktueller Angebote für die Wärmeerzeuger.
4. Vertiefte Angabe von Investitionen, beispielsweise für das Grundstück oder den Bau des Technikzentralengebäudes.

Aufgrund der hohen Investitionskosten in Variante 8 für den Zubau von BA 3 im Verhältnis zum geringen Wärmebedarf dieses Bauabschnitts lässt sich diese Variante zunächst als unwirtschaftlich darstellen und wird zunächst nicht weiter betrachtet. Die folgende Tabelle zeigt die aktualisierten Investitionskosten für die Zielvariante. Die detaillierte Zusammenfassung der Zielvariante ist dem Anhang 6.2 beigelegt.

Tabelle 1-13: Auflistung der Investitionskosten in Abhängigkeit des Energieträgers und der Ausbaustufe. Im Vergleich zur Zielvariante sind die Investitionskosten der Variante 8 dargestellt.

	Zielvariante 7	Zielvariante 8	Zielvariante 7	Zielvariante 7
<b>BHKW 50</b>	Nein	Nein	Nein	Ja
<b>Bauabschnitt</b>	BA1 + BA2	BA1 + BA2 +BA3	BA1 + BA2	BA1 + BA2
<b>Brennstoff</b>	Biomethan	Biomethan	Erdgas	Erdgas
<b>Investition [Mio. €]</b>	19,6	22,5	19,6	19,8

In Abstimmung mit den Stadtwerken wird zunächst der Einsatz von Erdgas für das BHKW vorgesehen, unter anderem aufgrund der aktuell hohen Preise für Biomethan. Die Analyse der Investitionskosten zeigt dabei eine deutliche Steigerung der Kosten für die Vollausbaustufe. Die Förderung erfolgt im Variantenvergleich daher nach dem KWKG und nicht nach dem EEG. Infolgedessen ändern sich auch die Anteile der Wärmeerzeuger in der Zielvariante wie folgt, um den maximal zulässigen Anteil an Biomasse nicht zu überschreiten:

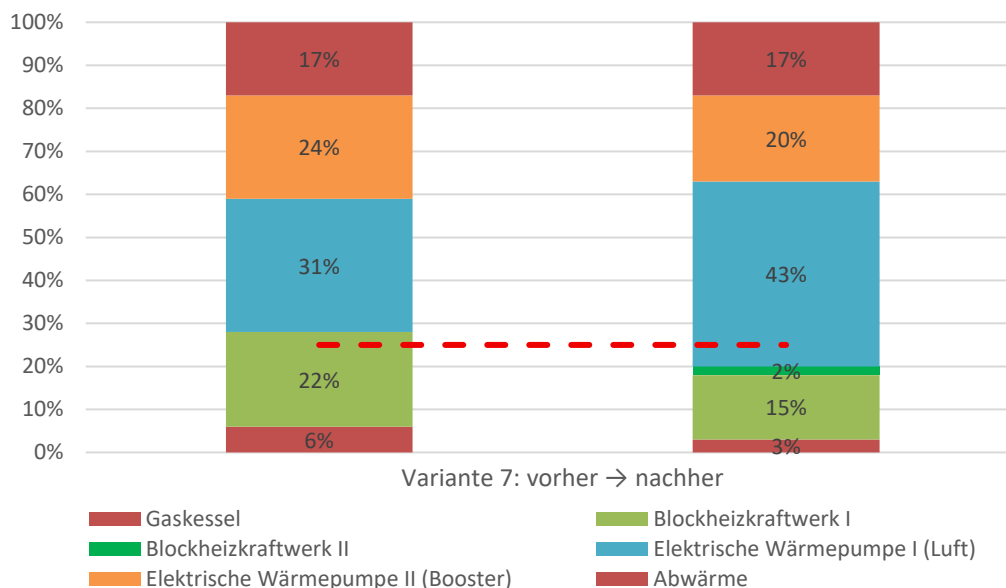


Abbildung 1-22: Veränderung der Wärmeerzeugeranteile in der Zielvariante aufgrund der Grenze für fossile Brennstoffe. Quelle: Eigene Darstellung

## Bilanzierung

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Zielvariante ist nach demselben Prinzip aufgebaut wie die Analyse im Variantenvergleich. Die Zielvariantenbetrachtung ist dabei, wie zuvor beschrieben, lediglich detaillierter ausgearbeitet.

Anhand der Bilanzierung in Abbildung 1-14 wird deutlich, dass durch die hohe Vergütung des kleinen 50 kW elektrisch betriebenen BHKW eine wirtschaftliche Optimierung durch den KWK-Bonus erzielt wird. Insgesamt ist unter den angenommenen Energiepreisen, in Abstimmung mit den Stadtwerken, auch der Betrieb mit Erdgas momentan als wirtschaftlicher zu betrachten.

### 12. Zusammenfassung

	7.Variante	8.Variante	7.Variante	7.Variante
	Zielvariante 1 (BA+BA2)	Zielvariante 2 (BA1+BA2+BA3)	Zielvariante 1 Erdgas (BA1+BA2)	Zielvariante 1 + KWK 50 (BA1+BA2)
<b>Jahresausgaben</b>				
kapitalgebundene Kosten	1.240.683 €	1.412.597 €	1.240.683 €	1.252.895 €
kapitalgebundene Kosten unter Berücksichtigung der Fördermittel und Netzkostenbeiträge	435.472 €	499.423 €	435.472 €	442.331 €
bedarfsgebundene Kosten (Energiekosten)	2.515.610 €	2.538.362 €	1.989.813 €	1.985.696 €
betriebsgebundene Kosten (Betriebsführung+Instandhaltung)	250.567 €	274.130 €	234.010 €	235.758 €
sonstige Kosten	50.588 €	58.570 €	50.588 €	50.934 €
<b>Jahresausgaben gesamt</b>	<b>3.252.237 €</b>	<b>3.370.485 €</b>	<b>2.709.884 €</b>	<b>2.714.719 €</b>
<b>Jahreseinnahmen</b>				
Einnahmen durch Wärmeverkauf / Leistungsbereitstellung	2.116.906 €	2.285.866 €	2.116.906 €	2.116.906 €
Einnahmen durch Stromeinspeisung	868.598 €	897.061 €	407.030 €	399.900 €
Energiesteuerrückerstattung	0 €	0 €	33.999 €	34.759 €
Einsparung Eigenstromnutzung	0 €	0 €	0 €	22.153 €
Einnahmen durch Stromverkauf	0 €	0 €	0 €	0 €
Einnahmen durch Betriebskostenförderung Modul 4 (zentrale Wärmepumpe)	314.116 €	308.402 €	321.300 €	321.300 €
<b>Jahreseinnahmen gesamt</b>	<b>3.299.619 €</b>	<b>3.491.329 €</b>	<b>2.879.235 €</b>	<b>2.895.018 €</b>
<b>Einnahmen - Ausgaben (Überschuss)</b>	<b>47.382 €</b>	<b>120.844 €</b>	<b>169.351 €</b>	<b>180.300 €</b>
<b>Investition</b>	<b>19.616.454 €</b>	<b>22.494.366 €</b>	<b>19.616.454 €</b>	<b>19.779.576 €</b>
<b>Investition nach Förderung BKZ/Mitgliedsbeiträgen</b>	<b>6.885.252 €</b>	<b>7.952.879 €</b>	<b>6.885.252 €</b>	<b>6.983.126 €</b>

Abbildung 1-23: Zusammenfassung der Bilanzierung aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung für die Zielvariante. Quelle: Eigene Darstellung

### 1.5.1 Pfad zur Treibhausgasneutralität

Die nachfolgende Beschreibung bezieht sich auf die Ausbaustufe BA1 + BA2 der Anlage. In der Ausbaustufe ist vorgesehen, sowohl den Gaskessel als auch das Blockheizkraftwerk mit Erdgas zu betreiben. Durch die gekoppelte Wärme- und Stromerzeugung des BHKW kann dabei die Vorgabe der BEW hinsichtlich eines maximalen fossilen Anteils von 25 % eingehalten werden.

Zur schrittweisen Reduzierung der Treibhausgasemissionen soll Erdgas perspektivisch ersetzt werden. Hierbei kommt insbesondere eine Umstellung auf erneuerbare Gase wie Biomethan oder Wasserstoff in Betracht. Bereits in der Planungsphase des Neubaus ist sicherzustellen, dass die Anlagentechnik entsprechende Umrüstooptionen zulässt. Ergänzend ist der zukünftige Ausbau der Wärmepumpenkapazitäten denkbar, um den Einsatz fossiler Energieträger weiter zu reduzieren. Durch die Kombination aus Energieträgerumstellung und Erweiterung der erneuerbaren Erzeugungsanteile kann das Gesamtsystem so ausgelegt werden, dass eine klimaneutrale Wärmeversorgung bis spätestens 2040 (Klimaziel Niedersachsen) technisch erreichbar ist. Bei einer Nutzung von Biomethan, wie sie im Variantenvergleich dargestellt ist, können die Klimaziele bereits deutlich früher erreicht werden.

Wegmarke	Anteil EE (ohne Biomasse)		Anteil Biomasse		Anteil Abwärme		Anteil gasbefuerter Kesselanlagen	
	%	MWh/a	%	MWh/a	%	MWh/a	%	MWh/a
SOLL-Zustand	63,00	10.262	-	-	17	2.769	20	3.258
2030	63,00	10.262	-	-	17	2.769	20	3.258
2035	63,00	10.262	16	2.606	17	2.769	4	652
2040	63,00	10.262	20	3.258	17	2.769	-	0

Abbildung 1-24: Potenzieller Pfad zur Treibhausgasneutralität in Lehrte. Quelle: Eigene Darstellung

Zu Berechnung der CO<sub>2</sub> Einsparungen werden Emissions-Faktoren vom Umweltbundesamt verwendet. Für Biomethan wird ein Emissionsfaktor von 0 t/MWh angesetzt. Im Jahr 2024 lag der Emissionsfaktor für den Deutschen Strommix bei 0,363 t/MWh [16]. Der Emissionsfaktor für Strom wird schrittweise bis ins Zieljahr 2045 bis auf 0 t/MWh reduziert.

	Soll Zustand	2030	2035	2040	2045
Erdgas [kWhHS]	7141	7141	793	0	0
Biomethan [kWhHS]	0	0	6.429	7.222	7.222
Strom [kWhel]	4.657	4.657	4.657	4.657	4.657
<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen Wärme [t<sub>CO2eq</sub>]</b>	<b>3126</b>	<b>2702</b>	<b>1109</b>	<b>475</b>	<b>0</b>
CO2 Faktor Erdgas [t <sub>CO2</sub> /MWh]	0,201	0,201	0,201	0,201	0,201
CO2 Faktor Biomethan [t <sub>CO2</sub> /MWh]	0	0	0	0	0
CO2 Faktor Strom [t <sub>CO2</sub> /MWh]	0,363	0,272	0,204	0,102	0,000

Abbildung 1-25: Auflistung der CO<sub>2</sub>-Einsparungen bis in das Zieljahr 2045. Quelle: Eigene Darstellung

Zudem ist davon auszugehen, dass der Wärmebedarf bis zum Zieljahr 2045 durch fortschreitende energetische Sanierungen des Gebäudebestands kontinuierlich sinkt.

## 2 Planungsleistungen

### 2.1 Wärmeerzeugung

Die Wärmeerzeuger werden entsprechend der Zielvariante aus der Wirtschaftlichkeits-Planung sowie den Simulationsergebnissen aus EnergyPro für die weitere Planung berücksichtigt.

Tabelle 2-1: Auflistung der Wärmeerzeuger in der Zielvariante.

Anlagentyp	Anzahl Anlagen [Stk.]	Wärmeleistung der Anlagen [kW]	Auslegungstemperatur [°C]	Wärme-einspeisung [MWh/a]	Anteil am Wärmebedarf [%]
<b>LWWP</b>	3	1.500	30°C	7004	43
<b>Abwärme</b>	/	468	30°C	2769	17
<b>WWWP</b>	2	2.250	85°C	3258	20
<b>KWK</b>	2	3.000	85°C	2606	17
<b>Gaskessel</b>	1	4.000	85°C	652	3

#### 2.1.1 LWWP

Der Anlagenteil der Luft-Wasser-Wärmepumpe (LWWP) erzeugt Niedertemperaturwärme mit einer Vorlauftemperatur von ca. 30 °C. Die Anzahl der Anlagen richtet sich nach der jeweiligen Leistungsklasse des Herstellers. In der folgenden Abbildung ist exemplarisch eine LWWP des Herstellers 2G dargestellt. In dieser Leistungsklasse wird Propan als natürliches Kältemittel verwendet.



Abbildung 2-1: Beispielhafte Darstellung einer Luft-Wärmepumpe des Herstellers 2G.

Die LWWP werden außerhalb der Technikzentrale errichtet. In Kombination mit der anfallenden Abwärme erzeugen sie die erforderliche Heizenergie, welche anschließend durch

die Wasser-Wasser-Wärmepumpe (WWWP) auf das benötigte Temperaturniveau angehoben wird. Die Wärme kann in einem kleinen Niedertemperaturspeicher zwischengespeichert werden. Der Betrieb der LWWP erfolgt vorzugsweise in Zeiten mit günstigen Strompreisen, und in Zeiten, wo die günstige Abwärme nicht verfügbar ist.

### 2.1.2 Abwärme

Die Auskopplung der Abwärme erfolgt über Plattenwärmeübertrager, wobei das Temperaturniveau ebenfalls bei etwa 30 °C liegt. Die Abwärme steht lediglich an sechs Tagen pro Woche zur Verfügung. Aus diesem Grund ist die LWWP so ausgelegt, dass sie im Bedarfsfall die maximal erforderliche Heizenergie zur Versorgung der Booster-Wärmepumpe vollständig bereitstellen kann.

Der eingesetzte Plattenwärmetauscher kann gelötet ausgeführt werden und muss über eine Wärmeübertragerfläche von ca. 70 m<sup>2</sup> verfügen, um die erforderliche Wärmeübertragung zwischen Abwärme und Heizkreis sicherzustellen. In der folgenden Darstellung ist exemplarisch ein gelöteter Wärmeübertrager der Firma Danfoss abgebildet.

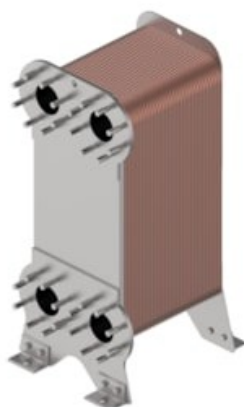


Abbildung 2-2: Gelöteter Plattenwärmeübertrager der Firma Danfoss.

### 2.1.3 WWWP

Die Wasser-Wasser-Wärmepumpe (WWWP) nutzt die Niedertemperaturwärme auf der Quellenseite und hebt diese unter Einsatz von elektrischer Energie auf 85 °C an. Aus diesem Grund ist die Effizienz stets auf das Gesamtsystem (LWWP + Abwärme + WWWP) zu betrachten.

Die Temperaturspreizung an der Wärmequelle liegt dabei typischerweise bei 5 – 10 K, abhängig von Quelltemperatur und Volumenstrom. Die Technologie kann im Zusammenspiel mit den Wärmepumpen bei Bedarf weiter ausgebaut werden. In der Technikzentrale werden entsprechende Reservekapazitäten vorgehalten, um die Versorgung sicherzustellen, falls die Abwärme als Wärmequelle künftig nicht mehr zur Verfügung steht. Für Hochtemperaturanwendungen kommt als natürliches Kältemittel typischerweise Ammoniak

(NH<sub>3</sub>) zum Einsatz. In der folgenden Abbildung ist beispielhaft die WWWP der Firma Johnson Controls dargestellt.



Abbildung 2-3: Beispielhafte Darstellung einer WWWP der Firma Johnson Controls.

Der Betrieb der WWWP erfolgt vorzugsweise in Zeiten mit günstigen Strompreisen, wobei ein größerer Hochtemperaturspeicher einen flexiblen Betrieb der WWWP erlaubt.

### 2.1.4 KWK

Das BHKW erzeugt eine Vorlauftemperatur von 85–90 °C und wird mit Erdgas betrieben. Die Leistungsauslegung erfolgt für einen flexiblen Betrieb und orientiert sich an den Vorgaben der BHKW-Förderung. Im Vordergrund steht die Stromvermarktung, während der Hochtemperaturspeicher die Flexibilisierung unterstützt, sodass das BHKW bevorzugt in Zeiten hoher Strompreise betrieben werden kann.

Abbildung 2-4 zeigt ein BHKW der Firma Jenbacher. Für diese Leistungsklasse sind auch komplette Containerlösungen verfügbar, die eine modulare und platzsparende Installation ermöglichen.



Abbildung 2-4: Darstellung eines BHKW der Firma Jenbacher mit 3MW elektrischer Leistung.

Das kleine BHKW wird vor allem zur Eigenstromnutzung eingesetzt und ermöglicht über das KWKG die Erzielung eines KWK-Bonus. In der folgenden Abbildung ist ein 50 kW BHKW der Firma Tuxhorn dargestellt.



Abbildung 2-5: Darstellung eines BHKW der Firma Tuxhorn mit 50 kW elektrischer Leistung.

### 2.1.5 Gaskessel

Der Gaskessel mit ca. 4.000 kW erzeugt ebenfalls eine Vorlauftemperatur von 85 °C und dient als Spitzenlastkessel sowie zur Absicherung der Wärmeversorgung. Er wird zunächst mit Erdgas betrieben und perspektivisch auf Biomethan oder Wasserstoff umgestellt. Die folgende Darstellung zeigt einen Gaskessel der Firma Bosch.



Abbildung 2-6: Darstellung eines Gaskessels der Firma Bosch. Verfügbar bis zu einer Leistung von 25 MW.

### 2.1.6 Speicher

Geplant ist ein Wärmespeicher mit 5.000 m<sup>3</sup> für Hochtemperaturwärme im Bereich von 55 °C bis 85 °C, um einen flexiblen Betrieb der Wärmeerzeuger zu ermöglichen und Wartungszeiträume zu überbrücken. Darüber hinaus ist ein kleiner 200 m<sup>3</sup> Niedertemperaturspeicher für Abwärme und die Luft-Wasser-Wärmepumpe (LWWP) vorgesehen. Dieser soll kleinere Wartungsintervalle überbrücken und den Betrieb der LWWP ebenfalls an den Strompreis anpassen.

Alternativ wäre auch die Einbindung nur eines Wärmespeichers möglich, wobei in diesem Fall eine größere Temperaturspreizung im Wärmespeicher erforderlich wäre. In folgender

Darstellung ist beispielhaft ein 5000 m<sup>3</sup> Wärmespeicher des Herstellers Hans van Bebbler dargestellt.



Abbildung 2-7: Darstellung eines 5000 m<sup>3</sup> großem Wärmespeicher der Firma Hans van Bebbler im Projekt Fuchstal.

## 2.2 Aufstellplan Technikzentrale

Der Aufstellplan dient der Abschätzung des erforderlichen Flächenbedarfs und stellt zugleich ein erstes konzeptionelles Bild des zukünftigen Erscheinungsbildes der Technikzentrale dar. Im Technikzentralgebäude sind die Kesselanlagen sowie die Wasser/Wasser-Wärmepumpen vorgesehen. Aufgrund des eingesetzten Kältemittels Ammoniak erfolgt die Aufstellung in getrennten Räumen. Ergänzend werden innerhalb des Gebäudes weitere Flächen für technisch notwendige Einrichtungen eingeplant, darunter unter anderem die Druckhaltung sowie ein separater Technikraum für die elektrotechnische Ausrüstung. Die Luft/Wasser-Wärmepumpen (LWWP) sowie beide Wärmespeicher werden außerhalb des Gebäudes aufgestellt. Bei der Planung wurde besonderer Wert auf möglichst kurze Kabel- und Rohrleitungswege gelegt. Zudem wurde die Niedertemperatur-Wärmeerzeugung räumlich im Bereich der WWWP angeordnet, um die Systemintegration zu optimieren.

Aufgrund der erforderlichen Leistung des Blockheizkraftwerks ist eine Containerlösung vorgesehen, beispielsweise durch den Hersteller Jenbacher. In dieser Containerlösung sind bereits alle erforderlichen Komponenten wie Generator, Abgaswärmeübertrager und weitere Nebenaggregate integriert. Der Aufstellplan ist in Abbildung 2-8 dargestellt. Der geschätzte Flächenbedarf der Technikzentrale einschließlich der vorgelagerten Park- und Verkehrsflächen beträgt rund 3750 m<sup>2</sup>. Die Verschaltung der Wärmeerzeuger untereinander kann dem Hydraulikschema entnommen werden, das im Anhang 7 dargestellt ist.

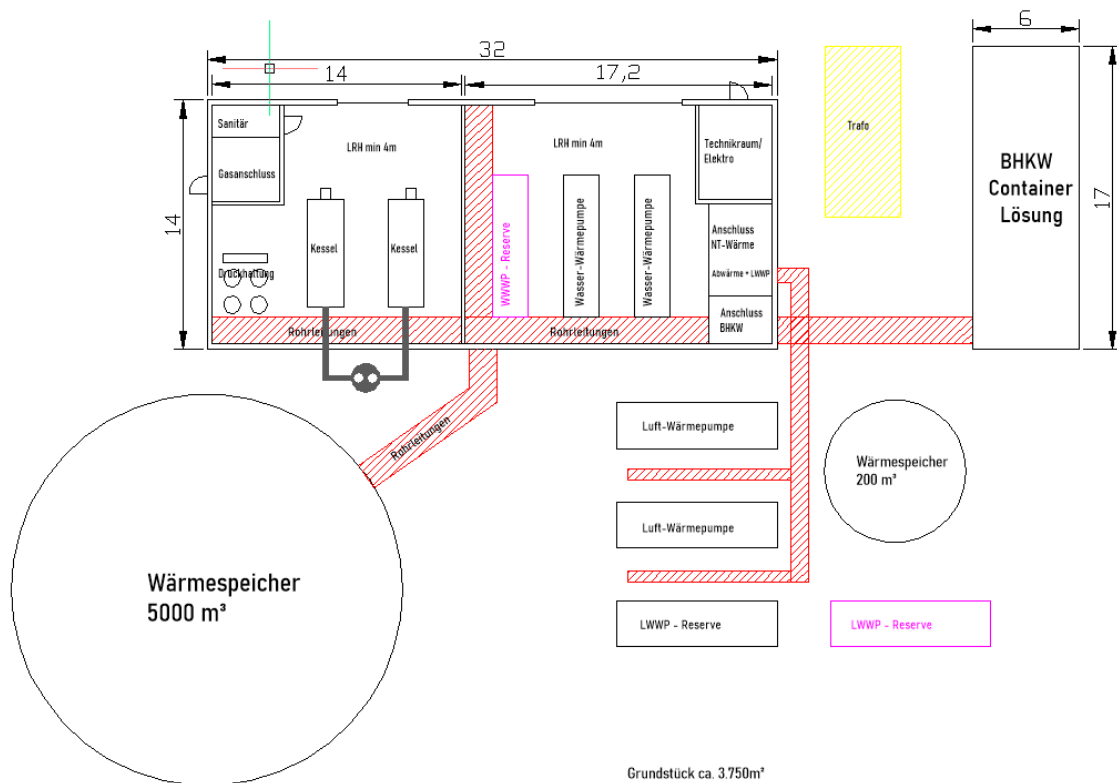


Abbildung 2-8: Aufstellplan der Technikzentrale auf einer Potenzialfläche in Lehrte. Quelle: Eigene Darstellung.

### 2.3 Wärmekunden

In der Ausbaustufe zwei (BA1 + BA2) werden 285 Übergabestationen benötigt. Die folgende Abbildung zeigt die Anzahl der Hausstationen in Abhängigkeit der benötigten Leistung in einem bestimmten Leistungsbereich.

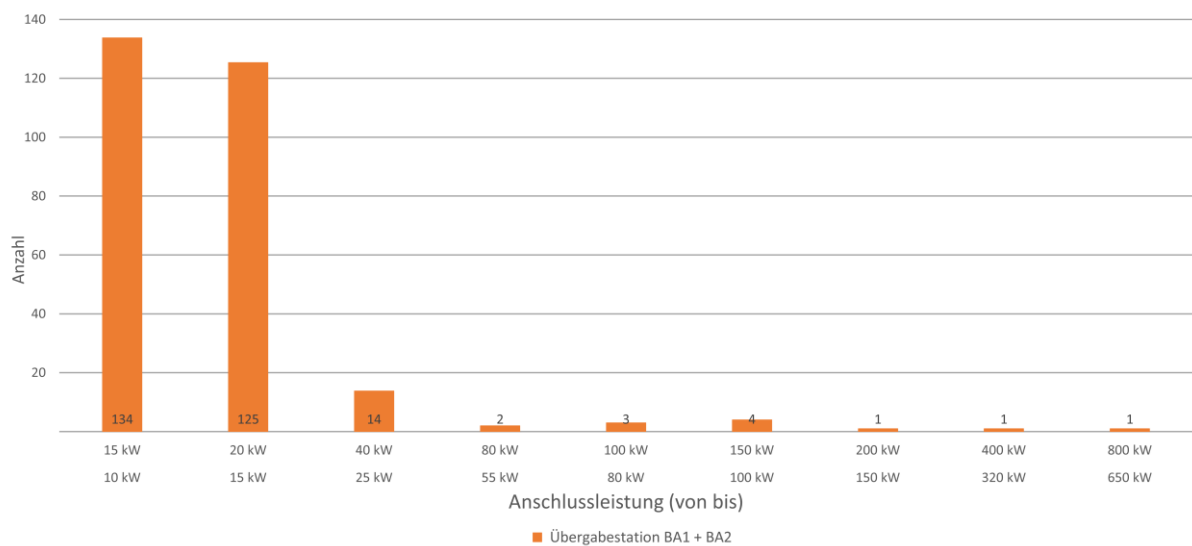


Abbildung 2-9: Zusammenfassung der Übergabestationen in Abhängigkeit des Leistungsklassenbereichs.

Bei den Hausanschlussstationen handelt es sich um Stationen mit indirekter Fahrweise. Dies bedeutet, dass eine systemische Trennung zwischen dem Fernwärmenetz und dem Heizungsnetz im Gebäude über einen Wärmetauscher erfolgt. Die Abbildung 2-10 zeigt ein mögliches Hausanschlussschema ohne Trinkwassererwärmung. Das Primärventil regelt den Durchfluss und den Druck im Primärkreis der Übergabestation. Es sorgt dafür, dass die Energie aus dem Fernwärmenetz kontrolliert an die sekundäre Seite (Hausanschluss) übertragen wird und schützt das Hausnetz vor Überdruck oder zu hohen Temperaturen. Die Darstellung zeigt die wichtigsten Heizkreise typischer Wohngebäude sowie einen Standardregler für die einzelnen Bauteile. Für die Regelung weiterer Heizkreise oder zusätzlicher Komponenten können zusätzliche Module notwendig sein. Die Steuerung der Technikzentrale erfasst per Fernabfrage (Internet) die Betriebsdaten aller Hausübergabestationen zur Netzüberwachung und Regelung.

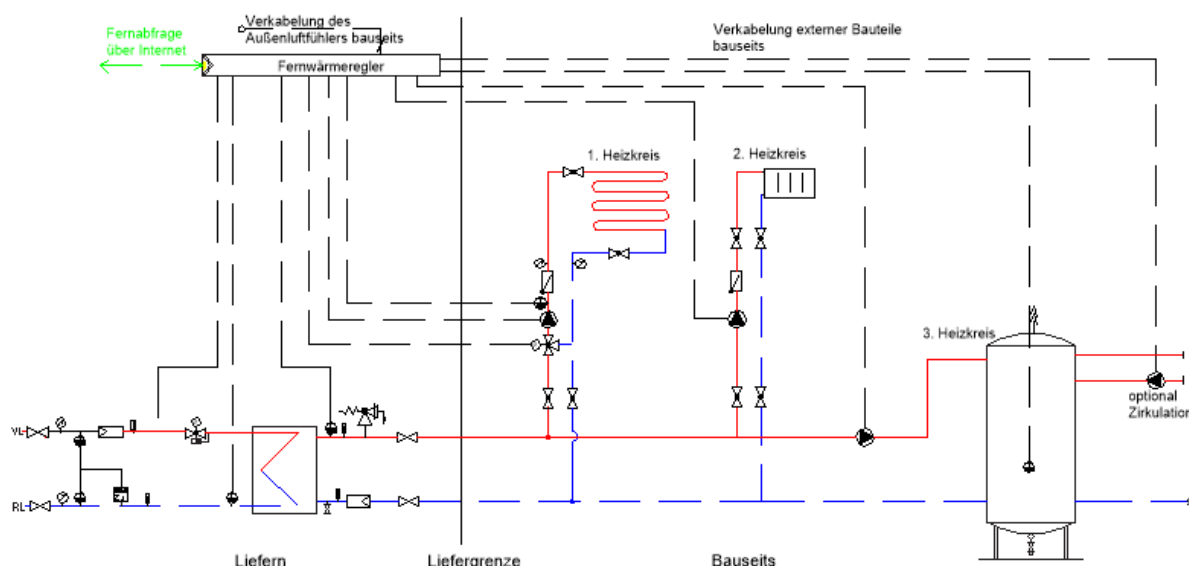


Abbildung 2-10: Beispielhafte Darstellung für die Übergabestationen ohne Trinkwassererwärmung. Quelle: Eigene Darstellung



Abbildung 2-11: Beispielhafte Darstellung einer Fernwärme Übergabestation der Firma Danfoss.

## 2.4 Wärmenetz

### 2.4.1 Vorgehen zur Vorauslegung

Die Auslegung des Rohrsystem erfolgt EDV-gestützt mit der Software "STANET Netzberechnung". STANET<sup>3</sup> ist ein Programmsystem zur stationären und dynamischen Berechnung von Ver- und Entsorgungsnetzen. Die Netzauslegung in diesem Fall erfolgt statisch.

Für die Berechnung, wurde zunächst der Leitungsverlauf im QGIS für das zu versorgendes Gebiet abgebildet. Zur Auslegung wurde die Variante der Vollausbaustufe verwendet (BA1 + BA2 + BA3). Daraufhin wird das Wärmenetz durch Ergänzen der Rücklaufleitung angelegt. Hierfür müssen die passenden Parameter des Netzes definiert und ein Rücklauf erzeugt werden. Der Leistungsbedarf je Hausanschluss wurde gemäß der Bestandsanalyse (Kapitel 1.1) vorgenommen. Die maximale Gleichzeitig im Gesamtnetz wurde zu 60% ausgelegt. Im nächsten Schritt kann die Berechnung in STANET gestartet werden. Die Leitungsquerschnitte werden über die Strömungsgeschwindigkeit und den Druckverlust pro km definiert. Im Rahmen der Vorplanung wurde hier global mit einem max. Druckverlust von 1,5 bar/km und max. 2 m/s Strömungsgeschwindigkeit angenommen. In späteren Planungsschritten müsste dies noch weiter vertieft und verfeinert werden.

Nach Abschluss der Auslegung liefert die Berechnung weitere Ergebnisse, wie Druckverlust, Wärmeverluste und div. weitere Rohr- und Fließeigenschaften. Die Berechnung wurde für verschiedene Isolierstärken der Fernwärmeleitung durchgeführt.

### 2.4.2 Leitungsplan

Der Leitungsplan für das Versorgungsgebiet einschließlich der Hausanschlüsse ist in Anhang 9 dargestellt. Mit der Netzberechnungs-Software wurde der Leitungsdurchmesser der Wärmetrasse wie zuvor beschrieben ausgelegt. Je nach Durchmesser sind die Leitungen verschieden farbig dargestellt. Die dazugehörige Legende findet sich ebenfalls in der Abbildung wieder.

Damit zukünftig die Möglichkeit besteht, weitere Gebiete anzuschließen, wurde das erste Leitungsstück größer dimensioniert. Dies bietet die Möglichkeit, künftig auch das Gebiet südlich der Bahn anzubinden. In diesem Bereich ist von einer hohen Wärmeliniedichte auszugehen. Gleichzeitig gestaltet sich die Platzierung einer separaten Heizzentrale dort als schwierig, sodass eine Anbindung über die bereits vorgesehene Hauptleitung sinnvoll erscheint.

---

<sup>3</sup> Fischer-Uhrig Engineering GmbH

### 2.4.3 Simulationsergebnisse,

Folgende Parameter wurden für die Berechnung in Stanet eingestellt:

- Netzausbau für BA1 – BA3 (volle Erschließung)
- Gleichzeitigkeit Übergabestationen = 0,6
- Vorlauftemperatur = 80°C
- Rücklauftemperatur = 50°C
- Rohrrauigkeit Auslegung = 0,07
- Min benötigter Differenzdruck Übergabestation = 0,7 bar
- Bodentemperatur = 8°C
- Hausanschluss DN 25 (kleinste Rohrleitung)
- Kunststoffmantelrohr (KMR) als Einzelrohr einfach Verstärkt (v1) und zweifach Verstärkt (v2)

#### 2.4.3.1 Thermische Verluste

Die thermischen Verluste können durch den Einsatz eines doppelt verstärkten KMR-Rohrs von 228 kW auf 197 kW reduziert werden, was einer Verringerung um etwa 13,6 % entspricht. Dies entspricht einer Reduktion der jährlichen Wärmeverluste von ca. 1997 MWh/a auf 1726 MWh/a

Tabelle 2-2: Berechneten Netzverluste mit Stanet im Planungsgebiet

Rohrtyp	KMR v1	KMR v2
Haupttrasse	168 kW	143 kW
Hausanschlüsse	60 kW	54 kW
<b>Gesamt</b>	<b>228 kW</b>	<b>197 kW</b>

#### 2.4.3.2 Druckverluste

Bei neuen Rohren mit einer Rohrrauigkeit von 0,047 beträgt der Gesamtdruckverlust im Auslegungspunkt im Netz 3,2 bar. Der Gesamtdruckverlust im Auslegungspunkt steigt bei einer Berechnung mit gealterten Rohren, mit einer Rohrrauigkeit von 0,15 (mittelstarke Verkrustungen), auf 3,9 bar an. Um die Druckverluste auszugleichen, sollte die Netzpumpen mit mindestens 4,6 bar bei einem Volumenstrom von 310 m<sup>3</sup>/h ausgelegt werden. Dies berechnet sich wie folgt:

$$3,2 \text{ bar (Differenzdruck Netz)} + 0,7 \text{ bar (Differenzdruck Übergabestation)} + 0,7 \text{ bar (Alterungsreserve)} = 4,6 \text{ bar}$$

### 2.4.3.3 Maximaler Fließgeschwindigkeit

Die Tabelle 2-3 zeigt die maximale Fließgeschwindigkeit in den Rohrleitungen je nach Rohrtyp in m/s, bei Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit von 0,6. Gelb unterlegt ist beispielhaft eine Hausanschlussleitung bei einer Leistung von 15kW.

Tabelle 2-3: Maximale Strömungsgeschwindigkeiten nach Rohrleitungen (gelb Hausanschluss bei 15kW)

Rohrtyp	Maximale Geschwindigkeit [m/s]
<b>KMR 25</b>	<b>0,23</b>
KMR 25	0,5587
KMR 32	0,6653
KMR 40	0,7361
KMR 50	0,8574
KMR 65	0,991
KMR 80	1,1517
KMR 100	1,0281
KMR 125	1,2565
KMR 150	1,6833
KMR 200	1,3733
KMR 250	1,6335

### 2.4.3.4 Rohrleitungslängen

In der Tabelle 2-4 sind die verschiedenen Rohrlängen je Rohrtyp und Funktion in Metern aufgeführt. Die Haupttrasse hat eine gesamte Rohrlänge von 13.043 m. Für die Hausanschlüsse ergibt sich eine Rohrlänge von etwa 8.383 m für Vor- und Rücklaufleitung. Die Gesamtlänge für das gesamte Rohrnetz beträgt 21.426 m.

Tabelle 2-4: Auflistung der verwendeten Rohrlängen in Metern nach Rohrtyp

Rohrtyp	Hauptleitung [m]	Hausanschlussleitung [m]	Gesamt [m]
<b>KMR 25</b>	1.467	7.850	9.317
<b>KMR 32</b>	1.150	225	1.375
<b>KMR 40</b>	382	51	433
<b>KMR 50</b>	1.598	35	1.633
<b>KMR 65</b>	2.501	40	2.541
<b>KMR 80</b>	1.259		1.259

Rohrtyp	Hauptleitung [m]	Hausanschlussleitung [m]	Gesamt [m]
<b>KMR 100</b>	1.004	131	1.135
<b>KMR 125</b>	1.057		1.057
<b>KMR 150</b>	504	51	555
<b>KMR 200</b>	450		450
<b>KMR 250</b>	1.671		1.671

#### 2.4.3.5 Rohrleitungsvolumen

Die folgende Tabelle zeigt die Rohrvolumen in m<sup>3</sup> für die Hausanschlüsse und der Hauptleitung im Rohrnetz. Für die Hauptleitung beträgt das Rohrvolumen je etwa 162,7 m<sup>3</sup> und bei den Hausanschlüssen etwa 7,3 m<sup>3</sup>. Die Summe aller Abschnitte ergibt ein Gesamtrohrvolumen von 170 m<sup>3</sup>.

Tabelle 2-5: Auflistung des Rohrvolumen in m<sup>3</sup> in Abhängigkeit des Rohrtyps. Quelle Eigene Darstellung

Rohrtyp	Hauptleitung [m <sup>3</sup> ]	Hausanschlussleitung [m <sup>3</sup> ]	Gesamt [m <sup>3</sup> ]
KMR 25	0,8	4,6	5,4
KMR 32	1,2	0,2	1,4
KMR 40	0,6	0,1	0,7
KMR 50	3,6	0,1	3,7
KMR 65	9,5	0,1	9,6
KMR 80	3,8		3,8
KMR 100	9,0	1,2	10,2
KMR 125	14,6		14,6
KMR 150	10,2	1	11,2
KMR 200	15,6		15,6
KMR 250	90,8		90,8
<b>Summe</b>	<b>162,7</b>	<b>7,3</b>	<b>170</b>

#### 2.4.3.6 Rohrleitungsüberwachung

Es empfiehlt sich, die Rohrleitungen mit einem Leckage-Überwachungssystem auszustatten, wie beispielsweise den Systemen von **Brandes (NiCr)** oder dem **Nordischen System**, um Schäden und Kosten durch unbemerkte Leckagen oder äußere Beschädigungen zu vermeiden.

### Brandes NiCr-System:

Das NiCr-System von Brandes verwendet einen Widerstandsdraht auf NiCr-Basis, der in regelmäßigen Abständen perforiert ist. Ein isolierter Kupferdraht bildet die Messschleife innerhalb der Rohrdämmung. Durch Widerstandsänderungen zwischen dem Mediumrohr und dem Messdraht kann Feuchtigkeit zuverlässig erkannt werden.

Das System bietet höchste Sensitivität und eine sehr präzise Ortung der Leckage (bis zu 0,2 % auf 1.000 m). Die maximale Schleifenlänge liegt bei etwa 1.000–1.500 m. Die Kosten sind für dieses System etwa zwei- bis dreimal höher als beim Nordischen System. Der Aufpreis pro Rohrmeter beträgt ca. 5–10 €.

### Nordisches System:

Das Nordische System arbeitet mit zwei einfachen, unisolierten Kupferkabeln, die in die Rohrisolierung integriert sind. Es erkennt Leckagen mit einer Genauigkeit von  $\pm 1$  m. Die maximale Schleifenlänge kann bis zu 3.000–4.000 m betragen.

### Fazit:

Das NiCr-System ist ideal für maximale Präzision und frühzeitige Warnung in neuen Anlagen und daher für das Fernwärmenetz in Lehrte vorzuziehen. Das Nordische System punktet hingegen durch universelle Einsetzbarkeit, Nachrüstbarkeit und geringere Kosten.

#### 2.4.3.7 Schieber und Absperrungen

In der Hauptleitung sollten in Regelmäßigen Abständen Absperrungen installiert werden, um im Falle einer Beschädigung der Rohrleitung einen großflächigen Wasserverlust zu verhindern. In der Hauptleitung zwischen Heizzentrale und Versorgungsgebiet sollte ein Schieber z. B. im Bereich des Schwimmbades im Hohnhorstweg gesetzt werden. Im weiteren Verlauf ist es sinnvoll in Bereichen von T-Stücken der Hauptleitungen ein sogenanntes Schieberkreuz zu installieren. Dies ermöglicht eine gezielte Absperrung einzelner Abschnitte sowie das Vermaschen der Leitungsabschnitte, um eine Notversorgung im Schadensfall zu ermöglichen.



Abbildung 2-12: Beispiel für ein Schieberkreuz im Wärmenetz in der Ringstraße

Eine erste Empfehlung wäre es im Netz 82 erdgebundene Absperrarmaturen einzubauen, mit den Nennweiten Dimension DN 200 – DN 50. Eine Absperrung einzelner Hausanschlüsse vor Gebäudeeintritt ist nicht zwingend notwendig und würde die Kosten des Wärmenetzes stark erhöhen. Im Gebäude sollten jedoch unlösbare Verbindung zwischen Absperrkugelhahn und Versorgungsleitung hergestellt werden. Dies kann z.B. durch Anschweißkugelhähne der Firma Danfoss oder Broen erfolgen.

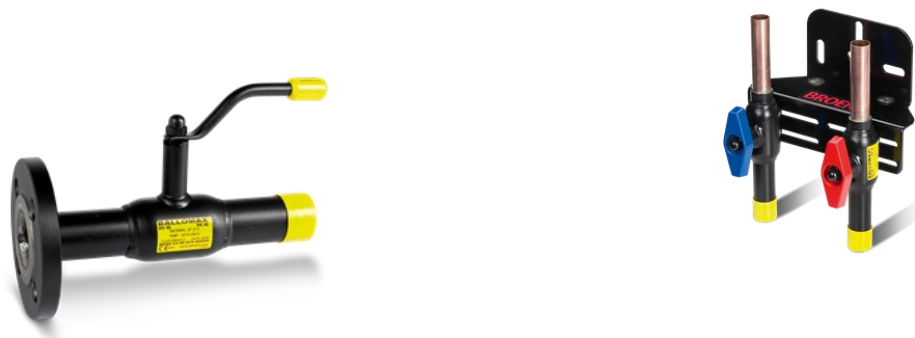


Abbildung 2-13: Anschweißkugelhahn für einen Hausanschluss der Firma Broen

Die Netzentlüftung kann aufgrund des vorherrschenden eher flachen Geländes im Bereich der Hausanschlüsse erfolgen. Im Netz werden keine Entlüftungen vorgesehen. Eventuell sind diese jedoch im Rahmen der Inbetriebnahme an Netzen ohne Hausanschluss erforderlich.

## 2.5 Mess-, Steuerung- und Regelungstechnik

Die gesamte Anlage soll über eine Speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) gesteuert werden. Die für die Regelungstechnik notwendigen Feldgeräte sind im Automationsschema im Anhang 8 dargestellt.

Die von den Feldgeräten erfassten Messgrößen, wie analoge und digitale Signale (z. B. Temperatur, Druck und Volumenstrom), werden über die SPS verarbeitet. Anschließend stehen diese Daten für die Visualisierung und Überwachung in der übergeordneten Gebäudeleittechnik (GLT) bereit, sodass Betriebszustände und relevante Messwerte zentral angezeigt und ausgewertet werden können.

### 2.5.1 Netzbetrieb Pumpen

Zur Versorgung des Netzes stehen zwei baugleiche Netzpumpen P 9.1 und P 9.2 (P 9.3 zusätzliche Reserve) zur Verfügung. Diese sollen abwechselnd betrieben werden um eine gleichmäßige Abnutzung der Pumpen sowie die Aufrechterhaltung der ständigen Betriebsbereitschaft zu gewährleisten. Die Leistungen der Netzpumpen werden dabei entsprechend des tatsächlichen Wärmebedarfs geregelt, sodass sich eine möglichst konstante Temperaturdifferenz im Netz einstellt. Die Regelung der Netzpumpen erfolgt nach dem Prinzip der Differenzdruckregelung entsprechend der an den beiden Druckfühlern DS 9.1 und DS 9.2 aufgenommenen Netzdrücke und anhand einer vorgegebenen Kennlinie. Mit steigender

Wärmeabnahme steigt der Differenzdruck im Fernwärmenetz, sodass ein größerer Volumenstrom zur Versorgung der Wärmekunden bereitgestellt werden muss.

## 2.5.2 Netztemperatur

Die Vorlauftemperatur von Fernwärmenetzen richtet sich nach dem Abnehmer mit der höchsten Anforderung an den Wärmebedarf und wird entsprechend der Außentemperatur zwischen 75-85°C geregelt, um die Wärmeverluste im Netz zu minimieren. Ein Vorteil dieser Regelung ist, dass durch die Anpassung der Temperatur an den tatsächlichen Bedarf die Energieeffizienz des Netzes steigt und unnötiger Brennstoffeinsatz vermieden wird.

## 2.5.3 Erzeuger

Zuschaltung erfolgt auf Grundlage der zum Zeitpunkt günstigsten Wärmegestehungskosten. Diese sind abhängig von den Außentemperaturen, dem Wärmebedarf dem aktuellen Börsenstrompreis und Brennstoffkosten. Diese Regelung kann langfristig durch KI und vorausschauender Wetter und Strommarktdaten erfolgen. Die Deckungsanteile der einzelnen Wärmeerzeuger müssen den Vorgaben aus der Förderung am Ende jedoch entsprechen. Um einen Eindruck in die Betriebsstrategie zu erhalten, zeigen die nachfolgenden Abbildungen die Erzeugung für ausgewählte Wochen des Jahres. Betrachtet wird dabei zum einen der Lastfall im Winter mit einer hohen Wärmeabnahme und zum anderen die Wärmeerzeugung in der Winterzeit. Auf Grund der Kapazität des Wärmespeichers und der Dimensionierung der Wärmepumpen ist während der Sommermonate nur eine geringe Laufzeit erforderlich. Während der Wintermonate wird der Wärmebedarf vorrangig durch das BHKW und die Booster-Wärmepumpe abgedeckt. Der Wärmebedarf wird in einen Niedertemperatur- (NT) und einen Hochtemperaturbereich (HT) unterteilt. Die NT-Wärme wird durch die Booster-Wärmepumpen als Heizenergie benötigt. Sowohl das BHKW als auch die Wärmepumpen werden strompreisoptimiert betrieben.

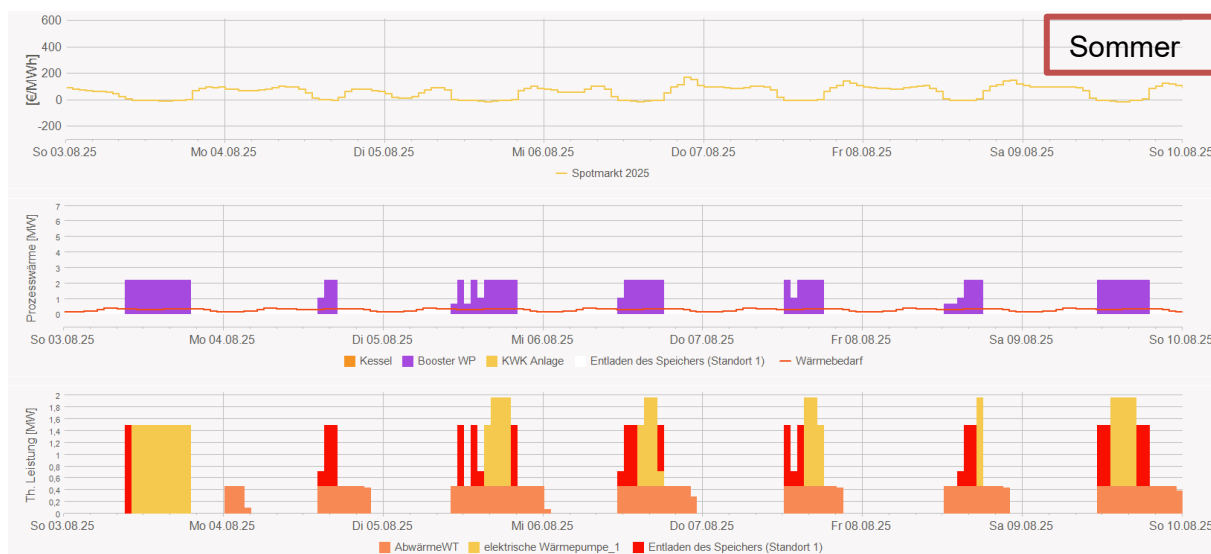


Abbildung 2-14: Darstellung der Wärmeerzeugung an einer Woche im Sommer mit der Software EnergyPro.

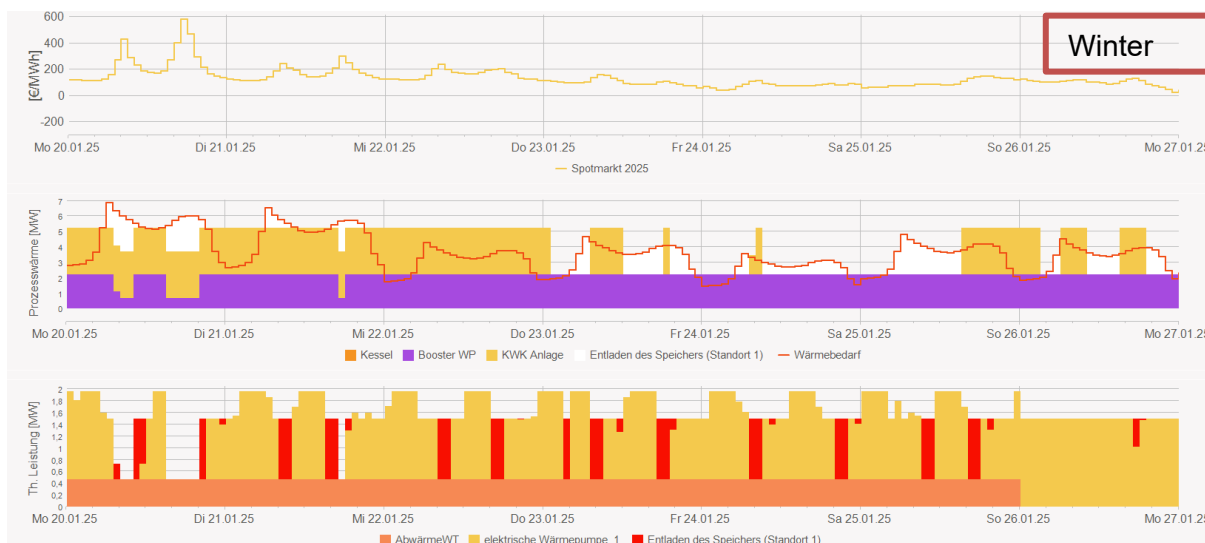


Abbildung 2-15: Darstellung der Wärmeerzeugung an einer Woche im Sommer mit der Software EnergyPro.

## 2.5.4 Pufferspeicher

Der große Pufferspeicher wird gleitend gefahren. Tagesspitzen werden zu günstigen Zeiten vorproduziert (siehe Abbildung 2-14 & Abbildung 2-15). Die Puffergröße erlaubt auch eine Tagesüberbrückende Regelung, um z.B. geplante Wartungsarbeiten ohne die Nutzung der Redundanzkessel durchzuführen.

## 2.5.5 intelligenten Fernwärme Hausanschlussstationen – iHAST

Die Übergabestationen im Netz verfügen über einen eigenen lokalen Heizungsregler. Dieser regelt die Vorlauftemperatur auf der Hausseite in Abhängigkeit von Parametern wie der Außentemperatur oder der Trinkwarmwasserbereitung, indem er das Primärventil in der Übergabestation öffnet oder schließt. Zusätzlich wird im Regler die vertraglich vereinbarte Rücklauftemperatur eingestellt. Wird diese überschritten, reduziert der Regler automatisch den Wasserdurchfluss, sodass kein zu warmes Rücklaufwasser in das Netz gelangt.

Um zentrale Rückschlüsse auf den aktuellen Netzzustand zu ermöglichen, sollen die Regler intern mit dem in der Übergabestation verbauten Wärmemengenzähler verknüpft werden. Die aktuellen Werte werden über eine gesicherte Datenkommunikation an eine Cloud oder einen zentralen Server übertragen. Die Kommunikation erfolgt bidirektional, sodass auch Eingriffe von außen, beispielsweise zur Störungsbeseitigung, möglich sind. Diese Vernetzung erlaubt eine umfassende Störungsverwaltung mit Quittierungsfunktion und Alarmierung per E-Mail.

Durch die Möglichkeit, ausgewählte Übergabestationen zu Gruppen zusammenzufassen, können einzelne Teilstränge überwacht und analysiert werden. Zudem lassen sich Regelungsaufgaben wie Lastabwürfe oder die Zuschaltung dezentraler Energieerzeuger auslösen. Darüber hinaus können Temperaturverteilungen, Durchflussmengen, Spreizungen,

Abnahmeleistungen und Betriebszustände im gesamten Netz übersichtlich dargestellt werden. Die Kommunikation kann über den kundeneigenen Internetzugang, über Mobilfunk, LoRa oder Funktechnologie mit selbstverstärkender Mesh-Technik erfolgen.

## 2.6 Genehmigungsfähigkeit

Für den Bau und Betrieb des Wärmenetzes insbesondere für die Heizzentrale sind umfangreiche Genehmigungen erforderlich. Die folgende Tabelle listet diese Genehmigungen nach den betroffenen Anlagenteilen sowie den jeweils zuständigen Akteuren auf.

Bauteil	Genehmigung	Akteure	Status
Wärmenetz	Dienstbarkeiten und Wegerechte	Stadt Lehrte optional. Private Grundstücksinhaber	offen
Übergabestation	Wärmelieferverträge	Wärmekunden	offen
KWK-Anlage	44. BImSchV	Staatliches Gewerbeaufsichtsamt Hannover	offen
Heizzentrale	Grundstückskauf- / Pachtvertrag	Grundstücks-eigentümer	offen
Heizzentrale	Bauvoranfrage	Stadt Lehrte	offen
Heizzentrale	Ggf. Wasserschutz- und Naturschutzrechtliche Genehmigungen im Rahmen der Baugenehmigung	Stadt Lehrte / Region Hannover	offen
Stromanschluss	Netzverträglichkeitsprüfung	EVU	offen
Wärmepumpen	Schallschutzgutachten im Rahmen der Baugenehmigung	Stadt Lehrte	offen
Heizzentrale (Ammoniak und Propan) Wärmepumpen	Gefährdungsbeurteilung	Stadtwerke	offen
Pufferspeicher	Bodengutachten und Standsicherheitsnachweise	Stadt Lehrte	offen



### 3 Handlungsempfehlung

Es wird empfohlen, die Umsetzung des Projektes zunächst auf die Bauabschnitte BA1 und BA2 zu konzentrieren. Diese Priorisierung ermöglicht eine wirtschaftliche und effiziente Realisierung des Projekts, da die Investitions- und Tiefbaukosten in diesen Abschnitten im Verhältnis zur zu erwartenden Wärmebedarfssteigerung besonders günstig sind. Der Bauabschnitt BA3 sollte vorerst zurückgestellt werden, da die anfallenden Kosten für Tiefbauarbeiten und Rohrleitungsführung im Vergleich zum zusätzlichen Wärmebedarf deutlich höher ausfallen würden. Für die Erweiterung des Fernwärmenetzes sind in der Planung bereits Reserven vorgesehen, um weitere Bauabschnitte zu erschließen.

Für die Errichtung der Technikzentrale ist es entscheidend, dass die Stadtwerke eine ausreichend große Fläche von etwa 3.750 m<sup>2</sup> bereitstellen, die entweder gekauft oder gepachtet werden kann. Damit wird sichergestellt, dass sowohl die Kessel- und Wärmepumpenanlagen als auch die erforderlichen Außenflächen für Speicher, Wärmepumpen und Parkplätze effizient angeordnet werden können.

Darüber hinaus sollten zeitnah Wärmelieferverträge mit der Bäckerei abgeschlossen werden. Dadurch kann die kostengünstige Wärmeversorgung dauerhaft gesichert werden und die wirtschaftliche Basis des Projekts gestärkt werden.

Parallel dazu sollte als nächster Schritt der zweite Förderantrag für Modul 1 vorbereitet und eingereicht werden. Ziel ist es, die Planungen fortzuführen, offene Fragestellungen zu klären und die technische Ausgestaltung des Projekts weiter zu optimieren. Auf diese Weise kann das Vorhaben als gesamtheitlich durchdachtes und wirtschaftlich tragfähiges Projekt realisiert werden, das sowohl die Effizienz als auch die Flexibilität des Wärmenetzes langfristig sicherstellt.

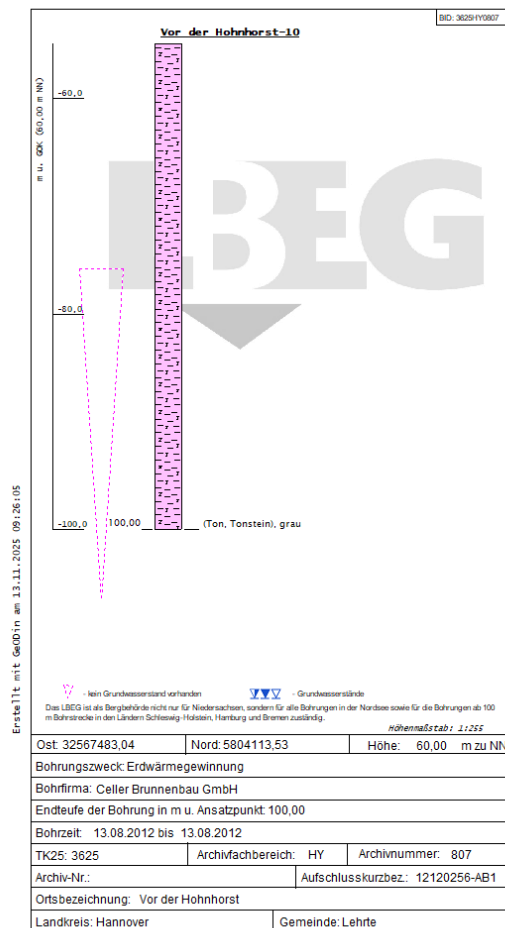
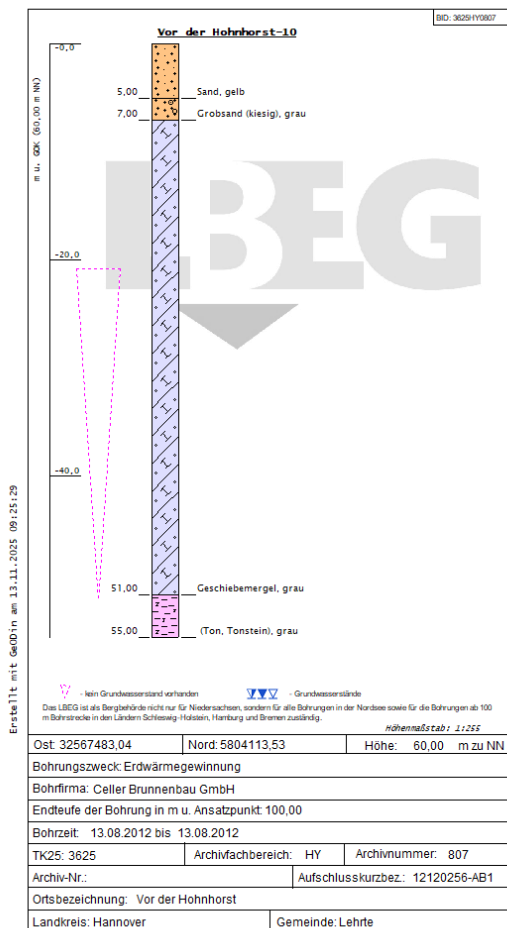
## Literaturverzeichnis

- [1] Landesamt für Statistik Niedersachsen (LSN) (Hrsg.), „Bevölkerung nach Geschlecht; Fläche, Bevölkerungsdichte (Gemeinde). LSN-Online: Tabelle A100001G,“ [Online]. Available: <https://www1.nls.niedersachsen.de/statistik/html/default.asp>. [Zugriff am 14. April 2025].
- [2] Vaillant, „Vaillant,“ [Online]. Available: <https://www.vaillant.ch/privatkunden/ratgeber-heizung/heiztechnologie-verstehen/warmepumpen/funktionsweise-warmepumpe/>. [Zugriff am 06 11 2025].
- [3] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, „bfee-online,“ Bundesstelle für Energieeffizienz, [Online]. Available: [https://www.bfee-online.de/BfEE/DE/Effizienzpolitik/Plattform\\_fuer\\_Abwaerme/plattform\\_fuer\\_abwaerme\\_node.html](https://www.bfee-online.de/BfEE/DE/Effizienzpolitik/Plattform_fuer_Abwaerme/plattform_fuer_abwaerme_node.html). [Zugriff am 21 11 2025].
- [4] Bundesverband Geothermie e.V. (Hrsg.), „Lexikon der Geothermie. Erdwärmekollektor,“ [Online]. Available: <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/e/erdwaermekollektor>. [Zugriff am 04. Dezember 2024].
- [5] Bundesverband Geothermie e.V. (Hrsg.), „Lexikon der Geothermie. Potenzial, Geothermisches - Tiefe Geothermie,“ Februar 2024. [Online]. Available: <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/p/potenzial-geothermisches-tiefe-geothermie>. [Zugriff am 23. April 2025].
- [6] I. Stober, T. Fritzer, K. Obst, T. Agemar und R. Schulz, „Tiefe Geothermie - Grundlagen und Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland,“ Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik, Hannover, 2016.
- [7] enargus (Hrsg.), „Geothermische Dublette,“ [Online]. Available: [https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d4354-2\\*/\\*/Geothermische%20Dublette.html?op=Wiki.getwiki](https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d4354-2*/*/Geothermische%20Dublette.html?op=Wiki.getwiki). [Zugriff am 06 Februar 2025].
- [8] LIAG - Institut für angewandte Geophysik, „Geothermischen Informationssystem,“ [Online]. Available: <https://www.geotis.de/geotisapp/geotis.php>. [Zugriff am 20 11 2025].
- [9] Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), NIBIS KARTENSERVER. Themenkarte Geothermie, <https://nibis.lbeg.de/cardomap3/>.
- [10] N. Langreder, F. Lettow, M. Sahnoun, S. Kreidelmeyer, A. Wünsch, S. Lengning, S. Lübbers, N. Thamling, I. Ziegenhagen, M. Wünsch, S. Ortner, A. Paar, L. Johannsen, P. Mellwig und e. al., Technikatalog Wärmeplanung, Version 1.1 - August 2024 Hrsg., P. AG, I. f. E. u. U. H. g. (ifeu) E. u. R. E. (. Universität Stuttgart, Hrsg., 2024.
- [11] Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz (MU) (Hrsg.), „Biomassennutzung,“ [Online]. Available: [https://www.umwelt.niedersachsen.de/startseite/themen/energie/erneuerbare\\_energien/bioenergie/biomassennutzung/biomassennutzung-121352.html](https://www.umwelt.niedersachsen.de/startseite/themen/energie/erneuerbare_energien/bioenergie/biomassennutzung/biomassennutzung-121352.html). [Zugriff am 18. September 2024].
- [12] R. Buri und B. Kobel, „Wärmenutzung aus Abwasser. Leitfaden für Inhaber, Betreiber und Planer von Abwasserreinigungsanlagen und Kanalisation,“ Bundesamt für Energie (Schweiz), Bern, 2004.

- [13] Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V. (DWA) (Hrsg.), „Energiepotenzial in der deutschen Wasserwirtschaft. Schwerpunkt Abwasser,“ Hennef, 2010.
- [14] Stadt Lehrte, *Daten zur Zentralkläranlage 2024*.
- [15] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, *Bundesförderung für effiziente Wärmenetze - technische Anforderungen*, BAFA, 2026.
- [16] Umweltbundesamt, „Umweltbundesamt,“ [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wirtschaft-konsum/wirtschaft-umwelt/umwelt-energiemanagement/emissionsfaktoren-zur-treibhausgasbilanzierung-von#emissionsfaktoren>. [Zugriff am Januar 2026].
- [17] Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), NIBIS KARTENSERVEN. Detail Kartenservice, <https://nibis.lbeg.de/DetailseitenKartenserver/DetailseitenBohrsaehlenGeodin>.
- [18] Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V. BVES, „Saisonale Wärmespeicher für die Energiewende,“ Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V. BVES, Berlin, 2023.
- [19] F. Ruesch, „Erdsonden - Wärmespeicher,“ OST - Ostschweizer Fachhochschule, Rapperswil Schweiz.
- [20] Stadtwerke Crailsheim, „Stadtwerke Crailsheim,“ [Online]. Available: <https://www.stw-crailsheim.de/ueber-uns/projekt-solarthermie/?hilite=Erdw%C3%A4rmesonden>. [Zugriff am 20 11 2025].
- [21] Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme, „saisonalspeicher.de,“ [Online]. Available: <https://www.saisonalspeicher.de/home/projekte/projekte-in-deutschland/neckarsulm/>. [Zugriff am 20 11 2025].
- [22] Landesamt für Geoinformation und Landesvermessung Niedersachsen (LGLN) (Hrsg.), „ALKIS Landnutzung,“ [Online]. Available: <https://ni-lgln-opengeodata.hub.arcgis.com/documents/lgln-opengeodata::alkis-landnutzung/about>. [Zugriff am 14. März 2024].

## Anhang

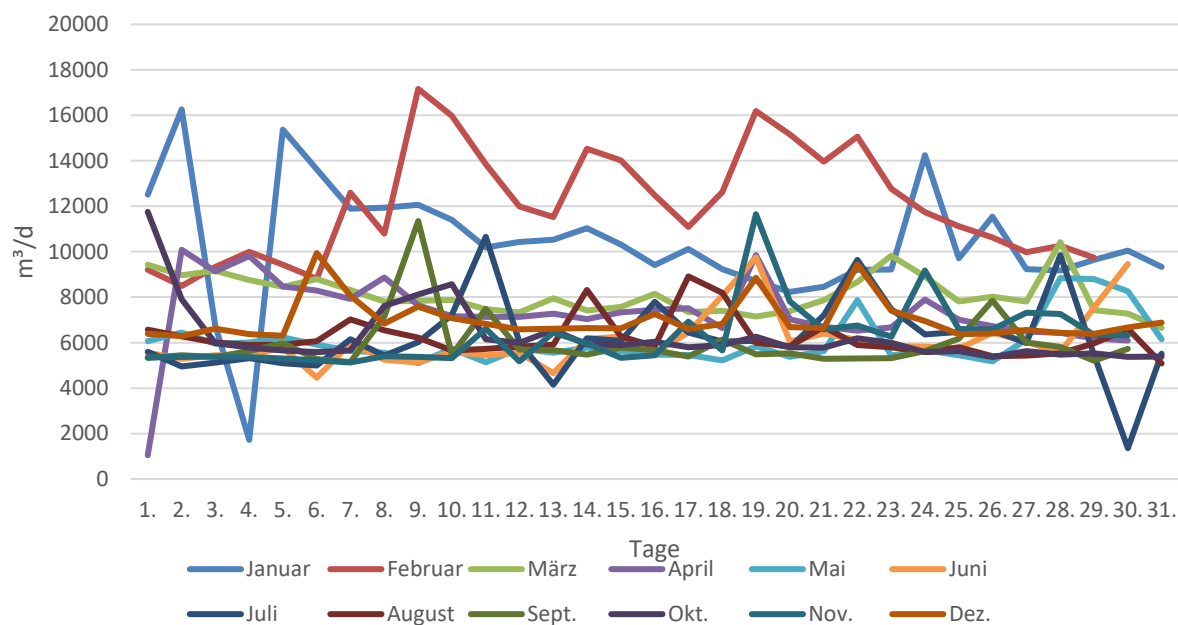
### Anhang 1: Ausgewählte Bohrprofile in Lehrte. Quelle: [9]



### Anhang 2: Vertikalschnitte zur Abschätzung der Tiefengeothermie.

Separat gesendet

### Anhang 3: Jahresschmutzwasseraufkommen im Jahr 2024 in Lehrte. Quelle: [14]



### Anhang 4: Wärmepreisermittlung der priorisierten Wärmeerzeuger

#### Abwärme Bäckerei

Wärmebedarf + Wärmeverluste		5,9 GWh	12,1 GWh	25,1 GWh
Thermische Leistung	kW	800	1600	3200
Gelieferte thermische Energie	%	100	100	100
Endenergiebedarf	MWh	1.405	2.881	5.976
Volllaststunden	h	7.375	7.563	7.844
Investition nach Förderung	€	705.192	1.161.580	1.913.334
Gesamtkosten	€/a	287.872	559.236	1.105.774
Wärmepreis	€/MWh	49	46	44

### Oberflächennahe Geothermie

Wärmebedarf + Wärmeverluste		5,9 GWh	12,1 GWh	25,1 GWh
Thermische Leistung	kW	1.400	3.000	6.000
Gelieferte thermische Energie	%	100	100	100
Endenergiebedarf	MWh	2.107	4.321	8.964
Volllaststunden	h	4.241	4.033	4.183
Investition nach Förderung	€	1.152.934	2.034.233	1.821.163
Gesamtkosten	€/a	441.450	870.020	1.717.995
Wärmepreis	€/MWh	<b>75</b>	<b>72</b>	<b>68</b>

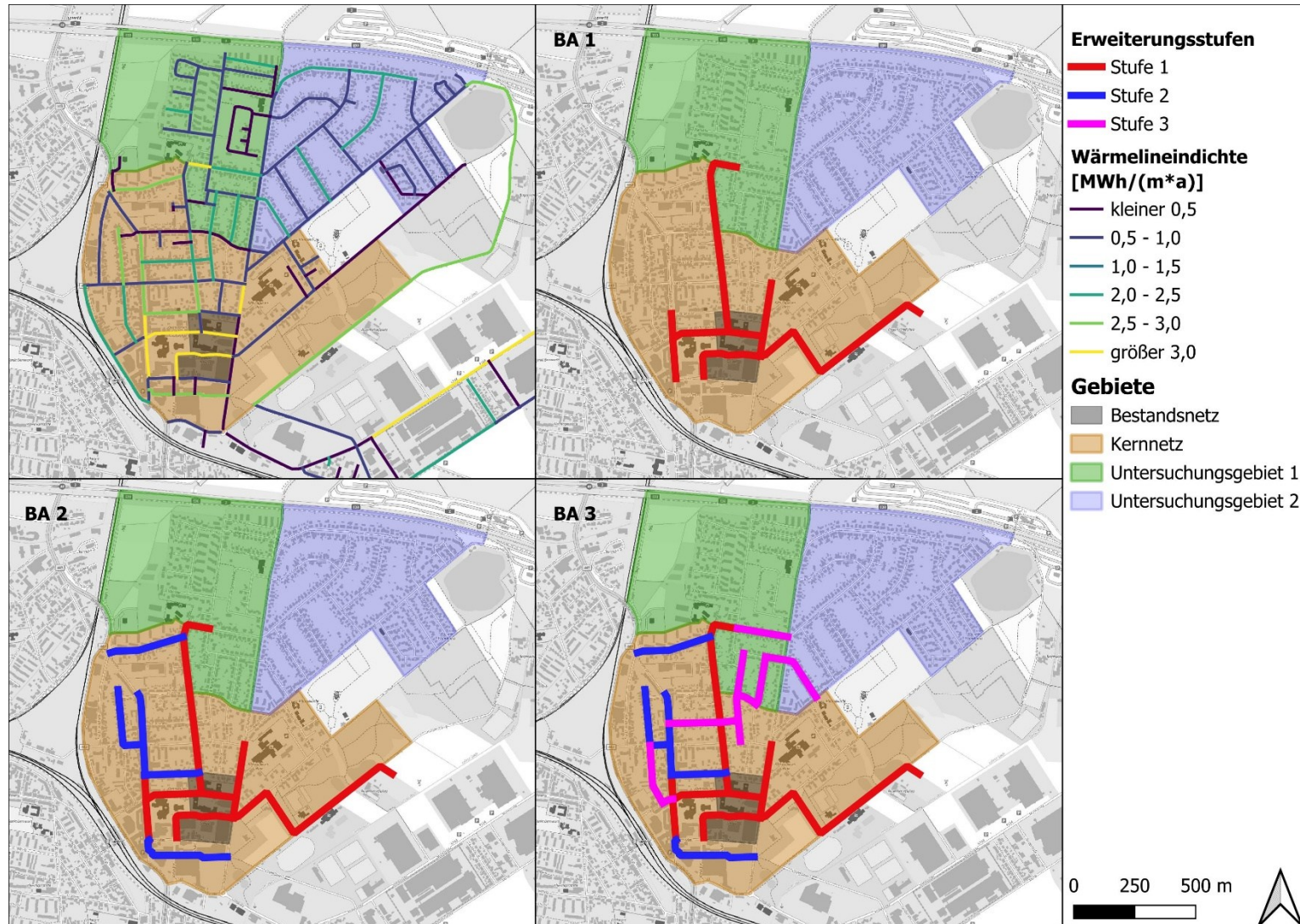
### Blockheizkraftwerk

Wärmebedarf + Wärmeverluste		5,9 GWh	12,1 GWh	25,1 GWh
Thermische Leistung	kW	1.300	2.500	5.000
Gelieferte thermische Energie	%	100	100	100
Endenergiebedarf	MWh	13.563	28.779	59.699
Volllaststunden	h	4.538	4.840	5.020
Investition nach Förderung	€	1.981.339 €	3.497.454 €	6.387.737 €
Gesamtkosten	€/a	564.859	1.087.508	2.172.346
Wärmepreis	€/MWh	<b>96</b>	<b>90</b>	<b>87</b>

### Luft-Wärmepumpe

Wärmebedarf + Wärmeverluste		5,9 GWh	12,1 GWh	25,1 GWh
Thermische Leistung	kW	1300	2.500	5000
Gelieferte thermische Energie	%	100	100	100
Endenergiebedarf	MWh	2.107	4.321	8.964
Volllaststunden	h	4.538	4.840	5.020
Investition nach Förderung	€	1.648.177	2.700.358	4.557.210
Gesamtkosten	€/a	327.698	623.807	1.219.888
Wärmepreis	€/MWh	<b>63</b>	<b>57</b>	<b>53</b>

### Anhang 5: Wärmelinieindichte mit Ausbaustufen



**Anhang 6.1: Variantenvergleich der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung**

Separat gesendet

**Anhang 6.2: Zielvariante der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung**

Separat gesendet

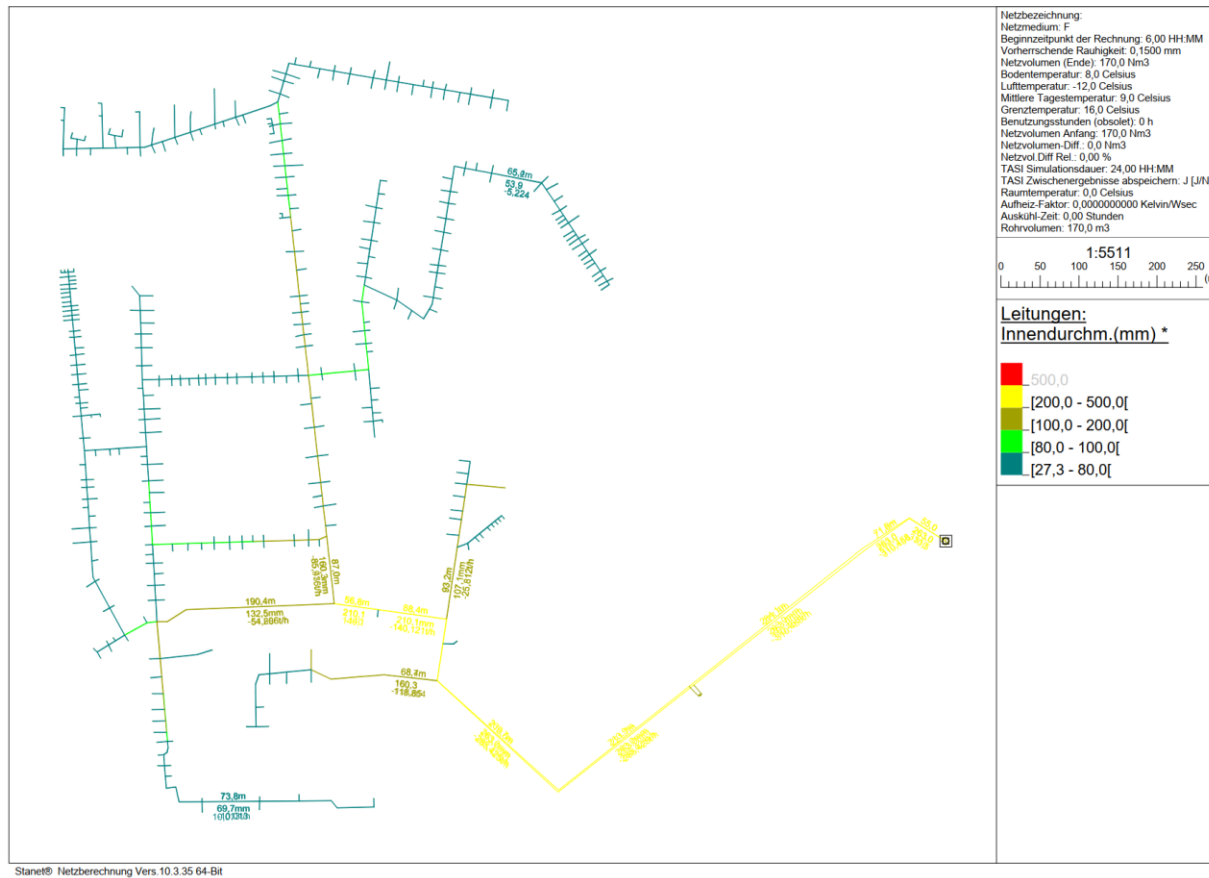
**Anhang 7: Hydraulikschema**

Separat gesendet

**Anhang 8: Automationsschema**

Separat gesendet

## Anhang 9: Leitungsplan



## Anhang 10: Gewinn und Verlustberechnung (30 Jahre)

Separat gesendet