

Transformationsplan für das Fernwärmenetz Am Goldstein in Bad Nauheim

Gefördert durch die Bundesförderung
für effiziente Wärmenetze (BEW)



**Vorgelegt von den
Stadtwerken Bad Nauheim GmbH**

Erstellt von:
HORIZONTE
GROUP

HORIZONTE-Group GmbH
Leithestr. 39
45886 Gelsenkirchen
14.05.2025

Die klimaneutrale Wärmeversorgung spielt bei der Erreichung der Klimaziele eine wesentliche Rolle. Für den klimaneutralen Umbau der Wärmeversorgung sind treibhausgasneutrale Fernwärmenetze entscheidend, da diese nicht nur die Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen verringern, sondern auch die effiziente Wärmeversorgung von Verbrauchern mit erneuerbaren Energien ermöglichen.

Mit der BEW wird der Neubau von Wärmenetzen mit hohen Anteilen erneuerbaren Energien sowie die Dekarbonisierung von bestehenden Netzen gefördert.



Finanziert durch die Europäische Union - NextGenerationEU. Die geäußerten Ansichten und Meinungen sind ausschließlich die des Autors / 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.

Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort Projekt.....	6
2	Vorstellung und Vorgehensweise	7
2.1	Vorstellung Stadtwerke Bad Nauheim	7
2.2	Vorgehen bei der Erstellung des Transformationsplans.....	8
3	IST-Analyse des Untersuchungsgebietes	10
3.1	Definition und Beschreibung des Untersuchungsgebietes	10
3.2	Beschreibung der Kundenstruktur einschl. des Energieverbrauchs	12
3.3	Beschreibung der bestehenden Wärmeerzeugung und -speicherung.....	13
3.4	Beschreibung der bestehenden Wärmenetze	15
4	Potenzialanalyse	17
4.1	Solarthermie	17
4.2	Biomasse	17
4.2.1	Feste Biomasse	18
4.2.2	Gasförmige Biomasse	19
4.3	Abwasserwärme.....	19
4.4	Abwärmepotenziale	21
4.4.1	EAM Natur Energie GmbH (potenziell nutzbar für das Wärmenetz).....	23
4.4.2	Gesundheitszentrum Wetterau gGmbH (zu weit entfernt für das Wärmenetz, jedoch grundsätzlich nutzbar).....	23
4.4.3	Kaufland Vertrieb 17 GmbH & Co. KG (zu weit entfernt, Nutzung über Wärmepumpen notwendig).....	24
4.4.4	Bewertung der Abwärmepotenziale für das betrachtete Wärmenetz.....	24
4.5	Netzzusammenschluss EAM	25
4.6	Umweltwärme.....	26
4.6.1	Umgebungsluft	26
4.6.2	Oberflächennahe Geothermie & Grundwasser	27
4.6.3	Flusswasser.....	29
5	SOLL-Analyse des Wärmenetzes (inkl. Primärenergieeinsparung und CO ₂ -Einsparung).....	31
5.1	Bewertung eines möglichen Netzausbaus am Goldstein	31
5.2	Analyse des zukünftigen Wärmebedarfs.....	33
5.2.1	Jährliche Wärmebedarfsminderung	33
5.2.2	Netzverluste.....	34
5.3	Wärmebedarfsentwicklung	35
5.4	Validierung der Daten durch die kommunale Wärmeplanung	37
6	Erarbeitung des Erzeugungskonzepts	38
6.1	Herausforderungen bei der Entwicklung der Erzeugerstruktur	38
6.2	Vergleich möglicher Varianten der zukünftigen Wärmeerzeugung.....	39
6.3	Beschreibung des kaskadierten Wärmepumpensystems.....	41

6.4	Wärmeerzeuger im SOLL-Bild	43
6.5	Primärenergie- und CO ₂ -Einsparung	47
6.5.1	Primärenergieeinsparung	47
6.5.2	CO ₂ -Emissionseinsparung	49
7	Pfad zur Treibhausgasneutralität mit den Wegmarken 2030, 2035, 2040, 2045	51
7.1	Maßnahmenpaket 1 – (2027-2029)	52
7.2	Maßnahmenpaket 2 – (2037-2039)	52
7.3	Maßnahmenpaket 3 – (2043-2044)	53
8	Kostenrahmen der Transformation des Netzes.....	54
8.1	Finanzierungskonzept	59
8.2	Kostenobergrenze	60
8.3	Risikoanalyse	60
9	Literaturverzeichnis	63

Abkürzungsverzeichnis

BEW *Bundesförderung für effiziente Wärmenetze*

COP *Coefficient of Performance*

HOAI *Honorarordnung für Architekten und Ingenieure*

JAZ *Jahresarbeitszahl*

OGewV *Verordnung zum Schutz der Oberflächengewässer*

PEF *Primärenergiefaktor*

PVT *Photovoltaik-Thermie*

TPW *Transformationsplanung Wärme*

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: IST-Parameter Endkunden	12
Tabelle 2: Übersicht aktueller Erzeugungsanlagen.....	13
Tabelle 3: IST-Analyse des Wärmenetzes	16
Tabelle 4: Primärenergieeinsparung	48
Tabelle 5: CO ₂ -Einsparung.....	49
Tabelle 6: Parameter für Investitionskostenberechnung	54
Tabelle 7: Parameter des vereinfachten Wirtschaftsplans	57
Tabelle 8: Betriebs und Instandhaltungskosten 2030	58

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Sparten der Stadtwerke Bad Nauheim GmbH	7
Abbildung 2: Kartografische Darstellung Wärmenetz am Goldstein	8
Abbildung 3: Wärmesteckbrief von Bad Nauheim (vgl. https://www.eon.com/de/c/waermewende/waermekarte.html)	10
Abbildung 4: Untersuchungsgebiet des Transformationsplans	11
Abbildung 5: Kartografische Darstellung des Erzeugerarks des Innenstadtnetzes Bad Nauheim	14
Abbildung 6: Anlagenfahrweise im IST-Zustand	14
Abbildung 7: Darstellung Lage Netz am Goldstein und Kläranlage	21
Abbildung 8: Inhalte der Plattform für Abwärme nach Energieeffizienzgesetz	22
Abbildung 9: Einträge für Bad Nauheim auf der Plattform für Abwärme nach Energieeffizienzgesetz	23
Abbildung 10: Möglicher Netzzusammenschluss zum EAM-Netz	25
Abbildung 11: Darstellung des Heilquellenschutzgebiet im Betrachtungsgebiet	28
Abbildung 12: Hydrogeologische Standortbeurteilung	29
Abbildung 13: Kartografische Darstellung der Wärmelinienichte im Ausbaugebiet	32
Abbildung 14 - Geplante Netzerweiterung in BA1-3 unterteilt	33
Abbildung 15: Entwicklung des Gesamtwärmebedarfs	36
Abbildung 16: Übersicht über die Entwicklung der Wärmeverluste	37
Abbildung 17: Zeitstrahl Zubau Wärmeerzeuger	45
Abbildung 18: Wärmeproduktionsmengen im Zeitverlauf	46
Abbildung 19: Verteilung der Wärmeproduktion auf die Wärmeerzeuger	47
Abbildung 20: Prognostizierte Fahrweise 2030	52
Abbildung 21: Jahresdauerlinie während Maßnahmenpaket 2	53
Abbildung 22: Jahresdauerlinie nach Maßnahmenpaket 3	53
Abbildung 23: Investitionsübersicht in der zeitlichen Aufteilung	55
Abbildung 24: Entwicklung der Jahresüberschüsse	56
Abbildung 25: Betriebs- und verbrauchsbedingte Kosten	58

1 Vorwort Projekt

Liebe Bürgerinnen und Bürger der Stadt Bad Nauheim,

unsere Stadt steht vor der bedeutenden Aufgabe, den Herausforderungen des Klimawandels mit nachhaltigen und zukunftsorientierten Maßnahmen entschlossen zu begegnen. Der Transformationsplan im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) ist hierbei ein entscheidender Bestandteil unserer Strategie, um die Stadtwerke Bad Nauheim bis zum Jahr 2038 klimaneutral aufzustellen und unsere Abhängigkeit von fossilen Energieträgern wie Erdgas deutlich zu verringern. Dieser Plan bietet sowohl unserer Stadt als auch Ihnen, den Bürgerinnen und Bürgern, die Möglichkeit, die Wärmeversorgung nachhaltig, effizient und wirtschaftlich neu zu gestalten.

Mit dem BEW-Transformationsplan setzen wir auf den Einsatz moderner, klimafreundlicher Technologien und innovativer Lösungen. Diese Maßnahmen tragen nicht nur aktiv zum Klimaschutz bei, sondern sind auch langfristig wirtschaftlich und ressourcenschonend. Unser Ziel ist es, die CO₂-Emissionen des Wärmenetzes in den kommenden Jahren signifikant zu senken, den Energieverbrauch effizienter zu gestalten und gleichzeitig bezahlbare Heizkosten für alle sicherzustellen.

Um diesen Prozess zu unterstützen, bieten wir Ihnen als Bürgerinnen und Bürger umfassende Informationen sowie konkrete Hilfestellungen zur Wahl geeigneter Heiztechnologien für die Zukunft an. Der folgende Bericht gibt Ihnen einen Überblick darüber, wann und wo wir in Bad Nauheim am Goldstein schrittweise den Ausbau des bestehenden Fernwärmenetzes planen. Unser Ziel ist es, Sie in diesen Wandel einzubinden und Ihre individuellen Bedürfnisse bestmöglich zu berücksichtigen. Gemeinsam können wir die Grundlage für eine klimafreundliche und zukunfts sichere Wärmeversorgung schaffen. Für Bereiche, in denen kein Fernwärmenetz vorgesehen ist, verweisen wir auf die kommunale Wärmeplanung der Stadt Bad Nauheim.

Unser besonderer Dank gilt all jenen, die bereits mit ihrem Engagement zur Umsetzung unserer Klimaziele beitragen. Lassen Sie uns diesen Weg gemeinsam beschreiten – für Bad Nauheim, für künftige Generationen und für eine lebenswerte Zukunft.

Mit freundlichen Grüßen,

Ihre Stadtwerke Bad Nauheim

2 Vorstellung und Vorgehensweise

Im zweiten Kapitel des Transformationsplans wird zunächst die Stadtwerke Bad Nauheim GmbH und anschließend das ausgewählte Vorgehen bei der Erstellung des Transformationsplans vorgestellt.

2.1 Vorstellung Stadtwerke Bad Nauheim

Die Stadtwerke Bad Nauheim GmbH ist ein lokales Energiedienstleistungsunternehmen, dessen Kernkompetenz in der Versorgung der rund 33.000 Einwohner*innen der Stadt Bad Nauheim mit Strom, Gas, Wasser, Glasfaser und Wärme liegt. Im Mittelpunkt stehen konkurrenzfähige und marktgerechte Produkte, ein außergewöhnlicher und kundennaher Service sowie smarte Quartierslösungen und innovative CO₂-freie Wärmeversorgung. Überdies stehen die SWBN als regionaler Energieversorger in der unmittelbaren Verantwortung für die Stadt Bad Nauheim und die Region.

Neben den klassischen Sparten eines Energieversorgers Strom, Gas und Wärme betreiben die SWBN auch das Trinkwassernetz, PV-Anlagen und Infrastruktur für die E-Mobilität und bieten mit dem Wärmepumpen-Contracting und E-Carsharing den Bürger*innen Bad Nauheims klimafreundliche Versorgungsalternativen. Die Darstellung aller Sparten der SWBN kann Abbildung 1 entnommen werden.

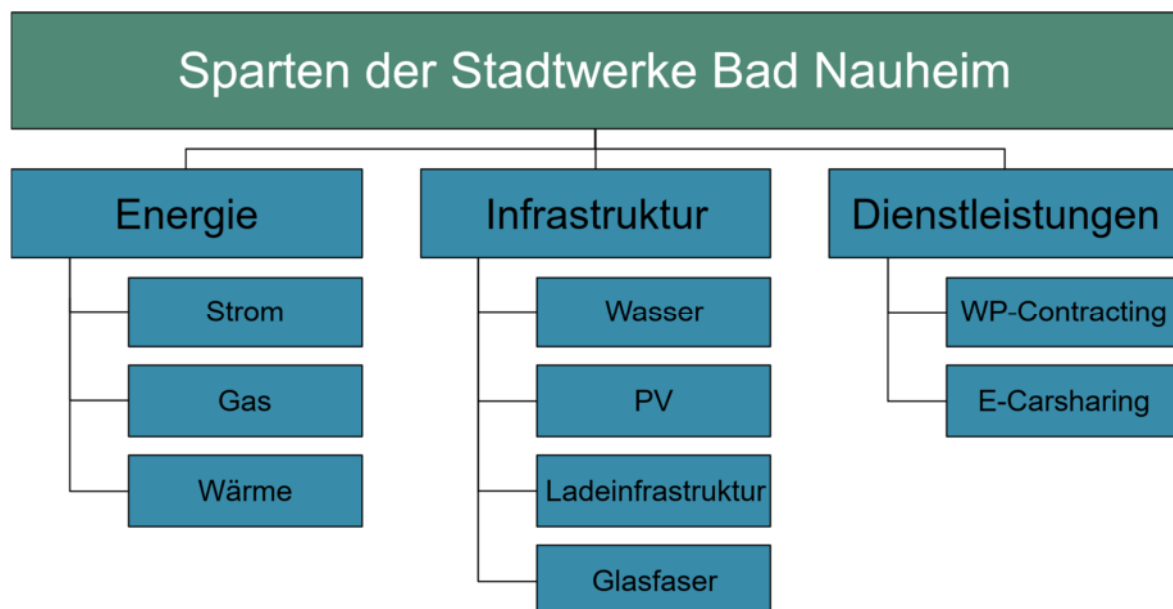


Abbildung 1: Sparten der Stadtwerke Bad Nauheim GmbH

2.2 Vorgehen bei der Erstellung des Transformationsplans

In diesem Kapitel wird die Vorgehensweise der Stadtwerke Bad Nauheim bei der Erstellung des vorliegenden Transformationsplans vorgestellt.

Die Stadtwerke Bad Nauheim GmbH betreibt in Bad Nauheim das Wärmenetz am Goldstein, welches über eine KWK-Anlage in Kombination mit zwei Spitzenlastkessel versorgt wird. Eine Übersicht der Trassenverläufe kann Abbildung 2 entnommen werden.



Abbildung 2: Kartografische Darstellung Wärmenetz am Goldstein

Im Rahmen der Transformationsplanung soll sowohl eine Erweiterung des Wärmenetzes als auch ein Zusammenschluss mit dem Wärmenetz der EAM detailliert untersucht werden.

Die detaillierte Vorstellung der untersuchten Wärmenetze folgt Kapitel 3, der IST-Analyse des Untersuchungsgebiets. Anschließend wird in Kapitel 4 die Wärmenetzausbauplanung und die zu erwartenden Wärmebedarfe skizziert und modelliert. Kapitel 5 umfasst eine umfangreiche Potenzialanalyse der verfügbaren erneuerbaren Energieträger für die Wärme-herstellung. Daraufhin wird in Kapitel 6 der angestrebte treibhausgasneutrale SOLL-Zustand des Wärmenetzes im Jahr 2045 dargestellt. Kapitel 7 beschreibt den Pfad zur Treibhausgasneutralität und die dafür zu umzusetzenden Maßnahmen im Wärmenetz unter Berücksichtigung der gesetzlichen Rahmenbedingungen aus dem Gesetz für die Wärmepla-

nung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze. In Kapitel 8 wird der wirtschaftliche Rahmen der Transformation des untersuchten Fernwärmenetzes abgesteckt mit besonderem Fokus auf der Finanzierung des Vorhabens und den resultierenden Verbraucherpreisen.

3 IST-Analyse des Untersuchungsgebietes

Die IST-Analyse im Rahmen einer Transformation eines Wärmenetzes stellt eine Wärmeverbrauchs- und Wärmebedarfsermittlung der angeschlossenen und anzuschließenden Gebäude/ Endkunden dar. Hierbei ist es unerheblich, ob es sich bei den zu versorgenden Endkunden um Bestandsgebäude, Neubauten, Gewerbeeinheiten oder Industriebetriebe handelt.

3.1 Definition und Beschreibung des Untersuchungsgebietes

Bad Nauheim umfasst 33.445 Einwohner (31.12.2022) und ist damit die zweitgrößte Stadt des hessischen Wetteraukreises. Die Stadt liegt auf einer Höhe von 148 m ü. NHN, 28 Kilometer (Luftlinie) nördlich von Frankfurt am Main, am Ostrand des Taunus. Bad Nauheim wird von der Wetter und der Usa durchflossen und gliedert sich in folgende Stadtteile:

- Kernstadt,
- Nieder-Mörlen,
- Rödgen,
- Schwalheim,
- Steinfurth und Wisselsheim.

In Bad Nauheim wird der Großteil der Gebäude aktuell mit Gasheizungen (55,5 %) und Ölheizungen (28,3 %) beheizt. Die Fernwärme hat nur einen geringen Anteil (5,5 %). Hierbei ist zu erwähnen, dass es sich um statistisch ermittelte Daten handelt und keine umfangreiche Analyse durch die SWBN durchgeführt wurde. Insgesamt werden durch den Wärmesektor in Bad Nauheim jährlich etwa 65.000 Tonnen CO₂ emittiert. Eine Übersicht über den aktuellen Wärmesektor in Bad Nauheim bietet Abbildung 3.

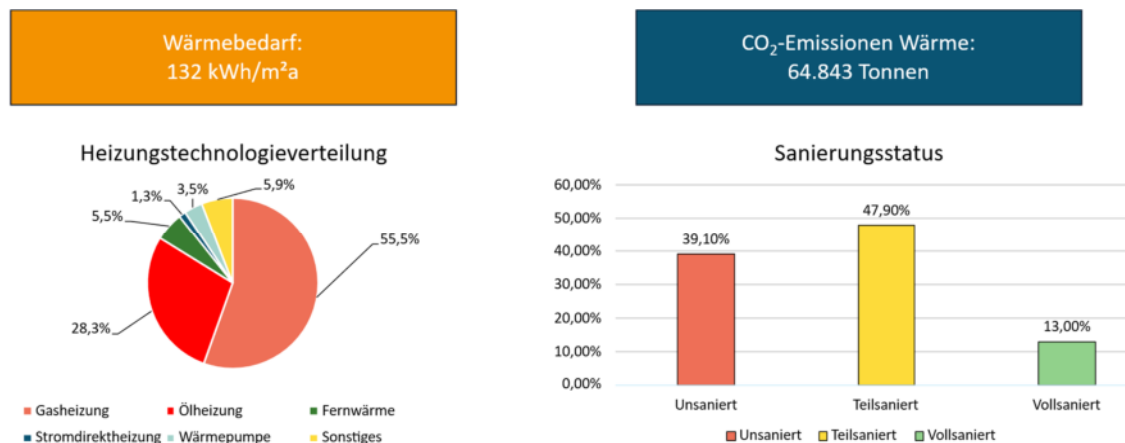


Abbildung 3: Wärmesteckbrief von Bad Nauheim (vgl. <https://www.eon.com/de/c/waerme-wende/waermekarte.html>)

Das betrachtete Wärmenetz Am Goldstein liegt östlichen der Kernstadt Bad Nauheims. Das gesamte Untersuchungsgebiet des Wärmenetzes wird in Abbildung 4 dargestellt.

Das Untersuchungsgebiet des Transformationsplans hat einen geschätzten Gesamtwärmebedarf von 6,83 GWh/a (Schätzung aus LEA-Wärmekataster). Eine wesentliche Herausforderung bei einem möglichen Ausbau des Wärmenetzes stellen die begrenzten Ausbaukunden im Untersuchungsgebiet sowie die Kapazität der heutigen Heizzentrale dar.

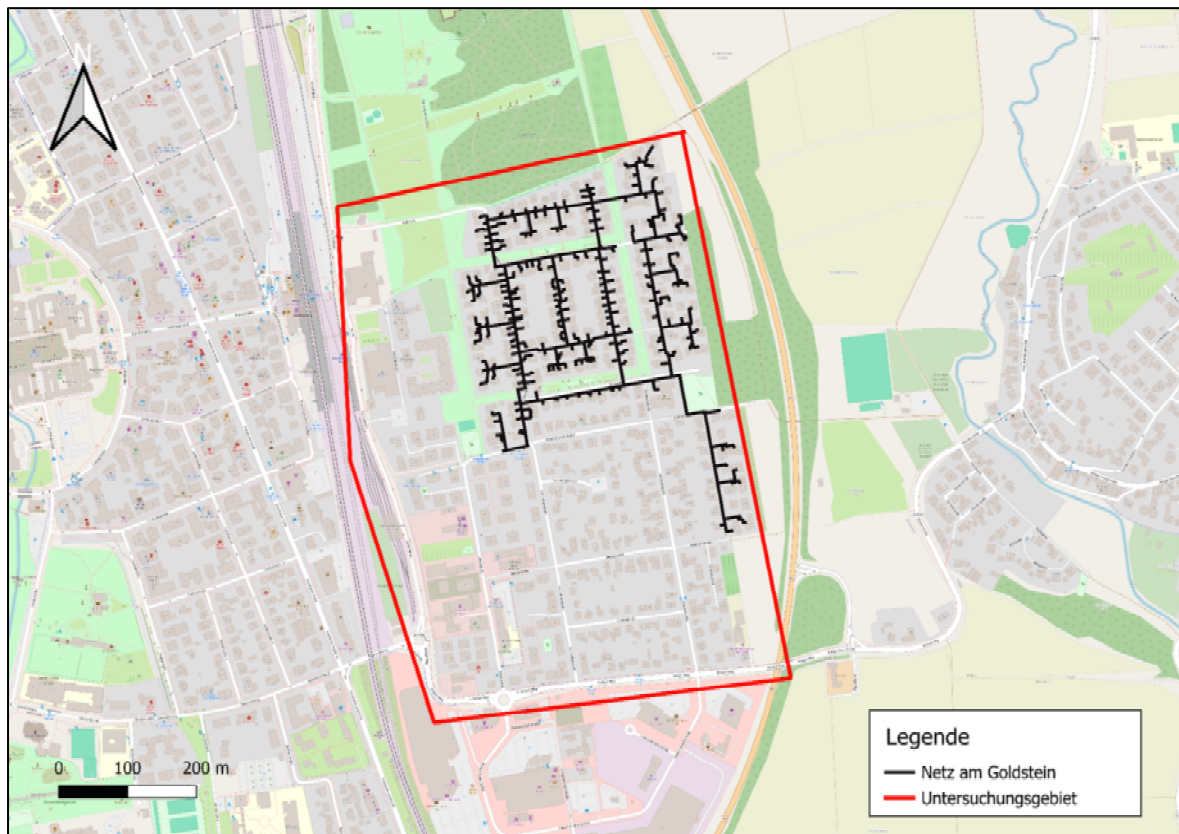


Abbildung 4: Untersuchungsgebiet des Transformationsplans

3.2 Beschreibung der Kundenstruktur einschl. des Energieverbrauchs

Im Folgenden werden die Endkunden im IST-Zustands des Wärmenetzes tabellarisch dargestellt (Tabelle 1). Im Einklang mit den Vorgaben der BEW wird eine Adresse als Gebäude gezählt.

IST-Analyse Endkunden	
Anzahl Endkunden	225 aktive Endkunden 0 inaktive Endkunden
Art der Endkunden	224 Privat 0 GHD 0 Industrie 1 Öffentliche Einrichtung
Anzahl der Wohneinheiten	225 Wohneinheiten
Anzahl der Gebäude	210 Gebäude
Art des Gebäudes	209 Wohnhaus 0 Wohngebäude mit GHD 0 Schulen 0 Gebäude f. soz. Zwecke 0 Gebäude f. GHD 1 Kindergarten 0 Kreditinstitut 0 Rathaus 0 Turnhalle 0 Verwaltungsgebäude
Art des Anschlusses	210 bestehende Anschlüsse
Anzahl und technische Kennzahlen der Übergabestationen (Anschlussleistung in kW)	0 inaktiv 63 ≤ 5 kW 134 ≤ 10 kW 11 ≤ 20 kW 2 ≤ 50 kW 0 > 50 kW
Ø Gesamtwärmebedarf der Endkunden 2021-2023	3,08 GWh/a
Temperaturniveau des jeweiligen Endkunden	VL 80 °C / RL 60 °C
Derzeitige Art der Wärmeversorgung des Endkunden	Fernwärme

Tabelle 1: IST-Parameter Endkunden

Heute umfasst das Wärmenetz Am Goldstein 225 Endkunden, welche in Gänze der Kundenklasse Wohngebäude zuzuordnen sind. In den letzten drei Jahren wurde eine durchschnittliche Wärmeabnahme in Höhe von etwa 3,1 GWh/a verzeichnet.

3.3 Beschreibung der bestehenden Wärmeerzeugung und -speicherung

Insgesamt wird das beschriebene Netz von 3 Wärmeerzeugungsanlagen versorgt. Das Wärmenetz Am Goldstein wird über eine KWK-Anlage in Kombination mit zwei Spitzenlastkessel versorgt. Die KWK-Anlage weist eine thermische Leistung von 210 kW auf, wird mit Erdgas betrieben und produzieren etwa 46% des übergreifenden Wärmebedarfs. Zur Deckung von Spitzenlasten speisen zusätzlich zwei Erdgaskessel mit einer Leistung von 980 kW und 1,07 MW in die Wärmenetze ein. Eine detaillierte Auflistung der einzelnen Erzeugungsanlagen kann Tabelle 2 entnommen werden.

Nr.	Anlage	Energieträger	Leistung thermisch elektrisch [MW _{th}] MW _{el}]	Anlagentyp	Erzeugung	Anteil
					Ø 2020 -22 [MWh _{th}]	
Netz Goldstein						
1	BHKW	Erdgas	0,21 0,14	BHKW	1.624.163 kWh	45,83%
2	Kessel 1	Erdgas	0,98 0	Kessel	1.919.587 kWh	54,17%
3	Kessel 2	Erdgas	1,07 0	Kessel		

Tabelle 2: Übersicht aktueller Erzeugungsanlagen

Die durchschnittliche Wärmeerzeugung in den Jahren 2020-2022 betrug 3.544 MWh. Der Standort der Wärmeerzeugungsanlagen liegt im Zentrum des Untersuchungsgebiets und ist der Abbildung 5 zu entnehmen.

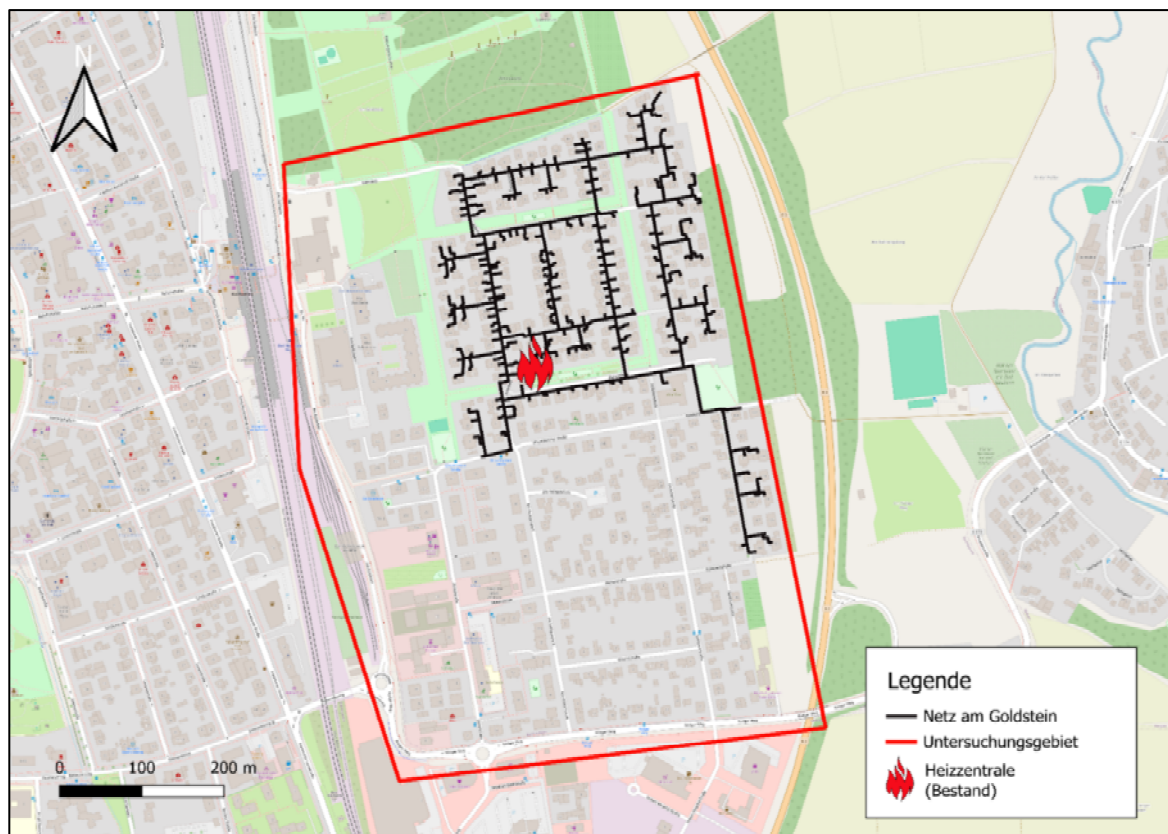


Abbildung 5: Kartografische Darstellung des Erzeugerparks des Innenstadtnetzes Bad Nauheim

Eine Jahresdauerlinie der IST-Situation veranschaulicht die Anteile der einzelnen Anlagen an der Gesamtwärmebereitstellung und zeigt die Verteilung der Last im Wärmenetz.

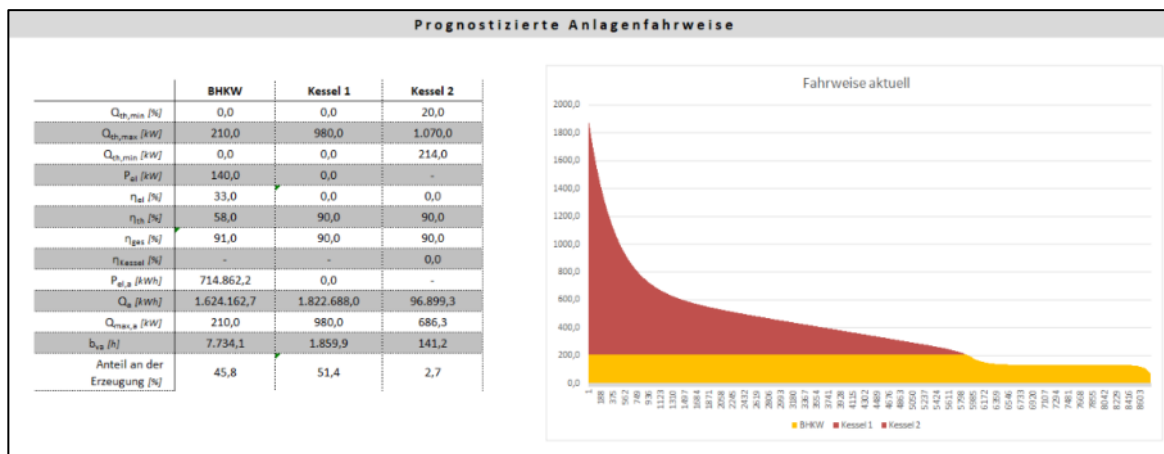


Abbildung 6: Anlagenfahrweise im IST-Zustand

Das Blockheizkraftwerk (BHKW) übernimmt dabei mit etwa 46 % die Grundlast des Netzes. Mit einem Wirkungsgrad von rund 91 % ist das BHKW besonders effizient und produziert im Jahr etwa 714.862 kWh Strom sowie 1.624.163 kWh Wärme, verteilt auf etwa 7.734 Volllaststunden. Die kontinuierliche Fahrweise des BHKW stellt sicher, dass die Anlage optimal ausgelastet ist, was sowohl die Effizienz steigert als auch die Betriebskosten senkt. Zusätzlich zu dem Blockheizkraftwerk sind zwei Kessel installiert, die zusammen

etwa 54 % der gesamten Wärmebereitstellung übernehmen. Die Kessel sind so ausgelegt, dass sie die Spitzenlasten abdecken und Schwankungen im Wärmebedarf ausgleichen. Ein Kessel dient hierbei als Redundanz, um bei einem Ausfall des anderen Kessels die Wärmeversorgung weiterhin sicherzustellen. Die Kombination aus dem grundlastfähigen BHKW und den beiden Kesseln zur Spitzenlastabdeckung ermöglicht eine bedarfsgerechte Anpassung an die Anforderungen des Wärmenetzes.

3.4 Beschreibung der bestehenden Wärmenetze

Das bestehende Wärmenetz erstreckt sich über eine Länge von 1.331 m. Die Temperaturniveaus des Wärmenetzes liegt bei 80°C Vorlauftemperatur und 60°C Rücklauftemperatur im Sommer. Während die Rücklauftemperaturen im Sommer und Winter unverändert bleiben, liegt die Vorlauftemperatur im Netz am Goldstein im Winter 5°C höher als im Sommer. Bei den betrachteten Wärmenetzsystemen handelt es sich um Heißwassernetze. In allen betrachteten Wärmenetzen wurden ausschließlich Stahlrohre verlegt und die Netze werden mit einem Druckniveau von 3,5 bar befahren.

Eine Darstellung der Analyse des IST-Zustandes des Netztes ist Tabelle 3 zu entnehmen.

IST-Analyse Wärmenetz	
Netzlänge inkl. Hausanschlussleitung	1.331 m
Durchschnittliches Temperaturniveau Primärnetz Sommer Vorlauf/Rücklauf	80/60 °C
Durchschnittliches Temperaturniveau Primärnetz Winter Vorlauf/Rücklauf	85/60 °C
Druckniveau Primärnetz	3,5 bar
Art der Druckhaltung	VHEAT-Druckanlage
Anzahl Übergabestationen zu Endkunden	210 Stück
Durchschnittliche Netzverluste in den letzten drei Jahren	15,0 %
Nutzung von Wärmespeichern	Nein
Füllmenge Wärmespeicher	-
Speicherkapazität Wärmespeicher	-
Betriebsweise Wärmespeicher	-

Art der Rohrleitung	Einzelrohre: Stahlmantelrohre
Rohrdimensionen	DN40 DN50 DN80 DN100
Dämmstandard	keine Angabe
CO ₂ -Emissionen	707,28 t/a
Primärenergiebedarf	3.859.143,66 kWh/a

Tabelle 3: IST-Analyse des Wärmenetzes

Die betrachteten Fernwärmenetze werden mit einer Vorlauftemperatur von 85 °C und einer Rücklauftemperatur von 60 °C betrieben. Diese Rücklauftemperatur ist jedoch im Hinblick auf eine effiziente Netzföhrung und die Minimierung von Wärmeverlusten als zu hoch einzustufen. In den technischen Anschlussbedingungen der Stadtwerke Bad Nauheim (TABs) ist eine maximale Rücklauftemperatur von 55 °C festgelegt, die derzeit nicht von allen Kunden eingehalten wird. Dies föhrt zu vermeidbaren Energieverlusten und einer reduzierten Gesamteffizienz der Netze. Um die Effizienz der Wärmenetze zu steigern, ist eine Alternative die Rücklauftemperaturen schrittweise zu senken. Diese Anpassung zielt darauf ab, die Netzverluste zu reduzieren und die Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgung zu verbessern. Eine Betrachtung dieser Maßnahme wird im Kapitel SOLL-Analyse des Wärmenetzes beleuchtet.

4 Potenzialanalyse

Im folgenden Kapitel werden die zentralen Potenziale für eine treibhausgasneutrale Wärmeversorgung im Netzgebiet Goldstein der Stadtwerke Bad Nauheim untersucht. Die Analyse bildet die Grundlage für die spätere Entwicklung eines Transformationspfads. Betrachtet werden die Nutzungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien wie Solarthermie, Biomasse und Umweltwärme, die Erschließung von Abwasser- und sonstigen Abwärmepotenzialen sowie die Einbindung von KWK unter Berücksichtigung der Zielvorgabe einer Treibhausgasneutralität bis spätestens 2045. Zudem wird die Möglichkeit eines Netzzusammenschlusses mit dem angrenzenden EAM-Netz geprüft.

4.1 Solarthermie

Solarthermie ist eine Technologie, die die Wärme der Sonne direkt nutzt, um über solarthermische Kollektoren Wasser zu erhitzen. Diese erzeugte Wärme kann effizient in ein Wärmenetz eingespeist werden, um den Anteil erneuerbarer Energien zu erhöhen und fossile Energieträger zu ersetzen. Der Vorteil von Solarthermie liegt in der emissionsfreien und nahezu wartungsarmen Energiegewinnung, die besonders in den Sommermonaten einen hohen Beitrag zur Deckung des Wärmebedarfs leisten kann.

Jedoch erfordert die Installation von solarthermischen Anlagen große zusammenhängende Flächen, was die Standortsuche für diese Technologie erschwert. In der Stadt Bad Nauheim sind viele potenzielle Flächen durch die nährstoffreichen Böden für die Landwirtschaft ausgewiesen und als landwirtschaftliche Vorrangflächen deklariert, was die Nutzung für Solarthermie ausschließt. Darüber hinaus wurden verfügbare Flächen entlang von Straßen, Autobahnen sowie Bahntrassen bereits für Photovoltaik-Anlagen vorgesehen, wodurch weitere Optionen für die Installation von solarthermischen Kollektoren stark eingeschränkt sind. Diese Faktoren machen die Umsetzung von Solarthermie im untersuchten Wärmenetz wenig praktikabel.

4.2 Biomasse

Die Nutzbarmachung von Energie aus Pflanzen, pflanzlichen Nebenprodukten, Rückständen und Abfällen erfordert für verschiedene Arten von Biomasse unterschiedliche Abläufe in der Prozesskette, die sehr komplex sein können. Diese Potenzialanalyse zielt darauf ab, zu vereinfachen und sich auf wesentliche Einflussfaktoren zu konzentrieren, indem bestimmte Prozessschritte bewusst ausgeklammert werden. So werden Bereitstellung, Transport, mechanische Aufbereitung, Lagerung, Trocknung und Entsorgung von Nebenprodukten nicht beachtet, ebenso wenig wie die Art der Konversionsanlage zur Bereitstellung von

Wärme für das Fernwärmenetz. Des Weiteren werden die Umwandlungsverfahren von primärer Biomasse zu verschiedenen Sekundärenergieträgern ebenfalls nicht in Betracht gezogen. In der Darstellung für das Biomassepotenzial im Gemarkungsgebiet Bad Nauheim wird das gesamt verfügbare Potenzial ausgewiesen, d.h. inklusive jener energetischen Anteile, die mitunter bereits genutzt werden. Energetische Potenziale aus Biomasse können unterteilt werden in feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe.

4.2.1 Feste Biomasse

Im Rahmen des Transformationsplans für das Wärmenetz Am Goldstein wurde eine umfassende Potenzialanalyse zur Nutzung fester Biomasse durchgeführt. Diese Analyse umfasste die Prüfung der wirtschaftlichen, ökologischen und technischen Machbarkeit der Integration von Holzhackschnitzelkesseln und Pellets in das Wärmenetz. Die Untersuchung bestand aus mehreren Schritten, die nachfolgend beschrieben und bewertet werden.

Zunächst wurden regionale Biomasselieferanten in Bad Nauheim ausfindig gemacht. Die Verfügbarkeit und die Preisindikation für Holzhackschnitzel und Pellets wurden eingeholt, wobei die Preise für die Lieferung von Biomasse im Bereich von ca. 60-65,00 €/t Iutro lagen. Diese Informationen flossen in die Wirtschaftlichkeitsberechnungen ein und dienten als Grundlage für eine realistische Einschätzung der Betriebskosten.

Ein weiterer wichtiger Aspekt war die Abschätzung des Potenzials an verfügbarer Biomasse. Basierend auf den Angaben der Lieferanten und der regionalen Produktion wurde die jährlich zur Verfügung stehende Wärmemenge aus Biomasse auf ca. 10 GWh geschätzt. Es wurde dabei berücksichtigt, dass die tatsächlichen Potenziale aufgrund von Schwankungen in der Lieferverfügbarkeit abweichen können.

Im Zuge der Ausbauplanung wurde untersucht, wie viel der Gesamtwärmemenge des Netzes durch Biomasse gedeckt werden kann. Die Ergebnisse zeigen, dass ca. 650.000 kWh der Gesamtwärmeerzeugung bis zur Wegmarke 2040 von Biomasse oder anderen Potenzialen gedeckt werden muss. Dies wurde in den Ausbauplan integriert, um eine möglichst effiziente Nutzung der Biomasse zu gewährleisten.

Die Analyse der technischen Anforderungen ergab, dass ein Biomassekessel mit einer Leistung von ca. 200 kW notwendig wäre, um die geplante Wärmemenge bereitzustellen. Diese Dimensionierung ermöglicht eine zuverlässige Wärmeversorgung und berücksichtigt auch Lastspitzen im Netz. Darüber hinaus wurden die geschätzten Kosten für die Wärmeerzeugung aus Biomasse berechnet, die sich auf €/MWh oder ct/kWh belaufen und in die Gesamtwirtschaftlichkeitsanalyse eingeflossen sind.

Die Untersuchung schloss auch die Bewertung der Umsetzbarkeit im Hinblick auf die strengen Feinstaubvorgaben der Stadt Bad Nauheim ein. Aufgrund der besonderen Anforderungen eines Kurortes wurden mögliche Emissionsminderungsmaßnahmen geprüft, um die Einhaltung der Luftqualitätsrichtlinien sicherzustellen.

Zusammenfassend wurde die Nutzung von fester Biomasse als eine potenziell machbare Option identifiziert, die unter bestimmten Bedingungen zur Reduzierung fossiler Energieträger und zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Wärmenetz beitragen kann. Alle erforderlichen Schritte und Analysen wurden im Rahmen des Transformationsplans durchgeführt und dokumentiert, um eine fundierte Entscheidungsgrundlage für die künftige Entwicklung des Wärmenetzes Am Goldstein bereitzustellen.

4.2.2 Gasförmige Biomasse

Bei den gasförmigen Biomassepotenzialen handelt es sich um Substrate zur Biogasgewinnung, wozu auch Biomethan zählt. Letzteres wird separat betrachtet, da es über das Gasnetz bezogen werden kann und somit – ähnlich wie bilanzieller Ökostrom – nicht standortgebunden ist. Aufgrund der geringen Zahl regionaler Biogaslieferanten durch die Landwirtschaft wird das Biogaspotenzial in Bad Nauheim im Rahmen dieser Analyse nicht weiter untersucht.

4.3 Abwasserwärme

Im Rahmen des Transformationsplans für das Wärmenetz am Goldstein wurde die Möglichkeit untersucht, Abwasserwärme aus dem bestehenden Kanalnetz in Bad Nauheim zu nutzen. Abwasserwärme ist eine erneuerbare Energiequelle, die aus der im Abwasser gespeicherten Wärmeenergie gewonnen wird. Diese kann über Wärmetauscher in das Wärmenetz eingespeist werden, um den Einsatz fossiler Energieträger zu reduzieren und den Anteil erneuerbarer Energien zu erhöhen. Laut Wärmeplanungsgesetz müssen alle Abwasserkanalabschnitte ab einer Dimension von DN 800 hinsichtlich ihres Potenzials für die Wärmenutzung geprüft werden. Auch Abschnitte mit einem Durchmesser größer als DN 400 können technisch genutzt werden, sofern ein ausreichender Trockenwetterabfluss für eine wirtschaftliche Wärmeerzeugung vorhanden ist.

Im Untersuchungsgebiet wurde das Kanalnetz systematisch geprüft. Dabei wurde festgestellt, dass in den relevanten Bereichen keine Abwasserkanalabschnitte mit Dimensionen über DN 800 vorhanden sind. Die größten identifizierten Abschnitte haben einen Durchmesser von lediglich DN 400, und das Untersuchungsgebiet liegt am Rand der Kanalnetzinfrastuktur. Aufgrund dieser Randlage ist der Trockenwetterabfluss zu gering, um eine wirtschaftlich sinnvolle Nutzung der Abwasserwärme zu gewährleisten. Die fehlenden

Fließmengen und unzureichenden Abflussbedingungen bei Trockenwetter machen eine stabile und effiziente Wärmeerzeugung in diesen Abschnitten nicht realisierbar.

Für eine mögliche Nutzung von Abwasserwärme müssten umfangreiche Messungen zur Ermittlung des tatsächlichen Trockenwetterabflusses durchgeführt werden. Diese könnten Aufschluss über das verfügbare Wärmepotenzial geben, wären jedoch mit erheblichem Aufwand verbunden. Aufgrund der beschriebenen Herausforderungen wird die Nutzung von Abwasserwärme für das Wärmenetz Am Goldstein derzeit als nicht praktikabel eingestuft und aus den Planungen ausgeschlossen.

Neben den Kanalabschnitten wurde auch das Potenzial der Kläranlage im Süden des Stadtgebiets als alternative Wärmequelle untersucht. Kläranlagen bieten aufgrund ihres kontinuierlichen Betriebs und der stabilen Temperaturen des behandelten Abwassers ein hohes Wärmepotenzial, das durch Wasser-Wasser-Wärmepumpen genutzt werden könnte.

Allerdings liegt die Kläranlage ca. 1,73 km Luftlinie entfernt vom Bestandsnetz. Diese Distanz erstreckt sich durch das dicht bebaute Kernstadtgebiet, was eine direkte Anbindung erheblich erschwert. Eine Nutzung der Abwasserwärme der Kläranlage würde eine Rohrtrasse durch das Stadtgebiet erfordern, die hohe Investitionskosten nach sich ziehen würde. Insbesondere Tiefbauarbeiten, Straßenquerungen und erforderliche Genehmigungen machen die Umsetzung für das derzeitige Netz unwirtschaftlich.

In Abbildung 7 ist die Lage des bestehenden Wärmenetzes sowie die südlich gelegene Kläranlage dargestellt. Die Distanz durch das Stadtzentrum verdeutlicht die infrastrukturellen Herausforderungen einer direkten Netzanbindung.

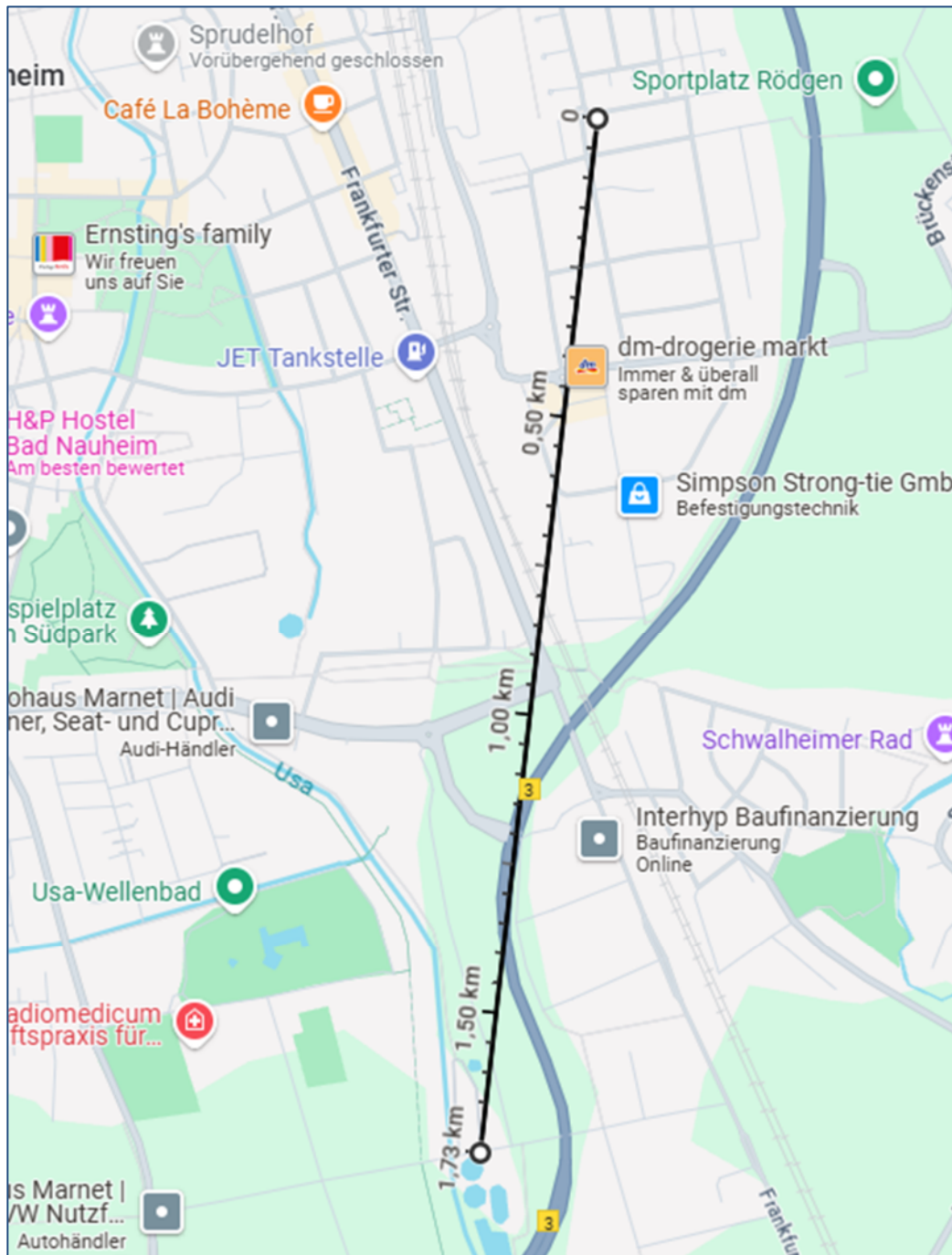


Abbildung 7: Darstellung Lage Netz am Goldstein und Kläranlage

4.4 Abwärmepotenziale

Unvermeidbare Abwärme, die oft als ein unerwünschtes Nebenprodukt verschiedener industrieller Prozesse betrachtet wird, kann einen bedeutenden Beitrag zur Wärmewende leisten. Durch effiziente Nutzungstechnologien kann diese Abwärme vor allem in Wärmenetzen in nutzbare Energie umgewandelt werden. In Abhängigkeit des Wärmeträgermediums und des Temperaturniveaus der anfallenden Abwärme kann diese ohne weitere Behandlung direkt in ein Wärmenetz eingespeist oder über eine hocheffiziente Wärmepumpe

für ein Wärmenetz nutzbar gemacht werden. Auch eine Direktnutzung in abwärmeverursachenden Unternehmen ist möglich. Für das Fernwärmenetz in Bad Nauheim wurden verschiedene Abwärmequellen untersucht.

Zum 18.11.2023 ist das Energieeffizienzgesetz (EnEfG) in Kraft getreten, welches auch die Schaffung einer Plattform für Abwärme vorsieht. Die für die Datenmeldung im Gesetz genannte Frist wird durch das BMWK zunächst bis zum 01.01.2025 ausgesetzt. Die Plattform für Abwärme schafft erstmals eine Übersicht zu gewerblichen Abwärmepotenzialen in Deutschland. Ziel ist es, diese Abwärme nutzbar zu machen und damit die Energieeffizienz in Deutschland weiter zu steigern. Dafür werden die Abwärmedaten von Unternehmen mit einem Gesamtenergieverbrauch von mehr als 2,5 Gigawattstunden pro Jahr auf einer öffentlichen Plattform bereitgestellt und für Unternehmen vor Ort sichtbar gemacht. Die Plattform für Abwärme wird gemäß §17 Abs. 2 EnEfG durch die Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE) im Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) umgesetzt. Gemäß §§ 17 Absatz 2 Satz 1 i.V.m. 20 Absatz 4 EnEfG sind Unternehmen verpflichtet, unabhängig vom Vorliegen einer konkreten Anfrage Informationen zu anfallender Abwärme an die BfEE bis zum 1. Januar 2024 und danach bis zum 31. März eines jeden Jahres zu übermitteln und die übermittelten Informationen bei Änderungen unverzüglich zu aktualisieren. Folgende Informationen müssen übermittelt werden.

- 
1. Name des Unternehmens,
-
- 
2. Adresse des Standortes oder der Standorte, an dem die Abwärme anfällt,
-
- 
3. die jährliche Wärmemenge und maximale thermische Leistung,
-
- 
4. die zeitliche Verfügbarkeit in Form von Leistungsprofilen im Jahresverlauf,
-
- 
5. die vorhandenen Möglichkeiten zur Regelung von Temperatur, Druck und Einspeisung,
-
- 
6. das durchschnittliche Temperaturniveau in Grad Celsius.

Abbildung 8: Inhalte der Plattform für Abwärme nach Energieeffizienzgesetz

Informationen zur Firma		Informationen zum Standort			Wärmemenge pro Jahr (in kWh/a)	Maximale thermische Leistung (in kW)	Durchschnittliches Temperaturniveau (in °C)	Durchschnittliche tägliche Verfügbarkeit (in h)
Firmenname	Standortname	Straße und Hausnummer	PLZ	Ort				
EAM Natur Energie GmbH	Heizwerk Bad Nauheim	Am Goldstein 5	61231	Bad Nauheim	2.258.733	345	138	23
Gesundheitszentrum Wetterau gGmbH	Hochwaldkrankenhaus	Chaumontplatz 1	61231	Bad Nauheim	1.401.120	389	45	24
Gesundheitszentrum Wetterau gGmbH	Hochwaldkrankenhaus	Chaumontplatz 1	61231	Bad Nauheim	1.113.840	309	45	24
Kaufland Vertrieb 17 GmbH & Co. KG	Bad Nauheim	Kettelerstraße 10	61231	Bad Nauheim	1.338.195	783	25	24

Abbildung 9: Einträge für Bad Nauheim auf der Plattform für Abwärme nach Energieeffizienzgesetz

4.4.1 EAM Natur Energie GmbH (potenziell nutzbar für das Wärmenetz)

EAM Natur Energie GmbH stellt eine jährliche Abwärmemenge von 2.258.000 kWh zur Verfügung und verfügt über eine maximale thermische Leistung von 345 kW. Besonders relevant ist das Temperaturniveau von 138 °C, das eine direkte Einspeisung in das Wärmenetz ohne aufwendige Temperaturerhöhung ermöglichen könnte. Die hohe tägliche Verfügbarkeit von 23 Stunden macht diese Abwärmequelle zu einer zuverlässigen Option für eine nachhaltige Wärmeversorgung.

Da EAM Natur Energie GmbH gleichzeitig eine zentrale Heizzentrale im EAM-Netz darstellt, wird eine mögliche Einbindung in das betrachtete Wärmenetz geprüft. Die Nähe zum Wärmenetz erleichtert die technische Umsetzung, da geringe Wärmeverluste durch Transport zu erwarten sind. Eine weitere Analyse muss klären, inwiefern eine direkte Anbindung an das bestehende Netz realisiert werden kann.

4.4.2 Gesundheitszentrum Wetterau gGmbH (zu weit entfernt für das Wärmenetz, jedoch grundsätzlich nutzbar)

Gesundheitszentrum Wetterau gGmbH verfügt über zwei separate Abwärmequellen:

- Die erste Abwärmequelle liefert 1.401.000 kWh pro Jahr mit einer maximalen thermischen Leistung von 389 kW und einer durchschnittlichen Temperatur von 45 °C.
- Die zweite Abwärmequelle stellt 1.114.000 kWh pro Jahr bereit, mit einer maximalen thermischen Leistung von 309 kW bei einer Temperatur von 45 °C.

Beide Abwärmequellen sind rund um die Uhr (24 Stunden täglich) verfügbar, was eine konstante Nutzung ermöglichen würde. Die Temperatur von 45 °C ist für eine direkte Einspeisung in Hochtemperatur-Wärmenetze zu niedrig, kann jedoch mit Wärmepumpen auf ein nutzbares Niveau angehoben werden.

Allerdings liegen diese Abwärmequellen zu weit entfernt vom betrachteten Wärmenetz, sodass eine wirtschaftliche Nutzung im aktuellen Netzkonzept nicht umsetzbar ist. Sollte es jedoch zu einer Erweiterung oder einer Vernetzung mit anderen Wärmenetzen kommen, könnten diese Quellen zukünftig in die strategische Wärmeplanung aufgenommen werden.

4.4.3 Kaufland Vertrieb 17 GmbH & Co. KG (zu weit entfernt, Nutzung über Wärmepumpen notwendig)

Kaufland Vertrieb 17 GmbH & Co. KG bietet eine jährliche Abwärmemenge von 1.338.195 kWh mit einer maximalen thermischen Leistung von 783 kW. Die verfügbare Temperatur liegt jedoch nur bei 25 °C, was für eine direkte Nutzung im Fernwärmenetz ungeeignet ist.

Eine Nutzung dieser Abwärme wäre nur durch den Einsatz von Hochtemperatur-Wärmepumpen möglich, die die Temperatur auf ein für das Netz geeignetes Niveau anheben. Die Verfügbarkeit von 24 Stunden täglich wäre vorteilhaft, da eine kontinuierliche Einspeisung gewährleistet wäre.

Da sich Kaufland Vertrieb 17 GmbH & Co. KG jedoch außerhalb des betrachteten Netzes befindet, kann die Abwärmequelle in der aktuellen Netzstruktur nicht genutzt werden. Eine mögliche Integration könnte erst im Zuge eines Netzausbaus oder eines Zusammenschlusses mit anderen Wärmenetzen erfolgen.

4.4.4 Bewertung der Abwärmepotenziale für das betrachtete Wärmenetz

Die Analyse zeigt, dass die Nutzung industrieller Abwärme eine vielversprechende Möglichkeit zur nachhaltigen Wärmeversorgung darstellt. Allerdings ergibt sich für das betrachtete Wärmenetz folgendes Fazit:

- Das Abwärmepotenzial von EAM Natur Energie GmbH (EAM-Netz) ist technisch und wirtschaftlich nutzbar, da es sich um eine hohe Temperaturquelle in unmittelbarer Nähe des Netzes handelt. Eine Einbindung in das Wärmenetz wird geprüft.
- Die Abwärmequellen von Gesundheitszentrum Wetterau gGmbH und Kaufland Vertrieb 17 GmbH & Co. KG sind aufgrund der Entfernung derzeit nicht für das betrachtete Wärmenetz geeignet. Eine Nutzung wäre nur möglich, wenn das Netzgebiet erweitert oder mit anderen Wärmenetzen verknüpft wird.
- Temperaturabhängigkeit der Abwärmequellen:
 - EAM Natur Energie GmbH mit 138 °C ist besonders gut für eine direkte Nutzung geeignet.
 - Gesundheitszentrum Wetterau gGmbH mit 45 °C benötigt eine Temperaturanhebung durch Wärmepumpen.
 - Kaufland Vertrieb 17 GmbH & Co. KG mit 25 °C wäre nur mit Hochtemperatur-Wärmepumpen nutzbar.

Die weitere Planung konzentriert sich auf die technische Integration von EAM Natur Energie GmbH und mögliche zukünftige Erweiterungsoptionen für andere Abwärmequellen. Dabei ist zu beachten, dass die Nutzung industrieller Abwärme langfristig eine wichtige Rolle für die Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung spielen wird.

4.5 Netzzusammenschluss EAM

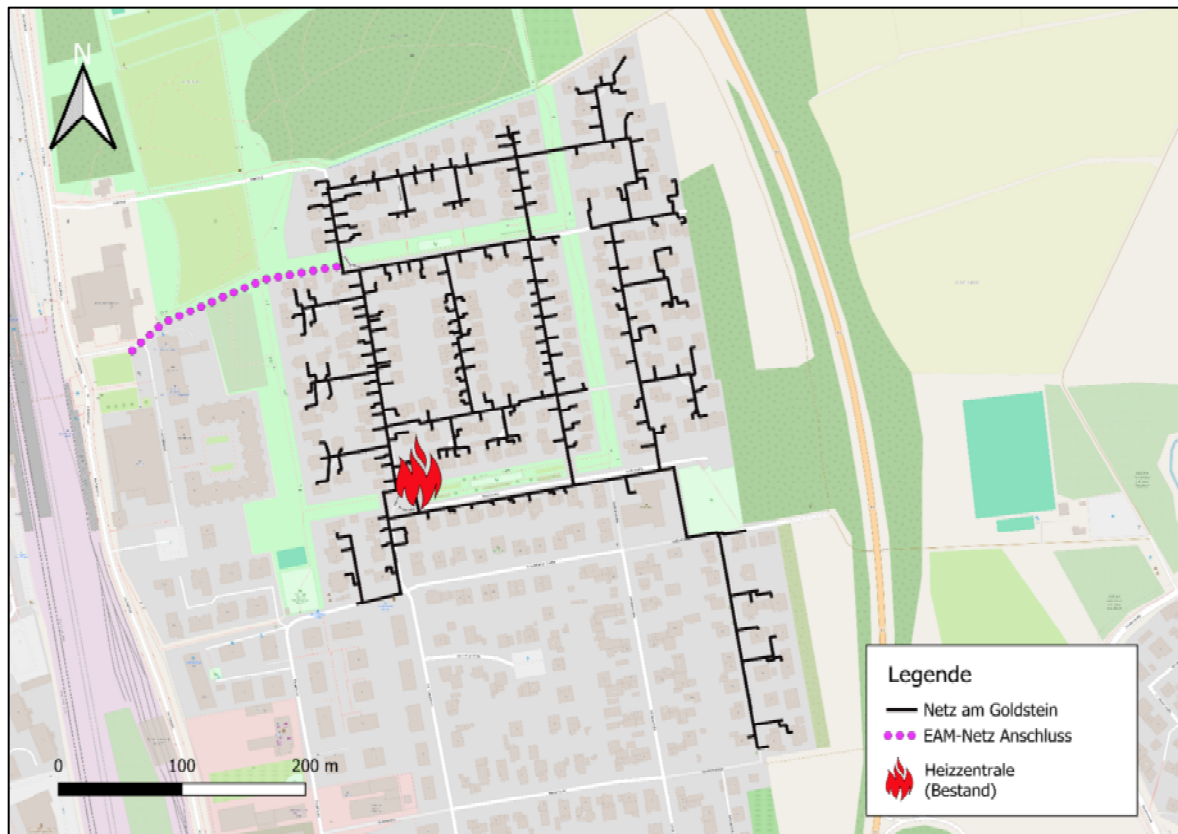


Abbildung 10: Möglicher Netzzusammenschluss zum EAM-Netz

Im Rahmen der Variantenbewertung wurde diese Option daher geprüft. Um jedoch im Netz Am Goldstein bis 2023 einen regenerativen Anteil von 30 % zu erreichen, müsste nahezu die gesamte Wärmemenge aus dem EAM-Netz bezogen werden. Da dieses Netz selbst laut Prognose bis 2030 nur rund 43 % seiner Wärme aus erneuerbaren Quellen liefert, würde sich der angestrebte EE-Anteil nur durch sehr hohe Wärmemengenbezüge realisieren lassen. Aufgrund der damit verbundenen hohen Bezugskosten hat sich diese Variante in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung als nicht tragfähig erwiesen. Der Netzanschluss wurde daher verworfen.

Diese Bewertung basiert auf den derzeit vorliegenden Daten zu EE-Anteil und Bezugskosten des EAM-Netzes sowie auf dem aktuellen Wärmebedarf im Gebiet Am Goldstein. Sollten sich diese Rahmenbedingungen ändern, etwa durch eine Erhöhung des erneuerbaren

Anteils im EAM-Netz oder eine Senkung der Bezugspreise, wäre eine erneute Prüfung sinnvoll. Auch ein Ausbau oder eine Erweiterung des Netzes Am Goldstein könnte künftig die Ausgangslage verändern. Bei einer Verdichtung der Anschlussdichte oder einer zusätzlichen Wärmeabnahme im Umfeld würden sich die Voraussetzungen für eine wirtschaftliche Anbindung an das EAM-Netz potenziell verbessern. Unter den derzeit bekannten und absehbaren Bedingungen ist eine Umsetzung jedoch nicht zu empfehlen.

4.6 Umweltwärme

Im Rahmen der Potenzialanalyse wurde auch die Nutzung verschiedener Formen von Umweltwärme zur Dekarbonisierung des Wärmenetzes Goldstein geprüft. Umweltwärme umfasst hierbei nutzbare Energie aus Umgebungsluft, oberflächennaher Geothermie, Grundwasser sowie Flusswasser. Die Bewertung orientiert sich an technischen, wirtschaftlichen und genehmigungsrechtlichen Rahmenbedingungen vor Ort. Während sich das Potenzial der Umgebungsluft als vielversprechend darstellt, sind andere Umweltwärmequellen wie Grund- und Flusswasser aufgrund standortspezifischer Einschränkungen nicht nutzbar. Die folgenden Abschnitte führen durch die Ergebnisse der einzelnen Teilbereiche.

4.6.1 Umgebungsluft

Eine Beschränkung des Wärmepotenzials der überall vorhandenen Umgebungsluft existiert nicht. Wärmepumpen mit der Wärmequelle Umgebungsluft erfordern den geringsten technischen Aufwand und sind beinahe universell einsetzbar. Sie können in Luft/Luft- und Luft/Wasser-Systeme unterteilt werden. Bei diesen Systemen wird der Umgebungsluft Wärme entzogen, wobei anders als bei anderen Wärmequellen der Wiedereinlass der abgekühlten Luft in die Umgebung als unkritisch anzusehen ist (Vgl. Abwasserwärme). In einem thermodynamischen Kreisprozess wird die Wärme von einem niedrigen (Umgebungsluft) auf ein höheres (Vorlauf Heizsystem) Temperaturniveau gehoben.

Luft/Wärmepumpen werden vor allem zur dezentralen Versorgung von Gebäuden eingesetzt, können aber auch in Wärmenetzen eingesetzt werden. Zentrale Luft/Wasser-Wärmepumpen können die benötigte Vorlauftemperatur im Innenstadtnetz von Bad Nauheim jedoch nur sehr ineffizient bereitstellt. Hier können kaskadierte (zweistufige) Luft/Wasser und Wasser/Wasser-Wärmepumpen bereits heute mit einem akzeptablen SCOP betrieben werden. In einer ersten Stufe wird die Außenluft als Wärmequelle genutzt und das Wasser auf etwa 35 °C erwärmt. In der zweiten Stufe hebt die Wasser/Wasser-Wärmepumpe die Quelltemperatur auf die benötigte Vorlauftemperatur von etwa 75°C im Sommer im Wärmenetz an. Für die Dekarbonisierung des Wärmenetzes in Bad Nauheim wird die Nutzung von Luft/Wasser-Wärmepumpen untersucht.

Für die Potenzialanalyse wurde geprüft, welche erneuerbaren Energiequellen zur Dekarbonisierung des bestehenden Wärmenetzes geeignet sind. Aufgrund der Größe des Netzes und der besonderen Auflagen einer Kurstadt, die den Einsatz bestimmter Technologien einschränken, kommen Geothermie und Biomasse nicht in Frage. Die Auflagen betreffen unter anderem den Schutz des Kurgebiets, die Erhaltung der Luftqualität und den Lärmschutz, was den großflächigen Einsatz geothermischer Bohrungen oder die Errichtung von Biomasseanlagen sowie andere emissions- und flächenintensive Energiequellen unmöglich macht. Daher bietet die Installation einer kaskadierten Luftwärmepumpe das vielversprechendste Potenzial. Diese Technologie ist kosteneffizient und stellt eine praktikable Lösung dar, um den Anteil erneuerbarer Energien im Netz signifikant zu erhöhen. Nach der geplanten Umsetzung könnte die Luftwärmepumpe bis 2030 einen EE-Anteil von über 30 % liefern und damit einen bedeutenden Beitrag zur nachhaltigen Wärmeversorgung leisten.

4.6.2 Oberflächennahe Geothermie & Grundwasser

Die Nutzung von oberflächennaher Geothermie und die Entnahme von Grundwasser für Energiezwecke wurden für das Wärmenetz ausgeschlossen. Der Hauptgrund liegt in den strengen Vorgaben der qualitativen Schutzzone IIIB eines Heilquellenschutzgebiets, in dem sich das Netz befindet. Diese Schutzzone schützt das Grundwasser und die natürlichen Heilquellen, die für die Kurstadt von zentraler Bedeutung sind. Geothermische Bohrungen und Eingriffe in den Grundwasserhaushalt könnten die Wasserqualität beeinträchtigen und das hydrologische Gleichgewicht stören, was potenziell schädliche Auswirkungen auf die Heilquellen hätte. Aufgrund dieser Risiken und der strengen regulatorischen Auflagen ist der Einsatz solcher Technologien unpraktisch und nicht genehmigungsfähig. Stattdessen wird auf alternative, grundwasserunabhängige Energiequellen gesetzt, um die Umweltschutzvorgaben zu erfüllen.

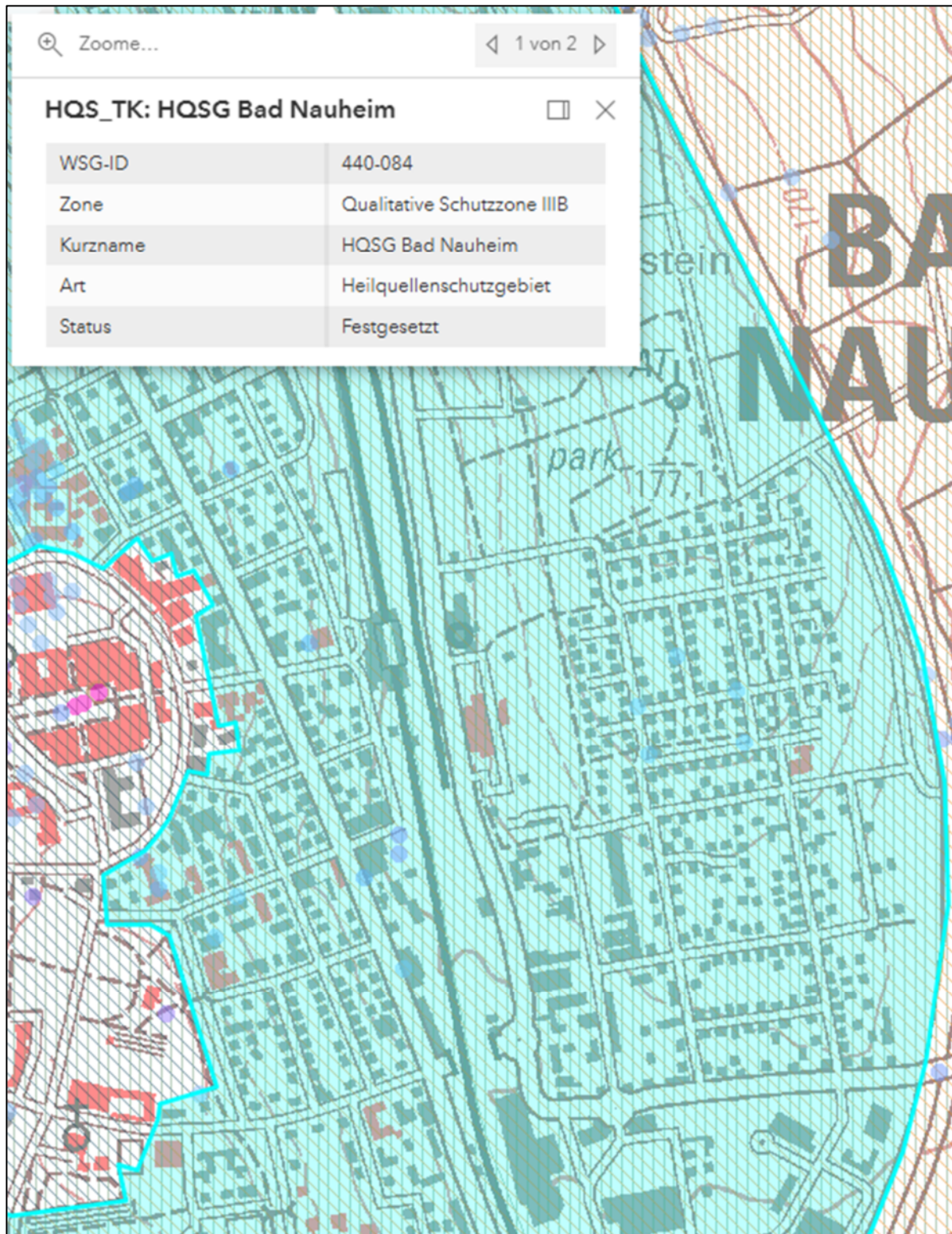


Abbildung 11: Darstellung des Heilquellenschutzgebiet im Betrachtungsgebiet

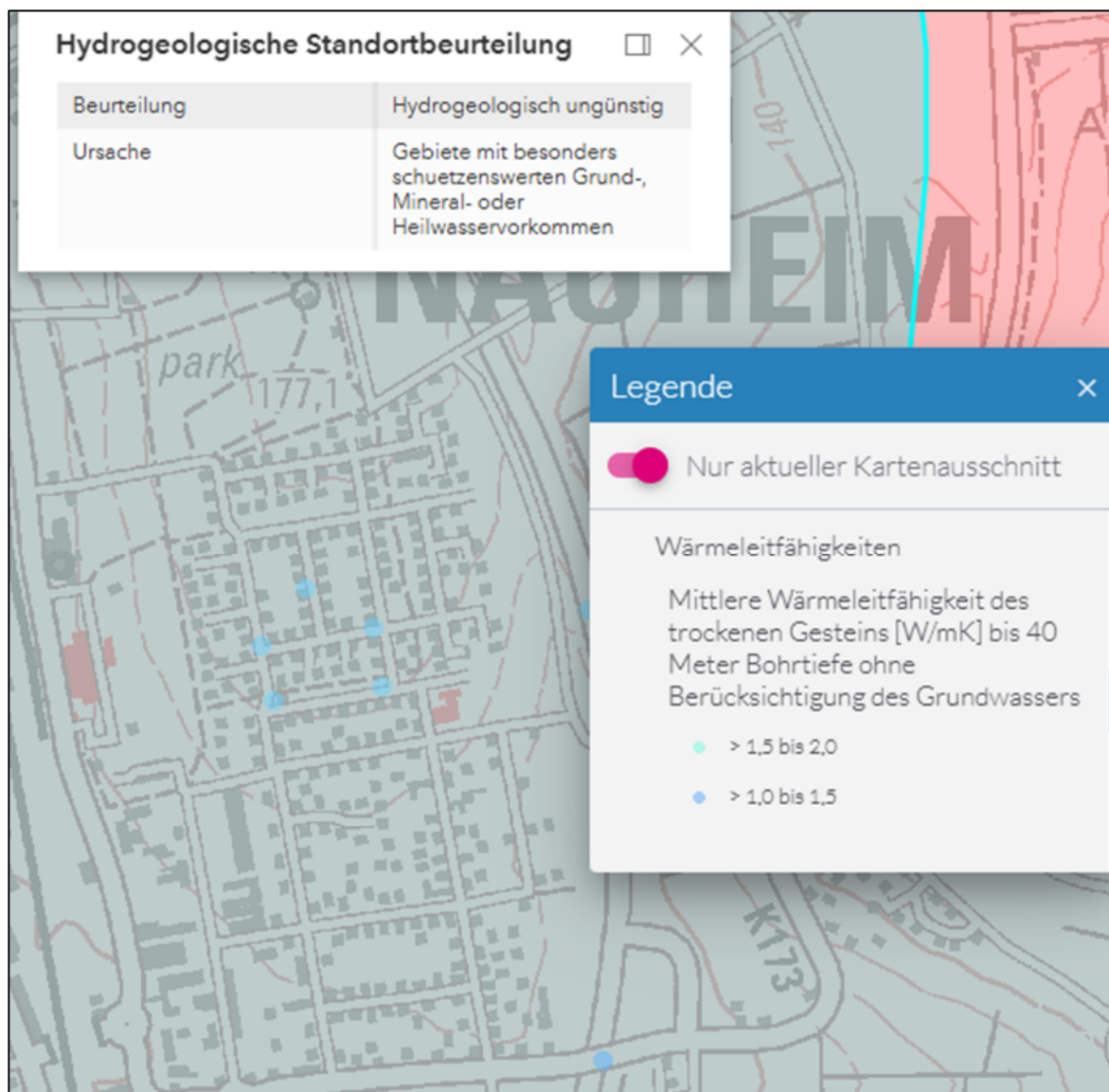


Abbildung 12: Hydrogeologische Standortbeurteilung

Für die Bohrtiefen von wird eine mittlere Wärmeleitfähigkeit in [W/mK] angegeben. Diese reichen von 1 [W/mK] in 40m Bohrtiefe bis 2,5 [W/mK] in 200m Bohrtiefe.

4.6.3 Flusswasser

In der Nähe des Wärmenetzes verläuft der Fluss Usa, dessen Potenzial für die Nutzung von Flusswasserwärme eingehend untersucht wurde. Die Untersuchung ergab, dass der Fluss eine Breite von lediglich 2 Metern aufweist und im Jahresmittel nur einen Pegelstand von 30 cm erreicht. Diese Pegelstände wurden an der benachbarten Messstation Kransberg der RPU Frankfurt erfasst, die über einen langen Zeitraum zuverlässige und kontinuierliche Daten zur Wasserführung des Flusses bereitstellt. Aufgrund dieser geringen Pegelhöhe ist die Wassermenge nicht ausreichend, um eine wirtschaftlich sinnvolle Entnahme

für die Energiegewinnung sicherzustellen. Die verfügbare Wassermenge könnte nicht konstant eine effiziente Wärmeerzeugung ermöglichen und würde bei Nutzung die ökologischen Bedingungen des Flusses stark beeinflussen.

Zudem gibt es erhebliche genehmigungstechnische Hürden bei der Nutzung der Flusswasserwärme. Der Eingriff in das Gewässersystem unterliegt strengen gesetzlichen Vorschriften, um die Wasserökologie zu schützen. Die Entnahme von Wasser erfordert umfangreiche Umweltverträglichkeitsprüfungen und die Einhaltung zahlreicher Auflagen, um die Beeinträchtigung der sensiblen Flora und Fauna in und um den Fluss zu vermeiden. Die Risiken für die ökologische Stabilität des Flusses und die damit verbundenen regulatorischen Herausforderungen machen die Nutzung des Flusswassers für energetische Zwecke nicht umsetzbar. Daher wurde das Potenzial der Flusswasserwärme für das Wärmenetz ausgeschlossen, da es weder technisch noch genehmigungstechnisch eine realisierbare Lösung darstellt.

5 SOLL-Analyse des Wärmenetzes (inkl. Primärenergieeinsparung und CO₂-Einsparung)

5.1 Bewertung eines möglichen Netzausbaus am Goldstein

Die Weiterentwicklung des Fernwärmenetzes ist ein zentraler Bestandteil des Transformationsplans und bildet die Grundlage für eine nachhaltige, zukunftsfähige Wärmeversorgung. Ziel einer Ausbauplanung ist es, eine effiziente und ressourcenschonende Netzinfrastuktur zu schaffen, die sowohl den aktuellen als auch den zukünftigen Wärmebedarf deckt. Vor diesem Hintergrund wurde im Rahmen des Transformationsplans auch ein möglicher Ausbau des bestehenden Netzes am Goldstein wirtschaftlich und technisch bewertet. Im Zentrum stand dabei die Verteilung der Wärmeliniendichten, potenzielle Anschlussgebiete sowie die erforderlichen Investitionskosten. Die Analyse erfolgte in enger Abstimmung mit den Stadtwerken und wurde auf Basis eines Variantenvergleichs durchgeführt.

Abbildung 13 zeigt die kartografische Darstellung der Wärmeliniendichte im untersuchten Gebiet. Besonders wirtschaftlich attraktive Straßenzüge mit hohem spezifischem Wärmebedarf pro Leitungsmeter sind dunkelrot markiert, während orange und gelb Bereiche mit geringerer Auslastung darstellen. Die dargestellte Wärmeliniendichte dient als zentrale Entscheidungsgrundlage, da sie Aufschluss über die potenzielle Wirtschaftlichkeit und Effizienz geplanter Erweiterungen gibt.



- 32 -

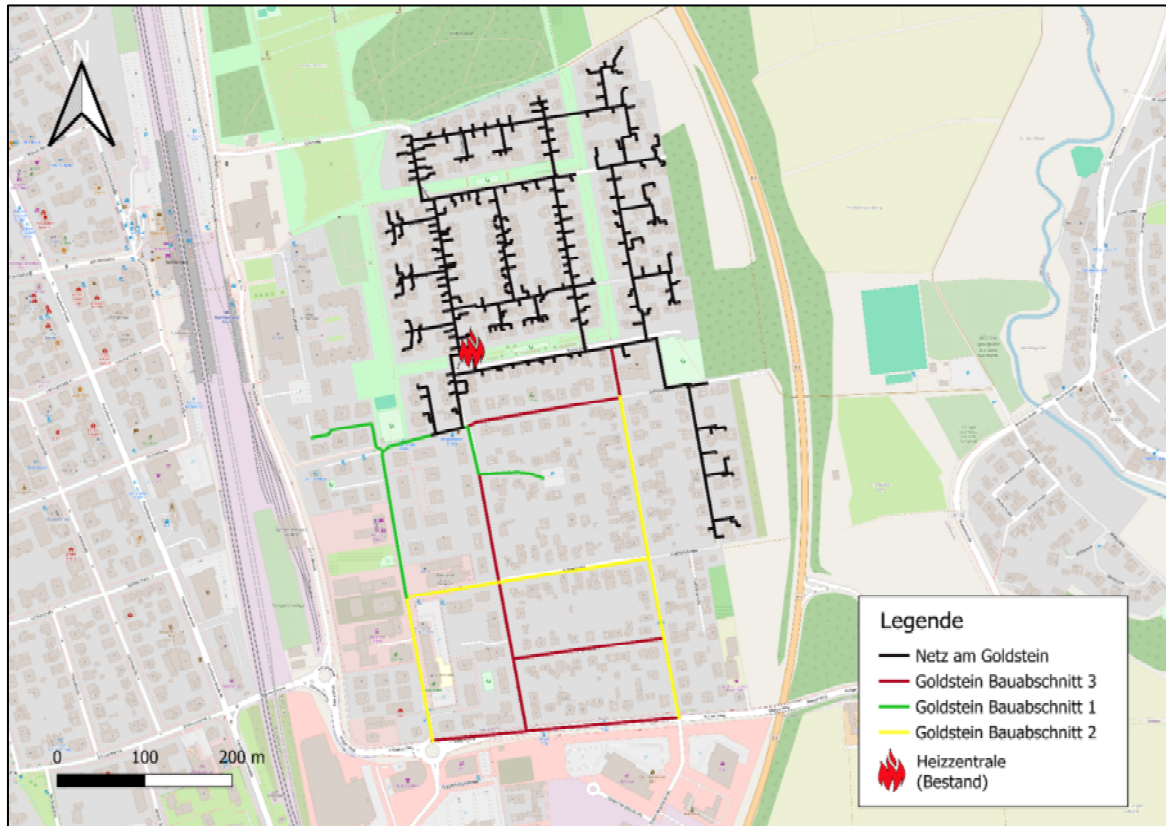


Abbildung 14 - Mögliche Netzerweiterung in BA1-3 unterteilt.

Im Zuge der vertieften Betrachtung wurden neben den potenziellen Trassenverläufen auch die damit verbundenen Rahmenbedingungen einbezogen, zum Beispiel der Bedarf an einer zusätzlichen Heizzentrale zur Versorgung der neuen Netzabschnitte sowie die damit verbundenen Investitionen für Leitungen und Erzeugungstechnik. Auf Basis dieser Einschätzungen wurde in Abstimmung mit den Stadtwerken entschieden, den ursprünglich angeordneten Netzausbau am Goldstein vorerst nicht weiterzuverfolgen. Stattdessen wird das bestehende Fernwärmenetz im Sinne einer Transformation weiterentwickelt, um insbesondere durch den Einsatz erneuerbarer Erzeugungstechnologien die Zielvorgaben des Wärmeplanungsgesetzes zu erfüllen.

Diese Entscheidung basiert auf dem derzeitigen Stand der technischen, wirtschaftlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen. Sollte sich die Ausgangslage künftig verändern, etwa durch neue Fördermöglichkeiten, steigende Anschlusszahlen oder eine veränderte Bewertung des Anschlusses an das EAM-Netz, kann eine erneute Betrachtung des Netzausbaus sinnvoll sein.

5.2 Analyse des zukünftigen Wärmebedarfs

5.2.1 Jährliche Wärmebedarfsminderung

Um eine präzise jahresscharfe Wärmebedarfsprognose zu erstellen, müssen die Auswirkungen energetischer Sanierungsmaßnahmen sowie klimatischer Veränderungen auf den zukünftigen Wärmebedarf einbezogen werden. Während eine hohe Energieeinsparung grundsätzlich positiv zur Wärmewende beiträgt, stellt sie aus Sicht des Wärmenetzbetreibers eine Herausforderung dar, da die Netzverdichtung und der wirtschaftliche Betrieb eines Wärmenetzes maßgeblich von einem hohen Wärmeabsatz abhängen.

Laut der Studie „Auswirkungen des Klimawandels auf den Energiebedarf von Gebäuden und den Ertrag erneuerbarer Energien“ (2016) wird eine Reduzierung des Heizbedarfs durch klimatische Veränderungen um 25 % bis zum Jahr 2050 und um 30 % bis 2100 prognostiziert. Die Studie basiert auf Untersuchungen in Freiburg im Breisgau, ihre Ergebnisse werden jedoch als allgemeingültig für Deutschland betrachtet.

Rechnet man diese Entwicklung auf eine jährliche Reduktion herunter, ergibt sich eine klimabedingte Wärmebedarfsminderung von 0,4 % p.a.

Für die durch Sanierung bedingte Wärmebedarfsminderung wurden empirische Daten aus dem Dena Gebäudereport 2023 herangezogen. Klimabereinigt lag der Rückgang des Wärmebedarfs in Gebäuden zwischen 2008 und 2021 bei 11,25 %, was einem jährlichen Rückgang von 0,85 % p.a. entspricht. Dieser Wert wird auch für die weitere Entwicklung bis 2045 angesetzt.

Aus der Kombination beider Effekte ergibt sich rechnerisch eine durchschnittliche jährliche Wärmebedarfsreduktion von 1,25 Prozent, bestehend aus 0,4 Prozent durch klimatische Veränderungen und 0,85 Prozent infolge energetischer Sanierungen. Für die Transformationsplanung wird dennoch mit einem pauschalen Minderungsfaktor von 1,0 Prozent pro Jahr gearbeitet, um eine konservative und praxisnahe Prognose zu gewährleisten. Diese stellt sicher, dass der gesetzlich geforderte Anteil von mindestens 30 % erneuerbarer Energien im Wärmenetz mit ausreichendem Puffer erreicht werden kann.

5.2.2 Netzverluste

Die Wärmeverluste im Wärmenetz wurden anhand historischer Messwerte ermittelt. In den vergangenen Jahren lagen die Wärmeverluste konstant bei etwa 15,0 % der Wärmeerzeugung. Während eine höhere Netzverdichtung diesen Wert langfristig reduzieren kann, wirken sich der geplante Netzausbau sowie der rückläufige Wärmebedarf pro Kunde gegenläufig aus. Daher wird für die Simulation weiterhin mit einem Netzverlust von 15,0 % gerechnet. Ein zusätzliches Effizienzpotenzial für das Wärmenetz ergibt sich durch eine Absenkung der Vor- und Rücklauftemperaturen. Eine Reduktion auf 70/60 °C könnte die Verluste theoretisch um rund 8,33 % senken, bei 70/50 °C liegt das Potenzial

bei etwa 16,67 %. Diese Option stellt einen weiteren Ansatz dar, der künftig unter Berücksichtigung technischer Machbarkeit, Auswirkungen auf die Wärmeübergabesysteme und des Nutzerkomforts in die Planung einbezogen werden kann.

5.3 Wärmebedarfsentwicklung

Da im betrachteten Gebiet kein Netzausbau vorgesehen ist und auch keine nennenswerte Nachverdichtung erwartet wird, basiert die Wärmebedarfsprognose ausschließlich auf dem bestehenden Kundenbestand. Neue Hausanschlüsse oder zusätzliche Anschlussentwicklungen werden nicht berücksichtigt, da das Netzgebiet als vollständig erschlossen gilt. Die Ermittlung des zukünftigen Wärmebedarfs erfolgt auf Grundlage einer jahresscharfen Projektion des Wärmeverbrauchs bis zum Jahr 2045. Dabei wird von einem konstanten Kundenstamm mit 225 angeschlossenen Objekten sowie gleichbleibenden Netzverlusten ausgegangen. Der Netzverlustanteil wurde auf Basis historischer Messwerte mit 15,0 Prozent des erzeugten Wärmebedarfs angesetzt.

Die Ausgangsbasis bildet der Wärmebedarf im Jahr 2024 mit einer abgesetzten Wärmemenge von 3.081.522 kWh und einem daraus resultierenden Gesamtbedarf inklusive Netzverlusten von 3.543.750 kWh. Für die Fortschreibung des Wärmebedarfs wird eine jährliche Minderung um 1,0 Prozent angenommen. Diese berücksichtigt Effekte durch energetische Sanierungen sowie klimatische Veränderungen und erfolgt kumulativ. Die so berechneten Minderungsfaktoren wurden auf den Gesamtbedarf angewendet. Demnach reduziert sich (siehe Abbildung 15) der jährliche Gesamtwärmebedarf auf 3.336.370 kWh im Jahr 2030, auf 3.153.937 kWh im Jahr 2035, auf 2.992.320 kWh im Jahr 2040 und schließlich auf 2.820.312 kWh im Jahr 2045.

Jahr	Kunden gesamt	Absatzmenge	Netzverlust	Gesamtbedarf	Energie- minderung	Gesamtbedarf Neu
2024	225	3.081.522 kWh	462.228 kWh	3.543.750 kWh	99%	3.508.312 kWh
2025	225	3.081.522 kWh	462.228 kWh	3.543.750 kWh	98%	3.473.229 kWh
2026	225	3.081.522 kWh	462.228 kWh	3.543.750 kWh	97%	3.438.497 kWh
2027	225	3.081.522 kWh	462.228 kWh	3.543.750 kWh	96%	3.404.112 kWh
2028	225	3.081.522 kWh	462.228 kWh	3.543.750 kWh	95%	3.370.071 kWh
2029	225	3.081.522 kWh	462.228 kWh	3.543.750 kWh	94%	3.336.370 kWh
2030	225	3.081.522 kWh	462.228 kWh	3.543.750 kWh	93%	3.303.007 kWh
2031	225	3.081.522 kWh	462.228 kWh	3.543.750 kWh	92%	3.269.976 kWh
2032	225	3.081.522 kWh	462.228 kWh	3.543.750 kWh	91%	3.237.277 kWh
2033	225	3.081.522 kWh	462.228 kWh	3.543.750 kWh	90%	3.204.904 kWh
2034	225	3.081.522 kWh	462.228 kWh	3.543.750 kWh	89%	3.153.937 kWh
2035	225	3.081.522 kWh	462.228 kWh	3.543.750 kWh	88%	3.129.926 kWh
2036	225	3.081.522 kWh	462.228 kWh	3.543.750 kWh	87%	3.095.525 kWh
2037	225	3.081.522 kWh	462.228 kWh	3.543.750 kWh	86%	3.061.123 kWh
2038	225	3.081.522 kWh	462.228 kWh	3.543.750 kWh	85%	3.026.722 kWh
2039	225	3.081.522 kWh	462.228 kWh	3.543.750 kWh	84%	2.992.320 kWh
2040	225	3.081.522 kWh	462.228 kWh	3.543.750 kWh	83%	2.957.918 kWh
2041	225	3.081.522 kWh	462.228 kWh	3.543.750 kWh	82%	2.923.517 kWh
2042	225	3.081.522 kWh	462.228 kWh	3.543.750 kWh	82%	2.889.115 kWh
2043	225	3.081.522 kWh	462.228 kWh	3.543.750 kWh	81%	2.854.714 kWh
2044	225	3.081.522 kWh	462.228 kWh	3.543.750 kWh	80%	2.820.312 kWh
2045	225	3.081.522 kWh	462.228 kWh	3.543.750 kWh	79%	2.785.911 kWh

Abbildung 15: Entwicklung des Gesamtwärmebedarfs

Diese kontinuierliche Reduktion bildet eine konservative, aber realistische Grundlage für die weitere Planung. Sie unterstützt die zielgerichtete Auslegung der Wärmeerzeugung unter Berücksichtigung eines rückläufigen Wärmebedarfs und schafft Planungssicherheit im Hinblick auf die Einhaltung der Anforderungen an den Anteil erneuerbarer Energien.

Die angenommene Entwicklung der eingespeisten Wärmemengen stellt eine konservative, aber realistische Grundlage für die weitere Auslegung des Wärmenetzes Goldstein dar. Dabei wurde ein konstanter Anteil an Netzverlusten unterstellt; Veränderungen ergeben sich ausschließlich aus einem rückläufigen Wärmebedarf. Dieser Rückgang orientiert sich an langfristig zu erwartenden Effizienzsteigerungen im Gebäudebestand, etwa durch Sanierungen oder veränderte Nutzungsstrukturen. Die Annahme ermöglicht eine belastbare Einschätzung der künftig erforderlichen Wärmeerzeugung und unterstützt eine zielgerichtete und vorausschauende Planung. Ergänzend zeigt Abbildung 16 die prognostizierte Entwicklung der eingespeisten Wärmemenge im Zeitraum von 2024 bis 2045 in grafischer Form. Dargestellt sind der jährliche Wärmeabsatz (grün), die konstant angesetzten Netzverluste (rot) sowie die sich daraus ergebende eingespeiste Gesamtwärmemenge (orange)

Linie). Die Abbildung veranschaulicht den rückläufigen Verlauf der benötigten Wärmeherzeugung im Zeitverlauf und ergänzt die zuvor beschriebenen Annahmen durch eine übersichtliche Visualisierung.

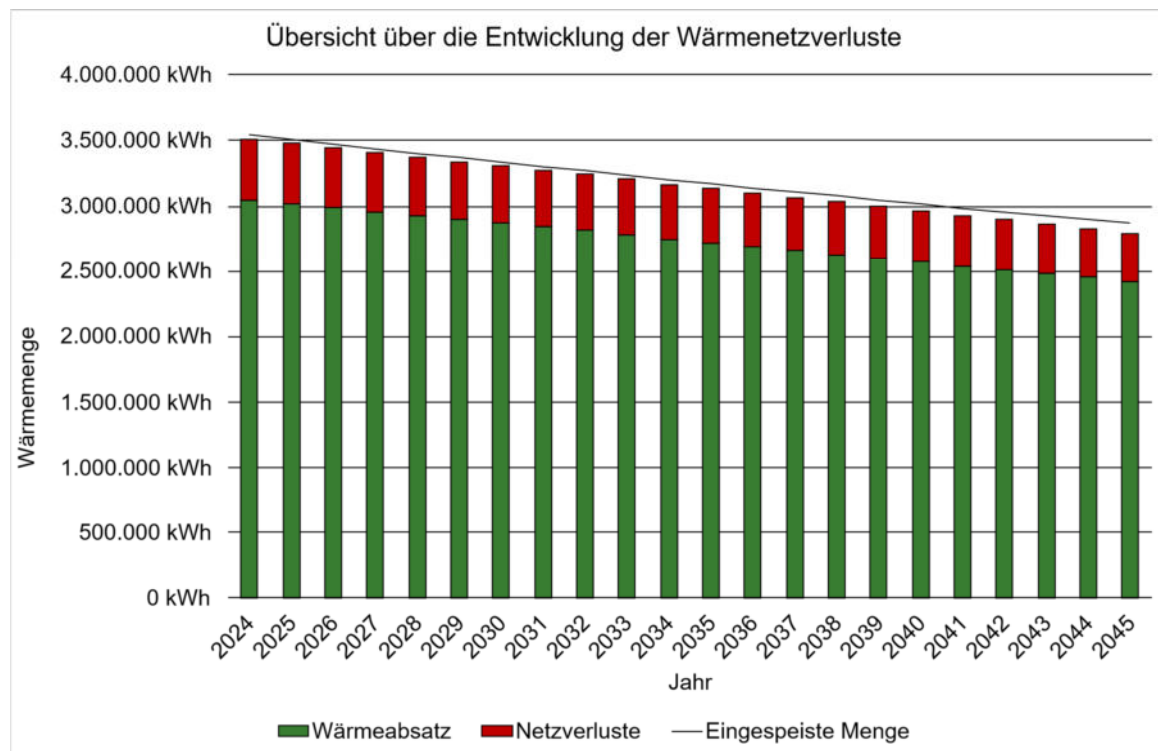


Abbildung 16: Übersicht über die Entwicklung der Wärmeverluste

5.4 Validierung der Daten durch die kommunale Wärmeplanung

Die geplante Anschluss- und Wärmebedarfsentwicklung wurde in enger Abstimmung mit der kommunalen Wärmeplanung (KWP) geprüft. Dabei wurden die einzelnen Bauabschnitte hinsichtlich ihrer möglichen Absatzmengen mit den Daten der KWP abgeglichen. Die Analyse ergab eine geringe Abweichung von unter 5 % zwischen den berechneten Wärmebedarfen und den Prognosen der kommunalen Wärmeplanung. Diese geringe Differenz bestätigt die hohe Datenqualität der vorliegenden Simulation und zeigt, dass die Annahmen zur Kundenentwicklung und Wärmebedarfsprognose gut mit den tatsächlichen lokalen Gegebenheiten übereinstimmen.

6 Erarbeitung des Erzeugungskonzepts

6.1 Herausforderungen bei der Entwicklung der Erzeugerstruktur

Die Identifikation geeigneter Wärmeerzeugungstechnologien ist durch verschiedene Rahmenbedingungen beeinflusst, die die Auswahl und Integration möglicher Erzeugungstechniken einschränken.

Ein wesentlicher Faktor ist das Vorhandensein eines Heilquellenschutzgebiets sowie ein hoher Grundwasserspiegel, wodurch die Nutzung von Geothermie im Untersuchungsgebiet erheblich eingeschränkt wird. Während im Stadtgebiet bereits bestehende Bohrlöcher vorhanden sind, die im Zuge des geplanten Ausbaus des EAM-Netzes wieder in Betrieb genommen werden könnten, setzt deren Nutzung einen Zusammenschluss mit weiteren Wärmenetzen voraus. Da dieser Zusammenschluss derzeit nicht Bestandteil der Transformationsplanung ist, bleibt die Wiederinbetriebnahme der bestehenden Bohrlöcher eine Option für eine spätere Phase.

Zusätzlich zu den geologischen Einschränkungen sind die Platzverhältnisse im Stadtbereich begrenzt, sodass großflächige Anlagen (z.B. Holzpelletskessel) schwer realisierbar sind. Besonders in der bestehenden Heizzentrale ist nur ein begrenzter Raum vorhanden, um zusätzliche Wärmeerzeuger zu installieren. Dies erfordert eine kompakte und flexible Lösung, die sich in die bestehenden städtischen Strukturen integrieren lässt.

Neben der Nutzung von Geothermie wurde auch das Potenzial der Flusswasserwärmenutzung geprüft. Eine Analyse der Durchflussmengen und Pegelstände des Flusses Usa ergab jedoch, dass die verfügbaren Wassermengen nicht ausreichen, um eine wirtschaftliche Nutzung von Flusswasserwärme zu ermöglichen. Die Nutzung von Abwasserwärme in Kombination mit einer Wasser-Wasser-Wärmepumpe stellt hingegen eine technisch sinnvolle und nahezu ganzjährig verfügbare Option dar. Allerdings befindet sich die nächstgelegene Kläranlage ca. 1,73 Kilometer entfernt, sodass ein direkter Anschluss an das Wärmenetz unwirtschaftlich erscheint. Eine spätere Integration über einen möglichen Zusammenschluss der Netze im Kernstadtgebiet könnte jedoch eine langfristige Lösung darstellen.

Die gesetzlichen Vorgaben des BEW schreiben zudem vor, dass der Anteil erneuerbarer Energien am Wärmenetz schrittweise erhöht wird. Bis 2030 muss der EE-Anteil mindestens 30 Prozent betragen, bis 2040 sind 80 Prozent vorgeschrieben. Diese Anforderungen erfordern eine gezielte Planung der zukünftigen Erzeugerstruktur, um die gesetzlichen Ziele zu erreichen und gleichzeitig eine wirtschaftlich tragfähige Wärmeversorgung sicherzustellen.

6.2 Vergleich möglicher Varianten der zukünftigen Wärmeerzeugung

Um den zukünftigen Anforderungen an die Wärmeerzeugung sowie dem Ziel eines steigenden Anteils erneuerbarer Energien gerecht zu werden, wurden im Rahmen der Transformationsplanung fünf Erzeugungsvarianten systematisch geprüft. Grundlage hierfür waren die Ergebnisse der vorangegangenen Potenzialanalyse, aus der hervorging, dass insbesondere Luft-Wasser-Wärmepumpen und biogene Festbrennstoffe (Pellets) grundsätzlich am Standort einsetzbar sind. Zusätzlich wurde die Nutzung und mögliche Erneuerung des bestehenden Blockheizkraftwerks (BHKW) betrachtet, um sowohl Effizienzpotenziale zu heben als auch mögliche Fördermöglichkeiten – etwa im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) – in die Entscheidung einzubeziehen.

Die folgenden fünf Varianten wurden im Detail untersucht:

1. Luft-Wasser-Wärmepumpe + Bestands-BHKW + Spitzenlastkessel
2. Luft-Wasser-Wärmepumpe + neues, effizientes BHKW + Spitzenlastkessel
3. Pelletkessel + Bestands-BHKW + Spitzenlastkessel
4. Pelletkessel + neues BHKW + Spitzenlastkessel
5. Anschluss an das EAM-Wärmenetz + Bestands-BHKW + Spitzenlastkessel

Ein zentraler Vorteil der Wärmepumpenvarianten (1 und 2) bestand darin, dass die Anlagen auf dem Gelände der bestehenden Heizzentrale installiert werden können. Somit ist keine zusätzliche Heizzentrale erforderlich, was sowohl Investitions- als auch Planungsaufwand reduziert. Die Option, das Bestands-BHKW durch ein neues Aggregat zu ersetzen (Variante 2), wurde in Erwägung gezogen, da ein modernes BHKW höhere Effizienzgrade aufweist und im Rahmen der BEW potenziell förderfähig ist. Dem standen jedoch deutlich höhere Investitionskosten gegenüber. Die Pelletvarianten (3 und 4) wären aufgrund technischer Anforderungen und Sicherheitsabstände nur mit dem Bau einer neuen Heizzentrale realisierbar gewesen. Dies hätte zusätzliche Kosten verursacht und den Flächenbedarf erhöht. Diese Aspekte wurden im Rahmen des Vollkostenvergleichs berücksichtigt und führten dazu, dass sich die Pelletlösungen als wirtschaftlich nachteilig gegenüber den Wärmepumpenvarianten erwiesen. Auch der Netzanschluss an das benachbarte EAM-Wärmenetz (Variante 5) wurde geprüft, konnte jedoch aufgrund des vergleichsweise niedrigen EE-Anteils und hoher Bezugskosten nicht überzeugen.

Nach Abwägung aller Optionen wurde schließlich Variante 1 als wirtschaftlich und technisch sinnvollste Lösung ausgewählt. Diese sieht die Kombination aus einer 250 kW Luft-Wasser-Wärmepumpe mit dem bestehenden Blockheizkraftwerk und einem konventionellen Spit-

zenlastkessel vor. Die gewählte Erzeugungsstruktur nutzt die vorhandene Infrastruktur effizient, ermöglicht den erneuerbaren Grundlastbetrieb über die Wärmepumpe und gewährleistet durch das Blockheizkraftwerk und den Spitzenlastkessel eine zuverlässige Wärmeversorgung in allen Betriebssituationen. Die Umsetzung erfolgt direkt auf dem Gelände der bestehenden Heizzentrale, sodass keine zusätzlichen baulichen Anlagen erforderlich sind. Die Wärmepumpe übernimmt künftig die regenerativ basierte Deckung der Grundlast. Der vorhandene BHKW-Standort bleibt erhalten, ebenso die Spitzenlastkessel. Mit dieser Lösung kann der gesetzlich geforderte Anteil von mindestens 30 Prozent erneuerbarer Energien im Wärmenetz bis 2030 zuverlässig erreicht werden. Gleichzeitig besteht die Möglichkeit, die Wärmepumpenleistung bei steigendem Bedarf modular zu erweitern, um den Anteil erneuerbarer Energien perspektivisch weiter zu erhöhen. Die bauliche Integration auf dem bestehenden Gelände ermöglicht eine flächeneffiziente und zeitnahe Umsetzung der geplanten Wärmeerzeugung.

Im Rahmen der Variantenbewertung wurden neben technischen und wirtschaftlichen Aspekten auch ökologische und standortbezogene Anforderungen berücksichtigt. Da sich das geplante Wärmenetz in einem urbanen Verdichtungsraum befindet, gelten erhöhte Anforderungen an die Luftreinhaltung. Für Biomasseanlagen, insbesondere mit Holzpellets oder Hackschnitzeln, stellen Feinstaub- und Stickoxidemissionen trotz moderner Filtertechnik eine potenzielle Belastung dar. In stark bebauten Bereichen unterliegen diese Emissionen strengen Grenzwerten, was den Einsatz entsprechender Technologien deutlich einschränkt. Neben den emissionsbedingten Einschränkungen wäre der Betrieb einer Biomasseanlage auch mit einem erheblichen logistischen und betrieblichen Aufwand verbunden gewesen. Erforderlich wären unter anderem ein ausreichend großer Brennstofflager, regelmäßige Anlieferungen per LKW sowie eine kontinuierliche Beschickung und Wartung der Anlage. Im städtischen Umfeld mit begrenzten Flächen, hohem Verkehrsaufkommen und sensibler Nachbarschaft wäre die Realisierung dieser Anforderungen nur mit erheblichem Aufwand und zusätzlichen Kosten möglich gewesen. Zudem hätten Brennstofflagerung und Zuführung eine bauliche Erweiterung der bestehenden Heizzentrale notwendig gemacht, was die Wirtschaftlichkeit der Pelletvarianten weiter verschlechterte. Auch aus wirtschaftlicher Sicht erwies sich die Wärmepumpe als deutlich vorteilhafter. Die Preise für Holzpellets und Hackschnitzel unterliegen einer hohen Volatilität, die in den vergangenen Jahren durch wetterbedingte Rohstoffknappheit, gestiegene Nachfrage und geopolitische Unsicherheiten zusätzlich verschärft wurde. Im Gegensatz dazu profitieren Wärmepumpensysteme langfristig von stabileren Strompreisen und der zunehmenden Verfügbarkeit erneuerbarer Energiequellen. Darüber hinaus arbeiten moderne Luft-Wasser-Wärmepumpen mit hohen Jahresarbeitszahlen, die eine deutlich bessere Energieeffizienz aufweisen als Biomasseanlagen.

Insgesamt zeigte die kombinierte Bewertung der technischen, ökologischen und wirtschaftlichen Aspekte, dass die Wärmepumpenlösung gegenüber der Biomassenutzung klare Vorteile bietet. Die Variante mit Luft-Wasser-Wärmepumpe wurde daher nicht nur als wirtschaftlichste Option identifiziert, sondern auch als die im innerstädtischen Umfeld am besten realisierbare. Die Option einer Biomassenutzung wird jedoch nicht grundsätzlich ausgeschlossen. Sollte sich zu einem späteren Zeitpunkt der Netzausbauplanung eine Möglichkeit ergeben, Biomasse unter veränderten Rahmenbedingungen wirtschaftlich und technisch sinnvoll einzubinden, kann diese Option erneut geprüft werden. In der aktuellen Transformationsphase stellt die Wärmepumpe jedoch die effizienteste, emissionsärmste und zukunftssicherste Lösung dar.

6.3 Beschreibung des kaskadierten Wärmepumpensystems

Die Wahl eines Wärmepumpensystems für die Wärmeversorgung bringt sowohl Vorteile als auch Herausforderungen mit sich. Insbesondere Luft-Wasser-Wärmepumpen (LWP) weisen systembedingte Schwächen auf, die bei der Planung berücksichtigt werden müssen. Luft-Wasser-Wärmepumpen haben im Vergleich zu Wasser-Wasser-Wärmepumpen geringere Vorlauftemperaturen und eine begrenzte Temperaturspreizung, wodurch sie im Hochtemperaturbereich ineffizienter arbeiten. Während sie bei niedrigen Vorlauftemperaturen sehr gute Arbeitszahlen erreichen, sinkt ihre Effizienz erheblich, wenn hohe Temperaturen benötigt werden. Dies ist vor allem in Bestandsnetzen mit hohen Vorlauftemperaturen von über 80 °C problematisch. Ein weiterer kritischer Punkt ist die Abhängigkeit der Luftwärmepumpe von der Außentemperatur. Je kälter die Umgebungsluft ist, desto geringer ist der COP, da die Wärmepumpe mehr elektrische Energie benötigt, um die gewünschte Temperatur zu erreichen. Dies führt zu einem Effizienzverlust gerade in den Wintermonaten, wenn der Wärmebedarf am höchsten ist. Um diese Schwächen zu kompensieren und die Vorteile der Wärmepumpentechnologie optimal zu nutzen, wird im vorliegenden Konzept eine kaskadierte Kombination aus Luft-Wasser- und Wasser-Wasser-Wärmepumpe eingesetzt.

Eine kaskadierte Wärmepumpenlösung funktioniert wie folgt: Das System nutzt eine zweistufige Wärmepumpenschaltung, um die Vorteile beider Technologien zu kombinieren und den Gesamt-COP zu optimieren.

1. Erste Stufe – Luft-Wasser-Wärmepumpe (LWP):

- Die Luftwärmepumpe dient als Primärquelle und lädt einen Pufferspeicher mit einer Mindesttemperatur von 8 °C, selbst im Winter.

- Durch die Nutzung eines Pufferspeichers als Wärmequelle wird eine konstante Temperatur für die nachgeschaltete Wasser-Wasser-Wärmepumpe gewährleistet.
- Da 8 °C als Quelltemperatur im Vergleich zur direkten Nutzung von Umgebungsluft relativ hoch sind, kann die Luftwärmepumpe effizient arbeiten.
- Der Pufferspeicher fungiert gleichzeitig als thermischer Puffer, um Schwankungen auszugleichen und den Wirkungsgrad zu stabilisieren.

2. Zweite Stufe – Wasser-Wasser-Wärmepumpe (WWP):

- Die Wasser-Wasser-Wärmepumpe nutzt den erwärmten Pufferspeicher als Wärmequelle und hebt die Temperatur weiter auf das benötigte Niveau.
- Bei einer Quelltemperatur von 8 °C und einem Vorlauf/Rücklauf von 85/60 °C wird ein COP von 3,27 erreicht.
- Durch die stabile Quelltemperatur bleibt der Wirkungsgrad der Wasser-Wasser-Wärmepumpe auch bei kalten Außentemperaturen auf einem hohen Niveau.
- Im Gegensatz zu einer alleinigen Luftwärmepumpe wird hier nicht direkt Umgebungsluft genutzt, sondern eine vorerwärmte Quelle, was den Gesamtwirkungsgrad erheblich verbessert.

Die Kombination aus beiden Systemen stellt sicher, dass die Wärmepumpe auch im Winter effizienter arbeitet, da die Wasser-Wasser-Wärmepumpe nicht mit einer kalten Außenluftquelle arbeiten muss, sondern mit einem konstant auf mindestens 8 °C temperierten Speicher. Somit hat die kaskadierte Wärmepumpenlösung einige Vorteile. Durch die kaskadierte Betriebsweise werden mehrere Herausforderungen einer reinen Luftwärmepumpennutzung vermieden:

- Höhere Effizienz im Hochtemperaturbereich:
 - Eine Luftwärmepumpe kann nur eingeschränkt hohe Temperaturen bereitstellen. Durch die Zwischenschaltung einer Wasser-Wasser-Wärmepumpe wird jedoch eine kontinuierliche und effiziente Temperaturanhebung ermöglicht.
- Geringere Abhängigkeit von Außentemperaturen:
 - Im Gegensatz zu einer alleinigen Luftwärmepumpe, deren Leistungszahl (COP) mit sinkender Außentemperatur abnimmt, bleibt der COP der Wasser-Wasser-Wärmepumpe konstant hoch.

- Reduzierung der Spitzenlastanforderungen:
 - Da die Wasser-Wasser-Wärmepumpe konstant mit einer Quelltemperatur von mindestens 8 °C betrieben wird, reduziert sich die benötigte Spitzenlast durch zusätzliche Erzeuger.
- Höhere Versorgungssicherheit und Flexibilität:
 - Die Aufteilung in zwei Stufen erlaubt eine dynamische Steuerung, wodurch sich die Wärmeerzeugung an den aktuellen Bedarf anpassen kann.
- Geringere Stromkosten und höhere Jahresarbeitszahlen:
 - Durch die gezielte Nutzung der kaskadierten Wärmebereitstellung wird eine bessere Jahresarbeitszahl (JAZ) erreicht als bei einer einzelnen Luft-Wasser-Wärmepumpe mit direkter Hochtemperaturerzeugung.

6.4 Wärmeerzeuger im SOLL-Bild

Eine Luftwärmepumpe auf der aktuellen Heizzentrale soll die zentrale erneuerbare Wärmequelle für die Dekarbonisierung des Fernwärmenetzes darstellen. Der Integrationszeitpunkt der 250 kW-Großwärmepumpe wird mit dem Jahr 2030 geplant. Im Jahr 2036-2039, geht das bestehenden BHKWs voraussichtlich außer Betrieb. Durch eine Erweiterung der Luftwärmepumpe im Jahr 2039 werden ab 2040 80 % EE-Anteil im Netz erreicht. In der Fernwärmeplanung ist die Jahresdauerlinie eine wichtige Planungsgrundlage. Sie ordnet den Wärmebedarf nach Häufigkeit und zeigt, wie oft bestimmte Bedarfe auftreten, was für die Auslegung von Anlagen wichtig ist. Die Jahresdauerlinie im Zieljahr wurde auf Basis der bestehenden Erzeugungsstruktur und Einspeisedaten auf das Zieljahr skaliert und wird in folgender Abbildung dargestellt. Folgende Erkenntnisse können aus der Jahresdauerlinie gewonnen werden:

- Die Versorgung von Grund- und Mittellast des Fernwärmenetzes wird über die Luftwärmepumpe gewährleistet.
- Die übrige Mittellast bishin zu den Lastspitzen wird über einen treibhausgasneutralen Spitzenlastkessel abgedeckt.

Die Jahresdauerlinie wurde aus dem Bestandsanlagenpark und einer Simulation der zusätzlichen Wärmebedarfsverteilung aufgrund von gebäudespezifischen Verteilungen der Gradtage im Jahresverlauf angenommen.

Neben der Grund- und Mittellastabdeckung durch Wärmepumpen und KWK-Anlagen sind Spitzenlastkessel unverzichtbar für die zuverlässige Wärmeversorgung in extrem kalten Perioden oder bei kurzfristigen Nachfragespitzen. Diese Kessel müssen bis 2045 ebenfalls

auf treibhausgasneutrale Brennstoffe umgestellt werden, da fossiles Erdgas nicht mit den Klimazielen vereinbar ist. Spitzenlastkessel zeichnen sich durch ihre hohe Flexibilität und schnelle Reaktionsfähigkeit aus, da sie in kurzer Zeit große Wärmemengen bereitstellen können. Während erneuerbare Energien wie Großwärmepumpen zunehmend den Hauptanteil der Wärmebereitstellung übernehmen, werden Spitzenlastkessel weiterhin als Backup benötigt, um Versorgungssicherheit und Systemstabilität zu gewährleisten. Die Auswahl des geeigneten Brennstoffs für klimaneutrale Spitzenlastkessel hängt maßgeblich von der zukünftigen Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit alternativer Brennstoffe ab. Mehrere Optionen wurden untersucht:

1. Biomethan

- Biomethan wird aus organischen Abfällen oder Energiepflanzen gewonnen und stellt eine potenziell klimaneutrale Alternative zu fossilem Erdgas dar.
- Es kann ohne größere Anpassungen in bestehenden Gasnetzen und Anlagen genutzt werden, wodurch eine Umstellung relativ einfach realisierbar wäre.
- Die langfristige Verfügbarkeit von Biomethan ist jedoch begrenzt, da es in vielen Sektoren (z. B. Industrie, Mobilität) nachgefragt wird und nachhaltige Bezugsquellen begrenzt sind.

2. Grüner Wasserstoff

- Grüner Wasserstoff wird durch Elektrolyse mit erneuerbarem Strom produziert und kann nahezu emissionsfrei verbrannt werden.
- Er eignet sich besonders für Spitzenlastanwendungen, da er flexibel gespeichert und bei Bedarf schnell eingesetzt werden kann.
- Herausforderungen bestehen derzeit in Transport, Speicherung und Kosten, die noch optimiert werden müssen, bevor Wasserstoff in großem Maßstab wirtschaftlich genutzt werden kann.

Auf Grund der Unsicherheit über die Zukunft der Wasserstoffversorgung in Bad Nauheim, wird Option 1, die Versorgung der Spitzenlastkessel über Biomethan geplant.

Die geplante Integration und Erweiterung der Wärmeerzeugung wird in Abbildung 17 entlang einer Zeitleiste dargestellt. Die erste Luft-Wasser-Wärmepumpe mit einer Leistung von 250 kW soll im Jahr 2029 in Betrieb genommen werden. Im Jahr 2039 folgt eine zweite Ausbaustufe mit einer zusätzlichen Anlage auf insgesamt 450 kW. Die dargestellten Investitionskosten liegen bei 220.000 € bzw. 176.000 €. Die Visualisierung veranschaulicht die

zeitliche Abfolge und den schrittweisen Ausbau der zentralen erneuerbaren Wärmeerzeugung im Netzgebiet Goldstein.

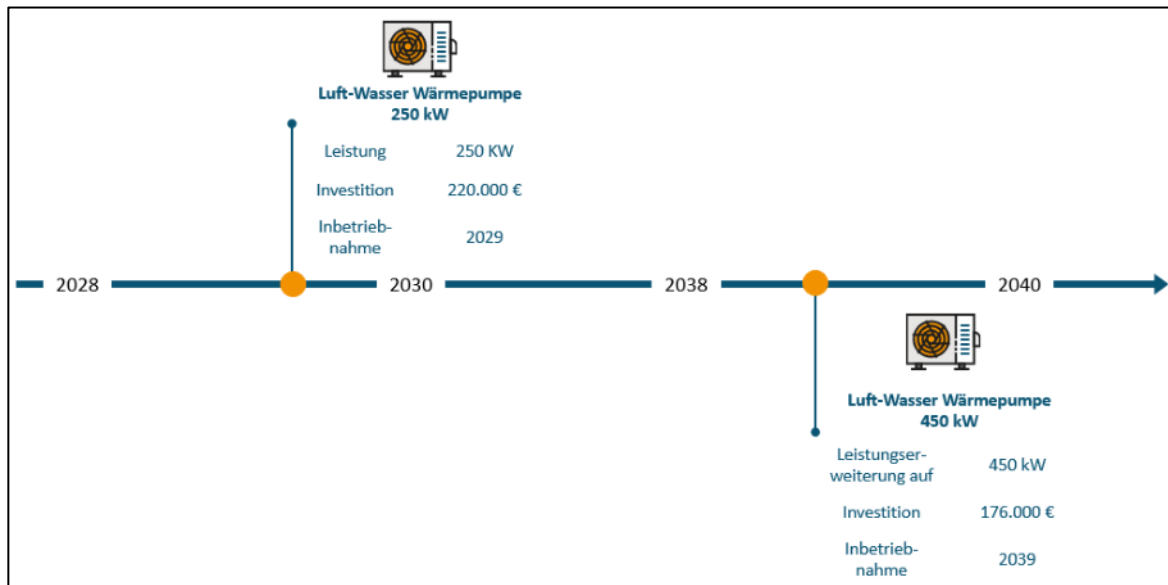


Abbildung 17: Zeitstrahl Zubau Wärmeerzeuger

In Abbildung 18 ist die Entwicklung der jährlichen Wärmeerzeugung nach Technologien im Zeitraum von 2024 bis 2045 veranschaulicht. Erkennbar ist die zunehmende Bedeutung der Luftwärmepumpe (grün), während das BHKW (orange) schrittweise zurücktritt und ab 2040 vollständig ersetzt ist. Der Anteil des Spitzenlastkessels (rot) bleibt relativ konstant, da dieser gezielt zur Deckung von Bedarfsspitzen eingesetzt wird. Die Abbildung bietet einen Überblick über die geplante Umstellung der Erzeugungsstruktur hin zu einem erneuerbaren Wärmemix mit hoher Versorgungssicherheit.

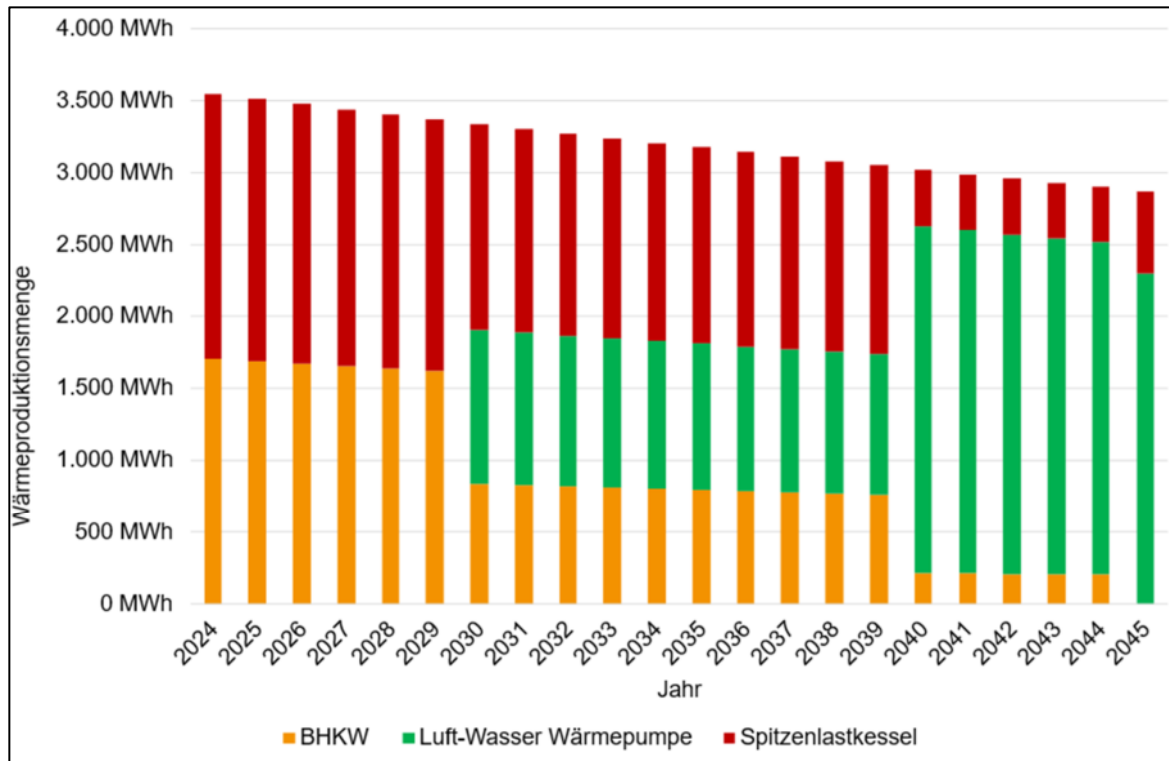


Abbildung 18: Wärmeproduktionsmengen im Zeitverlauf

Ergänzend dazu gibt Abbildung 19 einen prozentualen Überblick über die Zusammensetzung der Wärmeproduktion. Die Darstellung verdeutlicht die strukturelle Verschiebung von konventionellen hin zu erneuerbaren Technologien: Ab dem Jahr 2040 wird der größte Teil der Wärme über die Wärmepumpe erzeugt, während das BHKW vollständig ersetzt ist. Der Anteil des Spitzenlastkessels bleibt dabei stabil. Die Abbildung bietet eine anschauliche Zusammenfassung der Erzeugungsanteile über die Zeit und unterstreicht die zunehmende Relevanz strombasierter Technologien im zukünftigen Wärmemix.

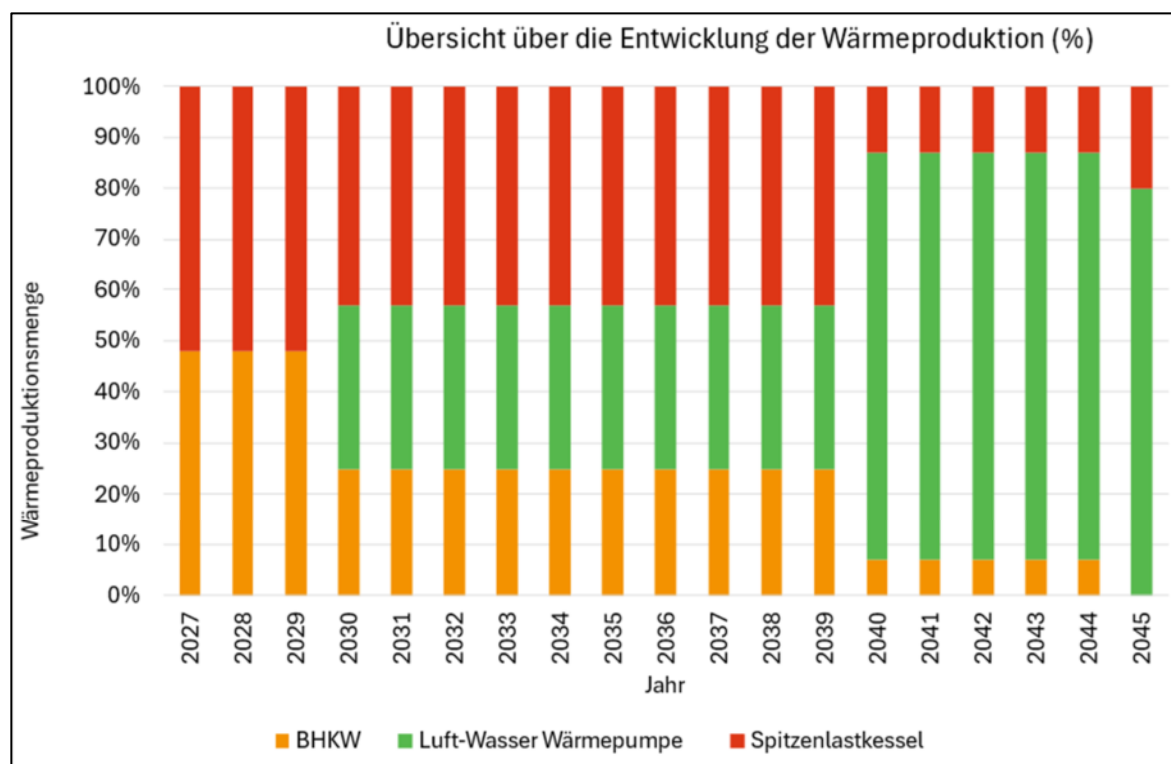


Abbildung 19: Verteilung der Wärmeproduktion auf die Wärmeerzeuger

6.5 Primärenergie- und CO₂-Einsparung

In diesem Abschnitt werden die bei Umsetzung des Vorhabens erwarteten Einsparungen hinsichtlich des (nicht erneuerbaren) Primärenergieverbrauchs sowie der CO₂-Emissionen dargestellt. Die Berechnung der Primärenergie- und CO₂-Einsparungen erfolgt mithilfe der Standardfaktoren nach AGFW FW 309 Teil 6 - Energetische Bewertung von Fernwärme und Fernkälte - Emissionsfaktoren nach Arbeitswert- und Carnotmethode sowie den Vorgaben des BEW-Merkblatts (Modul 1 bis 4: Technische Anforderungen). Ziel ist es, die Verbesserungen der Energieeffizienz und die Reduktion der Treibhausgasemissionen durch den Vergleich zwischen dem IST-Zustand (Basisjahr, heute) und den optimierten SOLL-Zuständen in den Jahren 2030 und 2045 als klimaneutralen Zielzustand darzustellen. Dabei werden sowohl die heutigen Kunden des Wärmenetzes als auch zukünftige Kunden, die bis 2034 angeschlossen werden, berücksichtigt.

6.5.1 Primärenergieeinsparung

Im IST-Zustand wird der Primärenergiebedarf ausschließlich für die bestehenden Kunden des Wärmenetzes Goldstein ermittelt. Da für dieses Netz keine Netzerweiterung vorgesehen ist, entfallen zukünftige Kunden in der Betrachtung vollständig. Der Fokus liegt somit auf der Optimierung der bestehenden Versorgung und der Bewertung der daraus resultierenden Einsparpotenziale. Die Berechnung basiert auf dem heizwertbezogenen Energie-

einsatz in Kilowattstunden je Energieträger. Jeder Energieeinsatz wird mit den entsprechenden Primärenergiefaktoren aus den Standardwerten des AGFW FW 309-6 multipliziert. Die Summe dieser Ergebnisse ergibt den gesamten Primärenergiebedarf für das Basisjahr (heute). Im SOLL-Zustand wird der Primärenergiebedarf des transformierten Wärmenetzes für die Zieljahre 2030 und 2045 berechnet. Dabei werden die zukünftigen Energieeinsätze der eingesetzten Technologien mit den jeweils geltenden Standardfaktoren aus dem FW 309-6 multipliziert. Berücksichtigt werden sowohl die veränderte Energieträgerverteilung wie sie sich aus den technischen Zielzuständen ergibt, als auch die fortschreibbaren Primärenergiefaktoren für 2030 und 2045. Diese spiegeln die zunehmende Klimafreundlichkeit und den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien wieder, mit einem perspektivischen Faktor von nahe 0 im Jahr 2045. Die Primärenergieeinsparung ergibt sich durch den Vergleich des heutigen Primärenergiebedarfs mit dem optimierten Bedarf im SOLL-Zustand (vgl. Tabelle 4). Die Differenz zeigt das realisierbare Einsparpotenzial durch die Transformation des Bestandsnetzes, unabhängig von weiteren Anschlüssen oder Erweiterungen.

	heute (IST-Zustand)	2030	2045 (SOLL-Zustand)
Primärenergie im Untersuchungsgebiet	3.859.143,66 kWh	2.806.584,54 kWh	295.423,33 kWh
Primärenergieeinsparung gegenüber IST-Zustand	x	1.052.559,12 kWh	3.563.720,33 kWh

Tabelle 4: Primärenergieeinsparung

Die Berechnung zeigt, dass der jährliche Primärenergiebedarf im Basisjahr im Erschließungsgebiet bei 3.859 MWh liegt. Durch das effizientere Wärmenetz ergibt sich eine Einsparung von 1.052 MWh bis 2030 und eine Einsparung von 3.563 MWh bis 2045. Diese Ergebnisse verdeutlichen, wie die Dekarbonisierung und hydraulische Optimierung des Wärmenetzes den Primärenergiebedarf deutlich reduzieren können, um einen bedeutenden Beitrag zur Wärmewende zu leisten. Im Zieljahr 2045 verbleibt im Wärmenetz Goldstein ein geringer bilanzieller Primärenergiebedarf. Dieser entsteht durch den Einsatz eines Spitzenlastkessels, der mit Biomethan betrieben wird, sowie einer strombetriebenen Wärmepumpe. Beide Systeme sind technisch auf eine nahezu emissionsfreie Betriebsweise ausgelegt. In der energetischen Bewertung nach AGFW FW 309-6 wird jedoch sowohl Wasserstoff als auch Strom weiterhin mit standardisierten Primärenergiefaktoren belegt. Die so entstehenden Restwerte sind methodisch bedingt und spiegeln nicht den tatsächlichen Klimabeitrag der Technologien wider. Insgesamt erreicht das Netz dennoch eine deutliche Reduktion des Primärenergieeinsatzes von über 90 % gegenüber dem Basisjahr.

6.5.2 CO₂-Emissionseinsparung

Die Berechnung der CO₂-Einsparungen erfolgt analog zur Primärenergieeinsparung. Hierfür werden die Energieeinsätze in Kilowattstunden je Energieträger mit den standardisierten CO₂-Emissionsfaktoren multipliziert, die in Gramm CO₂ pro Kilowattstunde angegeben sind. Diese Faktoren stammen aus den Standardwerten des AGFW FW 309-6 und spiegeln die spezifischen Emissionen der jeweils eingesetzten Energieträger wider. Da im Wärmenetz Goldstein keine Erweiterung vorgesehen ist, werden ausschließlich die bestehenden Kunden berücksichtigt. Eine Differenzierung nach zukünftigen Kunden – etwa zwischen bestehenden Gebäuden und Neubauten – entfällt in diesem Fall. Die CO₂-Emissionen im Basisjahr ergeben sich demnach allein aus der heutigen Wärmelieferung an die vorhandenen Abnehmer. Für den SOLL-Zustand in den Zieljahren 2030 und 2045 werden die CO₂-Emissionen auf Basis der künftigen Energieeinsätze und der jeweils geltenden Emissionsfaktoren berechnet. Dabei fließt die veränderte Zusammensetzung der Energieträger ebenso ein wie die prognostizierte Entwicklung der CO₂-Faktoren im Zuge der Dekarbonisierung des Energiesystems. Die Differenz zwischen den CO₂-Emissionen im Basisjahr und den optimierten Emissionen im SOLL-Zustand für 2030 und 2045 verdeutlicht die Treibhausgasreduktionen durch die Transformation des Wärmenetzes (vgl. Tabelle 5).

	heute (IST-Zustand)	2030	2045 (SOLL-Zustand)
CO ₂ -Emissionen im Untersuchungsgebiet	707,28 t	558,37 t	24,98 t
Einsparung CO ₂ -Emissionen gegenüber IST-Zustand	x	148,91 t	682,29 t

Tabelle 5: CO₂-Einsparung

Die Berechnung zeigt, dass die CO₂-Emissionen bei 707,28 Tonnen CO₂ liegen. Durch das effizientere Wärmenetz ergibt sich eine Einsparung von 558,37 Tonnen CO₂ bis 2030 und 682,29 Tonnen CO₂ bis 2045. Dieser Vergleich verdeutlicht, wie die Optimierung des Wärmenetzes nicht nur Primärenergie einspart, sondern auch die CO₂-Emissionen erheblich reduziert und damit einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Wärmewende leistet. Auch im Jahr 2045 verbleibt ein geringes Maß an bilanziellen CO₂-Emissionen im Wärmenetz Goldstein. Diese entstehen durch den Betrieb der Spitzenlastkessel mit Biomethan sowie durch den Stromverbrauch der eingesetzten Wärmepumpe. Obwohl beide Systeme technisch nahezu klimaneutral arbeiten, werden sie im Rahmen der AGFW-Bewertungssystematik weiterhin mit CO₂-Emissionsfaktoren angesetzt. Diese Restemissionen ergeben sich

somit nicht aus realen Emissionen im Betrieb, sondern aus der standardisierten Berechnungssystematik. Mit einer Emissionsreduktion von über 90 % gegenüber dem Ausgangszustand trägt das Netz dennoch wesentlich zur Erreichung der Klimaziele bis 2045 bei.

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

Dieses Kapitel stellt einen Zeitplan zur Umsetzung des in der SOLL-Analyse des Wärmenetzes angedachten Versorgungskonzeptes dar. Hierbei werden die relevanten Parameter aufgelistet und anschließend die Zielerreichung mit den dafür umzusetzenden Maßnahmen erläutert. Die folgende Tabelle stellt die notwendigen Parameter des Pfades zur Treibhausgasneutralität dar. Diese werden aufgelistet für den IST-Zustand des Wärmenetzes und für die Wegmarken 2030, 2035, 2040 bis 2045.

Parameter	Einheit	Heute	2030	2035	2040	2045
Anteil EE ohne Biomasse	%		32%	32%	80%	80%
	MWh/a		1.070	1.010	2.380	2.260
Anteil Biomasse	%					
	MWh/a					
Anteil Biomethan	%					20%
	MWh/a					564
Anteil Abwärme	%					
	MWh/a					
Anteil wasserstoffbefeuerter KWK-Anlagen	%					
	MWh/a					
Anteil wasserstoffbefeuerter Kesselanlagen	%					
	MWh/a					
Anteil von Müllheiz- und kraftwerken	%					
	MWh/a					
Anteil gasbefeuerter KWK-Anlagen	%	48%	25%	25%		
	MWh/a		842	788		
Anteil gas- und ölbefeuerter Kesselanlagen	%	52%	43%	43%	20%	
	MWh/a		1.430	1.350	510	
Anzahl Endkunden		225	225	225	225	225
Anzahl Gebäude		210	210	210	210	210
Anzahl Wohneinheiten		225	225	225	225	225
Trassenlänge	m	1.331	1.331	1.331	1.331	1.331
Gesamtwärmebedarf	GWh/a	3,54	3,33	3,15	2,99	2,82
Temperaturniveau	°C VL	80	80	80	80	80
	°C RL	60	60	60	60	60

7.1 Maßnahmenpaket 1 – (2027-2029)

Um den Wärmebedarf zu decken und gleichzeitig die künftigen Anforderungen am Anteil Erneuerbarer Energie im Wärmenetz zu erfüllen, wird zu Beginn der Heizperiode Herbst 2029 eine 250 kW Luft-Wärmepumpe auf dem Gelände der Heizzentrale in Betrieb genommen. Abbildung 20 zeigt die Jahresdauerlinie nach Ende des Maßnahmenpakets. Die prozentuale Aufteilung der Erzeugungsmengen nach Ende des Maßnahmenpakets 1 kann Abbildung 20 entnommen werden.

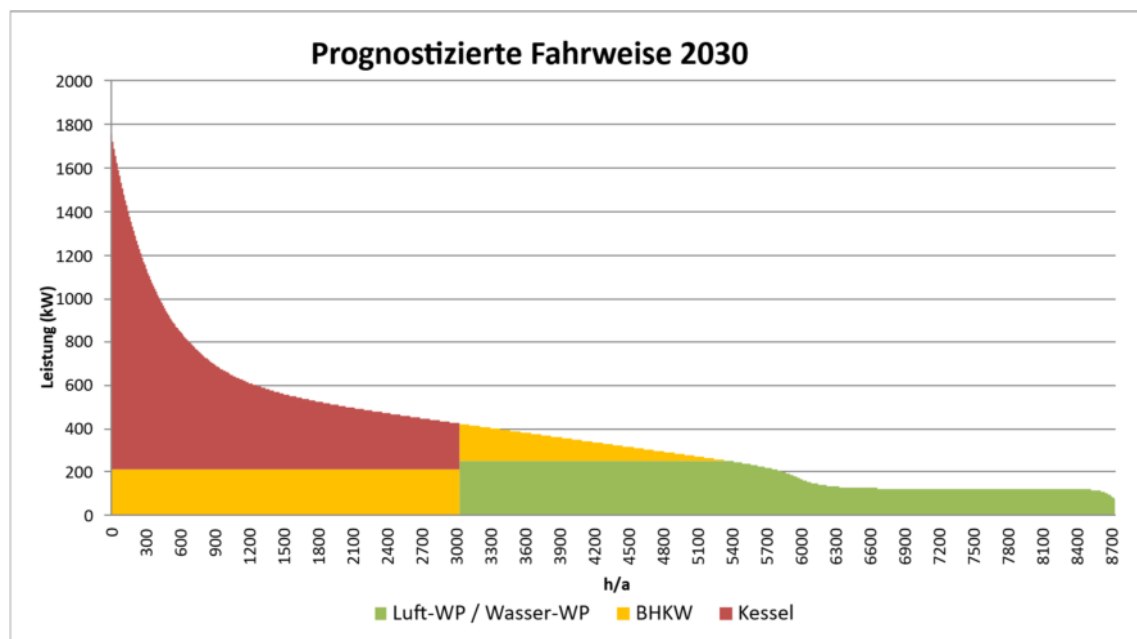


Abbildung 20: Prognostizierte Fahrweise 2030

7.2 Maßnahmenpaket 2 – (2037-2039)

Errichtung und Erweiterung der Wärmepumpe von 250 auf 450 kW. Weitere Verdichtung wird angestrebt.

- Erweiterung auf eine 450 kW Wärmepumpe.
- Anhebung des EE-Anteils im Netz auf 80 %.

Aufgrund des gleichbleibenden Wärmebedarfs des Netzes ist keine höhere Erzeugerleistung nötig. Voraussichtlich im Jahr 2037 geht das BHKW aufgrund seiner Laufzeit außer Betrieb. Der Wegfall des BHKWs wird durch eine Erhöhung der Wärmepumpenleistung auf 450 kW kompensiert. Diese ist zur Erreichung des EE-Anteils von 80% im Netz, ohnehin nötig. Die entsprechende Jahresdauerlinie ab 2038 stellt sich wie in Abbildung 21 dar. Die prozentuale Aufteilung der Erzeugungsmengen für das Jahr 2035 bzw. für nach Ende des Maßnahmenpakets 2 im Jahr 2040 kann Abbildung 21 entnommen werden.

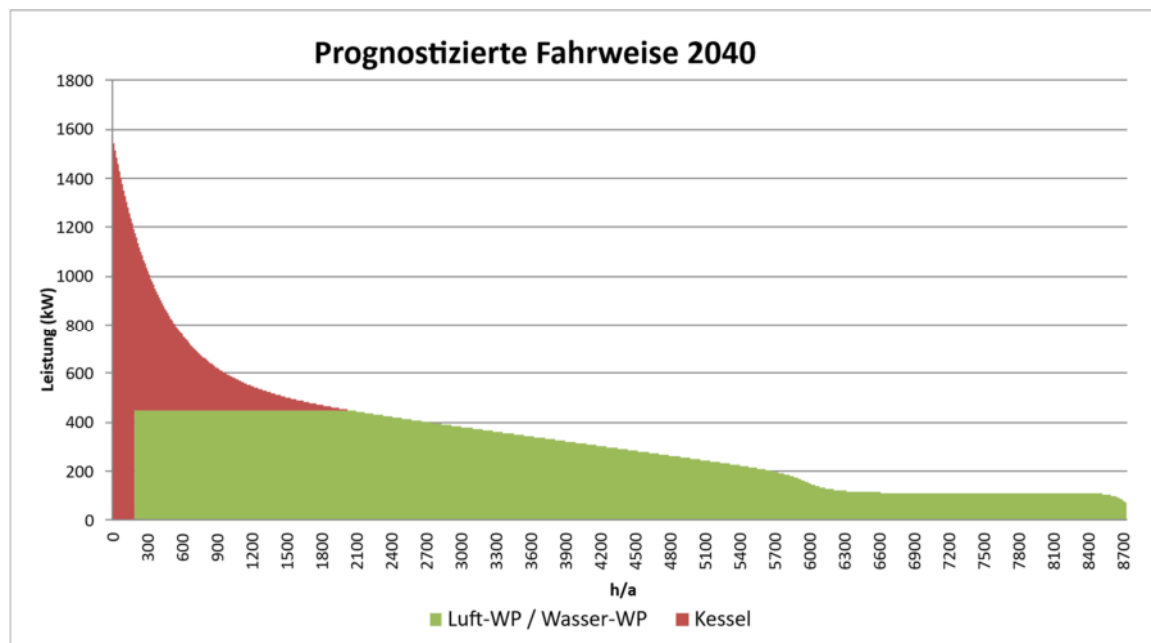


Abbildung 21: Jahresdauerlinie während Maßnahmenpaket 2

7.3 Maßnahmenpaket 3 – (2043-2044)

Um den zusätzlichen Wärmebedarf zu decken sind keine weiteren Erzeuger nötig. Jedoch muss zum Jahr 2045 eine vollständig dekarbonisierte Wärmeerzeugung genutzt werden. Hierfür ist es nötig, die Spitzenlasterzeugung respektive die Erdgaskessel mit grünen Gasen zu betreiben (z.B. Biomethan). In Abbildung 22 ist dementsprechend die Jahresdauerlinie zum Ende des Maßnahmenpakets visualisiert. Die prozentuale Aufteilung der Erzeugungsmengen nach Ende des Maßnahmenpakets 2 kann Abbildung 22 entnommen werden.

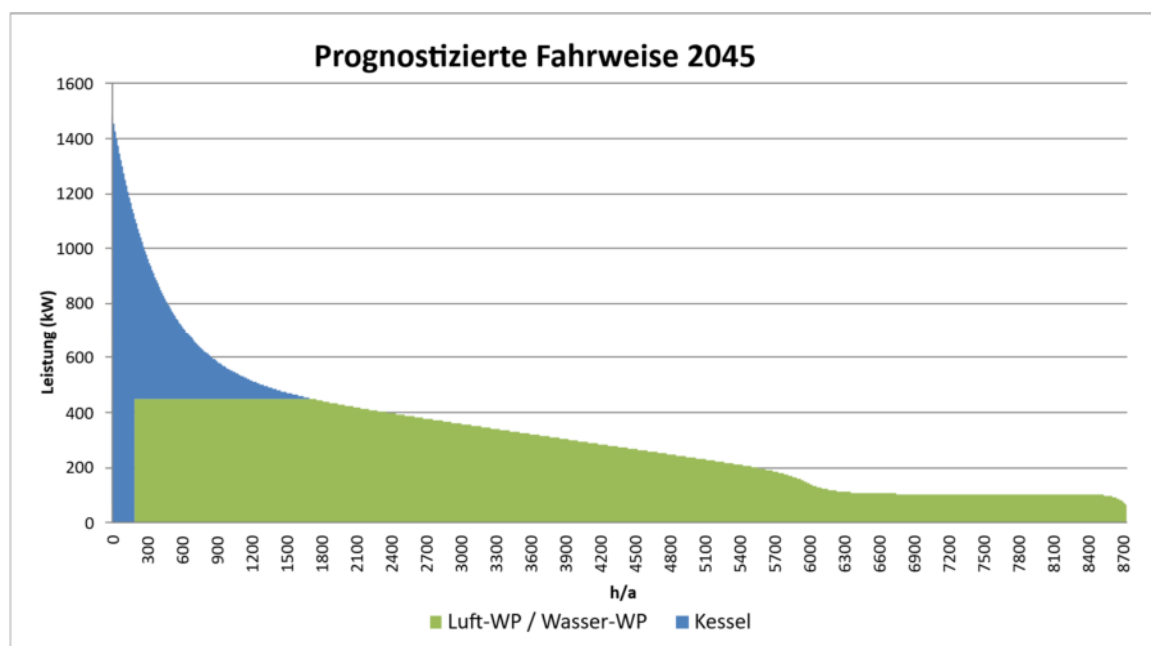


Abbildung 22: Jahresdauerlinie nach Maßnahmenpaket 3

8 Kostenrahmen der Transformation des Netzes

Nachdem in den vorangegangenen Abschnitten der Transformationspfad für das Wärmenetz Goldstein dargestellt wurde, folgt nun die Ableitung eines Kostenrahmens zur Umsetzung der geplanten Maßnahmen. Ziel ist es, eine belastbare wirtschaftliche Grundlage für die Investitionsentscheidungen zu schaffen. Der Kostenrahmen umfasst dabei sowohl die erwarteten Investitionen in die Wärmeerzeugung als auch die zentralen wirtschaftlichen Parameter für Finanzierung, Betrieb und langfristige Wirtschaftlichkeit. Auf dieser Basis kann die Tragfähigkeit des Konzepts bewertet und die Planungssicherheit für die Umsetzung erhöht werden.

Zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit wurden sämtliche Investitionskosten und relevanten Finanzierungsparameter berücksichtigt. Die Gesamtinvestitionen für die im Transformationspfad vorgesehenen Maßnahmen betragen rund 1.015.979 € (inflationiert bis 2045). Nach Berücksichtigung verfügbarer Fördermöglichkeiten reduziert sich die Netto-Investitionssumme auf 594.348 €. Die daraus resultierende finanzielle Wirkung wurde mithilfe eines vereinfachten Wirtschaftlichkeitsmodells analysiert. Dabei ergibt sich ein kumulativer Einnahmenüberschuss bis 2045 in Höhe von 3.723.766 € (diskontiert). Der Berechnung wurden folgende wirtschaftliche Rahmendaten zugrunde gelegt: eine Eigenkapitalquote von 20 %, ein Steuersatz von 30 %, eine jährliche allgemeine Preissteigerung von 2,5 % sowie ein Fremdkapitalzinssatz von 3,5 %. Die verwendeten Parameter sind in Tabelle 6 zusammengefasst.

Investitionen Gesamt (inflationiert)	1.015.979 €
Investition nach Förderung (inflationiert)	594.348 €
Kumulierter Einnahmenüberschuss bis 2045 (diskontiert)	3.723.766 €
EK-Quote	20%
Steuersatz	30,0%
Allgemeine Preissteigerung	2,5%
Zinssatz Fremdkapital	3,50%

Tabelle 6: Parameter für Investitionskostenberechnung

Die Investitionen konzentrieren sich auf zwei Stichtage: Im Jahr 2029 ist der Einbau der ersten Luftwärmepumpe mit 250 kW Leistung vorgesehen. Im Jahr 2039 folgt die zweite Ausbaustufe mit einer Erweiterung der Wärmepumpe auf 450 kW. Die Verteilung der Investitionen über den Betrachtungszeitraum wird in Abbildung 23 veranschaulicht.

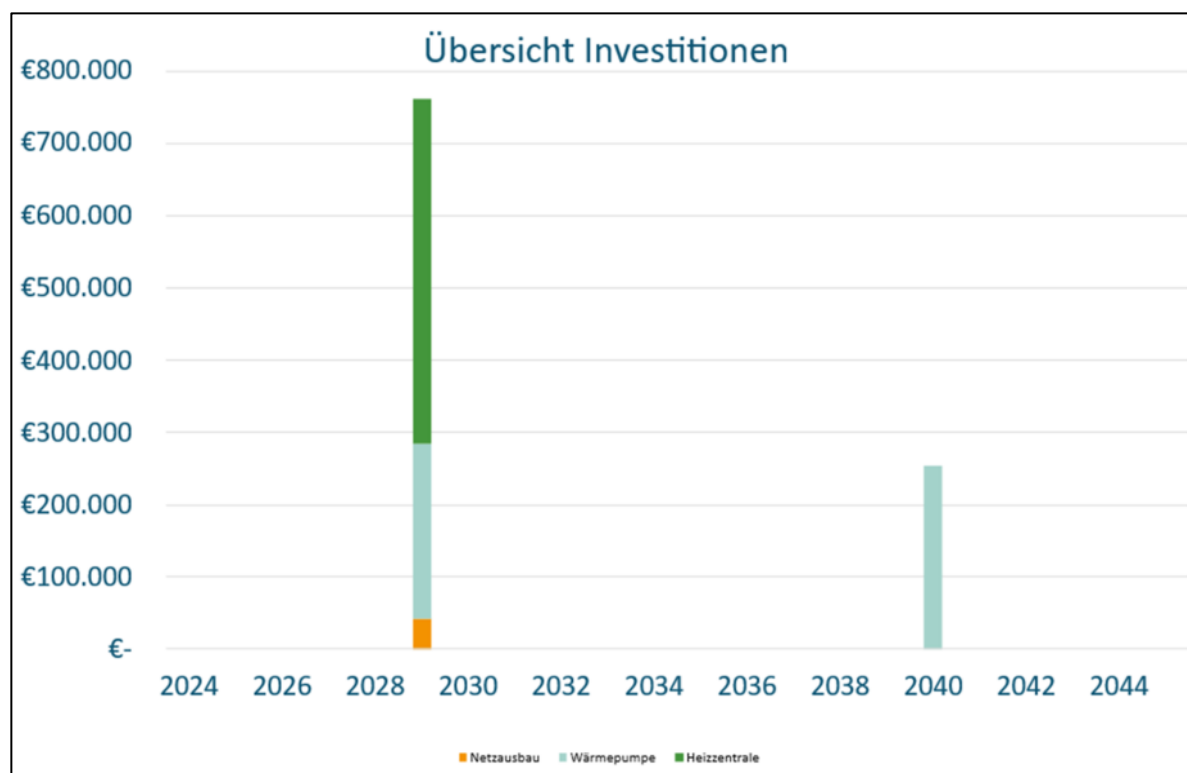


Abbildung 23: Investitionsübersicht in der zeitlichen Aufteilung

Die Entwicklung der Jahresüberschüsse nach Steuern ist in Abbildung 24 dargestellt. In den ersten Jahren bis 2028 steigen die Gewinne moderat an, was im Wesentlichen auf die unterstellte allgemeine Preissteigerung von 2,5 % zurückzuführen ist. Die tatsächlich verfügbare Wärmemenge sinkt in dieser Zeit leicht, wodurch inflationsbereinigt keine reale Gewinnsteigerung stattfindet. In den Jahren 2029 und 2039 führen die Investitionen in die Wärmepumpen zu einem Rückgang der Überschüsse, der sich jedoch bereits in den Folgejahren durch stabile Betriebskosten und moderate Erlöszuwächse wieder ausgleicht. Ab dem Jahr 2040 ist ein merklicher Rückgang der Jahresüberschüsse erkennbar. Dieser ergibt sich aus dem Auslaufen der Betriebskostenförderung für die erste Wärmepumpe, die gemäß BEW auf zehn Jahre begrenzt ist. Zusätzlich ist im Jahr 2045 ein weiterer Rückgang sichtbar, bedingt durch die geplante Umstellung des Spitzenlastkessels von Erdgas auf Biomethan. Diese Maßnahme erhöht die variablen Kosten und wirkt sich direkt auf das Ergebnis aus. Die tatsächliche Preisentwicklung bei alternativen Brennstoffen ist zum jetzigen Zeitpunkt jedoch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet.

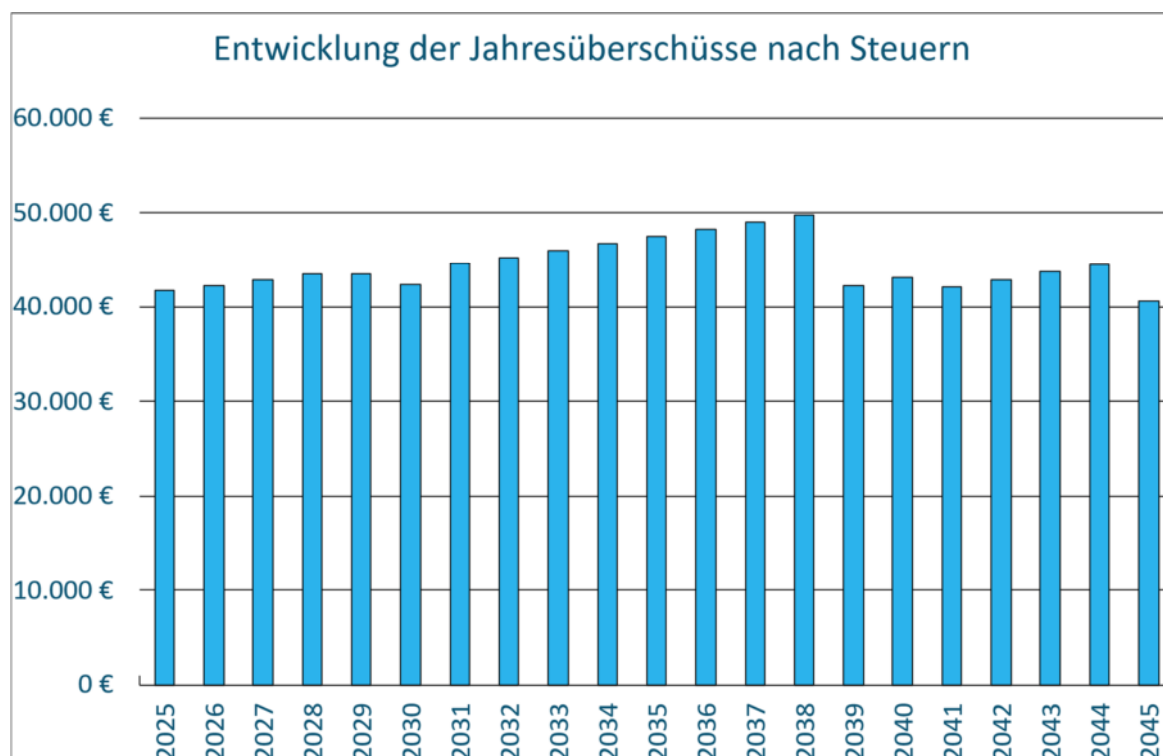


Abbildung 24: Entwicklung der Jahresüberschüsse

Die zentralen Berechnungsgrundlagen zur wirtschaftlichen Bewertung des Wärmenetzes Goldstein sind in Tabelle 7 zusammengefasst. Berücksichtigt wurden aktuelle Ansätze für Fernwärmepreise, Energiepreise, Wirkungsgrade der Erzeugungstechnologien sowie typische Wartungs- und Betriebskosten gemäß VDI 2067. Für die Wärmepumpe wurde ein COP von 2,75 angesetzt, der Strombezug mit 24,11 ct/kWh kalkuliert. Die Betriebskostenförderung nach BEW-Modul 4 wurde mit 7,123 ct/kWh für zehn Jahre berücksichtigt. Abschreibungsdauern und Förderquoten entsprechen den gängigen AfA-Werten und Förderrichtlinien. Die getroffenen Annahmen bilden die Grundlage für die Investitions- und Wirtschaftlichkeitsbewertung.

Annahmen zu den Kennzahlen des Wirtschaftsplans		
Fernwärmepreise		
Arbeitspreis	12,70 Ct/kWh	
Leistungspreis	30,63 €/kW	
Verrechnungspreis	115,58 €/a	
Speicherumlage	0,000 Ct/kWh	
CO ₂ -Preis	1,140 Ct/kWh	
Energiepreise		
Erdgaspreis (gesamt)	6,66 Ct/kWh	
Leistungspreis (Gasbezug)	13,09 €/kW	
Biomethan	8,00 Ct/kWh	
Strombezugspreis (gesamt)	24,11 Ct/kWh	
Leistungspreis (Strombezug)	32,34 €/kW	
Stromvermarktung (BHKW)	13,26 Ct/kWh	
techn. Parameter WEA		
Wirkungsgrad BHKW elektrisch	33%	
Wirkungsgrad BHKW thermisch	58%	
Wirkungsgrad BHKW gesamt	91%	
Wirkungsgrad Gaskessel	90%	
Hilfsstrom	2,5%	
COP Wärmepumpe	2,75	
Betriebskosten		
Wartung und Instandhaltung	<i>in % der Investition</i>	
Kessel	3,5%	VDI 2067, Blatt 1, Vollwartungs- und Instandhaltungskosten
Wärmenetz inkl. Hausstationen	0,25%	VDI 2067, Blatt 1, Vollwartungs- und Instandhaltungskosten
Biomassekessel	6,0%	VDI 2067, Blatt 1, Vollwartungs- und Instandhaltungskosten
Wärmepumpen	2,5%	AGFW-Praxisleitfaden
KWK-Anlagen	8,0%	VDI 2067, Blatt 1, Vollwartungs- und Instandhaltungskosten
Interne Betriebsführung		
Kessel	0,5%	VDI 2067, Blatt 1, Vollwartungs- und Instandhaltungskosten
KWK-Anlagen (Erdgas und Biogas)	2,0%	VDI 2067, Blatt 1, Vollwartungs- und Instandhaltungskosten
Biomassekessel	0,7%	Abstimmung mit VS
Wärmepumpen	0,5%	VDI 2067, Blatt 1
Förderungen		
Betriebskostenförderung (BEW Modul 4)		
Wärmepumpe mit SCOP 2,75	7,123 Ct/kWh	für 10 Jahre, Förderung pro produzierter Einheit Wärme
Planungskosten (BEW - Modul 1)	50%	
Investitionen (BEW - Modul 2/3)	40%	
Abschreibungsdauern gem. AFA		
Netze	20 a	
Hausanschlüsse	20 a	
Hausstationen	20 a	
Biomassekessel	20 a	
Erdgaskessel	15 a	
KWK-Anlagen	15 a	
Wärmepumpen	15 a	

Tabelle 7: Parameter des vereinfachten Wirtschaftsplans

Zur weiteren Veranschaulichung der wirtschaftlichen Auswirkungen der gewählten Transformationsvariante zeigt Abbildung 25 die Entwicklung der betrieblichen und verbrauchsbedingten Kosten im Zeitraum von 2024 bis 2045. Die Darstellung macht deutlich, wie sich die Zusammensetzung der laufenden Aufwendungen über die Jahre verändert.

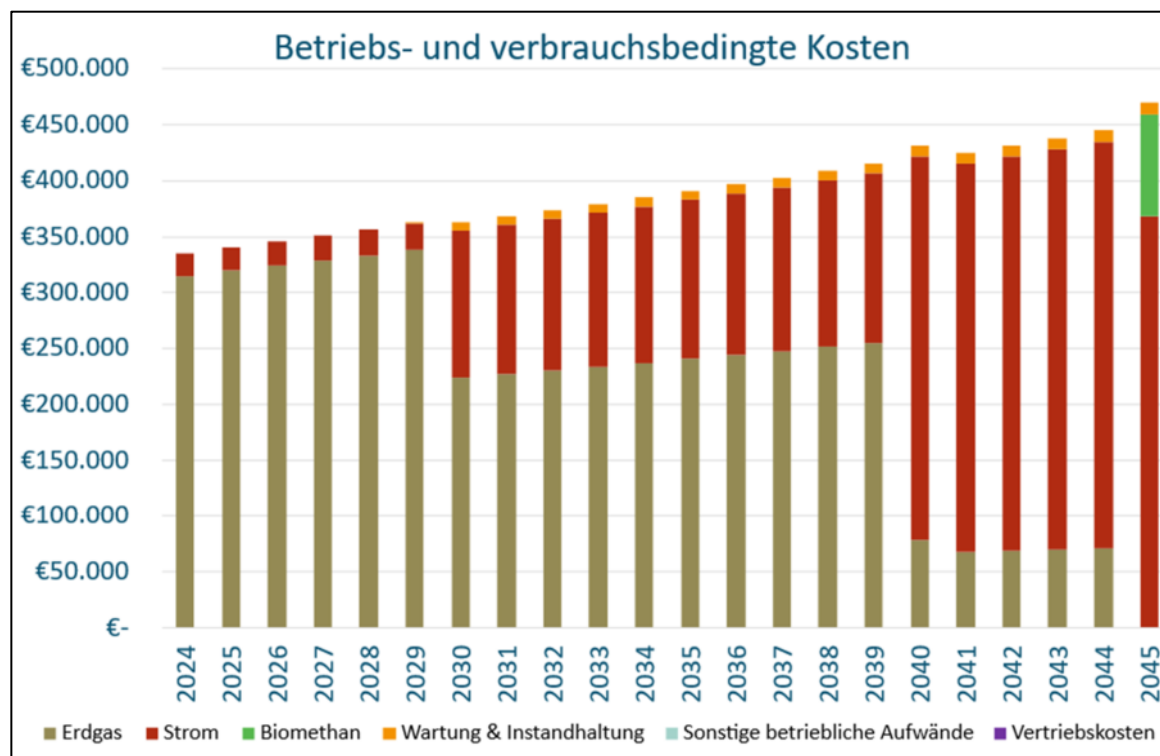


Abbildung 25: Betriebs- und verbrauchsbedingte Kosten

Zur Verdeutlichung der laufenden Betriebskosten im Transformationsszenario wird exemplarisch das Jahr 2030 herangezogen. Die angesetzten Kosten ergeben sich aus typischen Wartungs- und Instandhaltungsaufwänden sowie pauschalen Kostenpositionen für die Betriebsführung. Die nachfolgende Tabelle 8 zeigt die gelegten Werte im Überblick.

	Bezugsgröße	Ausbau bis 2030 (250 kW Wärmepumpe + Bestands BHKW)
Wartungskosten je BHKW	Vollwartungspreis	2,80 Ct/kWh el.
	entspricht Wartungspreis von	15.718,93 €
Wartungskosten Wärmepumpe	Vollwartungspreis	4.400 €/a
	Wartungskosten 2% von der Investition	
Wartung Kessel	Kessel	2.000 €/a
	Wartung gesamt	22.122 €/a
Instandhaltungskosten und Betriebsführung	Instandhaltung Erzeugung 2,0% lt. VDI	3.320 €/a
	Instandhaltung Wärmenetz 1,0% lt. VDI	375 €/a
	Schornsteinfeger	250 €/a
	Betriebsführung intern	9.500 €/a
	Instandhaltung und Verwaltung gesamt	13.445 €/a

Tabelle 8: Betriebs und Instandhaltungskosten 2030

Mit der vorliegenden Darstellung des Kostenrahmens liegt eine wirtschaftliche Bewertung der geplanten Wärmewende im Netzgebiet Goldstein vor. Die Kombination aus Investitionsübersicht, Betriebskostenbetrachtung, energiewirtschaftlichen Parametern und langjähriger Entwicklung der Überschüsse bietet ein konsistentes Bild der finanziellen Auswirkungen. Dabei zeigt sich, dass die Transformation des Wärmenetzes unter Einbeziehung verfügbarer Förderprogramme nicht nur technisch, sondern auch wirtschaftlich tragfähig umgesetzt werden kann. Insbesondere die moderate Investitionshöhe, die Stabilität der jährlichen Betriebskosten sowie ein prognostizierter kumulierter Einnahmenüberschuss bis 2045 unterstreichen die finanzielle Realisierbarkeit des Konzepts. Gleichzeitig wird deutlich, wie sich die Kostenstruktur über die Jahre verändert, mit wachsender Bedeutung strombasierter Technologien und der Notwendigkeit, langfristig steigende Preise für alternative Brennstoffe wie Biomethan zu berücksichtigen. Der Kostenrahmen schafft somit die notwendige finanzielle Transparenz, um fundierte Investitionsentscheidungen treffen zu können, und bildet die Grundlage für die Umsetzung eines zukunftssicheren, klimafreundlichen Wärmenetzes am Goldstein.

8.1 Finanzierungskonzept

Im Anschluss an die Darstellung des Kostenrahmens wird erläutert, wie die Finanzierung der geplanten Maßnahmen im Wärmenetzgebiet Goldstein erfolgen soll. Grundlage der Betrachtung ist eine realistische Einschätzung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie eine konservative Risikoanalyse, mit der sichergestellt werden soll, dass die Investitionen unter den gegebenen Voraussetzungen tragfähig umgesetzt werden können.

Die Finanzierung des Transformationspfads erfolgt auf Basis einer ausgewogenen Kombination aus Eigen- und Fremdkapital sowie investitionsmindernden Rückflüssen durch Förderprogramme, insbesondere im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW). Die beantragten Zuschüsse reduzieren die effektive Investitionslast, stehen jedoch in der Regel nicht zeitgleich mit den Zahlungsflüssen der Bau- und Beschaffungsphasen zur Verfügung. In der BEW ist der Mittelabruf typischerweise erst im Folgejahr der Maßnahme möglich. Für diese zeitliche Verschiebung wird eine interne Vorfinanzierung über das Eigenkapital der Stadtwerke Bad Nauheim vorgesehen. Eine darüberhinausgehende gesonderte Fremdkapitalaufnahme ist für das Projektgebiet Goldstein nicht erforderlich.

Die eingesetzten Eigenmittel decken eine Eigenkapitalquote von 20 % der nach Förderung verbleibenden Investitionssumme. Der verbleibende Anteil der Investitionskosten wird über Fremdkapital zu einem kalkulatorischen Zinssatz von 3,5 % gedeckt. Die geplante Laufzeit der Finanzierung ist dabei an die wirtschaftliche Nutzungsdauer der jeweiligen Komponenten angepasst und orientiert sich an den üblichen Abschreibungszeiträumen gemäß AfA.

Die Rückzahlung des Fremdkapitals erfolgt über die laufenden Einnahmen aus dem Wärmenetzbetrieb, insbesondere über stabile, kostendeckend kalkulierte Wärmetarife.

Der Finanzierungs- und Kapitalbedarf der Energiewende ist auch für die Stadtwerke Bad Nauheim eine sehr große Herausforderung. Deshalb können im Umsetzungszeitraum alternative Finanzierungsmöglichkeiten auftreten und geprüft werden, darunter öffentliche Darlehen mit vergünstigten Zinssätzen sowie Beteiligungen durch Bürger oder Unternehmen. Dies trägt zur Risikominimierung bei und stärkt die Akzeptanz des Projekts in der Bevölkerung. Im Bereich der Anlageninvestition können Contracting-Modelle interessant sein. Der Anlagenhersteller oder ein Dritter beschafft (und betreibt ggf.) die Anlage, speist Wärme in das Wärmenetz ein und vermarktet diese Wärme gegenüber der Stadtwerke Bad Nauheim. Andererseits hat eine solche Fremdeinspeisung eine Reihe negativer Effekte, wie z.B. zusätzlichen organisatorischen Aufwand und Abhängigkeiten gegenüber des Anlagenbetreibers.

8.2 Kostenobergrenze

Die für den Bau und die Inbetriebnahme der benötigten Erzeuger kalkulierte inflationierte Investitionshöhe liegt bei 719.686 € bis zum Jahr 2030. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wurde eine Steigerung der Investitionshöhe für die Luft-Wärmepumpe ca. 10% simuliert.

Ein Risiko wäre das Ausbleiben der BEW-Betriebskostenförderung für die Großwärmepumpe. Bei der unterstellten Kosten- und Preisstruktur wäre ein geringerer Cash-Flow die Folge. Der Kassenbestand jedoch bliebe über die gesamte Betrachtungsdauer positiv.

Die Kostenobergrenze muss auch immer im Hinblick auf den Fremdkapitalzinssatz bewertet werden. Je niedriger der Zinssatz, desto unproblematischer ist eine Kostensteigerung für den Bau des Netzes und der Wärmeerzeugungsanlagen zu bewerten.

8.3 Risikoanalyse

Die Transformation eines Fernwärmenetzes stellt eine komplexe Herausforderung dar, die mit vielfältigen Risiken in den Bereichen Technik, Wirtschaft, Regulierung und soziale Akzeptanz verbunden ist. Eine fundierte Analyse dieser Unsicherheiten ist essenziell, um eine informierte und nachhaltige Entscheidungsfindung im Rahmen der Investitionsstrategie der Stadtwerke Bad Nauheim zu gewährleisten. Immerhin erfordert die Energiewende einen niemals dagewesenen Finanzierungs- und Kapitalbedarf nicht nur in der Fernwärme, sondern in nahezu allen Sparten der Energieversorgung.

Ein weiteres zentrales Risiko stellt das regulatorische Risiko dar. Gesetzliche Rahmenbedingungen wie das Gebäudeenergiegesetz (GEG), das Wärmeplanungsgesetz (WPG) oder der CO₂-Preis könnten modifiziert oder abgeschafft werden, wodurch sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Fernwärme signifikant verändern würden. Ebenso relevant ist das Fördermittelrisiko: Die Streichung von staatlichen Subventionen, beispielsweise im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze, könnte zu erheblichen Finanzierungslücken führen und Investitionspläne gefährden. Als Gegenmaßnahme wird empfohlen, streng in Maßnahmenpaketen zu denken. Durch die Möglichkeit, Förderzusagen für Maßnahmenpakete in einem 4-Jahres-Rhythmus zu erhalten, können Investitionen auch mehrjährig kaufmännisch geplant werden. Diese Investitionen müssen immer unabhängig der weiteren Transformation zu einem wirtschaftlichen Betrieb des Netzes führen. So sind alle Maßnahmenpakete eigenständig geplant. Sollten sich Rahmenbedingungen ändern oder Fördermittel gestrichen werden, kann ein weiterer Ausbau des Netzes unabhängig der Gefährdung der Transformationsplanung analysiert werden.

Das Marktrisiko ist eine große Risikoposition. Technologische Fortschritte bei Wärmepumpen sowie mögliche Reduktion von Strommarktpreisen und Investitionen im Wärmepumpenbereich könnten alternative Heizsysteme v.a. in der Form von Wärmepumpen wirtschaftlich attraktiver machen als Fernwärme und die Marktgerechtigkeit des Fernwärmenetzes gefährden. Sollte dies eintreten, könnte die Nachfrage nach Fernwärme signifikant sinken, was langfristig die Wirtschaftlichkeit der Netze aus o.g. Gründen nur bedingt beeinträchtigen würde. Allgemein ist es aber problematisch, wenn die Wärmelieferekosten des Fernwärmenetzes nicht mit der Marktentwicklung korrelieren. Dies wird aktuell als größtes Risiko des Geschäftsmodells Fernwärme angesehen. Für das Fernwärmenetz im Netz am Goldstein kommt zudem der bereits genannte Punkt auf, dass Wärmepumpen im Innenstadtbereich nur eine bedingte Alternative darstellen. Auf eine Simulation von Energieträgerpreisen wird bewusst verzichtet.

Ein wesentliches Kostenrisiko ergibt sich aus der unsicheren Preisentwicklung für Bau-, Betriebskosten. Während Simulationsmodelle Prognosen ermöglichen, besteht in der Realität die Gefahr unerwarteter Kostensteigerungen, die zu finanziellen Engpässen oder höheren Preisen für Endverbraucher führen könnten. Insbesondere stark steigende investive Kosten in die Fernwärmeinfrastruktur könnten die geplante Wirtschaftlichkeit gefährden. Zusätzlich existieren weitere technische, soziale und umweltbezogene Risiken, die schwer prognostizierbar sind. Hierzu zählen:

- Widerstand von Anwohnern oder Stakeholdern gegen Umbaumaßnahmen,
- Fachkräftemangel bei Umsetzungsdienstleistern und intern im Unternehmen,

- Genehmigungsrisiken, die zu Verzögerungen oder Einschränkungen führen können.

Insgesamt zeigt sich, dass die Transformation eines Fernwärmenetzes mit Unsicherheiten verbunden ist. Es ist auch festzuhalten, dass die teils willkürliche wirkende Änderung von politischen Rahmenbedingungen und Fördermöglichkeiten in den letzten Jahren zu Unsicherheiten in der Branche geführt hat. Eine sorgfältige Planung und ein umfassendes Risikomanagement sind essenziell, um eine langfristig wirtschaftlich tragfähige und ökologisch nachhaltige Umsetzung sicherzustellen.

9 Literaturverzeichnis

[1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Auswirkungen des Klimawandels auf den Energiebedarf von Gebäuden und den Ertrag erneuerbarer Energien,“ 2016.

[2] Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE), „Plattform für Abwärme,“ o. J. [Online]. Verfügbar: https://www.bfee-online.de/BfEE/DE/Effizienzpolitik/Plattform_fuer_Abwaerme/plattform_fuer_abwaerme_node.html. [Zugriff am 01.03.2025].

[3] E.ON Energie Deutschland GmbH, „Wärmekarte – Wärmewende lokal sichtbar machen,“ o. J. [Online]. Verfügbar: <https://www.eon.com/de/c/waermewende/waermekarte.html>. [Zugriff am 01.03.2025].

[4] LEA Hessen GmbH, „Wärmeatlas Hessen,“ o. J. [Online]. Verfügbar: https://www.waermeatlas-hessen.de/#z=15.6424&c=8.7621%2C50.3357&r=0&l=top_plus_open%2Cstrassen3. [Zugriff am 01.03.2025].