KOMMUNALE WÄRMEPLANUNG

Gemeindewerke Murnau

ABSCHLUSSBERICHT

Erstellt von:	ecb - energie.concept.bayern. GmbH & Co. KG Traunsteiner Straße 11 83093 Bad Endorf
Version:	1.0
Erstellt:	05.11.2026

energie. concept. bayern.

Inhalt

1. AUFTRAGSRAHMEN 5

2. EIGNUNGSPRÜFUNG 6

3. BESTANDSANALYSE 8

3.1 RÄUMLICHE DARSTELLUNG DES UNTERSUCHUNGSGEBIETES 8

3.2 ENERGIEINFRASTRUKTUR 10

3.2.1 Energie- und Versorgungsinfrastruktur 10

3.2.2 Wärmeerzeugung und erneuerbare Energiequellen im Bestand 14

3.3 BAUALTERSKLASSEN 20

3.4 GESAMTWÄRMEBEDARF 21

3.5 ENERGIE- UND TREIBHAUSGASBILANZ 23

4. SANIERUNGSPOTENZIAL 26

4.1 METHODIK UND ANGESETZTE SANIERUNGSRATEN 26

4.2 ERGEBNISSE 27

5. POTENZIALANALYSE ERNEUERBARER ENERGIEN UND ABWÄRME 28

5.1 ABWÄRME 28

5.2 SOLARENERGIE 29

5.3 UMWELTWÄRME 33

5.3.1 Oberflächennahe Geothermie 33

5.3.2 Flusswasser 44

5.3.3 Seewasser 47

5.3.4 Abwasser 51

5.3.5 Luft 55

5.4 TIEFE GEOTHERMIE 56

5.5 THERMISCHE ABFALLBEHANDLUNGSANLAGEN 58

5.6 BIOMASSE/BIOGAS 58

5.7 WASSERSTOFF 61

5.8 WEITERE ERNEUERBARE GASFÖRMIGE ENERGIETRÄGER 62

5.9 (GROß)WÄRMESPEICHER 62

5.9.1 Pufferspeicher 63

5.9.2 Saisonalwärmespeicher / Langzeitwärmespeicher 63

5.9.3 Potenzialflächen Wärmespeicher 67

5.10 ZUSAMMENFASSUNG DER POTENZIALE 69

6. ZIELSZENARIEN UND ENTWICKLUNGSPFADE 72

6.1 WÄRMELINIENDICHTEN 73

6.2 WÄRMENETZGEBIETE 73

6.2.1 Wärmenetzgebiet 1 ... 75
6.2.2 Wärmenetzgebiet 2 ... 76
6.2.3 Wärmenetzgebiet 3 ... 76
6.2.4 Wärmenetzgebiet 4 ... 77
6.2.5 Wärmenetzgebiet 5 ... 77
6.2.6 Zusammenfassung Wärmenetzgebiete ... 78
6.3 Entwicklung der Versorgungsstruktur und des Energieträgermixes ... 79
6.4 Alternative Szenarien ... 83
7. STRATEGIE- UND MAßNAHMENKATALOG ... 85
7.1 Maßnahme 1 (Wärmenetzausbau Lederergasse) ... 87
7.2 Maßnahme 2 (LPH 2-4 Gesamtnetz) ... 88
7.3 Maßnahme 3 (Öffentlichkeitsarbeit) ... 89
7.4 Maßnahme 4 (Beratung) ... 90
7.5 Maßnahme 5 (Energiemanagement) ... 91
7.6 Maßnahme 6 (Großverbraucher) ... 92
7.7 Maßnahme 7 (Flächenpotenziale) ... 93
7.8 Maßnahme 8 (Bauleitplanung) ... 94
7.9 Maßnahme 9 (Synchronisierung der Stromverteilnetze) ... 95
7.10 Maßnahme 10 (Fortschreibung) ... 96

Abkürzungsverzeichnis

BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CO_2	Kohlenstoffdioxid
$CO_{2\text{-}E}$	CO_2-Äquivalent
ecb	energie.concept.bayern. GmbH & Co. KG
DE	Deutschland
DWA	Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall
EE	Erneuerbare Energien
EUR	Euro
FFPV	PV-Freiflächenanlagen
FW	Fernwärme
GOK	Geländeoberkante
GWh	Gigawattstunden
g	Gramm
HAL	Hausanschlussleitung
JAZ	Jahresarbeitszahl
K	Kelvin
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme Kopplung
KWW	Kompetenzzentrum Kommunale Wärmewende
m^2	Quadratmeter
m^3	Kubikmeter
Mio.	Millionen
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
PV	Photovoltaikanlage
ST	Solarthermie
t	Tonnen
T	Temperatur
THG	Treibhausgase
WP	Wärmepumpe

1. Auftragsrahmen

Die Energiewende hat sich in den vergangenen Jahren zu einem zentralen Diskussionsgegenstand in Politik, Gesellschaft und Wirtschaft entwickelt. Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit fossiler Ressourcen und zur Eingrenzung des prognostizierten Klimawandels muss die Umstellung auf klimaschonende, regenerative Energieträger sowie die Energieeinsparung und Steigerung der Effizienz vorangetrieben werden. Diese Herausforderung liegt nicht zuletzt bei den Bürgern, Gemeinden, Städten und Landkreisen.

Die Gemeindewerke Murnau im Landkreis Garmisch-Partenkirchen haben sich dieser Thematik angenommen und im September 2025 die Erstellung einer kommunalen Wärmeplanung (KWP) bei der Firma ecb – energie.concept.bayern. GmbH & Co. KG aus Bad Endorf in Auftrag gegeben. Die Gemeindewerke Murnau haben sich dabei zum Ziel gesetzt, die Wärmewende auf kommunaler Ebene umzusetzen. Der hierbei bereits seit einigen Jahren erfolgreich eingeschlagene Weg soll nun fortgesetzt werden.

Die kommunale Wärmeplanung soll dabei als mittel- bis langfristiger Leitfaden dienen und helfen, den Anforderungen der sich wandelnden Energieinfrastruktur gerecht zu werden. Zu diesen zentralen Herausforderungen zählen Energieeinsparung, Steigerung der Energieeffizienz sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien.

Im ersten Teil der Ausarbeitung wird kurz auf die geografischen Gegebenheiten der Gemeinde eingegangen. Es folgt eine umfassende Datenerhebung und Analyse des thermischen Energieverbrauchs. Der Wärmebedarf wird in die Verbrauchergruppen private Haushalte, kommunale Objekte und Wirtschaft unterteilt. Außerdem werden die jeweiligen Energieverbräuche den entsprechenden Primärenergieträgern zugeordnet. Im Anschluss an die Datenerhebung erfolgt die Analyse der lokalen Energieeffizienz-, Einspar- und Erzeugungspotenziale. Im Bereich der erneuerbaren Energien wird dabei neben Sonnenenergie auch auf die Potenziale von Biomasse, (oberflächennahe) Geothermie, Umwelt- und Abwärme sowie Kraft-Wärme-Kopplung eingegangen.

Die Informationen aus der Bestands- und Potenzialanalyse werden verwendet, um zu untersuchen, ob der Aufbau bzw. Ausbau von Wärmenetzen technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist. Für den Auftraggeber werden Zielszenarien angefertigt, die die Entwicklung der kommenden Jahre so realistisch wie möglich darstellen. Darauffolgend werden in einem umsetzungsorientierten und praxisbezogenen Maßnahmenkatalog konkrete Handlungsempfehlungen erläutert. In diesem Maßnahmenkatalog werden u. a. zeitliche Rahmenbedingungen, Fördermöglichkeiten sowie die erforderlichen Handlungsschritte erläutert.

Mit dem erarbeiteten Konzept ist es den Gemeindewerken Murnau möglich, eine nachhaltige Versorgungsstruktur zu entwickeln, um den bereits erfolgreich eingeschlagenen Weg der kommunalen Energiewende voranzutreiben.

Ergänzt wird das Konzept durch umfangreiches Kartenmaterial im Anhang, welches der Kommune in Form von Geodaten zur Verfügung gestellt wird.

2. Eignungsprüfung

Der erste im Wärmeplanungsgesetz (WPG) vorgesehene Planungsschritt ist die sogenannte Eignungsprüfung. Die Eignungsprüfung entscheidet, ob Städte und Gemeinden ihr Verwaltungsgebiet oder einzelne Teilgebiete in einem verkürzten Verfahren nach dem WPG bearbeiten können, um den Aufwand für Planer und Verwaltung zu reduzieren. Dabei wird das Verwaltungsgebiet anhand vorhandener Bestandsdaten auf seinen aktuellen Zustand im Hinblick auf die Wärmeversorgung überprüft.

Ziel ist es, Teilgebiete zu identifizieren, die sich mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht für den Aufbau oder Ausbau eines Wärme- oder Wasserstoffnetzes eignen. In diesen Fällen kann eine verkürzte Wärmeplanung durchgeführt werden. Ausschlaggebend ist dabei, ob in den jeweiligen Kommunen bereits ein Gas- oder Wärmenetz besteht und ob die zu erwartenden Wärmebedarfe hoch genug sind, um eine zentrale Versorgung wirtschaftlich zu gestalten.

Bei Gemeinden mit weniger als 10.000 Einwohnern kann zudem ein vereinfachtes Verfahren angewendet werden. Dies trifft für den Markt Murnau nicht zu.

Zur Prüfung des verkürzten Verfahrens wurde dem Markt Murnau vom Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie ein Kurzgutachten zur Verfügung gestellt[1]. Dieses zeigt folgende Ergebnisse:

- Bestand Wärmenetz: Der Energie-Atlas Bayern weist bestehende Wärmenetze im Verwaltungsgebiet aus (www.energieatlas.bayern.de).
- Bestand Erdgasnetz: Im Verwaltungsgebiet liegt eine Gasnetzkonzession vor.
- Eignung Wärmenetz: Im Verwaltungsgebiet wurden Gebiete mit hoher Wärmenetzeignung identifiziert.
- Potenzial Abwärme: Der Energie-Atlas Bayern weist für das Verwaltungsgebiet keine potenziellen Abwärmequellen aus (www.energieatlas.bayern.de). Die Plattform für Abwärme des BfEE weist für das Verwaltungsgebiet 6 Abwärmequelle(n) aus (www.bfee-online.de).

Aufgrund der bestehenden energetischen Infrastruktur und der identifizierten Potenziale bietet das Gemeindegebiet somit gute Voraussetzungen für eine vertiefte, reguläre Wärmeplanung.

Eine Unterteilung des Verwaltungsgebiets in Teilgebiete ist für den Markt Murnau nicht zielführend, da sich die Bebauung überwiegend im nördlichen Gemeindebereich konzentriert und somit eine flächendeckende Betrachtung sinnvoller erscheint. Weder in der Bestands- noch in der Potenzialanalyse würde der Ausschluss einzelner Bereiche eine spürbare Arbeitsersparnis bringen, da die erforderlichen Daten ohnehin für sämtliche Gebäude erhoben werden.

[1] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (2025): Kurzgutachten. Eignungsprüfung für die kommunale Wärmeplanung. Murnau a. Staffelsee.

Zudem empfiehlt der Handlungsleitfaden Kommunale Wärmeplanung des KWW[2], in der Eignungsprüfung konservativ vorzugehen und vorzugsweise den vollständigen Wärmeplanungsprozess anzuwenden.

Daher wird für den Markt Murnau auf die Definition von Teilgebieten und eine verkürzte Wärmeplanung verzichtet.

[2] Ortner et al. (2024): Leitfaden Wärmeplanung. Empfehlungen zur methodischen Vorgehensweise für Kommunen und andere Planungsverantwortliche. Hg. v. ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, Öko-Institut e.V., IER Stuttgart, adelphi consult GmbH, Becker Büttner Held PartGmbB, Prognos AG, et al.

3. Bestandsanalyse

Im folgenden Kapitel erfolgt eine Beschreibung des aktuellen Stands der Wärmeversorgung des Markts Murnau am Staffelsee. Der bestehende Wärmeverbrauch und die Anlagen zur Energieerzeugung werden dargestellt.

3.1 Räumliche Darstellung des Untersuchungsgebietes

Der Markt Murnau am Staffelsee ist Teil des Landkreises Garmisch-Partenkirchen und befindet sich ca. 70 km südlich von München. Das Projektgebiet umfasst eine Fläche von ca. 38 km^2. In der Kommune leben derzeit 11.946 Einwohnende (Stand 01.06.2025).[3] Die Nutzungsart der Bodenfläche ist verteilt auf Siedlungs- und Verkehrsfläche (15,5 %), Land- und Forstwirtschaft (78,0%) sowie Gewässer (6,5 %).[4]

Der Markt Murnau hat zwölf Gemeindeteile. Murnau am Staffelsee ist der Hauptort, die einzige weitere größere Siedlung ist Westried. Der Siedlungsbereich der Gemeinde Seehausen am Staffelsee grenzt direkt an Murnau an.

[3] Gemeindeverzeichnis des gemeinsamen Statistikportals der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder (Stand: 01.06.2025).

[4] Bayerisches Landesamt für Statistik (2024): Statistik kommunal 2024. Markt Murnau a.Staffelsee. 09 180 124. Eine Auswahl wichtiger statistischer Daten.

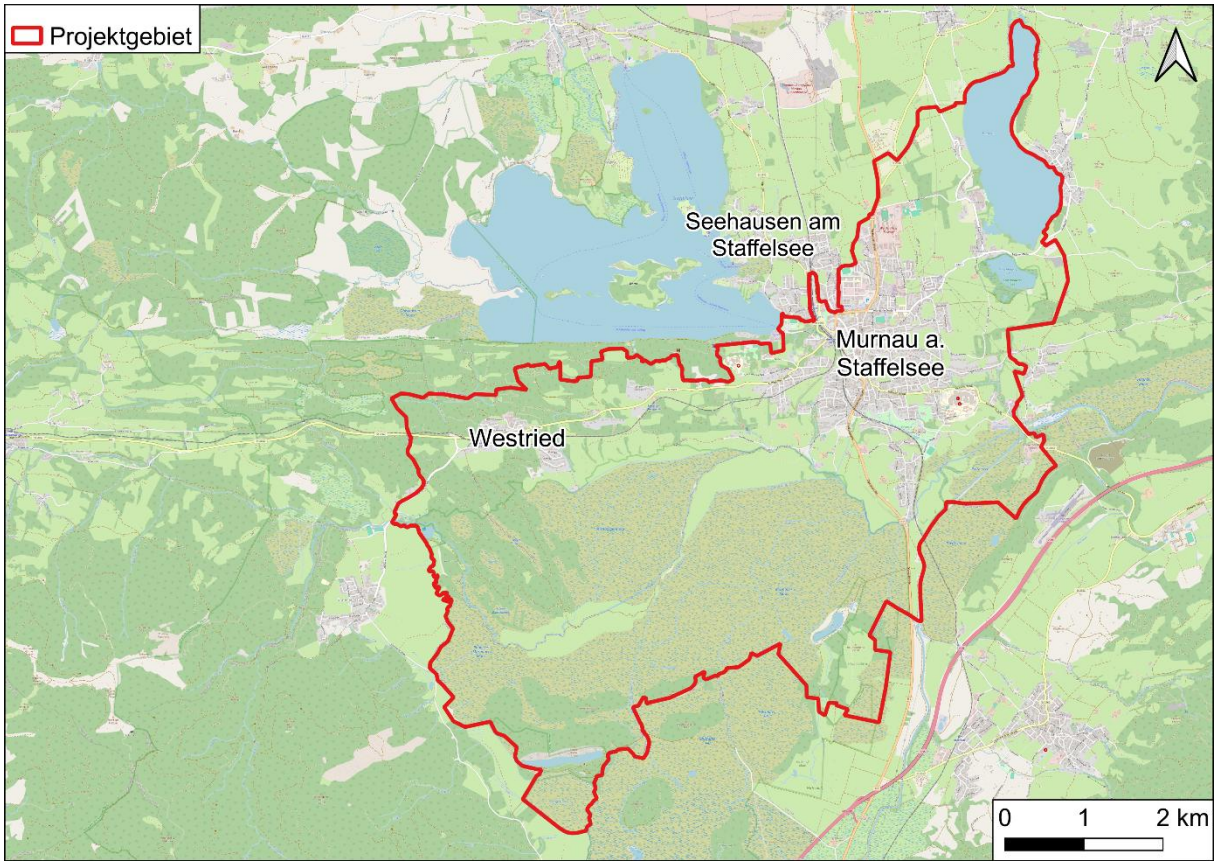


Abbildung 1: Karte des Projektgebiets

Im direkten Zusammenhang mit der Bevölkerungszahl steht der Gebäudebestand (vgl. Tabelle 1), der den Wärmebedarf und dessen räumliche Verteilung wesentlich beeinflusst. Die Anzahl der Haushalte ergibt sich dabei über die Anzahl der Wohnungen in Wohn- und Nichtwohngebäuden.

Tabelle 1: Bestand Wohngebäude und Haushalte in Murnau (Stand: 2023)
Datenquelle: www.statistik.bayern.de

Wohngebäude	Haushalte	Einwohner/Haushalt
2.826	6.413	1,86

Nichtwohngebäude definieren Gebäude, die überwiegend für Nichtwohnzwecke, wie Bürogebäude, Verwaltungsgebäude, Hotels etc., bestimmt sind[5]. Die Wohnfläche der Wohnungen in Wohn- und Nichtwohngebäuden beträgt gemäß www.statistik.bayern.de in Murnau zum Ende des Jahres 2023 600.149 m², was einer durchschnittlichen Wohnfläche von 93,6 m² je Wohnung entspricht.

[5] Destatis: Nichtwohngebäude. www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Bauen/Glossar/nicht-wohngebaeude (letzter Zugriff: 13.10.2025).

3.2 Energieinfrastruktur

3.2.1 Energie- und Versorgungsinfrastruktur

3.2.1.1 Stromversorgung

Die Oberland Stromnetz GmbH & Co. KG vereint die Stromnetze von Murnau und weiteren Gemeinden als neuer Eigentümer in einer Gesellschaft und verpachtet diese an die Bayernwerk AG.

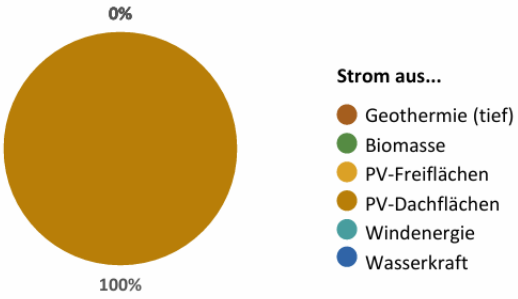
Der Steckbrief des Energie-Atlas Bayern liefert einen Überblick über den Stand der erneuerbaren Energieversorgung im Gemeindegebiet. Für den Markt Murnau wurde dabei ein Stromverbrauch von 50.184 MWh/a berechnet. Mit nur 7 % ist der selbst erzeugte Anteil am Stromverbrauch gering – allerdings muss bedacht werden, dass der Eigenverbrauch hier nicht mit abgebildet wird.

ENERGIE-ATLAS BAYERN

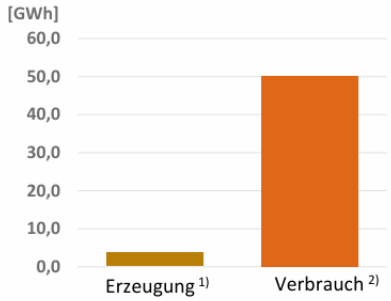
Bayerische Staatsregierung

Gemeinde	Murnau a.Staffelsee	Steckbrief Stromdaten 2025
Einwohner:	11.918	**Datenstand: 31.12.2023**
Fläche:	3.810 ha	
Stromverbrauch: (berechneter Wert)	50.184 MWh/a	

Anteile der Energieträger an der Stromerzeugung [1] aus allen EE



Stromerzeugung und -verbrauch [2]



Energieträger	Anzahl Anlagen	Installierte Leistung [MW]	Stromerzeugung [1] [MWh]	Stromerzeugung [1] [%]	Potenzial Strom [MWh] [3]	Anteil am Stromverbrauch [%] [2]
Wasserkraft	1	0,0	0	0,0	0	
Windenergie	0	0,0	0	0,0	0	0
PV-Dachflächen	588	6,5	3.586	100,0	51.843	7,1
PV-Freiflächen	2	0,0	0	0,0	... [4]	0
Biomasse	0	0,0	0	0,0	2.282	0
Tiefe Geothermie	0	0,0	0	0,0	... [4]	0
gesamt (erneuerbar)	**591**	**7**	**3.586**	**100**	**54.125**	**7**

1) Stromerzeugung: nur Netzeinspeisung
2) Stromverbrauch berechnet. Informationen zur Berechnung: Mischpult Strom – Informationen zu den Rahmendaten (PDF)
3) Informationen zur Berechnung des Stromerzeugungspotenzials: Energie-Atlas Bayern – Mischpult Strom (PDF)
4) Die Potenziale werden derzeit neu berechnet.

Abbildung 2: Steckbrief der Stromdaten
Quelle: Energie-Atlas Bayern

3.2.1.2 Gasnetze

Abbildung 3 zeigt das bestehende Gasnetz im Markt Murnau. Die Oberland Gasnetz GmbH & Co. KG vereint die Gasnetze von Murnau und Seehausen als Eigentümer in einer eigenständigen Gesellschaft und verpachtet diese an die Energienetze Bayern (ENB). Die ENB betreibt in Murnau ein flächenmäßig gut ausgebautes Erdgasnetz mit etwa 1.700 Hausanschlüssen. Weiter entfernte Ortsteile wie z. B. Westried werden nicht versorgt.

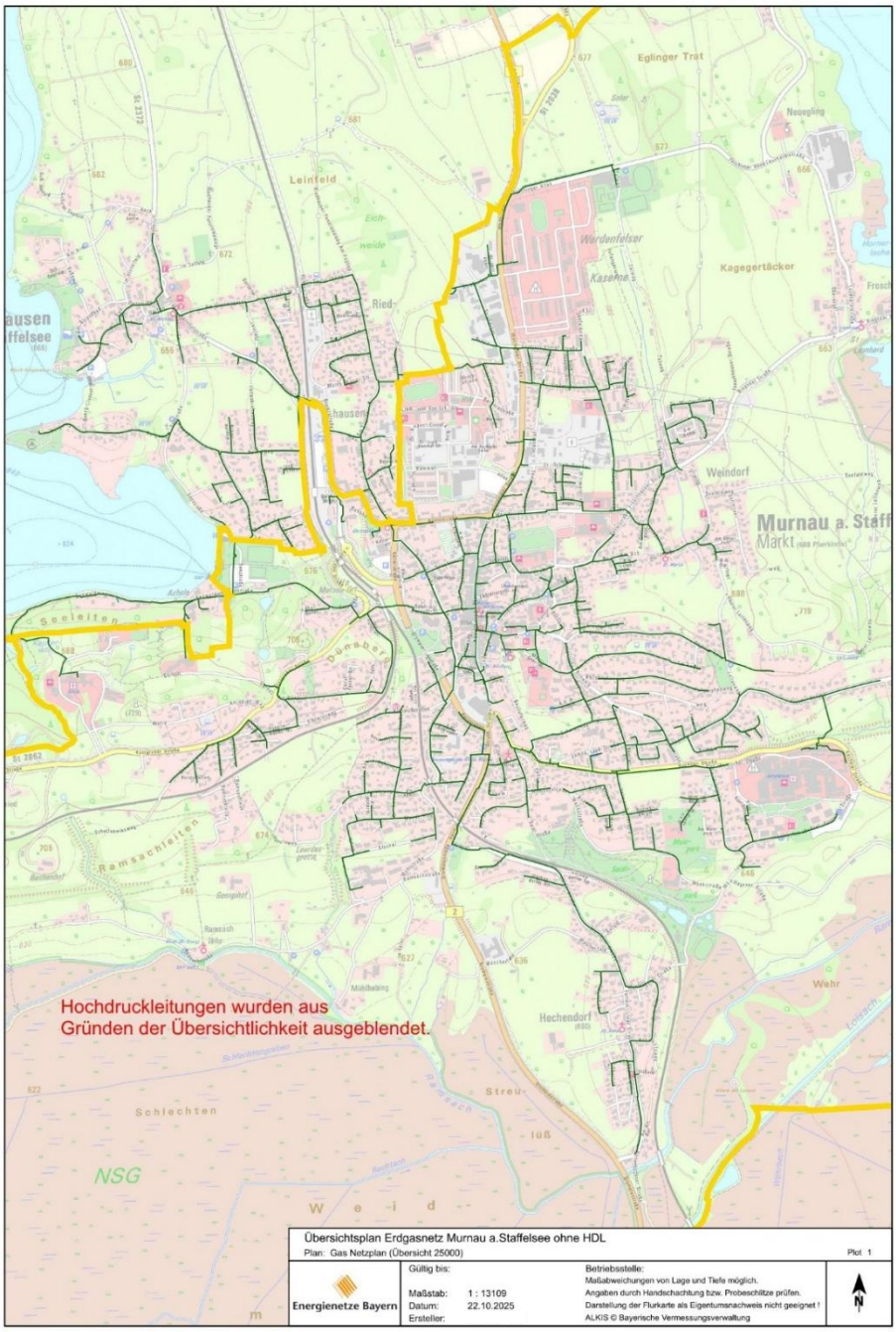


Abbildung 3: Bestehendes Gasnetz in Murnau (Stand: Oktober 2025)
Quelle: Energienetze Bayern

Die ENB wurden im Rahmen der Wärmeplanung beteiligt. Laut Aussage der ENB ist derzeit weder ein deutlicher Rückgang der Kundenzahlen noch eine deutliche Reduzierung der Verbrauchsmengen von Gas erkennbar, deswegen und auch aufgrund der aktuell noch bestehenden Versorgungspflicht gibt es derzeit keine konkreten Pläne das Netz oder Teile davon stillzulegen. Anstehende Gesetzesänderungen könnten die tatsächliche Umstellung der Netze beeinflussen (z. B. im Hinblick auf die Stilllegung der Gasnetze), aktuell ist dies aber noch nicht absehbar. Auch die Kostenentwicklung der Gasversorgung (CO_2-Preis, Netzentgelte) ist ein Unsicherheitsfaktor.

Aus Sicht der ENB wird aktuell davon ausgegangen, dass auch bei einem Ausbau eines Wärmenetzes ein Weiterbetrieb des Gasnetzes in für das Wärmenetz unwirtschaftlichen Bereichen notwendig sein wird. Laut ENB wird Gas weiterhin häufig als redundante Energiequelle eingesetzt (z. B. für die Abdeckung von Spitzenlasten oder auch in Kraftwärmekopplungsanlagen). In Murnau betrifft dies z. B. die Heizzentrale des Seniorenwohnheims in Garhöll.

Die ENB hat eine flächendeckende Bewertung des Gasnetzes auf dessen Wasserstofftauglichkeit durchgeführt. Auch das Netz des Markts Murnau ist grundsätzlich für eine Umstellung auf 100 % Wasserstoff geeignet. Eine dezidierte Betrachtung des Vorgehens für eine technische Umstellung wurde bisher aufgrund des zeitlichen Horizontes noch nicht durchgeführt. Eine Beimischung von Wasserstoff bzw. Biogas ist laut ENB zu geringen Anteilen bereits jetzt möglich.

Im ersten Schritt treibt die ENB derzeit die Planung für eine Umstellung auf Wasserstoff in den Gebieten voran, die in unmittelbarer Nähe zum Kernnetz liegen. Schrittweise werden dann weitere Teilnetze realisiert. Die jeweiligen Planungen für Umstellzeitpunkte hängen unter anderem von der Verfügbarkeit von Wasserstoff und der Nachfrage bei Groß- und Industriekunden ab.

Die Kosten für eine Umstellung der Netzinfrastruktur auf Wasserstoff sind im Vergleich zum Aufbau neuer Infrastrukturen laut ENB als überschaubar zu bewerten. Auch die Umstellungskosten für den Endkunden seien vergleichsweise gering, da seit kurzem Endgeräte (Brennwertkessel) am Markt verfügbar sind, die jederzeit sehr kostengünstig von Erdgas auf Wasserstoff umgerüstet werden können. Allerdings kann zum jetzigen Zeitpunkt noch keine belastbare Aussage zum möglichen Preis von Wasserstoff getroffen werden.

Neben einer Umstellung auf Wasserstoff besteht zudem auch die Möglichkeit einer Dekarbonisierung des Gasnetzes mittels Biogas. Aktuell gibt es eine Vielzahl von Anfragen von Anlagenbetreibern, die eine Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz planen. Die bereits heute ins ENB-Netz eingespeisten Mengen seien ausreichend, um die aktuellen gesetzlichen Anforderungen nach dem Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) (10 % Biotreppe ab 2029, 1 % Grüngasquote für Haushaltskunden) zu erfüllen.

Laut ENB sind auch Hybridheizungen zukünftig eine Lösungsmöglichkeit. Eine Hybridheizung kombiniert einen Gaskessel mit einer Wärmepumpe (oder Solarthermie), wobei die Wärmepumpe den Großteil der Wärme effizient erzeugt und der Gaskessel nur an sehr kalten Tagen oder bei Spitzenlast einspringt. So lassen sich Investitionskosten senken und bestehende Gasnetze weiternutzen, während gleichzeitig Emissionen und Verbrauch reduziert werden.

3.2.1.3 Wärmenetze

Im Marktgebiet Murnau existieren bereits zwei unabhängig voneinander funktionierende Wärmenetze. Das deutlich größere Fernwärmenetz versorgt die Gebäude im Kemmelareal sowie das Stadtzentrum und endet aktuell am südlichen Teil der Fußgängerzone im Bereich des Rathauses. Im nördlichen Bereich geht dieses Netz zum Teil auch in die Nachbargemeinde Seehausen über. Die Energiezentrale dafür befindet sich ebenfalls auf dem Kemmelgelände und beinhaltet drei fossile Gaskessel (2x 2.500 kW, 1x 1.350 kW), einen Biomassekessel (900 kW), sowie ein kleineres BHKW (50 kW_{el}/ 80 kW_{th}). Im James-Loeb-Haus sind außerdem zwei Kessel aus dem Jahr 1982 mit je 400 kW installiert. Diese dienen als Reservekessel und können bei Bedarf ebenfalls in das Fernwärmenetz einspeisen.

Das zweite deutlich kleinere Fernwärmenetz versorgt hauptsächlich die Emanuel-von-Seidl-Schule (EvS) und das alte Krankenhaus (Innovationsquartier) sowie einzelne Einfamilien- und Reihenhäuser, die auf der Verbindungsleitung dazwischen liegen. Die Energiezentrale befindet sich direkt in der EvS und besteht aus einem Biomassekessel (300 kW) und einem Gaskessel (370 kW). Der Holzkessel deckt 85 % der Jahresheizleistung ab.

Insgesamt werden aktuell ca. 9.000 MWh Wärme pro Jahr bereitgestellt.

Beide Netze sind in der folgenden Abbildung dargestellt:

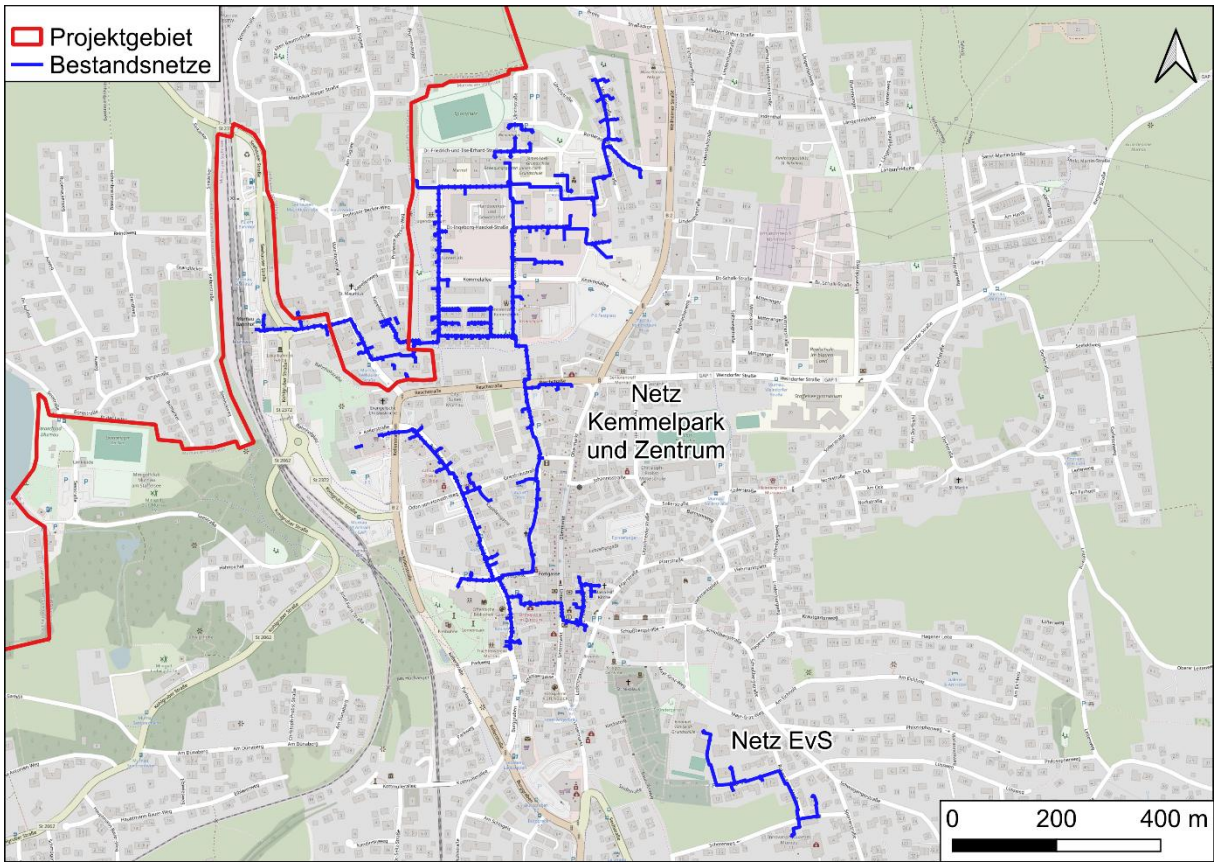


Abbildung 4: Bestandsnetze in Murnau
Datenquelle: Gemeindewerke Murnau

Der Markt Murnau bzw. die Gemeindewerke Murnau als verantwortlicher Fernwärmeversorger befassen sich gerade mit einem möglichen weiteren Ausbau des Fernwärmenetzes. Als Wärmequelle für die dafür notwendige neue Energiezentrale soll ein möglichst hoher Anteil an regenerativer Energie zum Einsatz kommen.

3.2.2 Wärmeerzeugung und erneuerbare Energiequellen im Bestand

3.2.2.1 Biomasse

Neben den im vorigen Kapitel beschriebenen Biomassekesseln des Wärmenetzes sind in Murnau laut Marktstammdatenregister zwei weitere BHKWs in Betrieb, die auf Basis von Biomasse laufen. Diese gehören zur Kläranlage und nutzen das beim Faulprozess entstehende Methangas zur Strom- und Wärmeerzeugung. Die elektrische Leistung der BHKWs beträgt jeweils 50 kW, was eine Jahreserzeugung von über 500.000 kWh/a Strom ergibt. Die thermische Leistung beträgt jeweils 78 kW und wird in erster Linie zur Beheizung des Faulturms verwendet. Zusätzlich werden die Räume der Kläranlage, zwei Wohnhäuser und die Klärschlammtrocknung mit Wärme versorgt.[6]

3.2.2.2 Tiefengeothermie

Im Marktgebiet Murnau gibt es keine Anlagen für Strom- oder Wärmeerzeugung mittels Tiefengeothermie.

3.2.2.3 BHKW-Anlagen

Laut Marktstammdatenregister befinden sich im Markt Murnau 16 Blockheizkraftwerke. Alle Anlagen nutzen als Energieträger Erdgas für die Strom- und Wärmeerzeugung.

Tabelle 2: Im Projektgebiet bestehende KWK-Anlagen
Quelle: Marktstammdatenregister

Anlage	P_{el} [kW]	P_{th} [kW]	Einspeisungsart	Inbetriebnahme
BHKW	140	140	Voll	2014
KWK Murnau1	5,54	23	Teil	2021
K41-BHKW	5,5	14,7	Teil	2022
A-TRON BHKW E20/43	20	42	Teil	2022
BHKW-B285463	50	100,2	Teil	2018
BHKW-Dachs	5,5	10	Voll	2002
Sportheim	21	21	Teil	2014
Dachs G5.5	5,5	14,7	Teil	2010
BHKW	4,7	12,5	Teil	2011
BHKW	10	20	Teil	2013

[6] Gemeindewerke Murnau: Über Energie. https://www.gw-murnau.de/energie/ (letzter Zugriff: 20.02.2026).

SSG Murnau	50	81	Teil	2013
BHKW Murnau	99	167	Teil	2017
BHKW	1	1	Teil	2012
BHKW James-Loeb-Haus	50	83	Teil	2018
BHKW Dr.-Friedrich-und Ilse-Erhard-Straße	50	79	Teil	2018
BHKW	1.180	1.700	Teil	1999

Akkumuliert ergibt sich eine thermische Leistung von ca. P_{th}=2.509 kW.

Zusätzlich sind die in Kapitel 3.2.1.2 beschriebenen Biomasseanlagen vorhanden.

3.2.2.4 Wärmepumpen & Stromheizungen

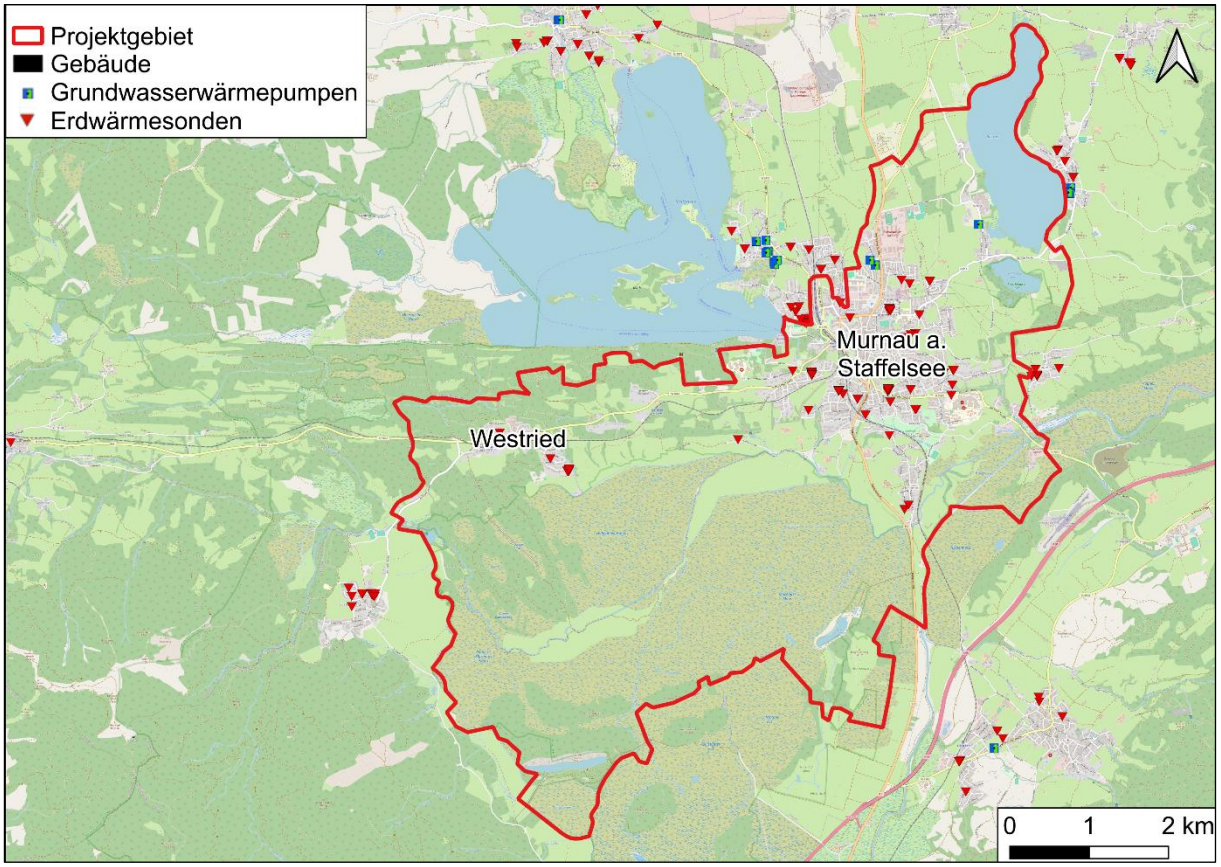


Abbildung 5: Erdwärmesonden und Grundwasserwärmepumpen im Bestand
Datenquelle: Bayerisches Landesamt für Umwelt

Im Kartenausschnitt des Energie-Atlas Bayern in Abbildung 5 sind alle installierten Erdwärmesonden und Anlagen für Grundwasserwärmenutzung visualisiert. Die roten Dreiecke sind dabei die Erdwärmesonden, die blau-grünen Symbole stehen für Grundwasserwärmepumpen.

Der Markt konnte zudem Netzabsatz-Daten für die Jahre 2021 bis 2023 zur Verfügung stellen. Zum Jahresende 2023 gab es in Murnau 196 Speicherheizungen und 181 Wärmepumpen. Die zugehörigen Daten der Anlagen sind der Tabelle 3 zu entnehmen.

Tabelle 3: Abgerechnete Anlagen und Absatzmengen 2021 bis 2023

	2021		2022		2023	
	Abger. Anlagen	**Absatz-menge [kWh]**	**Abger. Anlagen**	**Absatz-menge [kWh]**	**Abger. Anlagen**	**Absatz-menge [kWh]**
Speicher-heizung	204	1.458.417	200	1.247.938	196	1.178.968
Wärme-pumpen	174	1.197.512	180	1.006.625	181	924.468
Summe	378	2.655.929	380	2.254.563	377	2.103.436

Während die Zahl der Speicherheizungen rückläufig ist, nahm die Zahl der Wärmepumpen leicht zu. Da nicht jede Wärmepumpe mit einem Wärmepumpentarif betrieben wird und nicht jede Stromdirektheizung eine Speicherheizung mit entsprechendem Tarif ist, kann die tatsächliche Anzahl an Wärmepumpen bzw. Stromdirektheizungen höher ausfallen.

3.2.2.5 Solaranlagen

Laut Marktstammdatenregister befinden sich 848 PV-Stromerzeuger im Markt Murnau (Stand: 30.09.2025). Diese umfassen eine Nettonennleistung von 7.953 kWp. Entsprechend der Vorgaben des Energie-Atlas Bayern wird mit ca. 1.000 Volllaststunden gerechnet, was eine jährliche Stromproduktion von ca. 7.953 MWh ergibt. Bei einer Einwohnerzahl von 11.946 Personen resultieren daraus ca. 666 kWh/Einwohner.

Abbildung 6 demonstriert die jährlichen Neuinstallationen von PV-Anlagen in Murnau. Zu sehen ist, dass der Zubau an PV-Anlagen erst in den letzten Jahren deutlich zugenommen hat. Die installierte Leistung hat sich von 2023 bis 2025 fast verdoppelt.

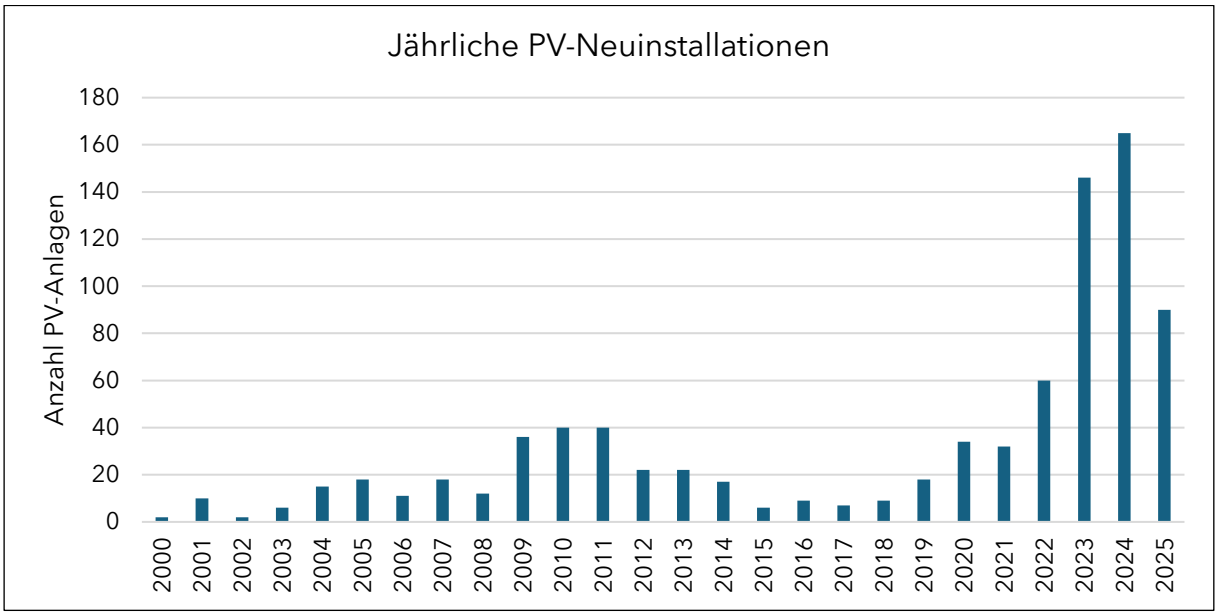


Abbildung 6: Anzahl jährlicher PV-Neuinstallationen
Datenquelle: Marktstammdatenregister

Abbildung 7 verdeutlicht die Entwicklung des Anlagenbestandes über die letzten Jahre hinweg.

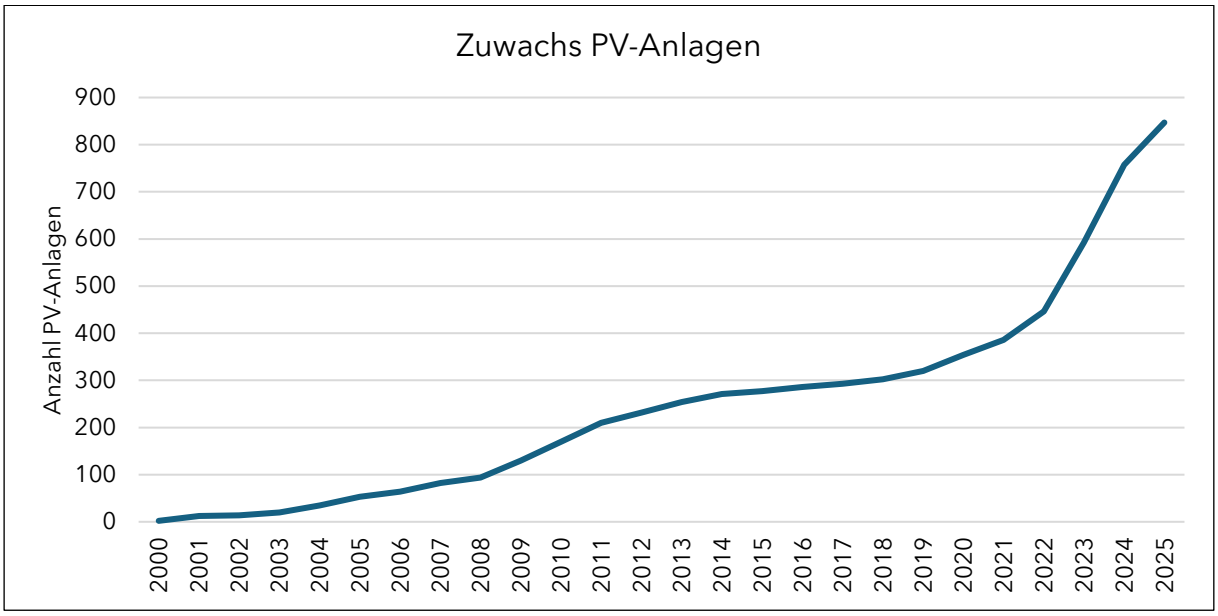


Abbildung 7: Kumulierte Anzahl PV-Anlagen
Datenquelle: Marktstammdatenregister

Oft verfügen PV-Anlagenbetreiber über Speichervorrichtungen. Insgesamt gibt es gemäß Marktstammdatenregister 301 Speichermöglichkeiten in Betrieb. Daraus ergibt sich eine speicherbare Nettonennleistung von etwa 1.749 kW (Stand: 30.09.2025).

Neben den PV-Dachflächen-Anlagen existiert in Murnau laut Energie-Atlas Bayern eine PV-Freiflächen-Anlage nördlich des Tennisheims mit einer Leistung von 114 kWp. Mitte 2025 wurde der

Bebauungsplan „Sondergebiet Ramsachstraße“ beschlossen, der ebenfalls eine Fläche für eine PV-Anlage ausweist.[7]

Laut Energie-Atlas Bayern wurden im Jahr 2023 etwa 3.586 MWh Strom durch PV ins Netz eingespeist, was 7,1 % des Stromverbrauches entspricht (ohne Berücksichtigung Eigenverbrauch).

Gemäß Solaratlas befinden sich im Markt Murnau 160 Solarthermie-Anlagen, mit einer Kollektorfläche von insgesamt ca. 5.367 m² (Stand: 2022). Die Anlagen werden entweder zur Trinkwarmwasserbereitung oder zur teilsolaren Heizungsunterstützung eingesetzt. Bei einer Erzeugungsleistung von ca. 400 kWh/(m²*a) werden somit jährlich ca. 2.146 MWh Wärme erzeugt.

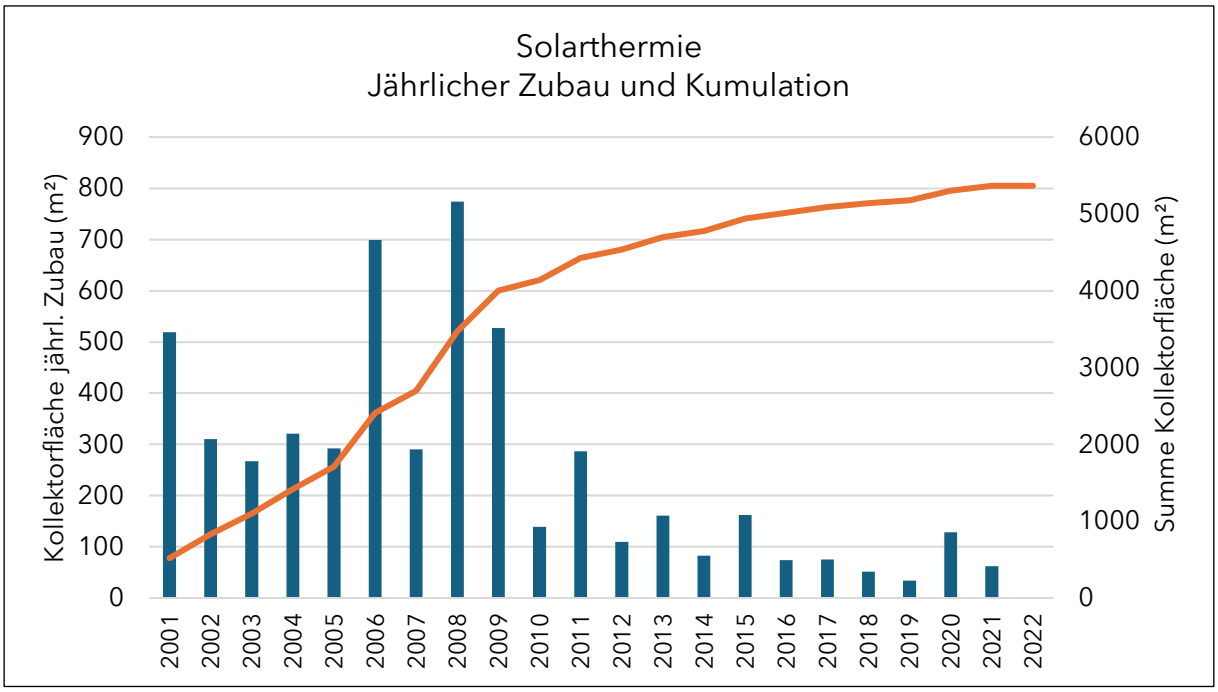


Abbildung 8: Solarthermie jährlicher Zubau und Kumulation
Datenquelle: www.solaratlas.de

[7] Beschlussvorlage 216/2025 Markt Murnau a. Staffelsee

3.2.2.6 Wasserkraftanlagen

Die nachfolgende Abbildung 9 stellt die bestehenden Wasserkraftanlagen im und um den Markt Murnau dar.

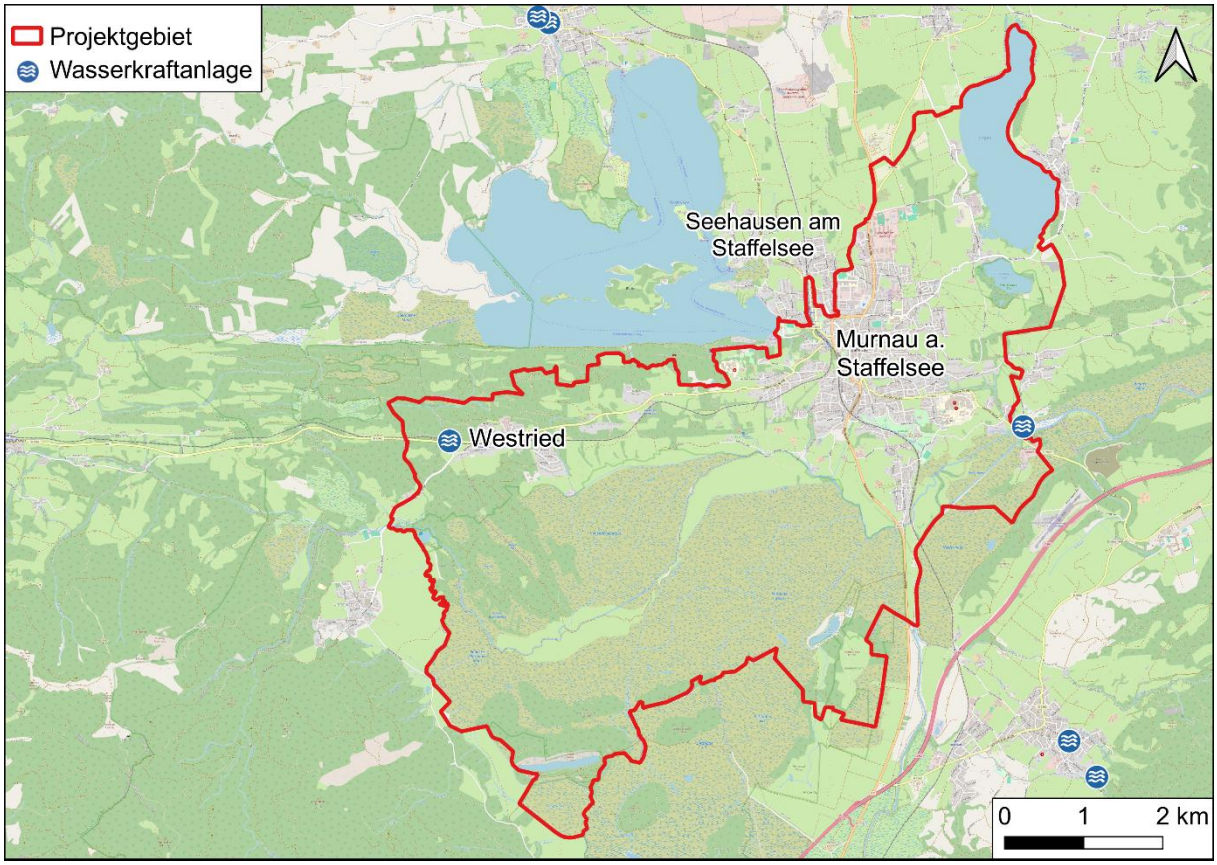


Abbildung 9: Wasserkraftanlagen Bestand
Datenquelle: Bayerisches Landesamt für Umwelt

Der Markt Murnau verfügt über eine Kleinwasserkraftanlage, das Wasserkraftwerk Westried. Die Wasserzuleitung aus den Quellen am Hörnle in Bad Kohlgrub verfügt über eine große Fallhöhe von über 110 m und eine Wassermenge von ca. 400.000 m³ jährlich, was den Einbau einer Wasserturbine zur Stromerzeugung ermöglichte. Die Einspeiseleistung liegt bei 6,4 kW. Jährlich werden ca. 55.000 kWh Strom erzeugt, die in das Netz der Bayernwerk AG eingespeist werden.[6]

Die an der Gebietsgrenze gelegene Wasserkraftanlage in Mühlhagen gehört bereits zum Gebiet der angrenzenden Gemeinde Riegsee.

3.3 Baualtersklassen

Abbildung 10 zeigt die Verteilung der Gebäude in Murnau nach Baualtersklassen. Abgebildet ist, wie viele Gebäude in den unterschiedlichen Zeitabschnitten gebaut wurden. Die Verteilung ermöglicht eine erste Einschätzung des energetischen Sanierungsbedarfs und der technischen Machbarkeit verschiedener Heiztechnologien: Ältere Gebäude (z. B. Errichtung bis 1978 bzw. vor der ersten Wärmeschutzverordnung) weisen häufig hohe spezifische Wärmeverbräuche auf und sind oft nicht oder nur unzureichend gedämmt. Diese Gebäude gelten als zentrale Zielgruppe für energetische Sanierungen und umfassende Modernisierungsmaßnahmen. Neuere Gebäude wurden in der Regel bereits unter Berücksichtigung energetischer Mindeststandards errichtet und haben meist einen niedrigeren Wärmebedarf, was ihre Effizienz für niedertemperaturfähige Heizsysteme (z. B. Wärmepumpen) erhöht.[8]

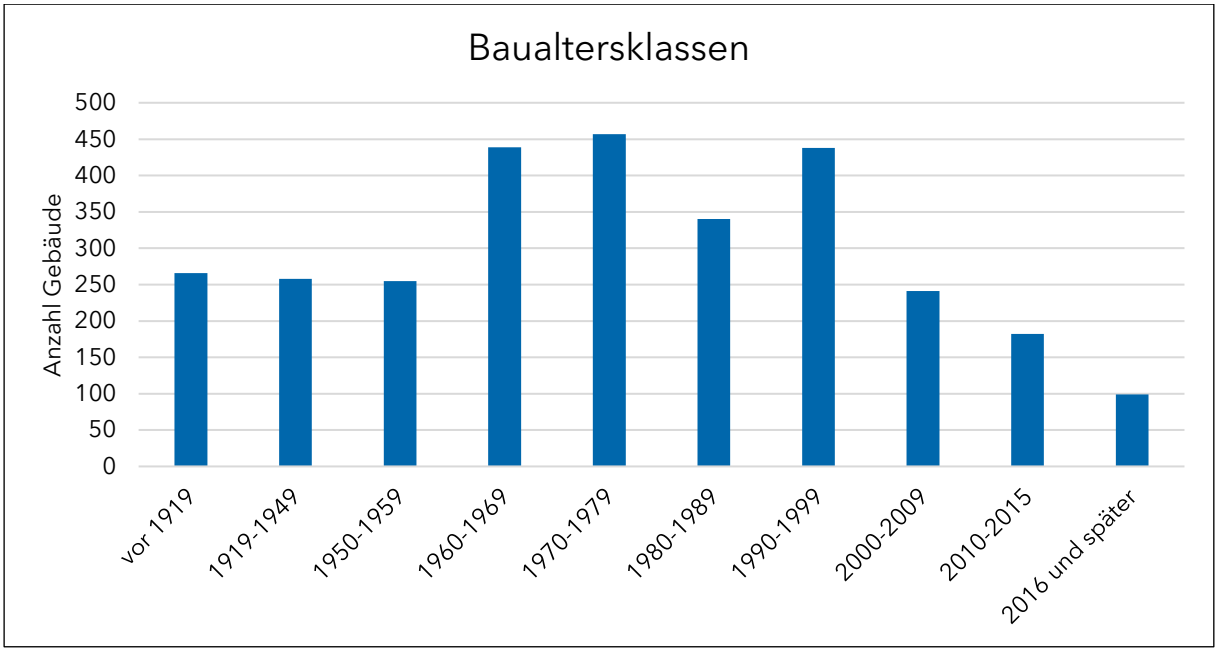


Abbildung 10: Verteilung der Gebäude mit Wohnraum nach Baujahr
Quelle: Zensus 2022

[8] Wärme Guide (GermanZero e. V. unter wissenschaftlicher Begleitung des Öko-Instituts und mit fachlicher Unterstützung des KWW). www.waermeguide.de (letzter Zugriff: 15.12.2025).

3.4 Gesamtwärmebedarf

Zur Erfassung des aktuellen Wärmebedarfs und der räumlichen Verteilung wurde ein Wärmekataster erstellt. Dieses stellt eine systematische, geografisch verortete Analyse des Wärmeverbrauchs im Markt Murnau dar und bildet die Grundlage für die strategische Wärmeplanung. Das Wärmekataster, wurde gemäß dem Leitfaden für Wärmeplanung des Kompetenzzentrums Kommunale Wärmewende (KWW) erstellt.[2]

Das Wärmekataster umfasst die gebäudescharfe Erhebung des Wärmebedarfs für Heizung und Warmwasser unter Berücksichtigung von Gebäudetyp, Baualter, Nutzung und energetischem Zustand. Dabei wurde nach den Nutzungssektoren Haushalte, Wirtschaft (GHD – Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Industrie) und öffentliche Einrichtungen differenziert.

Als Grundlage wurde das Wärmekataster des Bayerischen Landesamts für Statistik herangezogen, welches Murnau über die Securebox Wärmeplanung bereitgestellt wurde. Die Datengrundlage des Wärmekatasters basiert auf den Geodaten der Bayerischen Vermessungsverwaltung. Hierbei wird insbesondere mit einem 3D-Gebäudemodell (LoD2, Level of Detail) gearbeitet.[9]

Darüber hinaus wurde das Kataster um Realdaten aus dem Markt Murnau ergänzt. Folgende Daten wurden eingearbeitet:

- Verbrauchsdaten kommunaler Liegenschaften
- Hauptverbraucher aus den Bestandswärmenetzen
- Daten aus Abfragen/ Begehungen potenzieller Interessenten der Gemeindewerke Murnau
- Abfragen im Rahmen der Wärmeplanung bei den größten Verbrauchern

Eine weitere Plausibilisierung erfolgte durch lokale Expertise, um fehlerhafte Zuordnungen (z. B. fälschlich als beheizt oder unbeheizt ausgewiesene Gebäude) zu identifizieren und im GIS zu korrigieren.

Gemäß Wärmekataster nach den KWW-Richtlinien beträgt der kommunale Wärmebedarf des Markts Murnau derzeit ca. **127.650.000 kWh/a bzw. 127.650 MWh/a**. Dieser Wärmebedarf teilt sich auf die Sektoren folgendermaßen auf:

Private Haushalte: Aus dem Wärmekataster resultiert für den Sektor Private Haushalte ein Wärmebedarf von ca. 69.115 MWh/a. Auf die in Tabelle 1 genannten 6.413 Haushalte würde dadurch ein jährlicher Verbrauch von ca. 11 MWh pro Haushalt anfallen. Zudem ergibt sich dabei bei 11.946 Einwohnenden ein Wärmeverbrauch pro Kopf von ca. 6 MWh/a. Der Sektor Private Haushalte ist so für 54,1 % des Gesamtwärmeverbrauchs des Markts verantwortlich.

Wirtschaft: Der Wärmebedarf im Sektor Wirtschaft beträgt gemäß dem Wärmekataster ca. 54.736 MWh/a, was einem Anteil von 42,9 % am Gesamtwärmebedarf entspricht. Innerhalb dieses Sektors entfällt der größte Teil auf den Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) mit

[9] Bayerische Vermessungsverwaltung: 3D-Gebäudemodelle (LoD2). https://geodaten.bayern.de/opengeodata/OpenDataDetail.html?pn=lod2 (letzter Zugriff: 09.02.2026).

34.937 MWh/a (27,4 % des Gesamtwärmebedarfs). Auf die Industrie entfallen 4.563 MWh/a (3,6 %). Besonders relevant für Murnau ist der Gesundheitssektor mit Einrichtungen wie der BG Unfallklinik und der Klinik Hochried, der 15.236 MWh/a (11,9 %) auf sich vereint. Diese drei Teilbereiche ergeben zusammen die Werte des Wirtschaftssektors.

Öffentliche Gebäude: Aus dem Wärmekataster resultiert ein Wärmeverbrauch des öffentlichen Sektors von 3.803 MWh/a. In Murnau gehören hierzu zum Beispiel Verwaltungsgebäude oder Schulen. Die Realverbräuche der öffentlichen Gebäude wurden, wo möglich, von der Gemeinde bereitgestellt und ins Wärmekataster integriert. Der öffentliche Sektor macht einen Anteil von 3,0 % des Gesamtwärmeverbrauchs aus.

Zur besseren Übersicht lässt sich der Wärmeverbrauch der einzelnen Sektoren folgendermaßen aufgliedern.

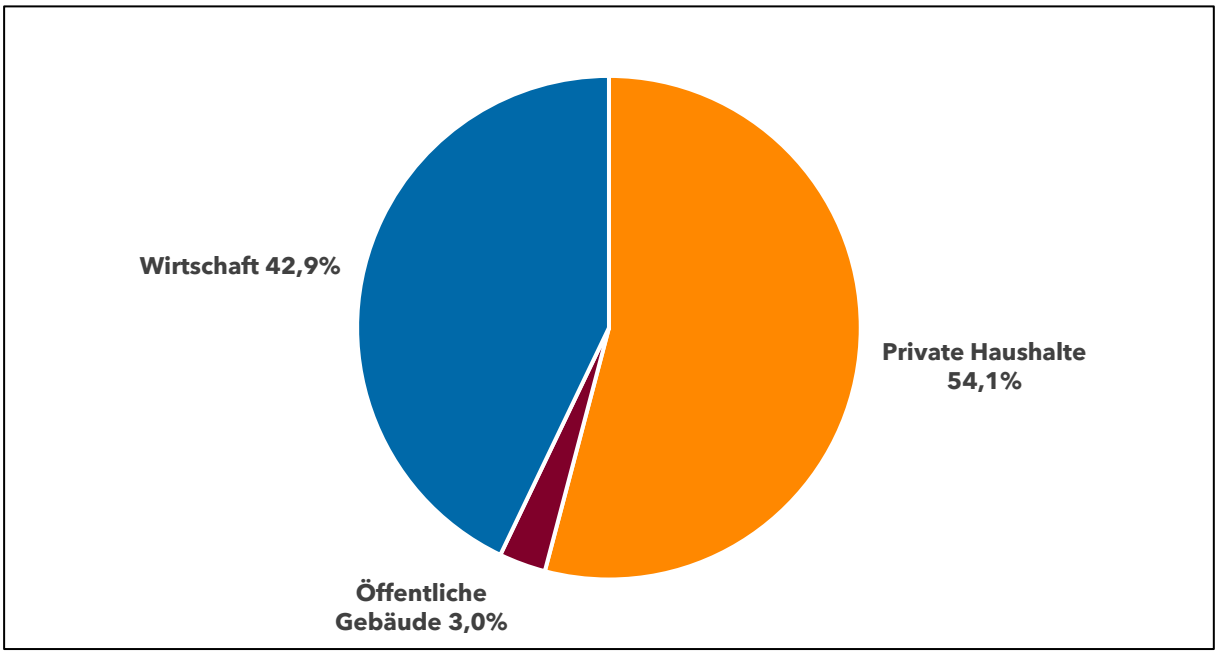


Abbildung 11: Verteilung des Wärmeverbrauchs nach Sektoren

3.5 Energie- und Treibhausgasbilanz

Die Ermittlung der Energie- und Treibhausgasbilanz basiert auf dem durch das Wärmekataster ermittelten Gesamtwärmebedarf. Zur Analyse der Energieträgerverteilung wurden die Kaminkehrdaten des Jahres 2023 als Grundlage herangezogen. Ergänzend wurden tatsächliche Verbrauchsdaten verschiedener Energieträger einbezogen: Gas (2023/24), Wärmepumpen (2023), Direktstrom-/Speicherheizungen (2023) sowie Solarthermie (2022) (siehe Kapitel 3.2).

Die unterschiedlichen Bezugsjahre sind methodisch vertretbar, da es sich bei der kommunalen Wärmeplanung nicht um eine Momentaufnahme, sondern um eine strukturelle Bestandsaufnahme handelt. Es werden jeweils die aktuellsten verfügbaren Daten verwendet. Kurzfristige jährliche Schwankungen, etwa durch Witterungseinflüsse oder außergewöhnliche Verbrauchssituationen, spielen auf der Ebene der Gesamtbilanz eine untergeordnete Rolle. Entscheidend ist vielmehr die Plausibilität und gegenseitige Konsistenz der Daten, die durch den Abgleich der verschiedenen Quellen sichergestellt wurde. So ergibt sich die in Abbildung 12 gezeigte Verteilung der Energieträger.

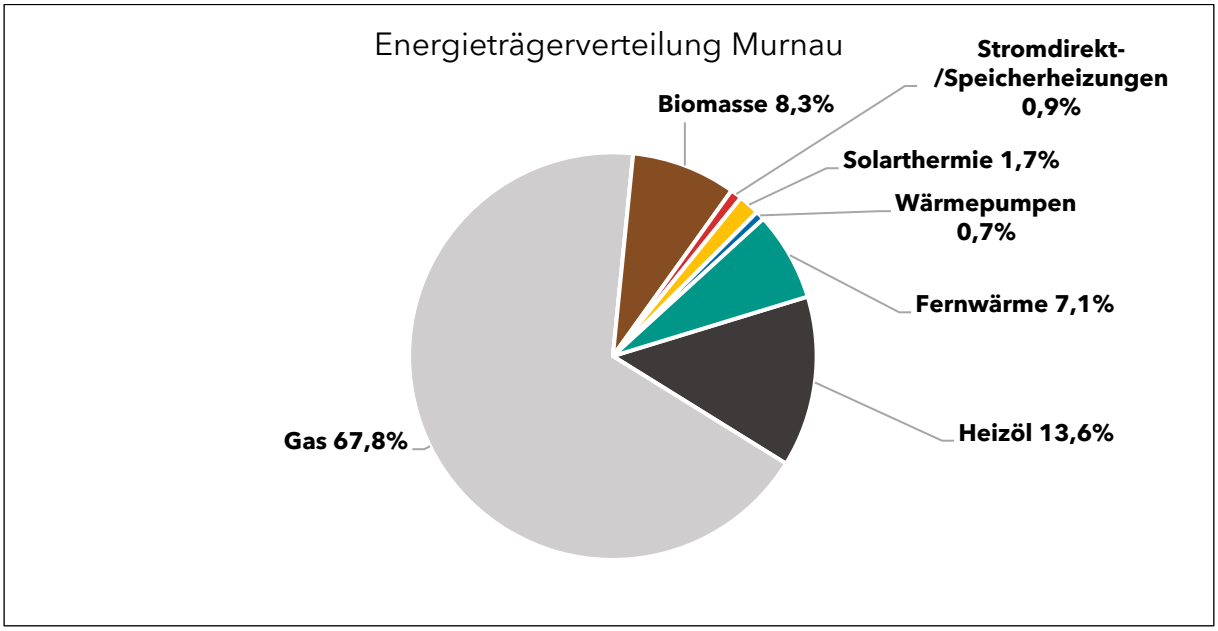


Abbildung 12: Energieträgerverteilung
Datenquelle: Kombination aus Kaminkehrdaten 2023 und tatsächlichen Verbrauchsdaten

Die Auswertung zeigt, dass Gas, Heizöl und Biomasse die dominierenden Energieträger in Murnau sind. Mit ca. 81,3 % Anteil von Gas und Heizöl ist die Wärmeversorgung in Murnau aktuell noch stark von fossilen Energieträgern geprägt. Gleichzeitig besteht durch einen steigenden Anteil erneuerbarer Heizsysteme eine gute Grundlage für eine weitere nachhaltige Entwicklung.

Auf Grundlage der zuvor dargestellten Energieträgerverteilung und des Wärmekatasters wurde die Treibhausgas-Bilanz (THG-Bilanz) für den Wärmeverbrauch des Marktes erstellt. Hierfür wurde der Gesamtwärmebedarf nach Energieträgerverteilung gemäß Kehrdaten, Marktdaten Murnau und dem Wärmekataster aufgeteilt und jeweils mit dem entsprechenden CO_2-Faktor nach dem

Technikkatalog Wärmeplanung verrechnet. Die CO_2-Emmissionsfaktoren haben sich über die Jahre deutlich verändert. Um eine gewisse Aktualität zu gewährleisten, wird die Treibhausgasbilanzierung mit den Emissionswerten des KWW-Technikkatalogs von 2025 berechnet, wiederum unter der Annahme, dass die Energieträgerverteilung in dieser Zeitspanne nahezu identisch geblieben ist. Da die Fernwärmeversorgung in Murnau durch Biomasse sowie Gas bereitgestellt wird, wurde ein entsprechend gewichteter Emissionsfaktor für die Bilanzierung verwendet. Der CO_2-Faktor für Wärmepumpen ergibt sich aus deren durchschnittlichen COP=3 und dem aktuellen Faktor für den Strom-Mix in Deutschland.

Tabelle 4: CO_2-Bilanz des Marktes Murnau (2025)

Energieträger	**Anteil**	**MWh/a je Energieträger**	**CO_2-Faktor (2025)**	**CO_2-Ausstoß [t]**
Heizöl	13,6%	17.315	0,31	5.368
Gas	67,8%	86.486	0,24	20.757
Biomasse	8,3%	10.600	0,02	212
Stromheizungen	0,9%	1.179	0,33	387
Solarthermie	1,7%	2.146	0	-
Wärmepumpen	0,7%	924	0,11	101
Fernwärme	7,1%	9.000	0,10	857
Summe	**100 %**	**127.650**		**27.681**

Die Analyse der CO_2-Bilanzierung ergibt jährliche Emissionen von insgesamt **27.681 t_{CO2}**. Abbildung 13 stellt die Aufteilung der Treibhausgasemissionen nach Energieträgern dar. Am meisten Emissionen verursacht Gas (67,8 %), darauf folgt Heizöl (13,6 %). Die restlichen Energieträger verursachen im Vergleich sehr geringe Emissionen.

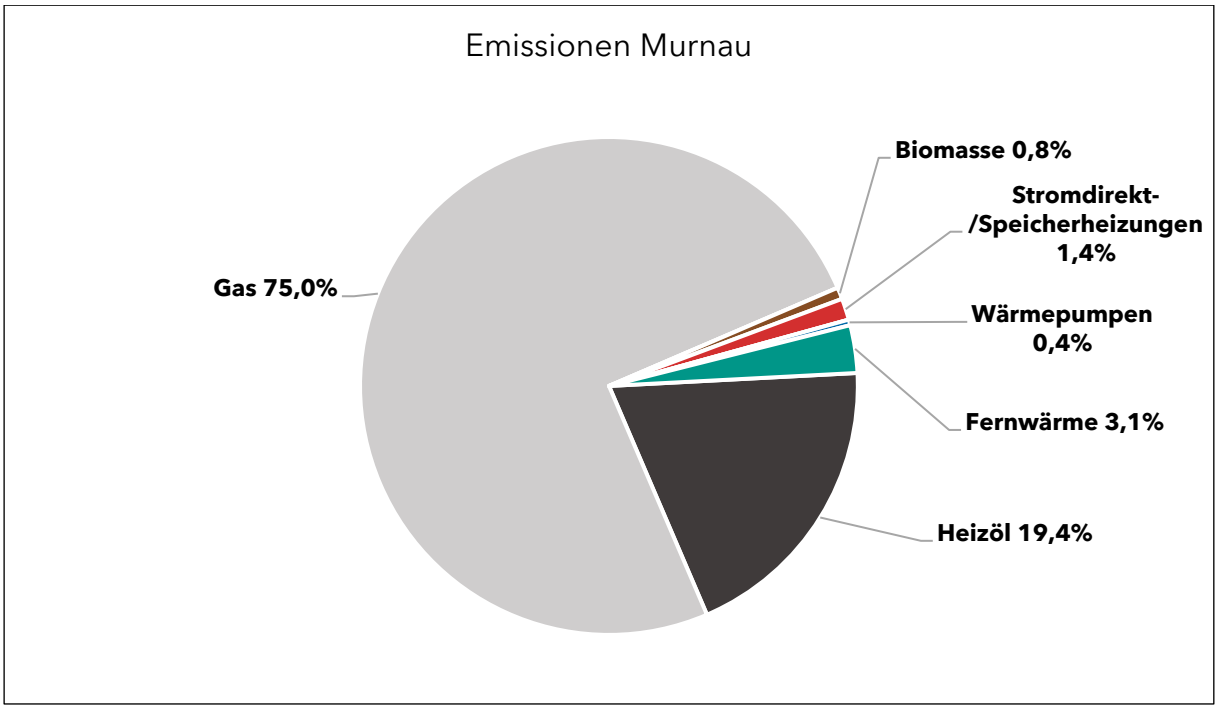


Abbildung 13: Treibhausgasemissionen
Datenquelle: Kombination aus Kaminkehrdaten 2023 und tatsächlichen Verbrauchsdaten

4. Sanierungspotenzial

Die energetische Sanierung des Gebäudebestands ist neben dem Ausbau erneuerbarer Wärmeerzeugung eine zentrale Säule der kommunalen Wärmewende. Eine Reduzierung des Wärmebedarfs durch Maßnahmen an der Gebäudehülle sowie durch den Austausch veralteter Anlagentechnik verringert nicht nur den Endenergiebedarf, sondern erleichtert zugleich die Umstellung auf erneuerbare und leitungsgebundene Wärmeversorgungssysteme, da diese in der Regel bei niedrigeren Vorlauftemperaturen effizienter betrieben werden können. Im Folgenden wird dargestellt, mit welcher Entwicklung des Wärmebedarfs im Markt Murnau im Zuge einer fortschreitenden Sanierung des Gebäudebestands bis zum Zieljahr 2045 zu rechnen ist.

4.1 Methodik und angesetzte Sanierungsraten

Grundlage der Betrachtung sind die im Technikkatalog der Kommunalen Wärmewende (KWW) hinterlegten Sanierungsraten. Gegenübergestellt werden zwei Szenarien: die Fortschreibung der aktuell im Technikkatalog ausgewiesenen Sanierungsraten sowie das ambitioniertere O45-Szenario[10], das den Sanierungspfad abbildet, der erforderlich ist, um den Gebäudebestand bis zum Zieljahr 2045 auf ein klimaneutrales Effizienzniveau zu bringen.

Für Nichtwohngebäude wird eine mittlere jährliche Bedarfsreduktion von 1,6 % (O45-Szenario) bzw. 1,0 % (Fortschreibung) angesetzt. Für Wohngebäude gilt im O45-Szenario ebenfalls eine Rate von 1,6 % pro Jahr; bei der Fortschreibung wird nach Gebäudetyp differenziert (Einfamilienhäuser 0,8 % pro Jahr, Mehrfamilienhäuser 1,0 % pro Jahr). Entsprechend dem Wärmekataster wurde für Murnau ein Verhältnis von ca. 61 % Einfamilienhäusern und 39 % Mehrfamilienhäusern angenommen. Daraus ergibt sich für Wohngebäude eine gewichtete Fortschreibungsrate von ca. 0,9 % im Jahr.

Tabelle 5: Angesetzte jährliche Sanierungsraten nach Gebäudekategorie und Szenario

Gebäudekategorie	**Fortschreibung**	**O45-Szenario**
Wohngebäude – EFH	0,8 %/a	1,6 %/a
Wohngebäude – MFH	1,0 %/a	1,6 %/a
Wohngebäude gesamt (gewichtet)	0,9 %/a	1,6 %/a
Nichtwohngebäude	1,0 %/a	1,6 %/a

[10] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI & Consentec GmbH (2024). Abrufbar unter www.langfristszenarien.de.

4.2 Ergebnisse

Auf Basis dieser Raten ergibt sich für den Gesamtwärmebedarf Murnaus (Basis 127.650 MWh/a) folgende Entwicklung bis 2045:

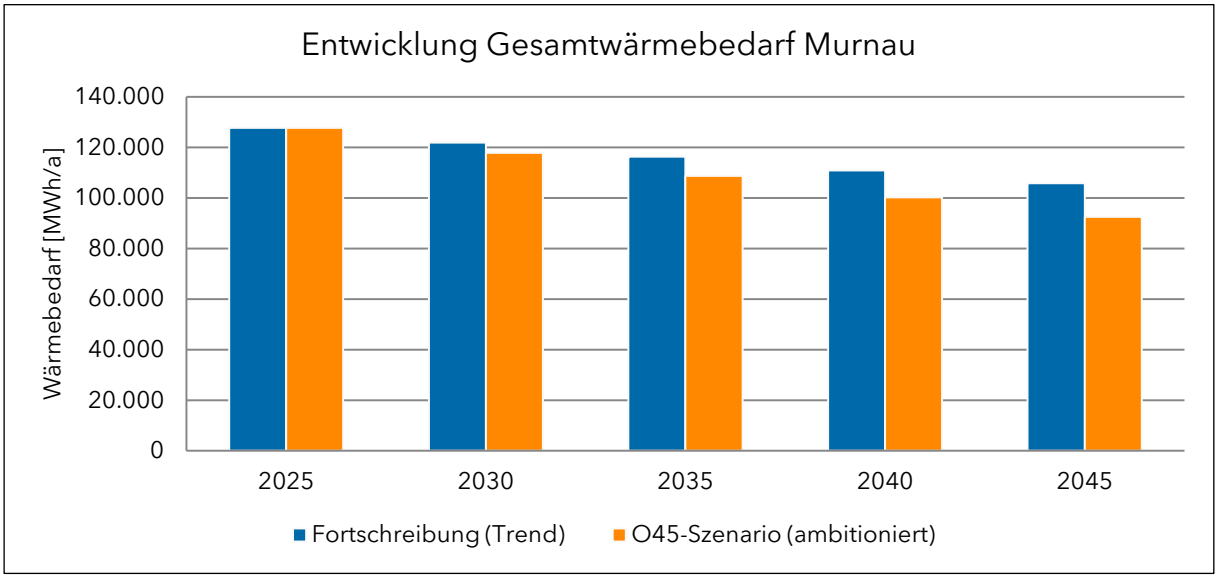


Abbildung 14: Entwicklung des Gesamtwärmebedarfs in Murnau (Fortschreibung vs. O45-Szenario)

Bei einer Fortschreibung der aktuellen Sanierungsraten sinkt der Wärmebedarf bis 2045 auf ca. 105.700 MWh/a (Rückgang von 17 % gegenüber 2025). Im O45-Szenario wird dagegen ein Rückgang auf ca. 92.500 MWh/a erreicht (Rückgang von 28 %). Die Differenz zeigt das zusätzliche Einsparpotenzial, das für die Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 erschlossen werden müsste.

Es handelt sich um modellhafte Abschätzungen auf Basis pauschaler Sanierungsraten des KWW-Technikkatalogs; die tatsächliche Entwicklung hängt u. a. von Förderrahmenbedingungen, Handwerkskapazitäten und individuellen Investitionsentscheidungen ab und sollte im Rahmen der Fortschreibung der Wärmeplanung regelmäßig überprüft werden. Hier kann die bis dahin tatsächlich vorhandene Sanierungsrate wieder mit einfließen.

Die Einsparungen sind in erster Linie mit hohem finanziellem Aufwand verbunden, der für die Sanierungsmaßnahmen aufzubringen ist. Durch den hohen Anteil der Wärme am Gesamtenergieverbrauch sollte sich in Zukunft intensiv auf die Umsetzung der Einsparpotenziale fokussiert werden. Dies ist beispielsweise durch verstärkte Informationspolitik, Öffentlichkeitsarbeit, finanzielle Förderungen und klare Vorgaben der Zielsetzungen realisierbar.

5. Potenzialanalyse erneuerbarer Energien und Abwärme

In diesem Kapitel werden ausschließlich theoretische, technisch sinnvolle Potenziale von erneuerbaren Energiequellen und Abwärme zur möglichen Wärmebereitstellung untersucht. In der Realität kommen oft noch verschiedenste Einflussfaktoren dazu, wie z.B. Politik, Schwierigkeiten mit Grundstückseigentümer usw., die das theoretische Potenzial deutlich reduzieren können. In diesem Konzept können solche Faktoren nur teilweise berücksichtigt werden.

5.1 Abwärme

Die Plattform für Abwärme der BAFA[11] listet für Murnau sechs Abwärmepotenziale, die alle zur BG Unfallklinik Murnau gGmbH (BGU) gehören. Die dort angegebenen Daten sind teilweise nicht mehr aktuell bzw. beziehen sich auf Hochrechnungen. Im Rahmen der Wärmeplanung fand daher ein Austausch mit der BGU statt, in dem die Potenziale weiter konkretisiert wurden.

Im Winter (November bis April) fällt Abwärme an vier dezentralen Kälteanlagen an. Im Durchschnitt stehen so pro Monat etwa 176 MWh zur Verfügung (hochgerechnet, da keine Messdaten vorliegen). Im Sommer (Mai bis Oktober) wird die benötigte Kälte zentral in der Technikzentrale erzeugt. Dabei entstehen pro Monat rund 466 MWh Abwärme. Allerdings ist es in dieser Jahreszeit deutlich schwieriger, Abnehmer für die Überschusswärme zu finden.

Auf das gesamte Jahr betrachtet ständen durch die Abwärme der Kälteanlagen ca. 3.852 MWh zur Verfügung. Das würde immerhin fast einem Drittel des gesamten Wärmebedarfs der BGU entsprechen. Vorteil der Kälteanlagen ist, dass diese kontinuierlich betrieben werden, z. B. werden auch im Winter dauerhaft medizinische Geräte oder Rechenzentren gekühlt. Dadurch ist diese Abwärme gut nutzbar und planbar.

Zudem entsteht Abwärme im Heizhaus der BGU, wo sich zwei Heizkessel und zwei Dampferzeuger befinden. Hier besteht ein geringes Abwärmepotenzial in den Abgasen aus der Verbrennung von Gas/Öl, die über einen Kamin abgeführt werden. Das Abwärmepotenzial ist allerdings relativ gering, genaue Zahlen liegen nicht vor. Generell wäre eine Nutzung z. B. über Rauchgas-Wärmetauscher möglich, um die Wärme zurückzugewinnen, doch die Umsetzung wäre aufwendig. Zudem fällt die Abwärme bei den Heizkesseln unregelmäßiger an und wäre daher schwerer nutzbar.

Schlussendlich ist primär eine Nutzung der Abwärme durch die Kälteanlagen vorstellbar. Durch den hohen Wärmebedarf, den die BGU bereits selbst aufweist, ist tendenziell eine interne Abwärmenutzung auf dem Betriebsgelände vorstellbar.

Weitere bestehende Abwärmepotenziale anderer Betriebe gibt es in Murnau nicht.

[11] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: Plattform für Abwärme. https://elan1.bafa.bund.de/zvi-ui/pfa/abwaermepotentiale (letzter Zugriff: 15.12.2025).

5.2 Solarenergie

Die Sonnenenergie ist eine im menschlichen Maße unerschöpfliche Energiequelle. Gemäß Energie-Atlas Bayern treffen auf das Marktgebiet Murnau jährlich ca. 1.160 kWh/m² Globalstrahlung. Das würde den Wärmebedarf von Murnau in der Theorie um ein Vielfaches decken – in der Praxis ist ein Großteil dieser Energie jedoch nicht nutzbar, da die Strahlung auch z. B. auf Waldflächen, Straßen oder Wasseroberflächen trifft. Zudem ist die Umwandlung von Strahlungsenergie in thermische oder elektrische Energie immer mit Verlusten verbunden. Eine handelsübliche Photovoltaikanlage erreicht derzeit einen Gesamtwirkungsgrad von bis zu 22 %[12], je nach Modultyp. Thermische Solarkollektoren hingegen wandeln aktuell etwa die Hälfte der Strahlungsenergie in Wärme um (bis zu 500 kWh/m²)[2]. Zusätzlich fallen Systemverluste in geringem Ausmaß an.

Freiflächen-Solarthermieanlagen (FFST) und PV-Freiflächenanlagen (FFPV) unterliegen einer Vielzahl an Regelungen und Einschränkungen, die unter anderem in den Hinweisen des Bayerischen Staatsministeriums für Wohnen, Bau und Verkehr[13] aufgelistet werden. Freiflächenanlagen dürfen u. a. nicht auf Flächen von geschützten Biotopen, Wasserschutzgebieten, Überschwemmungsgebieten oder sonstigen Naturschutzgebieten gebaut werden. Geeignete Standorte sind hingegen u. a. Konversionsflächen, Altlasten(verdachts)flächen sowie Trassen entlang Autobahnen und Schienen. Damit eine FFPV förderfähig im Sinne des EEG ist, sind zusätzlich die aufgelisteten Einschränkungen im EEG 2023 § 37 zu beachten.

Im Rahmen der Wärmeplanung sind insbesondere die Potenziale für Solarthermie interessant. FFST können ein Fernwärmenetz speisen, wenn die Vorlauftemperaturen nicht zu hoch sind. Hochtemperatur-Flachkollektoren sowie Vakuumröhren-Kollektoren stellen Temperaturbereiche bis 110 °C zur Verfügung. Das bekannte Problem von Solaranlagen, dass Wärme oft nicht dann erzeugt wird, wenn sie gerade benötigt wird, kann inzwischen durch Langzeitwärmespeicher teilweise ausgeglichen werden. Jedoch reicht die Solarthermie in einem Wärmenetz meistens nicht als einzige Wärmequelle aus.

Gemäß Leitfaden Wärmeplanung[2] wurde eine minimale Fläche von 2.000 m² für die Integration von Solarthermie in einem Wärmenetz festgelegt, wozu auch Dachflächen zählen. Grundsätzlich ist eine Aufteilung der Kollektorfläche bei FFST zwar möglich, jedoch steigen damit die Investitionskosten. Die Flächen sollten eine ungestörte südliche Sonneneinstrahlung erhalten, Verschattungseffekte wurden daher wo möglich ausgeschlossen. Zudem wurden u. a. Wald- und Siedlungsflächen mit einem Puffer von 50 m exkludiert, auch Gewässer, Naturschutzgebiete etc. wurden berücksichtigt. Aus

[12] Harry Wirth, Fraunhofer ISE (2025): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. www.pv-fakten.de.

[13] Bayerisches Staatsministeriums für Wohnen, Bau und Verkehr (2021): Bau- und landesplanerische Behandlung von Freiflächen-Photovoltaikanlagen.

diesen Vorgaben lassen sich die in Abbildung 15 gezeigten Flächen als potenzielle FFST-Standorte ausweisen.

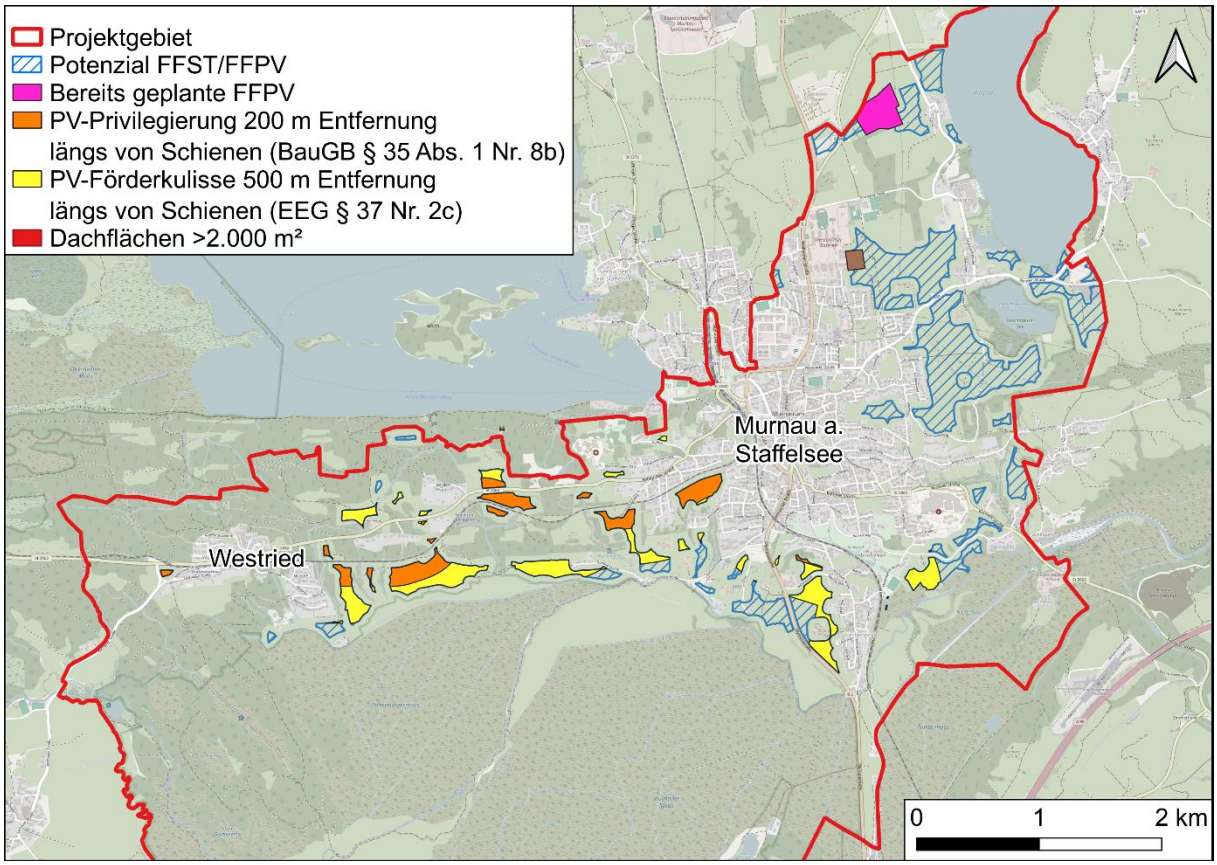


Abbildung 15: Solarpotenzialflächen
Eigene Darstellung

Die orangen und gelb markierten Flächen beschreiben die förderfähigen FFPV-Flächen. Gemäß EEG § 37 Nr. 2c sind Flächen innerhalb von 500 m Abstand zu Autobahnen und Schienenwegen EEG-vergütungsfähig nach erfolgreicher Ausschreibung. Flächen innerhalb von 200 m Abstand zu Autobahnen und Schienenwegen sind außerdem bauplanungsrechtlich privilegiert, das bedeutet, dass Vorhaben auf diesen Flächen schnellere Genehmigungen nach sich ziehen können oder sogar von der Aufstellung eines Bebauungsplans befreit sind (BauGB § 35 Abs. 1 Nr. 8b). Diese Förderflächen sind mit einem Abstand von 25 m von Bahngleis oder Autobahn entfernt und gelten als besonders sinnvoll.

Dachflächen mit einer Fläche von mehr als 2.000 m² wurden ebenfalls für FFST in Betracht genommen. Dabei wurden 13 Objekte identifiziert, die über eine Dachfläche von mehr als 2.000 m² verfügen und bisher nicht mit Solaranlagen bebaut sind. Insgesamt stehen 83.899 m² Dachfläche als Potenzial zur Verfügung, die in roter Farbe gekennzeichnet sind. Die Potenzialfläche im Markt Murnau gliedert sich nach diesen Kriterien folgendermaßen auf:

Tabelle 6: Zusammenfassung Solarpotenziale

	Potenzialfläche [m²]
FFPV/FFST-Potenzialfläche	2.072.000
Davon PV-Förderkulisse (500 m zur Schiene)	*616.000*
Davon PV-Privilegierung (200 m zur Schiene)	*230.000*
Gebäude > 2000 m²	84.000
Gesamtpotenzialfläche	**2.156.000**
-weitere Ausschlussflächen ca. 20 %	**1.725.000**

Daraus ergibt sich für Murnau eine Solarpotenzialfläche von 1.725.000 m².

Zur Berücksichtigung des wirtschaftlichen Potenzials wurden nur FFST-Flächen ausgewählt, deren Abstand zum möglichen Einspeisepunkt ins Wärmenetz maximal 1.000 m beträgt[14]. Der Handlungsleitfaden Kommunale Wärmeplanung [15] schlägt für die Kollektoren einen Flächenertrag von 400 kWh/m² vor. In der Praxis liegen die Kollektorflächenerträge in südlichen Regionen Deutschlands mittlerweile bei 450 bis 500 kWh/m²[16]. Laut Handlungsleitfaden Freiflächensolaranlagen[17] ergibt sich bei einem Verhältnis von Land- zu Kollektorfläche von 2 bis 2,5 ein Wärmeertrag von rund 200 kWh/m² Aufstellfläche (ca. 2.000 MWh/ha), da nur ein Teil der Fläche tatsächlich mit Kollektoren belegt wird. Für die Potenzialfläche von 1.725.000 m² entspricht dies für Murnau konservativ betrachtet ca. 345.000 MWh/a - bei Nutzung moderner Kollektoren mit höheren Erträgen könnte die Wärmeausbeute entsprechend deutlich steigen.

FFPV-Flächen sind unabhängig von der Netzdistanz umsetzbar. Im Markt Murnau gibt es nur wenige Flächen, die zu weit von Siedlungen entfernt und daher ausschließlich für PV geeignet wären. Diese Flächen sind jedoch aufgrund ihrer geringen Größe oder ihrer Randlage an Verwaltungsgrenzen nicht nutzbar und wurden daher ausgeschlossen. Folglich entsprechen die in Abbildung 15 dargestellten FFST-Potenzialflächen auch den FFPV-Potenzialflächen. Angenommen es werden bei FFPV pro kWp etwa 10 m² Fläche benötigt[18], ergibt sich bei ca. 950 Volllaststunden[12] ein Gesamtpotenzial von 172.500 kWp, oder ca. 164.000 MWh pro Jahr.

Im Norden des Marktgebiets befindet sich bereits eine größere Freiflächen-PV-Anlage in Planung. Diese ist in Abbildung 15 pink dargestellt.

[14] Umweltbundesamt (2021): Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung. CLIMATE CHANGE 54/2021.

[15] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (2020): Kommunale Wärmeplanung, Handlungsleitfaden.

[16] BSW-Solar (2024): Solarthermie für Wärmenetze.

[17] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (2019): Handlungsleitfaden Freiflächensolaranlagen.

[18] C.A.R.M.E.N. e.V. (2023): Leitfaden Freiflächen-Photovoltaikanlagen.

Die Kosten von Solarthermieanlagen sind sowohl von der Anlagengröße, vom Kollektortyp als auch von der Anlagenfläche abhängig. Abbildung 16 stellt die Kostenfunktion für FFST mit Vakuum-Röhren- sowie mit Flachkollektoren graphisch dar.

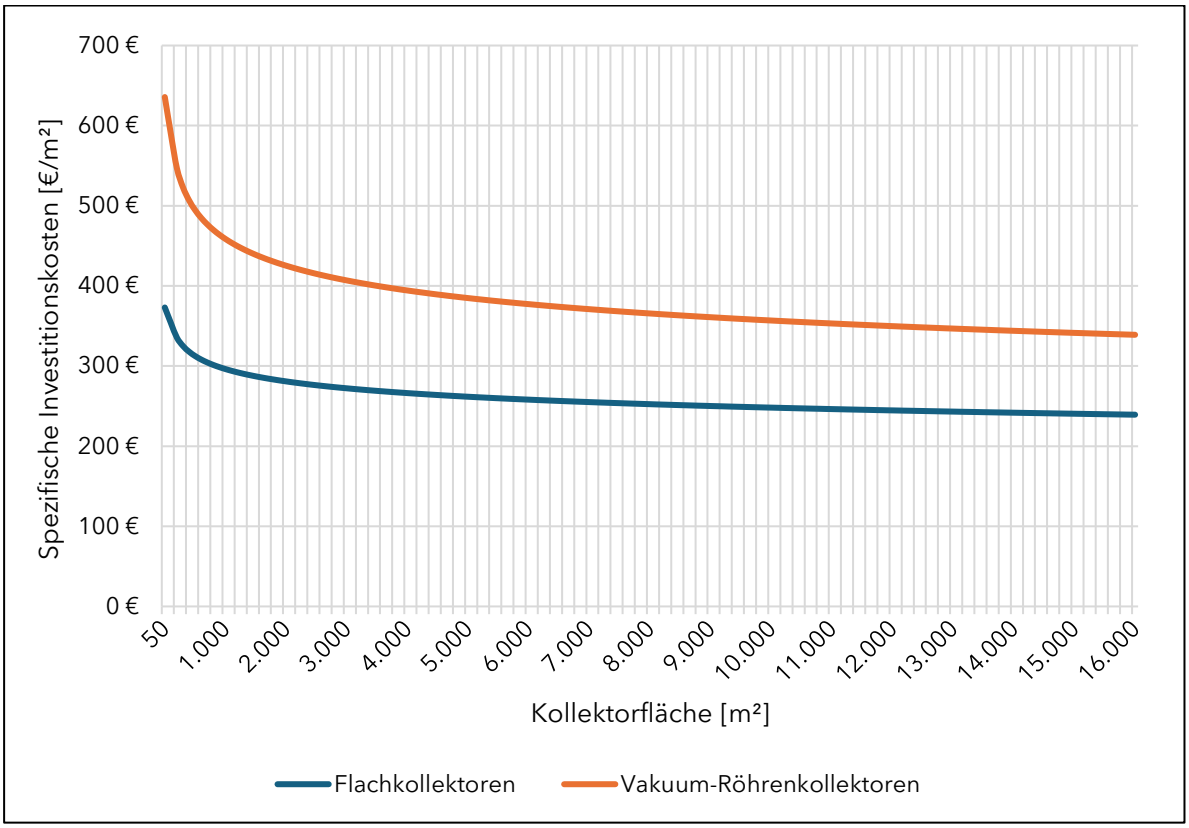


Abbildung 16:Spezifische Investitionskosten von Flachkollektoren und Vakuum-Röhrenkollektoren Quelle: KWW Technikkatalog

Die Lebensdauer sowie die Wartungs- und Instandsetzungskosten von Solarthermieanlagen werden in Tabelle 7 aufgelistet.

Tabelle 7: Nutzungsdauer und Kosten von Solarthermieanlagen gemäß VDI 2067

Kollektortyp	Wartung- und Instand-setzungskosten	Nutzungsdauer nach VDI 2067
Absorber	1,5%	18,00
Flachkollektor	1,5%	20,00
Vakuum-Röhren	1,5%	18,00

5.3 Umweltwärme

Umweltwärme ist die in Boden, Wasser oder Luft gespeicherte Wärmeenergie, die mit Wärmepumpen zur Heizung oder Warmwasserbereitung genutzt wird.

5.3.1 Oberflächennahe Geothermie

Prinzipiell wird bei der Geothermie zwischen oberflächennaher Geothermie und Tiefengeothermie unterschieden. Unter oberflächennaher Geothermie versteht man die Wärme der obersten Erdschicht auf niedrigem Temperaturniveau, die über Sonden, Brunnen oder Erdwärmekollektoren auf ein Arbeitsmedium übertragen und dann mittels Wärmepumpen auf ein höheres Temperaturniveau gehoben wird. Oberflächennahe Geothermie wird oft für die Versorgung einzelner Gebäude genutzt, jedoch sind auch größere Anlagen zur Speisung eines Wärmenetzes möglich.

Nicht jedes Grundstück ist für oberflächennahe Geothermie geeignet, häufig schränken insbesondere gewässerschutzrechtlich Gründe die Wärmenutzung ein. In den meisten Fällen ist eine Einzelfallprüfung durch die Fachbehörde erforderlich. Die folgende Karte (Abbildung 17) des Energie-Atlas Bayern zeigt die Gegebenheiten in Murnau hinsichtlich des Potenzials für Erdwärmesonden, -kollektoren und Grundwasserwärmepumpen. Im Projektgebiet sind laut Energie-Atlas Bayern derzeit keine Bohrrisiken bis 100 m Tiefe identifiziert.

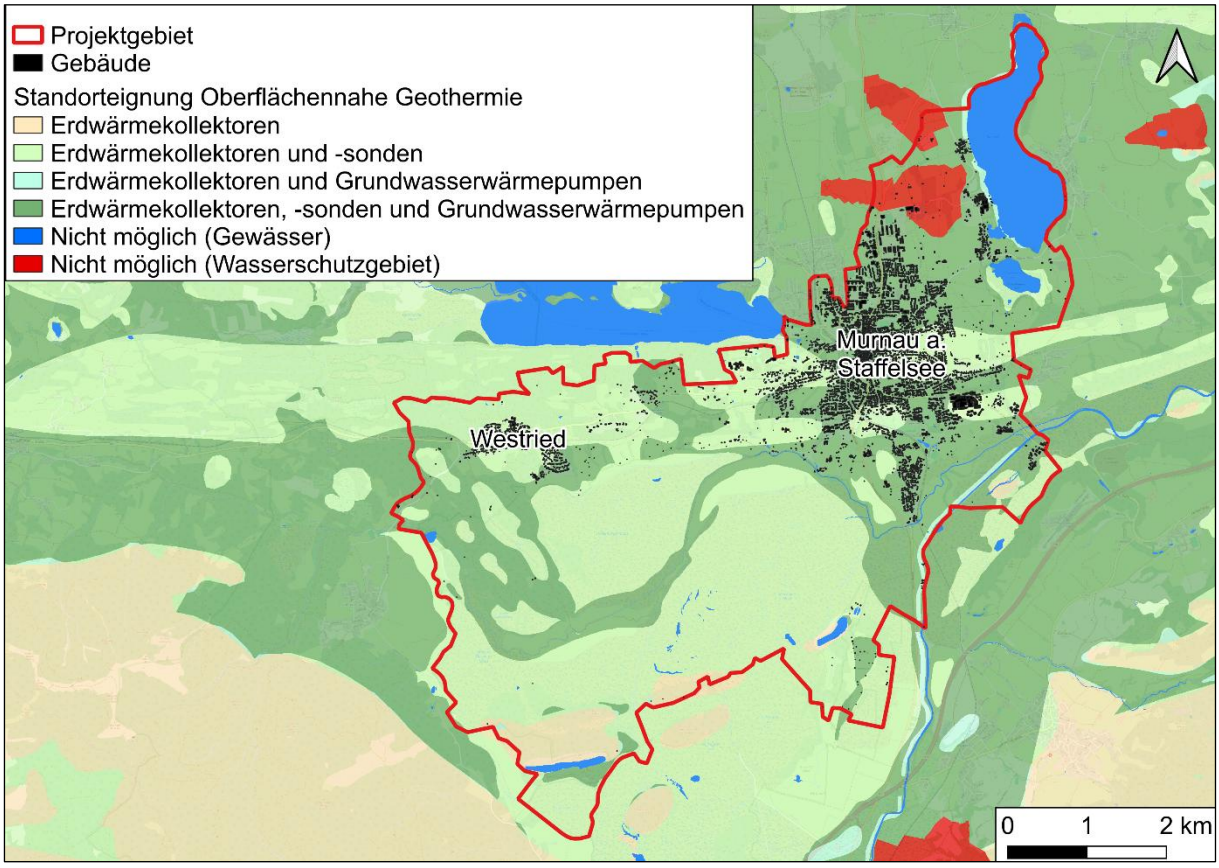


Abbildung 17: Standorteignung für oberflächennahe Geothermie in Murnau
Datenquelle: Bayerisches Landesamt für Umwelt

Abbildung 17 demonstriert, dass im Großteil des besiedelten Gemeindegebiets grundsätzlich Erdwärmekollektoren, -sonden und Grundwasserwärmepumpen möglich sind (dunkelgrün). Teilweise sind jedoch Grundwasserwärmepumpen nicht möglich (hellgrün).

5.3.1.1 Erdwärmesonden

Erdsondenfelder müssen jährlich regeneriert werden, um eine Auskühlung zu verhindern. Das heißt es muss etwa die gleiche Wärmemenge, die im Winter dem Boden entzogen wird, im Sommer wieder zurückgeführt werden. Denkbar ist z. B. eine Kombination von einem Erdsondenfeld und einer Überbauung mit ST- oder PV-Anlagen. So könnte überschüssige Wärme der Solaranlagen (die meistens im Sommer anfällt, wenn die Heizlast der Wärmeabnehmer niedrig ist) über die Erdsonden zurück in den Boden geführt werden. Wird mehr Wärme zugeführt als entnommen, so funktioniert das Erdsondenfeld als saisonaler Wärmespeicher.

Aufgrund der niedrigen Temperaturen eignen sich Erdsondenfelder vor allem gut für Wärmenetze mit niedrigeren Vorlauftemperaturen. Bei höheren Vorlauftemperaturen können nur geringe COP-Zahlen der Wärmepumpen erreicht werden. Bei der Einspeisung der Wärme im Sommer muss zudem beachtet werden, dass die Bodentemperatur nicht mehr als 15 °C oberhalb der ungestörten Bodentemperatur ansteigt. Zurzeit werden Erdsondenfelder lediglich in Wärmenetze mit niedrigeren Temperaturen sowie im Wohn- und Gewerbebau eingesetzt, wo die Temperaturen nicht über z. B. 75 °C steigen.

Erdwärmesonden werden in Bohrungen von 20 bis 100 m, manchmal sogar bis 400 m Tiefe eingebracht, wonach die Bohrlöcher mit einem Material maximaler Wärmeleitfähigkeit aufgefüllt werden. Für Erdwärmesonden ist die spezifische Wärmeleitfähigkeit des Bodens sehr relevant. In Murnau liegt diese bis 100 m Tiefe zwischen 1,6 W/(m*K) und 2,6 W/(m*K) (Abbildung 18). Insbesondere die hellgrün markierten Flächen haben eine Wärmeleitfähigkeit von > 2,0 W/m*K und sind demzufolge

potenziell gut geeignete Flächen für die Nutzung von Erdsonden. Die Entzugsleistung liegt im Großteil des Marktgebiets bei ca. 3,6 bis 4,1 kW pro Sonde.

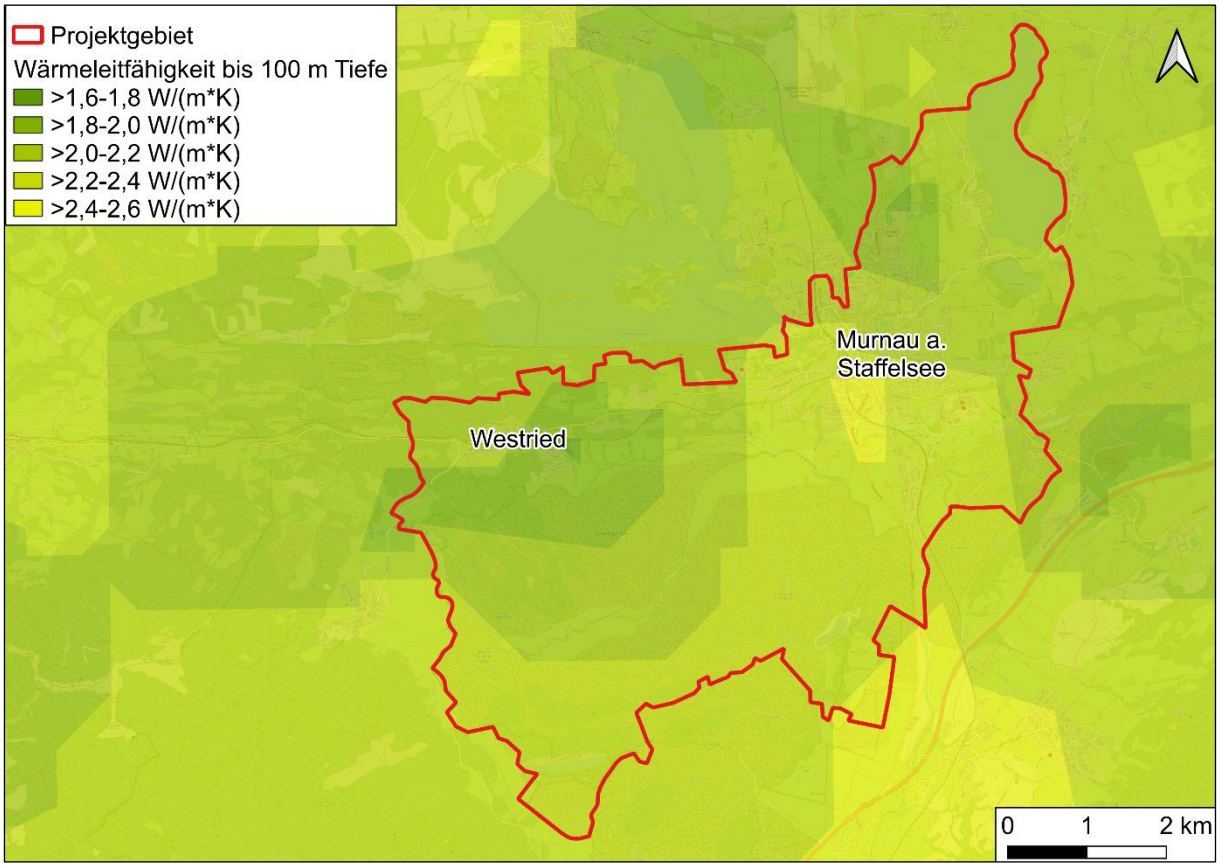


Abbildung 18: Wärmeleitfähigkeit im Projektgebiet bis 100 m Tiefe
Datenquelle: Bayerisches Landesamt für Umwelt

Das gute Potenzial zeigt sich auch in Kapitel 3.2.2.4, wo ersichtlich wird, dass bereits einige Erdwärmesonden in Murnau erfolgreich in Betrieb sind.

5.3.1.2 Erdwärmekollektoren

Mit Erdwärmekollektoren können niedrige Quelletemperaturen der oberflächennahen Sonnenenergie durch Wärmepumpen genutzt werden. Sie werden in der Regel nur wenige Meter tief in den Boden eingegraben.

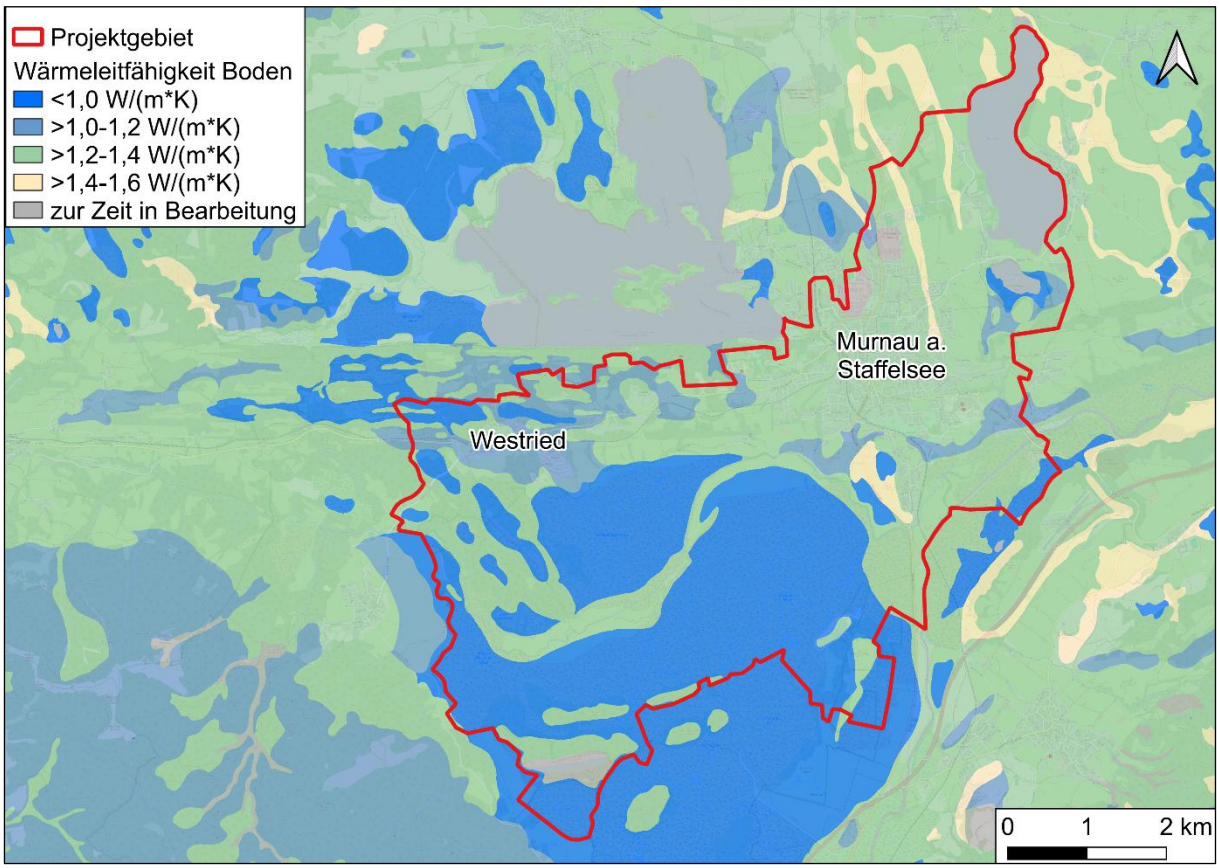


Abbildung 19: Wärmeleitfähigkeit Boden
Datenquelle: Bayerisches Landesamt für Umwelt

Daher ist für Erdwärmekollektoren insbesondere die Wärmeleitfähigkeit der Böden bis 2 m Tiefe interessant. In Murnau liegen diese Werte zwischen 1,0 und 1,6 W/(m*K) (Abbildung 19).

Diese Werte sind mittel bis gut für Erdwärmekollektoren, ab ca. 1,5 W/(m*K) wird die Wärme effizient vom Boden in die Kollektoren übertragen. Werte zwischen 1,0 und 1,5 W/(m*K) sind zwar noch praktikabel, aber die Kollektoren müssen eventuell etwas größer oder dichter verlegt werden, um die gleiche Leistung zu erzielen.

Die Grabbarkeit des Untergrundes bis etwa 1 m Tiefe ist ebenfalls eine wichtige Voraussetzung zur Dimensionierung von Kollektoren. Wie in Abbildung 20 zu sehen ist, ist insbesondere in den Siedlungsbereichen im Detail zu prüfen, ob Erdwärmekollektoren möglich sind, denn es kann partiell Festgestein auftreten.

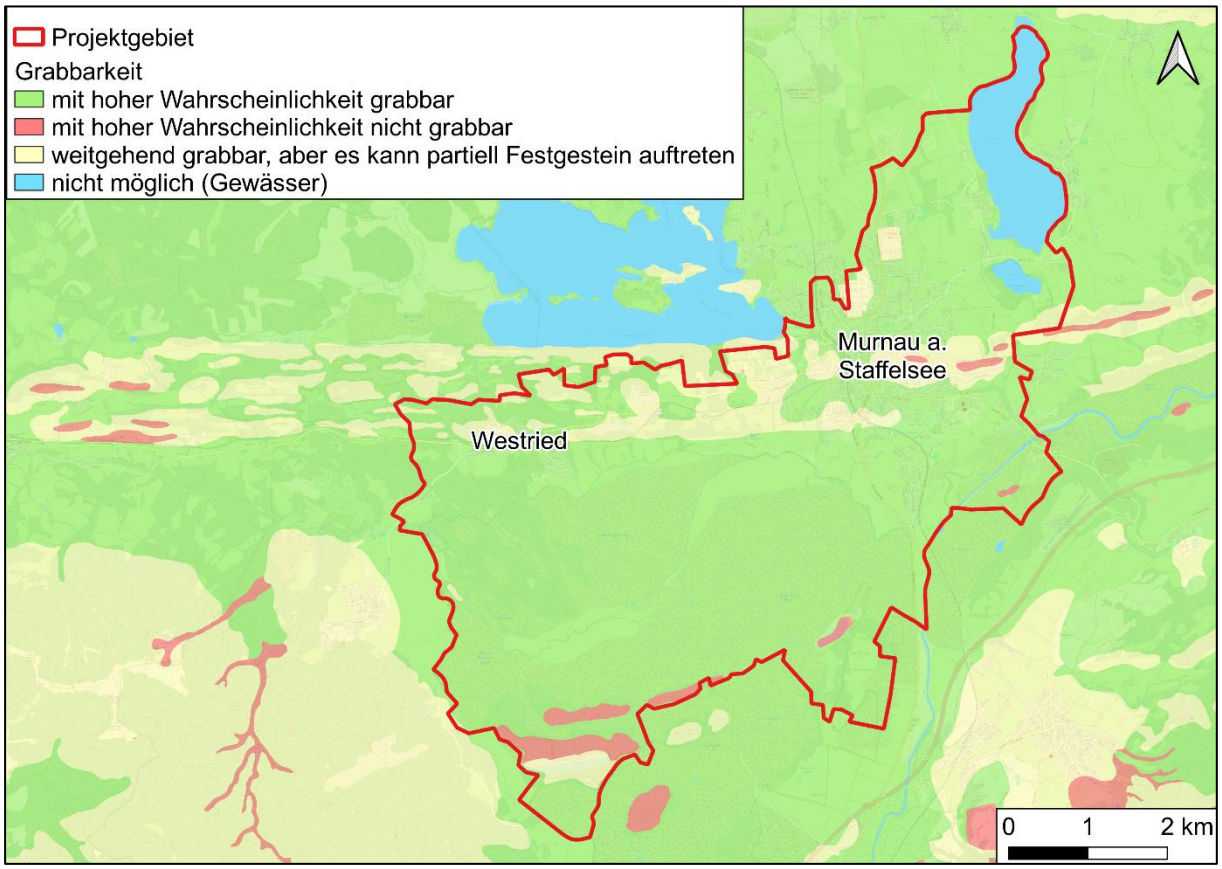


Abbildung 20: Grabbarkeit
Datenquelle: Bayerisches Landesamt für Umwelt

Außerdem ist die Leistung der Erdwärmekollektoren stark von den klimatologischen Bedingungen, also den jahreszeitlichen Temperaturschwankungen abhängig.

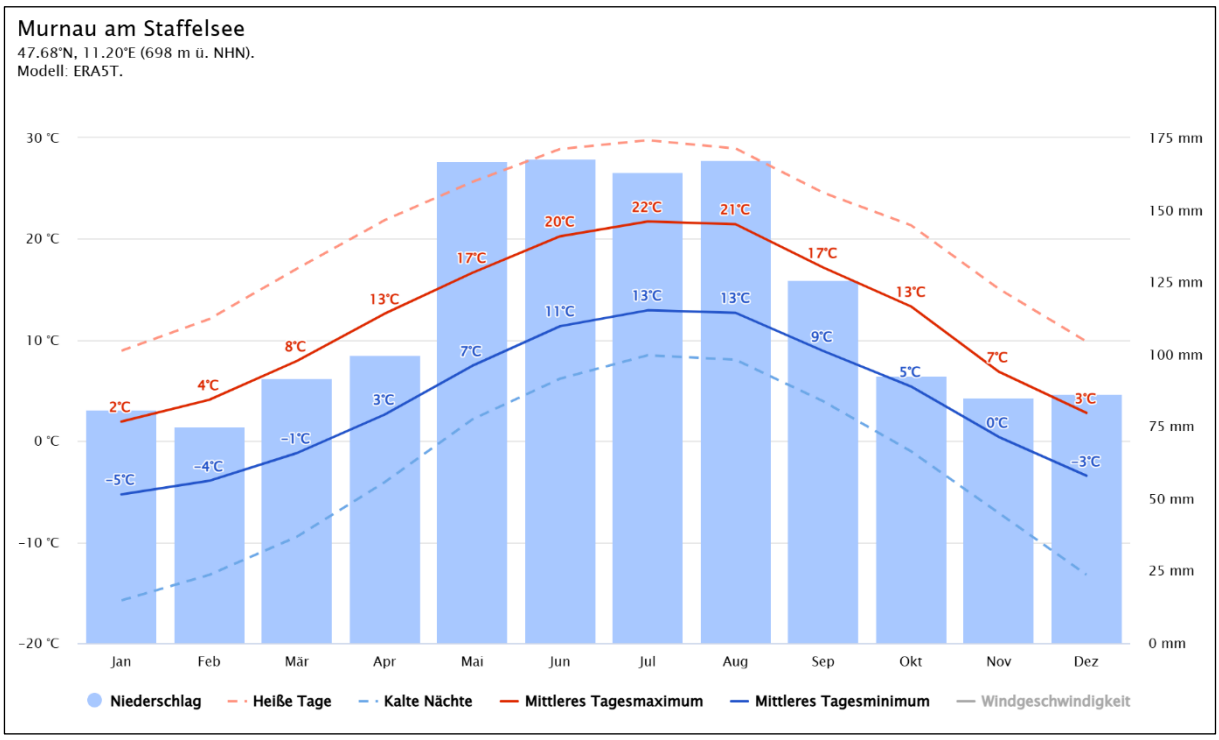


Abbildung 21: Übersicht der klimatologischen Bedingungen des Marktes Murnau
Datenquelle: www.meteoblue.com

Aus Abbildung 21 geht hervor, dass im Markt Murnau im Schnitt eine Temperaturschwankung von mehr als 20 °C vorliegt. Im Sommer haben Erdwärmekollektoren gute COP-Werte. Die Nachfrage nach Wärme ist im Sommer zwar nicht so hoch wie im Winter, kann jedoch mit den Kollektoren gut überbrückt werden. Die erhöhten Niederschlagsmengen in den Sommermonaten begünstigen diesen Vorgang, da die Feuchtigkeit im Boden die Wärmeleitfähigkeit erhöht. Im Winter können die Erdwärmekollektoren für Wärmenetze mit niedrigen Vorlauftemperaturen zur Wärmeversorgung von Neubaugebieten dienen. Zudem eignen sich diese Anlagen für eine dezentrale Wärmeversorgung. Zurzeit werden Erdwärmekollektoren vor allem im Wohn- und Gewerbebau eingesetzt, wo die Temperaturen nicht über z. B. 75 °C steigen. Erdwärmekollektoren brauchen für größere Wärmenetze sehr große Flächen, daher ist eine Kombination von Erdwärmekollektorenfelder und Solarthermieanlagen nur mäßig realisierbar.

Gemäß des Bayerischen Landesamts für Umwelt beträgt die durchschnittliche Entzugsenergie von horizontalen Kollektoren in Murnau etwa 41 kWh/(m²*a). Die Entzugsenergie von Grabenkollektoren wird auf 101 kWh/(m²*a) geschätzt.

5.3.1.3 Grundwasserwärmepumpen

Grundwasserwärmepumpen nutzen die ganzjährig stabile Temperatur des Grundwassers (meist 8–12 °C) zur effizienten Wärmegewinnung für Heizung und Warmwasser. Dafür werden in der Regel zwei Brunnen gebohrt – ein Förderbrunnen und ein Schluckbrunnen –, die das Wasser aus Tiefen zwischen etwa 10 und 50 m nutzen.

Wie bereits in Abbildung 17 zu erkennen war, ist der südliche Teil von Murnau aufgrund des Moores nicht für Grundwasserwärmepumpen nutzbar, auch im besiedelten Bereich sind nicht überall Grundwasserwärmepumpen einsetzbar (hydrogeologische/ wasserwirtschaftliche Einschränkungen). Im Detail können die Potenziale nur durch Machbarkeitsstudien, Probebohrungen und Pumpversuche ermittelt werden.

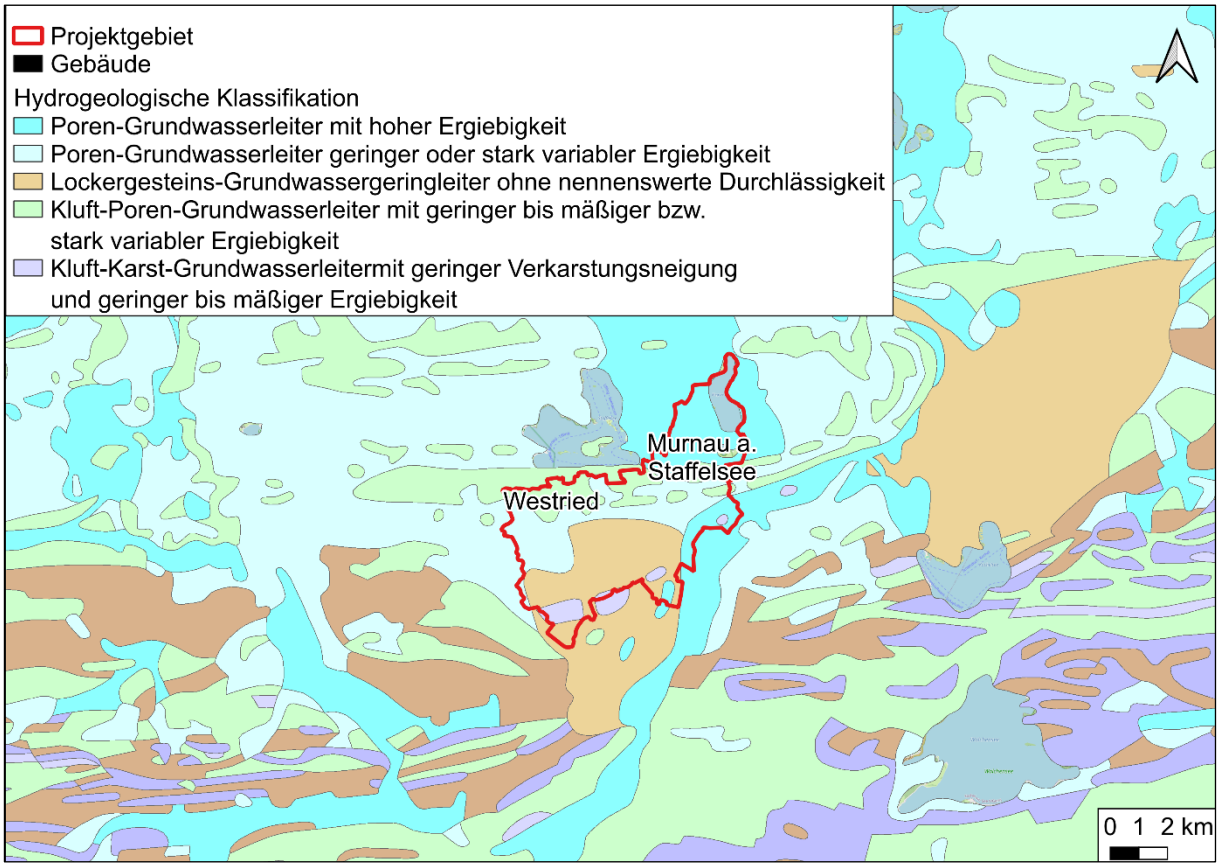


Abbildung 22: Hydrogeologische Klassifikation der Grundwasserleiter
Datenquelle: Bayerisches Landesamt für Umwelt

Im Grundsatz aber zeigen die hydrogeologischen Gegebenheiten in Murnau (Abbildung 22), dass vor allem im nördlichen Gemeindegebiet Poren-Grundwasserleiter mit hoher Ergiebigkeit vorhanden sind.

Aufgrund der Nähe des Projektgebiets zum Staffelsee bzw. Riegsee ist davon auszugehen, dass sich der Grundwasserkörper nahe an der Oberfläche befindet und so die Installation von Grundwasserwärmepumpen aufgrund der geringeren Bohrtiefe begünstigt. Sind hohe Mengen und Fließraten vorhanden, so ist das Wärmepotenzial vielversprechend. Zudem besteht die Möglichkeit, beliebig viele Förder- und Schluckbrunnen (ausreichend Abstand zwischen den Anlagen vorausgesetzt) zu installieren, um die Gesamtleistung zu erhöhen. Abbildung 23 demonstriert die Entzugsleistung für Grundwasserwärmepumpen pro Brunnenpaar mit einem Abstand von 100 m. Einschränkend ist jedoch der Faktor, dass sich zumindest der Murnauer Norden überwiegend im Wasserschutzgebiet befindet.

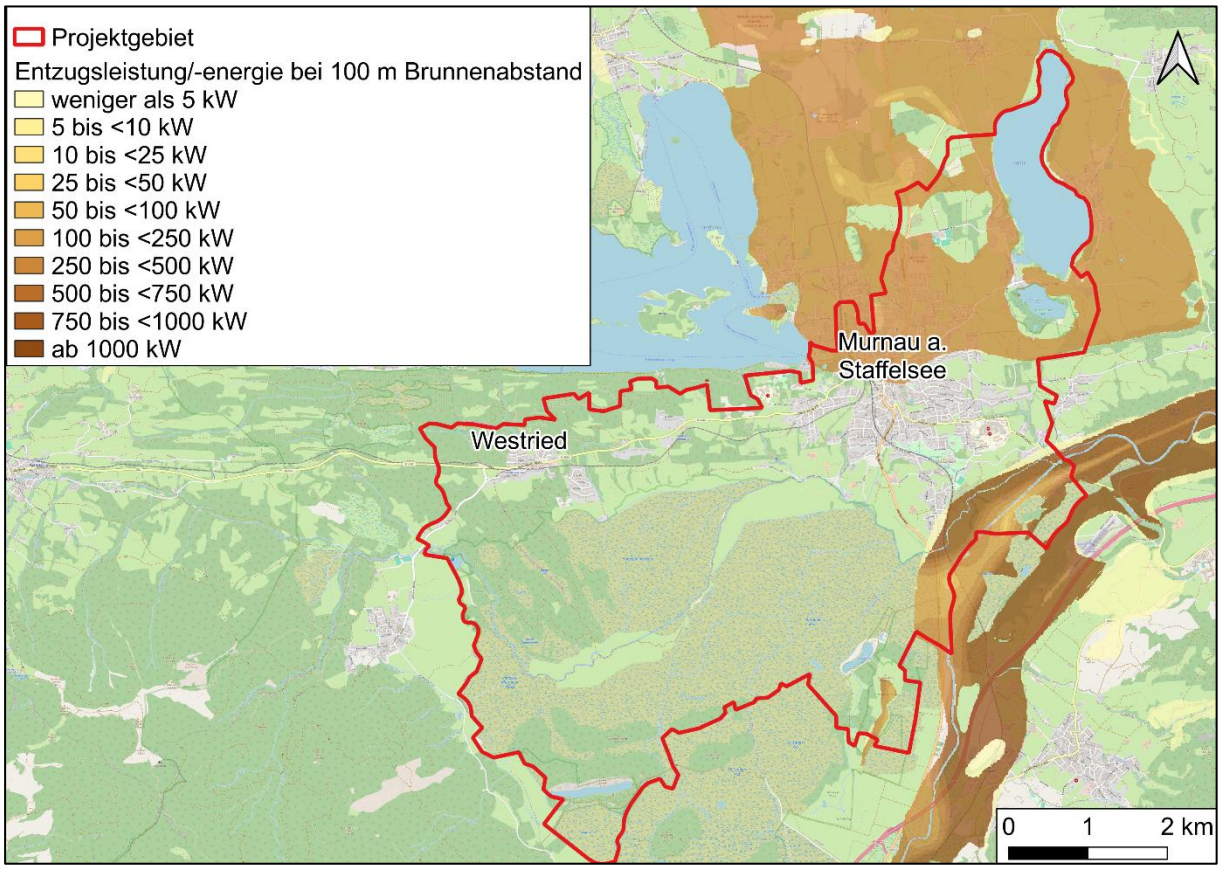


Abbildung 23: Entzugsleistungen bei 100 m Brunnenabstand
Datenquelle: Bayerisches Landesamt für Umwelt

Große Brunnenpaare werden meist für zentrale Versorgungsnetze oder größere Gewerbegebiete errichtet. Die größten Entzugsleistungen werden in den dunkelbraunen Bereichen mit 1.021 kW erreicht. Auch kleinere Dimensionierungen von Brunnenpaaren für eine dezentrale Versorgung sind möglich, hier werden gemäß Energie-Atlas Bayern Entzugsleistungen bis zu ca. 102 kW erreicht. Gut zu sehen ist, dass die hohen Entzugsleistungen mit den in dargestellten hydrogeologischen Klassifizierungen der Grundwasserleiter übereinstimmen. In den braunen Flächen befinden sich Poren-Grundwasserleiter mit hoher Ergiebigkeit. Vor allem im nördlichen Gemeindegebiet sind die Potenzialflächen auch im dicht besiedelten Gebiet vorhanden.

Des Weiteren gibt es im nördlichen Marktgebiet einen Trinkwasserbrunnen in 63 m Tiefe. Das geförderte Trinkwasser hat eine Temperatur von ca. 10 °C, die Förderrate liegt bei ca. 120 m³/h. Eine thermische Nutzung ist laut TrinkwV aktuell nicht vorgesehen, eine detaillierte Abstimmung mit dem Wasserwirtschaftsamt wäre daher vorab nötig. Eine mögliche Nutzung hängt auch von einem möglichen Standort für eine neue Energiezentrale ab, da sich der Trinkwasserbrunnen nördlich der Bebauung befindet.

In Bezug auf die Kosten liegen die drei oben genannten Technologien (Erdwärmesonden und -kollektoren, Grundwasserwärmepumpen) nah beieinander. Je nach Erkundungsarbeit können bei den Bohrungen unterschiedlich hohe Kosten entstehen. Auch bei den Wärmepumpen variieren die Preise je nach Kältemittel, Quelltemperatur und Temperaturhub stark und liegen bei größeren Wärmepumpen (> 1MW) z. B. zwischen 250 €/kW und 950 €/kW. Bei kleineren Wärmepumpen betragen die Kosten oft mehr als 1.000 €/kW. Meistens fallen die Sole-Wasser Wärmepumpen (Erdwärmesonden und -kollektoren) im Vergleich zu Wasser-Wasser Wärmepumpen (Grundwasserwärmepumpen) etwas teurer aus.

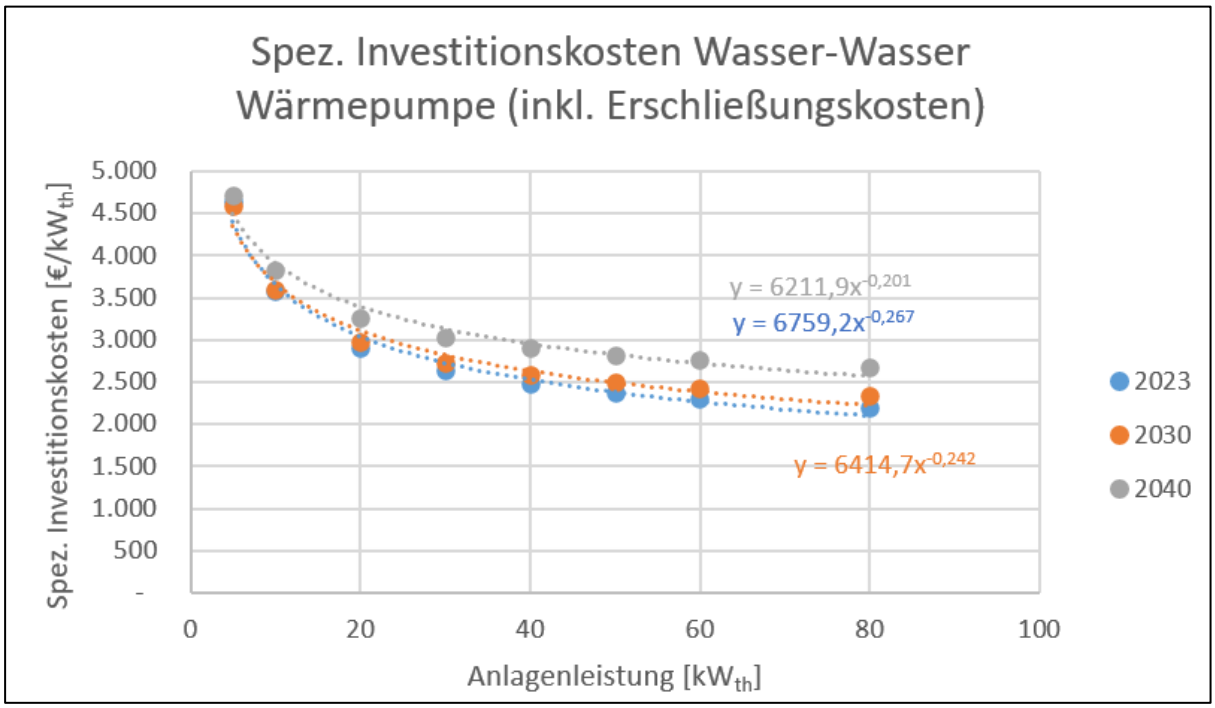


Abbildung 24: Investitionskosten für Grundwasserwärmepumpen
Quelle: Prognos AG et al.

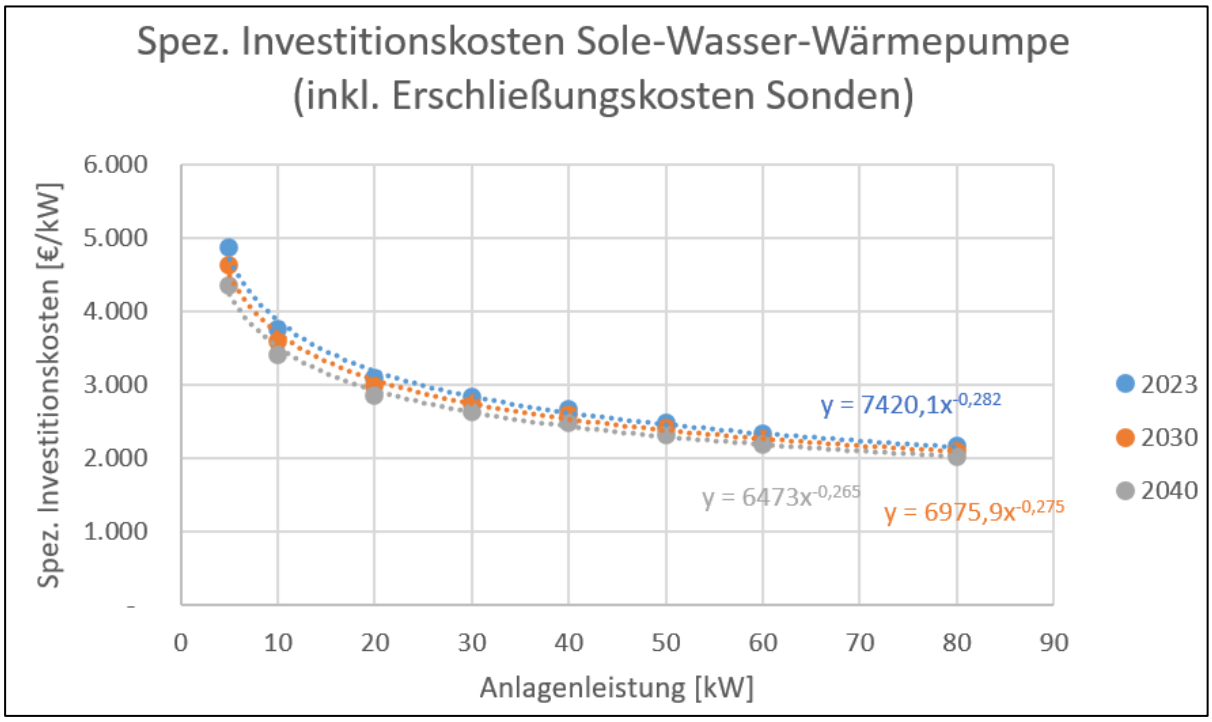


Abbildung 25: Investitionskosten für Sole-Wasser Wärmepumpen (Erdsonden)
Quelle: Prognos AG et al.

Ein Anstieg der spezifischen Investitionskosten für Wasser-Wasser-Wärmepumpen bis 2030 und 2040 wird vor allem aufgrund von steigenden Anforderungen an Genehmigungen, Wasserrecht und Umweltschutz, der zunehmenden technischen Komplexität der Brunnenanlagen sowie durch höhere Material- und Energiekosten prognostiziert.[19]

Tabelle 8: Nutzungsdauer und Kosten von Wärmepumpen gemäß VDI 2067

Wärmepumpe	Jährliche Wartung- und Instandsetzungs-kosten	Nutzungsdauer nach VDI 2067 (Jahre)
Luft/Wasser	2,5%	18,00
Sole/Wasser	2,5%	20,00
Wasser/Wasser	2,5%	20,00

Oberflächennahe Geothermie wird oft in kalten Nahwärmenetzen eingesetzt (Temperaturen von ca. 5 – 35 °C).[20] Bei kalten Nahwärmenetzen werden angeschlossene Gebäude mit eigenen dezentralen Wärmepumpen ausgestattet, die das Wasser im Netz als Wärmequelle verwenden. Es können mehrere dezentrale Wärmequellen (z. B. mehrere Erdsonden im Netz verteilt) oder eine zentrale Wärmequelle (z. B. ein einzelnes Erdsondenfeld) benutzt werden. Aufgrund der niedrigen

[19] *Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050*. 02/2001, Prognos AG – i.A. des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

[20] Kalte Nahwärme: Definition, Vorteile und Informationen - nPro

Netztemperaturen entstehen nur geringe Netzverluste. Kalte Nahwärmenetze können sich in Neubaugebieten und, unter bestimmten Bedingungen, auch in Bestandsgebieten lohnen. Die Wirtschaftlichkeit eines kalten Nahwärmenetzes hängt stark von den Baukosten des Netzes ab. Wird ein kaltes Nahwärmenetz von Anfang an in einem Neubaugebiet mitgeplant, können erhebliche Baukosten gespart werden. In einem Bestandsgebiet, in dem für die Leitungsverlegung Straßen aufgerissen werden müssen, lohnt sich die Errichtung eines kalten Nahwärmenetzes oft nicht.

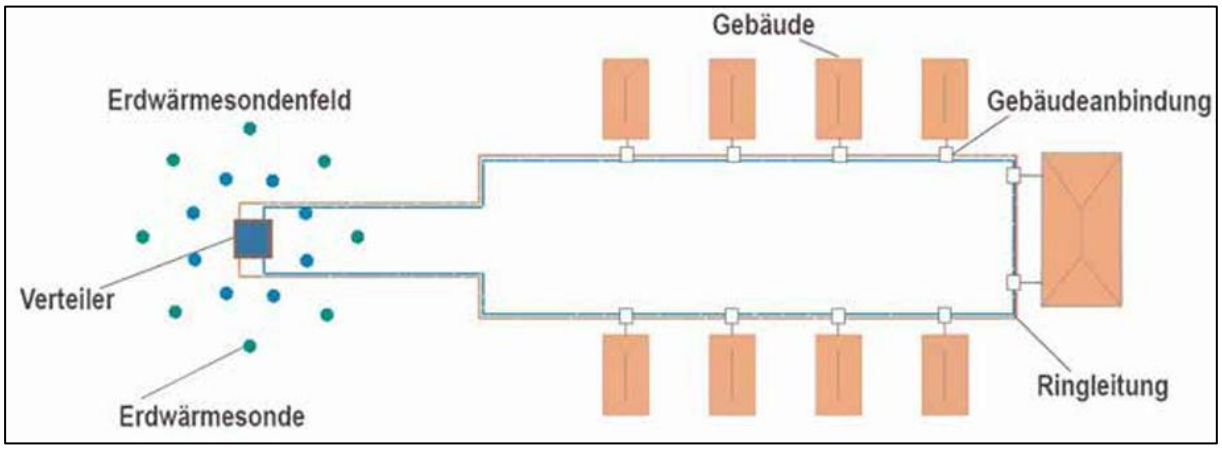


Abbildung 26: Beispiel für ein kaltes Nahwärmenetz
Quelle: Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH

5.3.2 Flusswasser

Durch den Süden des Marktgebiets Murnau fließt der Gebirgsfluss Loisach, der später in die Isar mündet. Das südlich gelegene Murnauer Moos entwässert über die Ramsach in die Loisach.

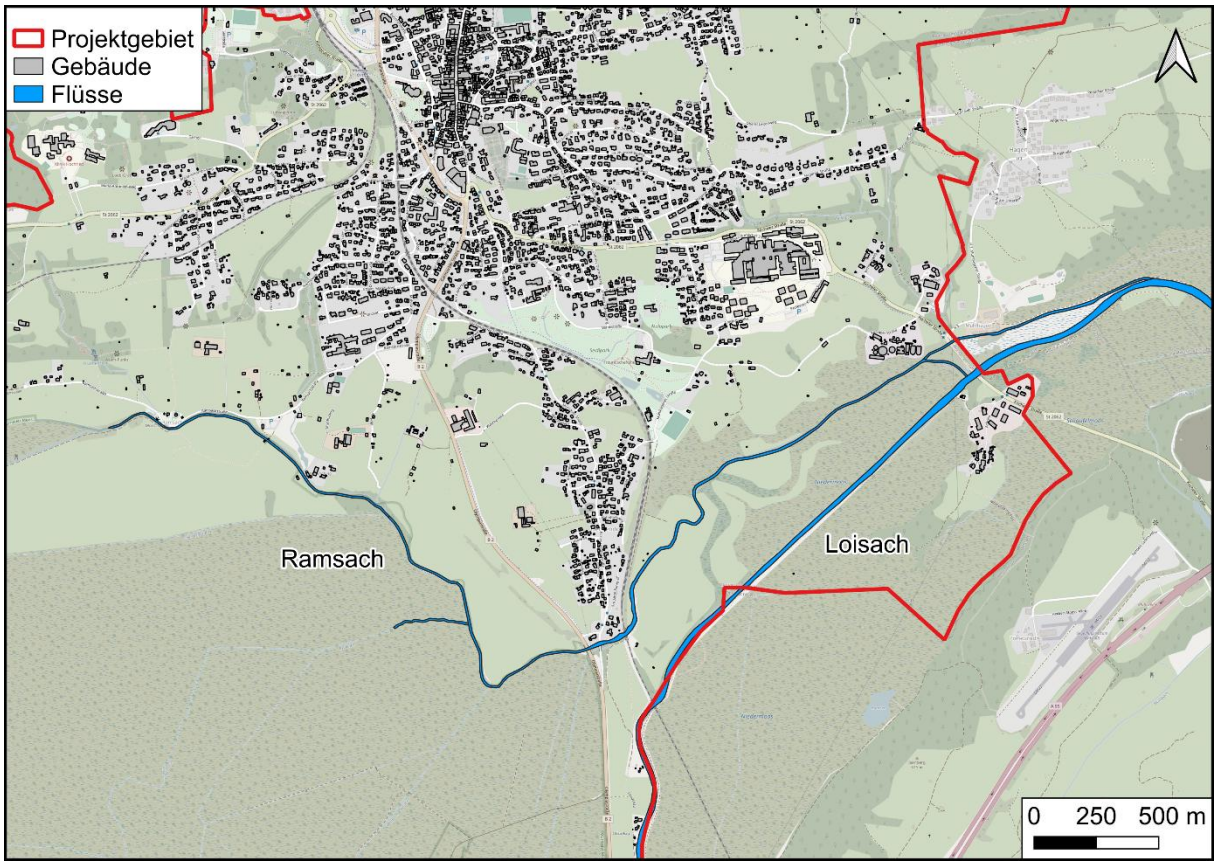


Abbildung 27: Flussverläufe Murnau

In Murnau selbst gibt es keine Messstelle an der Loisach. An der Messstelle Eschenlohe Brücke, die ca. 8 km vor Murnau liegt, lag laut dem Gewässerkundlichen Dienst Bayern (GKD) der mittlere Durchfluss (MQ) der Loisach im Jahr 2025 bei MQ = 17,6 m³/s. Während die Jahresganglinie an der Messstelle Schlehdorf, die kurz nach Murnau liegt, ähnlich aussieht, lag hier der MQ im Jahr 2025 bereits bei 22,5 m³/s.

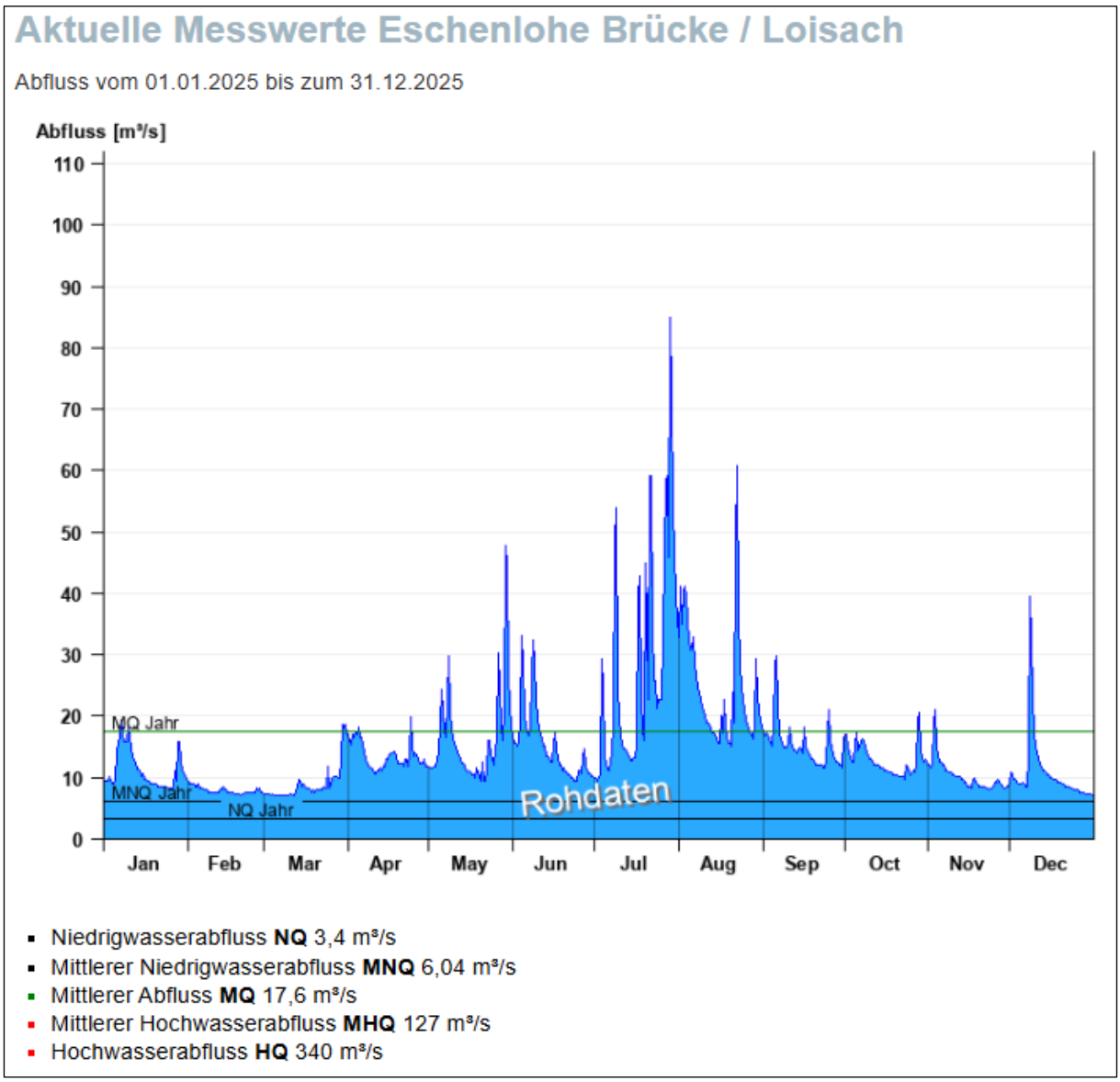


Abbildung 28: Jahresganglinie der Loisach (Messstelle Eschenlohe Brücke) im Jahr 2025
Quelle: GKD Bayern

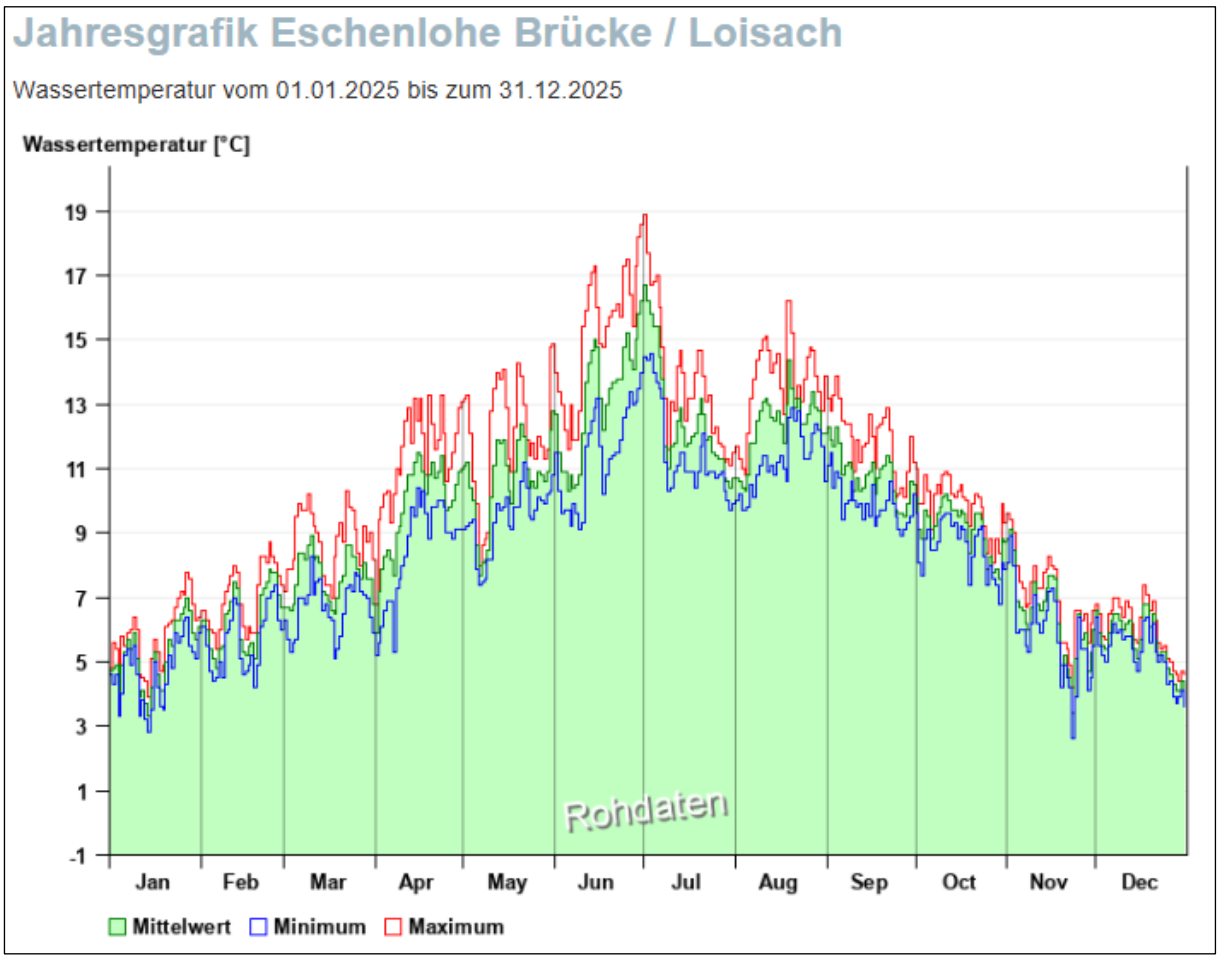


Abbildung 29: Jahrestemperaturlinie der Loisach (Messstelle Eschenlohe Brücke) im Jahr 2025
Quelle: GKD Bayern

Entscheidend für Flusswasserwärmepumpen ist die Temperatur im Fließgewässer. Abbildung 29 zeigt den Temperaturverlauf der Loisach im Jahr 2025 an der Messstelle Eschenlohe Brücke, an der Messstelle Schlehdorf wird die Temperatur nicht gemessen. Wie dort zu erkennen ist, reicht das Temperaturspektrum der Loisach ungefähr von 3 bis 19 °C. Bei zu niedrigen Wassertemperaturen (ab ca. 4,5 °C) müsste die Flusswasserwärmepumpe voraussichtlich abgestellt werden, um der Grundeisbildung ab 3 °C vorzubeugen. Dieses Risiko besteht an der Loisach vor allem im Dezember und im Januar (Abbildung 29). Es gibt allerdings bereits erste Pilotprojekte, in denen Flusswasserwärme auch bei niedrigeren Temperaturen genutzt werden kann.

Wasser hat bei diesen Temperaturen eine spezifische Wärmekapazität 4,19 kJ/(kg·K). Das bedeutet, man benötigt etwa 4.190 J, um 1 kg Wasser um 1 K zu erwärmen. Im Gegenzug werden je Kilogramm Wasser, das um 1 K gekühlt wird, 4.190 J frei. Die Umrechnung auf die gebräuchlichere Einheit kWh erfolgt mit dem Teilungsfaktor 3.600, d.h. 1 kWh entspricht einer Energie von 3.600 kJ.

Mit einer angenommenen Temperatursenkung von 1,5 K (gemäß Oberflächengewässerverordnung) und einer niedrigen Wasserentnahme von bspw. 1 % des MNQ (ca. 60 l/s) könnten so 377 kW Kälteleistung gewonnen werden. Die Kälteleistung lässt sich folgendermaßen kalkulieren:

$$P_{Kälte} = 4.190 \frac{J}{kg * K} * \frac{60\ kg}{s} * 1{,}5K = 377\ kW = 0{,}37\ MW$$

Die Wärmeleistung hängt von der Wärmepumpe und der Vorlauftemperatur ab. Unter Annahme eines COPs der Wärmepumpe von 3 entspricht dies ca. einer Wärmeleistung von 0,57 MW. Geht man von ca. 4.500 Volllaststunden im Jahr aus (wie z. B. bei der Flusswasserwärmepumpe in Rosenheim[21]), kommt man auf eine Wärmeerzeugung von ca. 2.545 MWh/a. In wärmeren Jahreszeiten kann je nach Wasserstand und wasserrechtlicher Genehmigung mehr Wärme entnommen und gewonnen werden, da die Gefahr der Grundeisbildung nicht relevant ist.

Neben der Loisach verläuft im Süden Murnaus auch die Ramsach (siehe Abbildung 27). Diese liegt etwas näher an Siedlungsflächen, hat aber deutlich geringere Abflusswerte. Die Messstelle des GKD in Hechendorf misst lediglich den Pegelstand. Ältere Daten sprechen von einer Abflussrate von ca. 0,2 bis 5,0 m³/s.[22] Somit wäre die mögliche Wärmeentnahme deutlich geringer als bei der Loisach, zudem ist aufgrund des geringen durchschnittlichen Pegelstands von ca. 75 cm zu prüfen, ob eine Flusswasserwärmepumpe überhaupt einbaubar wäre.

Somit wäre die Loisach besser für die Flusswärmenutzung geeignet. Wie allerdings in Abbildung 27 zu sehen ist, bildet die Ramsach eine natürliche Barriere zwischen der Loisach und der Siedlungsfläche. Für die Verlegung einer Wärmeleitung bedeutet das eine zusätzliche Hürde. Lediglich das Gewerbegebiet Achrain liegt südlich direkt an der Loisach und käme für eine Versorgung in Frage.

Hierfür ist eine detaillierte Prüfung notwendig. Das Wasserrecht, das Naturschutzrecht sowie die Gewässerstruktur- und Wasserrahmenrichtlinien müssen grundsätzlich eingehalten werden. Genehmigungsverfahren können komplex sein. Außerdem müssten die Geschiebe- und Schwebstoffdaten ausgewertet werden, da der Anteil an Schwebstoffen einen erheblichen Einfluss auf die Lebensdauer der Filter hat, die vor den Wärmetauscher installiert werden. Als Gebirgsfluss hat die Loisach voraussichtlich einen sehr hohen Eintrag an Schwebstoffen, was eine Nutzung erschweren könnte.

5.3.3 Seewasser

Der Markt Murnau hat drei größere Seen. Ein sehr kleiner Teil der Gemeinde (ca. 250 m Uferlinie) grenzt direkt an den Staffelsee, den größten der drei Seen. Der Riegsee grenzt östlich an die Gemeinde. Der Froschhauser See liegt komplett im Gemeindegebiet, steht aber unter Naturschutz und ist daher für eine Seewasserwärmenutzung nicht geeignet.[23]

Aus Sicht des Wasserwirtschaftsamts Weilheim ist die thermische Nutzung sowohl des Staffelsees als auch des Riegsees über eine Wasser-Wasser-Wärmepumpe grundsätzlich möglich. Das Schema der Funktionsweise einer Seewasserwärmepumpe wird in Abbildung 30 erklärt.

[21] FfE (2024): Wärmepumpen an Fließgewässern – Analyse des theoretischen Potenzials in Bayern.

[22] Hanfland, S. (2002): Erfolgskontrolle von praxisüblichen Besatzmaßnahmen mit Äschen (Thymallus thymallus) in ausgewählten südbayerischen Fließgewässern. Dissertation, Technische Universität München.

[23] Tourismus Murnau: Gewässer in und um Murnau. www.tourismus.murnau.de/natur/seen-fluesse (letzter Zugriff: 14.10.2025).

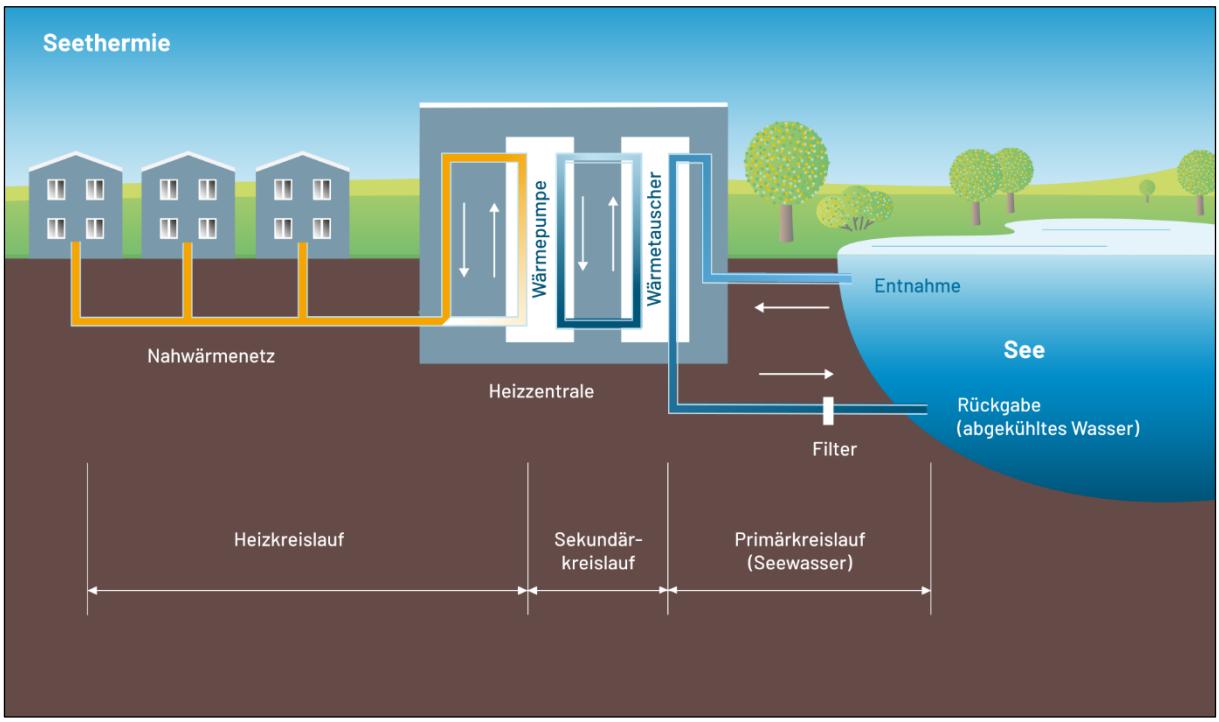


Abbildung 30: Schema Seethermienutzung
Quelle: Bayerisches Landesamt für Umwelt, Maria Wölfl

Zentral für eine mögliche Nutzung in der Wärmeversorgung sind die jährlichen Temperaturverläufe der Seen. Diese zeigen, dass eine Nutzung denkbar wäre:

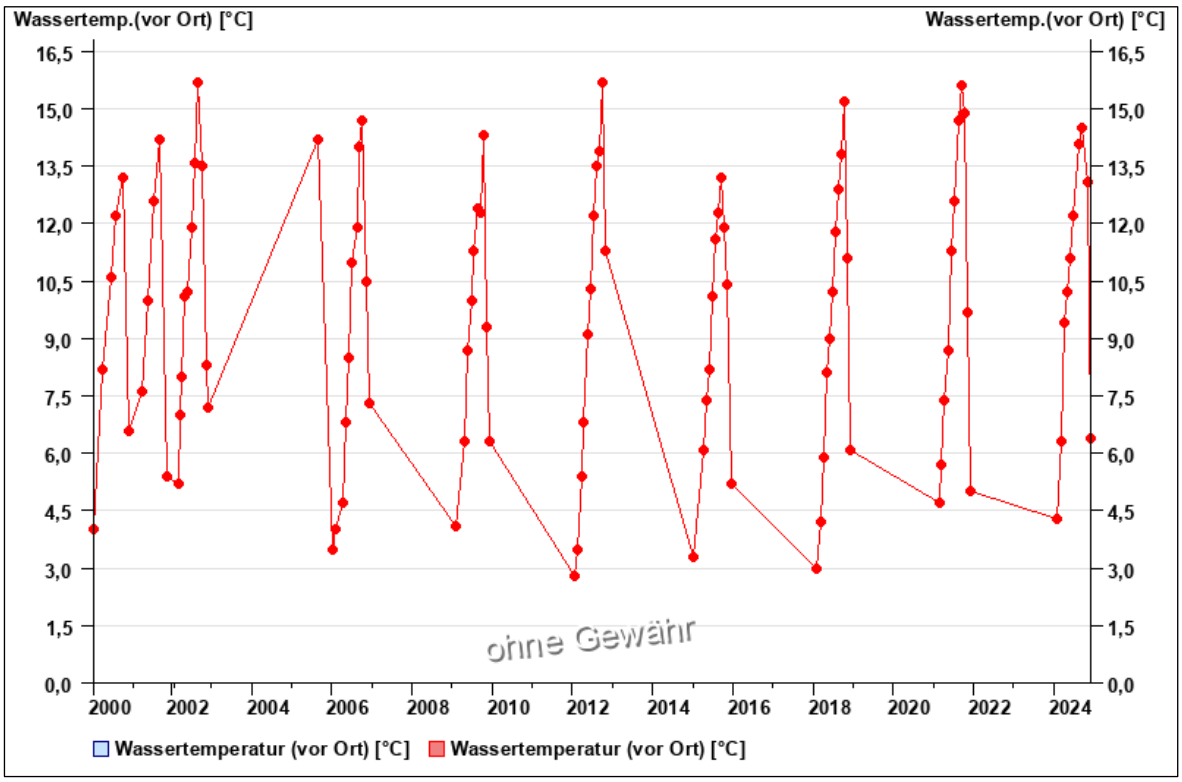


Abbildung 31: Wassertemperatur Riegsee in 10 m Tiefe, 2000 bis 2025
Quelle: GKD Bayern

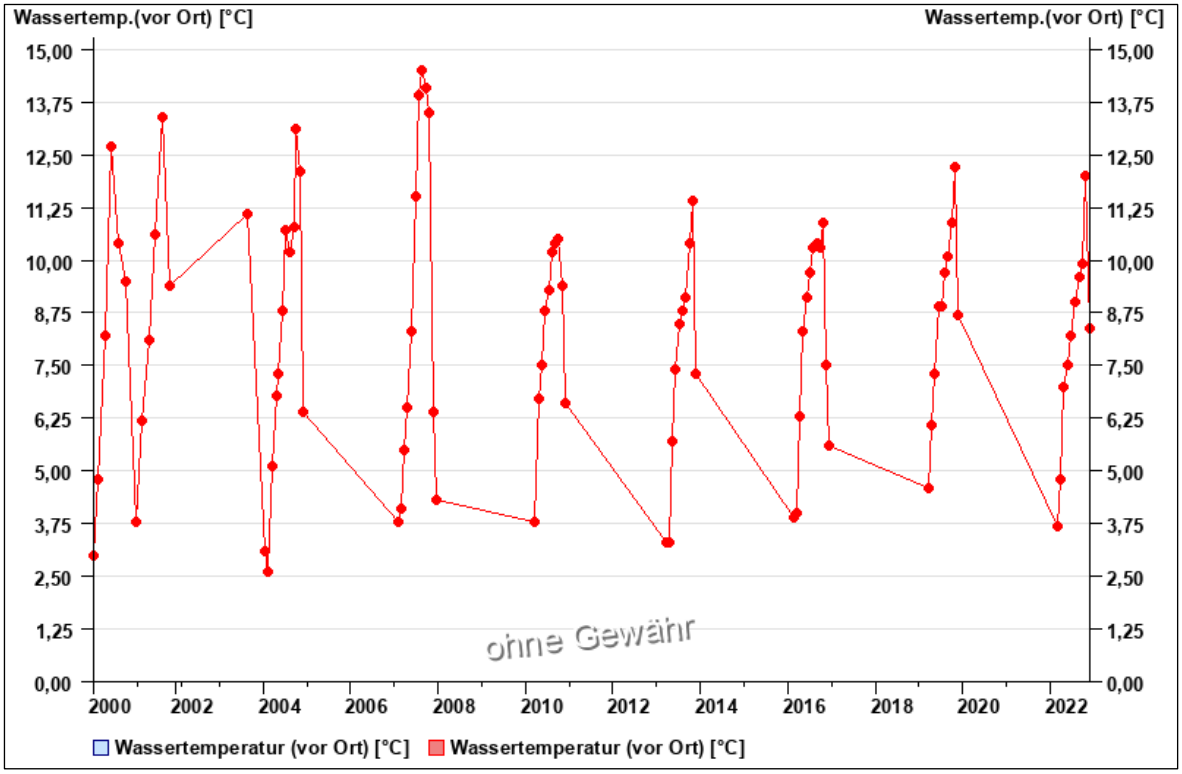


Abbildung 32: Wassertemperatur Staffelsee in 10 m Tiefe, 2000 bis 2025
Quelle: GKD Bayern

Abbildung 31 und Abbildung 32 zeigen die Temperaturverläufe des Riegsees und des Staffelsees. Leider sind insbesondere während der Wintermonate Datenlücken bei den zugrundeliegenden Monatsmessungen vorhanden. Die minimalen Seetemperaturen lassen sich aus diesen Messreihen daher nur bedingt abschätzen. Dennoch zeichnet sich ab, dass in der Regel mit minimalen Entnahmetemperaturen von mind. 4 °C gerechnet werden kann – darunter müsste mit Einschränkungen beim Anlagenbetrieb (Drosselung bis hin zur Abschaltung) gerechnet werden. Die gezeigten Messungen liegen in 10 m Tiefe, eine Wasserentnahme zur Wärmenutzung würde eher tiefer stattfinden (Bsp.: Seewasserwärmepumpe am Zürichsee mit Entnahme in ca. 20 bis 40 m Tiefe[24]). Mit zunehmender Tiefe wird die Temperatur konstanter und nähert sich tendenziell den 4 °C an. Die minimale Rückleittemperatur läge laut Wasserwirtschaftsamt bei mind. 2 °C und max. 20 °C. Empfohlen wird daher für eine erste Prüfung eine Entnahmetemperatur von 4 °C und eine minimale Rückleittemperatur von 3 °C (Temperaturspreizung am Wärmetauscher von 1 K).

Laut GKD Bayern hat der Staffelsee eine Fläche von 7,66 km² und ein Volumen von 74,9 Mio. m³. Der Riegsee hat bei einer Fläche von 1,88 km² ein Volumen von 12,8 Mio. m³. Dabei wird beispielhaft von einer moderaten Entnahmemenge von ca. 500 l/s ausgegangen. Damit läge der

[24] energie360°C: Mit Energie aus dem Zürichsee nachhaltig heizen. https://www.energie360.ch/de/verbund/thalwil/ (zuletzt abgerufen: 12.01.2026).

flächenbezogene Wärmefluss bei beiden Seen deutlich unter der laut Wasserwirtschaftsamt als kritisch zu sehenden Schwelle von 2 W/m².

Mit einer angenommenen Temperatursenkung von 1 K und einer Wasserentnahme von ca. 500 l/s lässt sich die Kälteleistung folgendermaßen kalkulieren:

$$P_{Kälte} = 4.190 \frac{J}{kg * K} * \frac{500\ kg}{s} * 1K = 2.095\ kW = 2{,}1\ MW$$

Dies entspricht ca. 2,1 MW. Die Wärmeleistung hängt von der Wärmepumpe und der Vorlauftemperatur ab. Unter Annahme eines COPs der Wärmepumpe von 3 entspricht dies ca. einer Wärmeleistung von ca. 3,1 MW. Geht man von ca. 4.500 Volllaststunden im Jahr aus (wie z. B. bei der Flusswasserwärmepumpe in Rosenheim[21]), kommt man auf eine Wärmeerzeugung von ca. 14.000 MWh/a, sowohl beim Staffelsee als auch beim Riegsee.

Um eine gewässerverträgliche Seewärmenutzung gewährleisten und die hierfür notwendigen Anforderungen festlegen zu können, wäre vorab jeweils eine vertiefte Einzelfallprüfung durchzuführen. Zu diesem Zweck ist ein gewässerökologisches Gutachten zu erstellen, das im besten Falle gemeinsam mit anderen Anrainergemeinden, die eine Seewärmenutzung planen, beauftragt wird. Zudem dürfte bei einer tatsächlichen Nutzung ein begleitendes Monitoring als Auflage gefordert werden.

Für eine im ersten Schritt durchzuführende Machbarkeits- und Potentialanalyse würden pauschalere Annahmen ausreichen. Das Wasserwirtschaftsamt hat dem Markt Murnau hierfür eine Übersicht zu den aktuellen rechtlichen und fachlichen Anforderungen zur Verfügung gestellt.

5.3.4 Abwasser

Abwasser steht das ganze Jahr über zur Verfügung und unterliegt relativ geringen Temperaturschwankungen. Über Wärmetauschanlagen kann dem Abwasser Wärmeenergie entzogen werden und mit einer Wärmepumpe auf die gewünschte Vorlauftemperatur angehoben werden. Laut der Deutschen Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall (DWA) könnte durch die Abwasserwärmenutzung theoretisch rund 10 % des Gebäudewärmebedarfs in Deutschland gedeckt werden. Abwasser ist zudem krisensicher und preisstabil.

Die Wärmerückgewinnung von Abwasser kann sowohl in der Kläranlage als auch in der Kanalisation stattfinden, die Abwärme aus dem Kläranlagen-Auslauf ist jedoch aufgrund niedrigerem Feststoffvorkommens besser für Großwärmepumpen geeignet.[25] Ein Mindestdurchfluss von 15 l/s (Tagesmittelwert bei Trockenwetter), sowie ein Kanalquerschitt mit >DN800 sind gefordert.[26] Grund dafür ist die Zugänglichkeit für die Installation und Wartungsarbeiten.

[25] Bundesverband Wärmepumpe e.V. (2019): Ratgeber Energie aus Abwasser.

[26] Brunk, M., Seybold, C., Osebold, R., Beyert, J., Vosen, G. (2013): Dezentrale Wärmerückgewinnung aus häuslichem Abwasser, Bauforschung für die Praxis, Frauenhofer IRB Verlag, Band 105, Aachen, 85 S., ISBN 978-3-8167-9012-9. www.irbnet.de/daten/rswb/13079036601.pdf.

Interessant im Hinblick auf die Abwasserwärmenutzung ist der sogenannte „Wehrmachtskanal“, der von Nord nach Süd durch das Gemeindegebiet führt (Abbildung 33). Dieser wurde, wie der Name schon sagt, ursprünglich für die Wehrmacht errichtet, und befindet sich als gemauerter Kanal noch nahezu im Original-Zustand. Mit Tiefen bis zu 15 m und einem Durchmesser von bis zu ca. 1,60 m ist der Wehrmachtskanal der aktivste Abwasserkanal in Murnau. Da auch die umliegenden Gemeinden mit in diesen Kanal einleiten, könnte man bereits im nördlichen Gemeindegebiet Wärme entziehen und so die Beeinflussung der Kläranlage vermeiden. Aber auch bei einem Entzug nach dem Stadtgebiet Murnau könnte sich das Abwasser durch die Tiefe des Kanals im Boden wieder regenerieren.

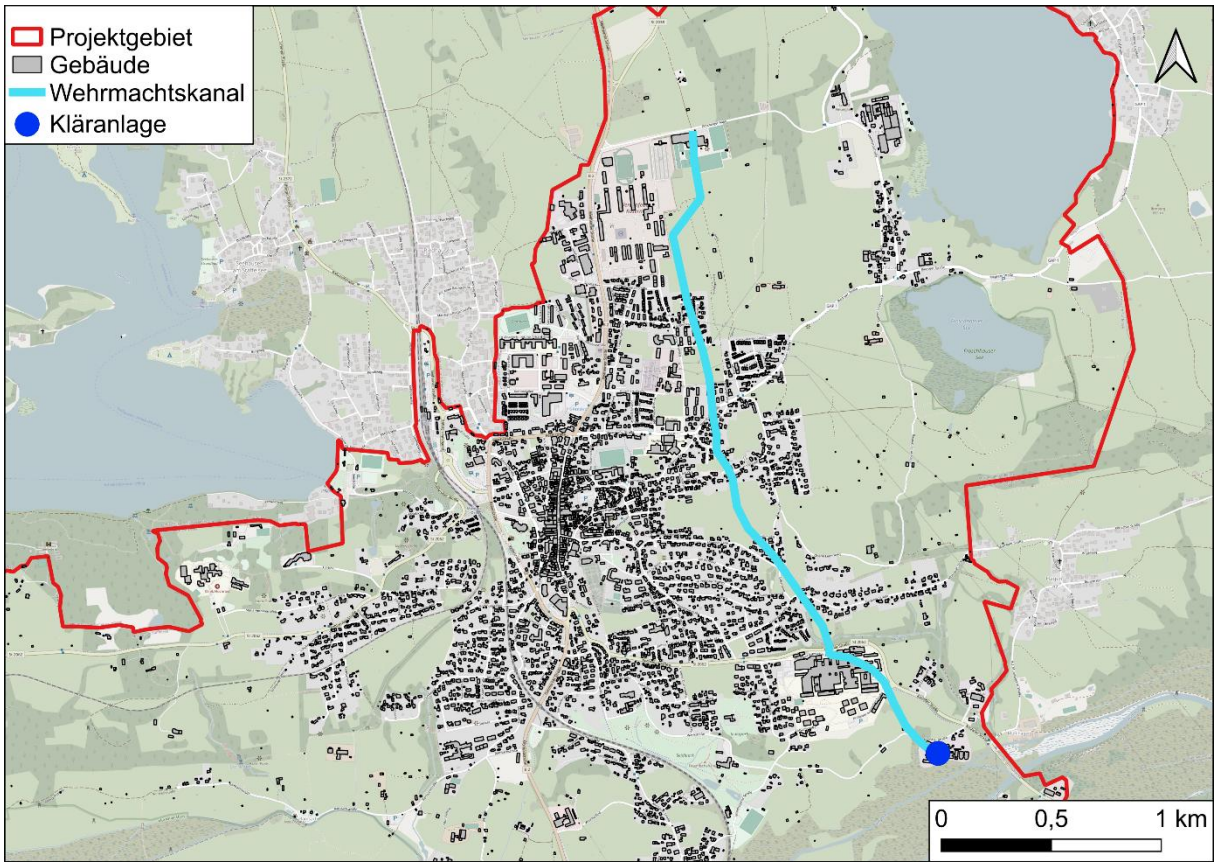


Abbildung 33: Verlauf des Wehrmachtskanals, Standort der Kläranlage

Wie im Süden zu erkennen ist, verläuft der Wehrmachtskanal auch über das Gelände der BGU. Laut Auskunft der Klinik wurden im Jahr 2025 pro Monat zwischen 5.800 m³ und 8.500 m³ Abwasser in den Wehrmachtskanal eingespeist. Das würde etwa einem Abwasserfluss von 2,3-3,3 l/s entsprechen. Leider liegen keine Temperaturdaten des Abwassers der BGU vor. Durch die kurze Distanz zur Kläranlage ist eine Absenkung der Abwassertemperatur in bzw. nach der BGU von Seiten der Gemeindewerke jedoch nicht gewünscht.

In Murnau gibt es zudem einen weiteren Schmutzwasser-Kanal, der mit DN800 über eine Länge von ca. 22 m die Anforderungen an den Kanalquerschnitt erfüllt. Auch hier ist von Seiten der Betreiber der Kläranlage eine Temperaturabsenkung im Zulauf vor allem im Winter nicht erwünscht. Gemäß Erfahrungswerten sollte die Temperatur des Abwassers aufgrund biologischer Prozesse die Grenze

von 8 °C nicht unterschreiten. An kalten Wintertagen hat das Abwasser in Murnau nur noch knapp über 8 °C, damit könnte der Vollzeitbetrieb einer Wärmetauscheranlage nicht über das ganze Jahr garantiert werden.

Im Ablauf der Kläranlage wäre eine Temperaturabsenkung jedoch möglich, da hier keine biologischen Prozesse mehr beeinflusst werden. Die mittlere Trockenwetterabflussmenge der Kläranlage Murnau bewegte sich in den letzten zehn Jahren zwischen 4.469 m³ und 5.404 m³ pro Tag. Der minimale Zulauf beträgt ca. 15 l/s, der maximale 330 l/s. Im Jahresmittel liegt die Temperatur des Abwassers bei ca. 13,5 °C (Minimum ca. 9 °C, Maximum ca. 19 °C). Eine Nutzung des Abwassers wäre somit theoretisch möglich.

Für die Berechnung der möglichen Wärmemenge kann auf dieselbe Formel wie zur Berechnung der Wärmeleistung aus Fluss-bzw. Seewasser zurückgegriffen werden (Kapitel 5.3.2/ 5.3.3). Beispielhaft wird von einer Temperaturentnahme im Ablauf von 3 K ausgegangen, eine Entnahme von 15 l/s wird betrachtet.

$$P_{Kälte} = 15\frac{kg}{s} * 4{,}19\frac{kJ}{kg * K} * 3K = 189\,kW = 0{,}189\,MW$$

Die Wärmeleistung hängt von der Wärmepumpe und der Vorlauftemperatur ab. Unter Annahme eines COPs der Wärmepumpe von 3, entspricht dies ca. einer Wärmeleistung von ca. 0,28 MW. Geht man beispielsweise von ca. 4.500 Volllaststunden im Jahr aus, kommt man auf eine Wärmeerzeugung von ca. 1.260 MWh/a.

Um dieses Potenzial aus dem Ablauf der Kläranlage nutzen zu können, müsste jedoch auch eine entsprechende Wärmeabnahme in räumlicher Nähe stattfinden. Wie in Abbildung 33 zu sehen ist, befindet sich die Kläranlage Murnau südöstlich der Hauptbebauung. Die Distanz zum Unfallklinikum wäre aber überbrückbar, ebenso wie zu den beiden kleinen Gewerbegebieten an der Kocheler Straße.

Das Abwasserpotenzial des Marktes Murnau ist somit gut. Je nach tatsächlichem Zulauf und Temperaturen könnte die Leistung auch höher sein. Allerdings muss je nach Jahreszeit mit einem niedrigen COP und somit höherem Strombedarf gerechnet werden.

Die Kosten der Nutzung der Umweltwärme sind hauptsächlich abhängig von den Kosten der Wärmepumpen sowie von ggf. anfallenden Erkundungs- oder Naturschutzarbeiten. Je nach Erkundungsarbeit können bei eventuellen Bohrungen unterschiedliche Kosten entstehen. Auch bei den Wärmepumpen entstehen je nach Kältemittel, Quelltemperatur und Temperaturhub Preise mit hoher Schwankung, die sich bei größeren Wärmepumpen (> 1MW) z. B. zwischen 250 €/kW und 1.000 €/kW befinden. Bei kleineren Wärmepumpen beträgt diese Zahl oft mehr als 1.000 €/kW. Die nachfolgende Tabelle entstammt dem AGFW Praxisleitfaden Großwärmepumpen (2023).[27]

[27] *Praxisleitfaden Großwärmepumpen.* 07.2023, AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V

Spez. Investition (gesamt) in Mio. €/MW$_{th}$	Rauchgas	Abwasser	Abwärme	Grundwasser	Luft
0,5 – 1 MW$_{th}$	0,53 – 0,63	1,23 – 1,91	0,97 – 1,3	1,18 – 1,72	0,9 – 1,12
1 – 4 MW$_{th}$	0,46 – 0,53	0,72 – 1,23	0,72 – 0,97	0,77 – 1,18	0,73 – 0,9
4 – 10 MW$_{th}$	0,44 – 0,46	0,62 – 0,72	0,67 – 0,72	0,69 – 0,77	0,7 – 0,73

Abbildung 34: Höhen der Gesamtinvestition von Großwärmepumpen in Abhängigkeit der genutzten Wärmequelle
Quelle: AGFW Praxisleitfaden Großwärmepumpen (2023)

Zudem ist anzumerken, dass die Investitionskosten der Wärmepumpe nur ca. 50 % der Gesamtkosten ausmachen (Abbildung 35).

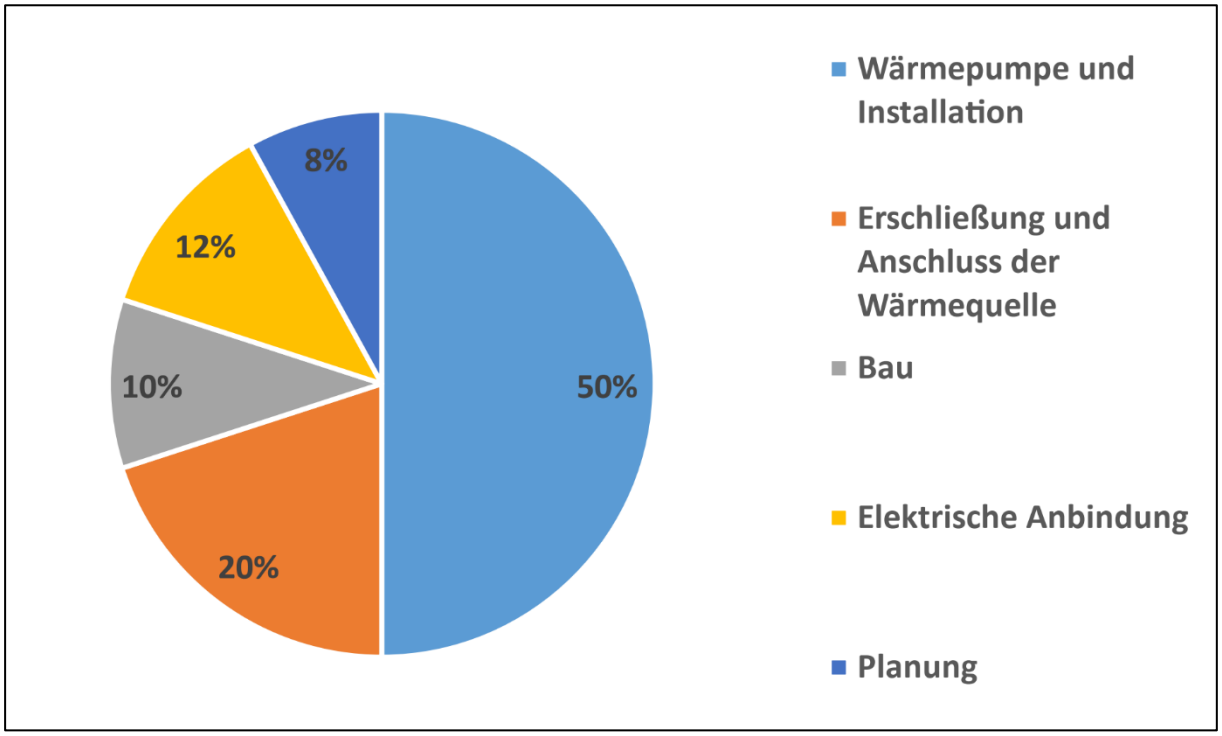


Abbildung 35: Aufteilung der Gesamtinvestition auf Einzelposten
Quelle: AGFW Praxisleitfaden Großwärmepumpen (2023)

5.3.5 Luft

Die Umgebungsluft steht grundsätzlich überall als Wärmequelle zur Verfügung und kann sowohl dezentral als auch zentral genutzt werden. Für Wärmenetze kommen dabei ausschließlich Luft-Wasser-Wärmepumpen in Betracht, da Luft-Luft-Wärmepumpen hierfür ungeeignet sind.

Der Bau und Betrieb von Luft-Wasser-Wärmepumpen hat unter Einhaltung der Vorgaben des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (§ 22 Abs. 1 BImSchG) zu erfolgen, insbesondere im Hinblick auf den Lärmschutz. In sehr dicht bebauten Siedlungsstrukturen kann dies den Einsatz von Luft-Wasser-Wärmepumpen unter Umständen erschweren.

Im Vergleich zu anderen Umweltwärmequellen wie Erd- oder Gewässerwärme weisen Luft-Wasser-Wärmepumpen in Wärmenetzen zwar geringere Effizienzen auf, sie kommen jedoch häufig dann zum Einsatz, wenn keine anderen Umweltwärmequellen zur Verfügung stehen, diese nicht ausreichend Volllaststunden bereitstellen können oder mit sehr hohen Erschließungskosten verbunden wären. Moderne Anlagen erreichen mittlerweile Leistungen bis in den mehreren hundert Kilowatt-Bereich oder sogar MW-Größenordnungen. Die maximalen Vorlauftemperaturen von etwa 80 °C (auch bei niedrigen Außentemperaturen) sind für Low-Ex-Wärmenetze und teilweise auch für konventionelle Wärmenetze ausreichend. Für den Einsatz großer zentraler Luft-Wärmepumpen sind insbesondere landwirtschaftliche Flächen sowie Gewerbe- und Industrieflächen – einschließlich geeigneter Dachflächen – vorteilhaft, da dort Anforderungen an Lärm- und Sichtschutz in der Regel besser erfüllt werden können.

Als dezentrale Lösung eignen sich Luft-Wasser-Wärmepumpen grundsätzlich für nahezu alle Wohn- und Gewerbegebäude und stellen damit für private Haushalte in der Regel eine geeignete Wärmeversorgungsoption dar. Sie zeichnen sich durch vergleichsweise geringe Investitionskosten aus, weisen jedoch eine etwas niedrigere Effizienz auf.

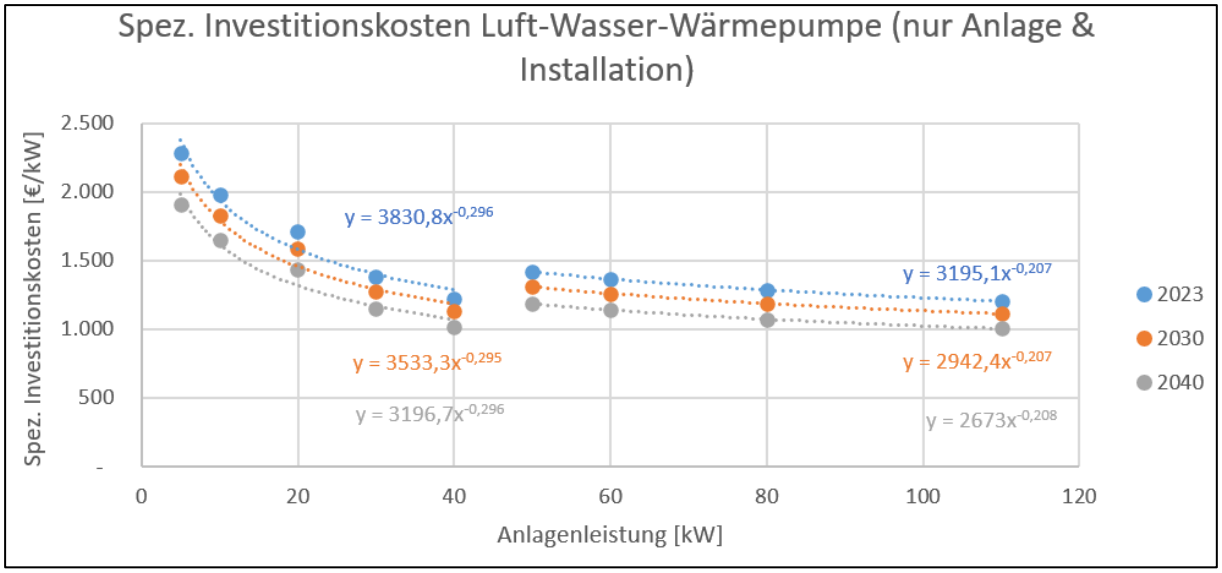


Abbildung 36:Investitionskosten für Luft-Wasser Wärmepumpen
Quelle: Prognos AG et al.

5.4 Tiefe Geothermie

Tiefengeothermie ist die Gewinnung von Wärmeenergie aus Erdwärme in Tiefen von meist über 400 m zur Wärmenutzung oder Stromerzeugung. Zwar lägen die zu erwartenden Temperaturen in Murnau bei ca. 45 °C bei 1.000 m und ca. 70 °C bei 2.000 m (Bayerisches Landesamt für Umwelt), jedoch ist das Potenzial aufgrund mehrerer Faktoren für eine geothermische Nutzung nicht geeignet.

Der Bayernatlas zeigt für die Region Murnau überwiegend Festgestein im Untergrund. Dies stellt ein grundsätzliches Problem für die tiefe Geothermie dar, da Festgestein – im Gegensatz zu einem porösen Sedimentaquifer wie dem Malm im Molassebecken – keine gleichmäßige Wasserdurchlässigkeit aufweist. Wasser kann dort nur durch Klüfte und tektonische Störungszonen zirkulieren, die räumlich sehr unregelmäßig verteilt und mit gängigen Erkundungsmethoden nur unzureichend vorhersagbar sind. Laut Geothermisches Informationssystem (GeotIS) gibt es daher auch keine wasserführende Schicht in Murnau. Dies führt zu einem erheblichen Fündigkeitsrisiko bei Tiefenbohrungen. Die tektonische Situation im alpinen Vorland ist zudem geprägt durch Überschiebungen und Störungszonen und erschwert sowohl die Prognose der Aquifereigenschaften als auch die Bohrdurchführung erheblich.

Das Bayerische Landesamt für Umwelt bewertet den Standort Murnau daher nicht als Gebiet mit günstigen geologischen Verhältnissen, weder für die hydrothermale Stromerzeugung noch für die hydrothermale Wärmegewinnung.

Grundsätzlich wäre eine geothermische Nutzung nach dem Prinzip des Projekts Geretsried[28] denkbar, wo tiefe Geothermie nicht aus einem klassischen Aquifer, sondern aus natürlich geklüftetem Festgestein gewonnen wird. Dieses Vorgehen ist jedoch mit einem deutlich höheren Explorationsrisiko verbunden als die klassische hydrothermale Nutzung im Molassebecken. Für eine Gemeinde der Größenordnung Murnau ist ein solches Vorhaben wirtschaftlich kaum darstellbar und mit erheblicher finanzieller Unsicherheit behaftet. Das Potenzial der tiefen Geothermie wird daher im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung als nicht verfügbar bewertet.

Eine weitere Option zur Nutzung der Tiefengeothermie ist die Einbringung von tiefen Erdwärmesonden. Dabei werden diese Sonden mehr als 400 m tief in das Erdreich eingebracht und fördern Wärme an die Oberfläche, welche mit Hilfe von hocheffizienten Wärmepumpen auf die nötige Vorlauftemperatur für Heizanlagen gebracht wird. Der Vorteil dieser Technik liegt darin, dass hier keine Heißwasser-Aquifere benötigt werden und damit das Fündigkeitsrisiko bei null liegt. Allerdings ist die erschließbare Leistung hier begrenzt auf wenige hundert kW, so dass sich diese Technik eher für einzelne Großverbraucher oder als Wärmequelle in kleinen Nahwärmenetzen eignet.[29] In der Regel

[28] Stadt Geretsried: Geothermie Erneuerbare Energiequelle in Geretsried. https://www.geretsried.de/geothermie (letzter Zugriff: 20.05.2026).

[29] Bayerisches Landesamt für Umwelt (2016): Erdwärme – die Energiequelle aus der Tiefe.

werden, aufgrund der geringen Leistungen, nur bereits vorhandene Tiefenbohrungen verwendet, um die Kosten gering zu halten und die tiefe Erdwärmesonde wirtschaftlicher zu machen.[30]

Im Norden des Gemeindegebiets Murnau, in der Nähe der Poschinger Allee, befindet sich eine Bohrung aus dem Jahr 1958 mit einer Tiefe von knapp 3.000 m[31]. Inwiefern diese noch nutzbar ist oder ob sie verfüllt wurde, müsste im Detail geprüft werden.

Die Kosten einer tiefen Geothermieanlage sind vor allem abhängig von den Bohrkosten. Eine Verteilung der Bohrkosten gemäß AGFW Praxisleitfaden 2023[32] wird in Abbildung 37 dargestellt. Die technische Nutzungsdauer einer Geothermieanlage variiert in der Literatur und in der Praxis zwischen ca. 20 und 30 (manchmal sogar bis zu 40) Jahren. Für die Wartung und Instandhaltung können jährlich ca. 26.000 €/MW gerechnet werden. Zusätzlich kommen etwa 100.000 €/a an Öffentlichkeitsarbeit dazu.[33]

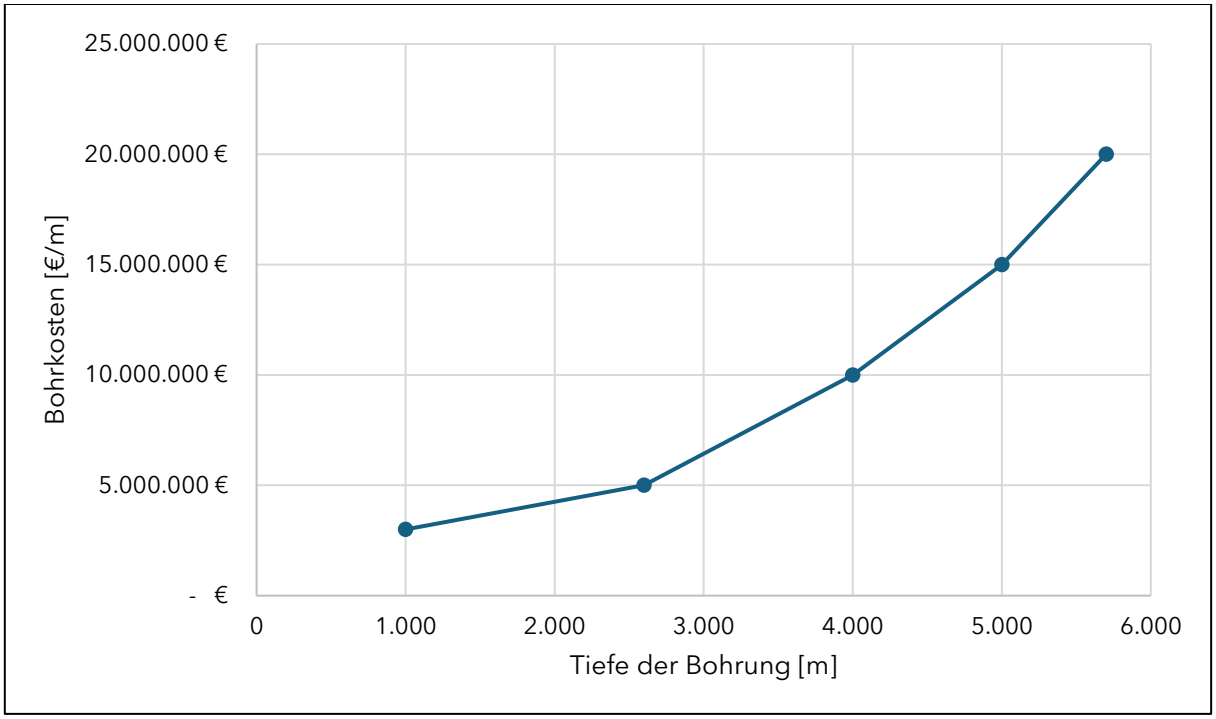


Abbildung 37: Kostenfunktion der Bohrkosten für eine Tiefengeothermieanlage
Quelle: AGFW Praxisleitfaden Tiefengeothermie

[30] AGFW (2023): Praxisleitfaden Tiefengeothermie.

[31] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Bohrpunktkarte Deutschland. www.boreholemap.bgr.de/mapapps/resources/apps/boreholemap/index.html?lang=de (letzter Zugriff: 13.11.2025).

[32] *Praxisleitfaden Tiefengeothermie*. 06.2023, AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.

[33] *Praxisleitfaden Tiefengeothermie*. 06.2023, AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.

5.5 Thermische Abfallbehandlungsanlagen

Der Landkreis Garmisch-Partenkirchen ist Teil des Zweckverbandes Müllverwertungsanlage Ingolstadt. Die nicht recyclebaren Abfälle der Gemeinde werden zentral in der Anlage des Verbandes thermisch verwertet. Die Errichtung einer eigenen Anlage für Murnau ist somit nicht sinnvoll.

Eine Klärschlammverbrennungsanlage gibt es in Murnau bisher nicht, der Markt verfügt aber auch über relativ geringe Mengen Klärschlamm. Der Bau einer Monoverbrennungsanlage ist erst bei deutlich größeren Mengen Klärschlamm wirtschaftlich und effizient.[34] Für den Markt Murnau stellt diese Option daher aktuell keine sinnvolle Lösung dar.

5.6 Biomasse/Biogas

Laut der Flächenerhebung aus dem Jahr 2023 bestehen im Markt ca. 1.233 ha landwirtschaftliche Fläche (32 % des Projektgebiets) und etwa 651 ha Wald (17 % des Projektgebiets). Insgesamt summiert sich die potenzielle Fläche für Biomasseproduktion auf 2.967 ha auf, was einen Anteil von 78 % des Marktes ausmacht (Landwirtschaft, Wald sowie weitere Vegetationsformen).[4] Allerdings gehört davon ein großer Teil zum Murnauer Moos.

Laut Energie-Atlas Bayern existieren im Markt Murnau folgende Biomassepotenziale:

Tabelle 9: Biomassepotenzial in Murnau
Datenquelle: Energie-Atlas Bayern

	Energiepotenzial [GJ]	Energiepotenzial [MWh/a]
Waldderbholz	22.700	6.306
Flur- und Siedlungsholz	4.000	1.111
Ertragsholz für Pappeln	530	147
Summe	**27.230 GJ**	**7.564 MWh/a**

Das Potenzial für feste Biomasse aus dem Gemeindegebiet wird allein durch die Nutzung von zwei Biomassekesseln im Bestandsnahwärmenetz Murnau weitgehend ausgeschöpft (ca. 7.700 MWh im Jahr 2024) (Kapitel 3.2.1.3). Allerdings gibt es in den umliegenden Gemeinden nach wie vor ein hohes Potenzial an ungenutzter Biomasse, u. a. durch die aktuell nötige Verjüngung der Privatwälder.

Zusätzlich gibt es in Murnau gemäß Energie-Atlas Bayern insgesamt ein technisches Biogaspotenzial von 583.660 m^3_{CH4}/a. Dabei ergibt 1 m^3_{CH4} etwa eine Wärmemenge von ca. 10 kWh[35]. Somit resultiert

[34] StEB Köln (Stand: 01.12.2021): FAQ zum Bau und Betrieb einer geplanten Klärschlammverbrennungsanlage in Köln-Merkenich.

[35] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.: Faustzahlen. https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen (letzter Zugriff: 15.12.2025).

ein Gesamtpotenzial durch Biogas von ca. 5.837 MWh/a. Die potenziellen Biogaserträge sind in Tabelle 10 ausgelistet.

Tabelle 10: Biogaspotenzial in Murnau
Datenquelle: Energie-Atlas Bayern

Sektor	**Biogaspotenzial**
Pflanzliche Biomasse	**1.513 MWh/a (25,9 %)**
Organischer Abfall	**1.533 MWh/a (26,3 %)**
Davon kommunales Biogut (Biotonne)	31,0 %
Davon kommunales Grüngut	5,3 %
Davon Organik im Hausmüll	22,3 %
Davon gewerbliche organische Abfälle	33,8 %
Davon Landschaftspflegeabfälle	7,6 %
Gülle und Festmist	**2.791 MWh/a (47,8 %)**
Davon Gülle	49,8 %
Davon Festmist	50,2 %
Summe	**5.837 MWh/a**

Da in Murnau bisher keine Biogasanlagen in Betrieb sind, ist für die Nutzung von Biogas durchaus ein Potenzial vorhanden.

Bei der Nutzung von Biomasse – sowohl in fester als auch in gasförmiger Form – sind verschiedene Herausforderungen zu berücksichtigen. Im Zuge des Ausbaus klimaneutraler Heizsysteme werden vermehrt Hackschnitzel- und Pelletheizungen installiert. Zu hinterfragen ist, inwiefern Holzbestand in Deutschland die damit steigende Nachfrage decken kann. Die Entwicklung deutet darauf hin, dass die zunehmende Nachfrage nach Holz sowie die potenziellen Engpässe in der Bereitstellung von Biomasse zu einem Anstieg der Preise und einer geringeren Qualität führen werden. Das Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat hingegen kommt in der gemeinsamen Studie mit dem Thünen-Institut per „Waldentwicklungs- Und Holzaufkommensmodellierung" zu aussichtsreichen Ergebnissen. Die Studie hat das Rohholzpotenzial und die Waldentwicklung im 5-Jahres-Perioden bis zum Jahr 2062 modelliert. Das Resultat war eine stabiler Gesamtvorrat von ca. 3,6 Mrd. m³ Holz.[36] Im Modell außer Acht gelassen wurden jedoch wirtschaftliche Einflüsse wie die

[36] Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat, Thünen-institut für Waldökosysteme (2025): Waldentwicklung und Rohholzaufkommen.

Entwicklung von Nachfrage und Preis. Der Energieholzmarktbericht 2022 erläutert wiederum in seinen Ergebnissen, dass mit einem Rückgang der Holzvorräte auf Landesebene nicht zu rechnen sei[37].

Biogas ist zwar emissionsärmer als fossile Energieträger, jedoch ist Biogas nicht THG-neutral. Die Emissionen der Biogasproduktion und -verbrennung sind je nach Substrat unterschiedlich und liegt bei ca. 250 g $CO_{2\text{-}E}$ pro kWh_{el}.[38]

Die Kosten von Biomassekesseln variieren je nach Leistung. Wo sich kleinere Kessel (10 – 100 kW) zwischen 250 und 2.000 €/kW bewegen, sind größere Kessel bereits ab ca. 150 €/kW verfügbar. Die jährlichen Kosten und Nutzungsdauer von Biomasseanlagen werden in Tabelle 11 dargestellt. Die Kostenstrukturen von Holzhackschnitzelanlagen[39] werden in Abbildung 38 aufgezeigt. Die Grafik zeigt, dass die Anschaffungskosten der Kessel nur ca. ein Drittel der Investition ausmachen.

Tabelle 11: Nutzungsdauer und Kosten von Biomassekessel gemäß VDI 2067

Biomasse	**Jährliche Wartung- und Instandsetzungs-kosten**	**Nutzungsdauer nach VDI 2067**
Hackschnitzel	6,0 %	15,00
Pellets	6,0 %	15,00

[37] Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (2024): Untersuchung des Energieholzmarktes in Bayern – Eine Analyse von Aufkommen und Verbrauch.

[38] Landwirtschaftskammer Niedersachsen: Was leisten Biogasanlagen für den Klimaschutz? https://www.lwk-niedersachsen.de/lwk/news/24157_Was_leisten_Biogasanlagen_fuer_den_Klimaschutz (letzter Zugriff: 20.02.2026).

[39] *Bericht: Biomasseheizungen für Wohngebäude mit mehr als 1.000 m² Gesamtnutzfläche.* 2007, Bremer Energie Institut

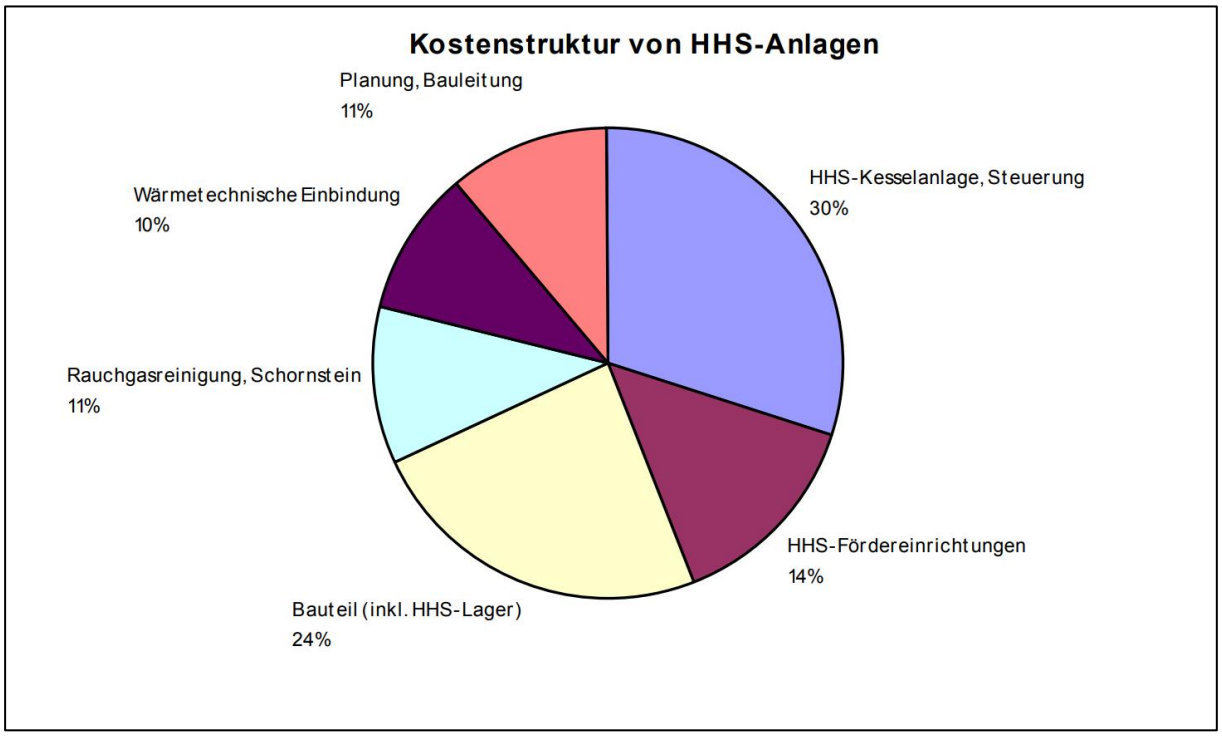


Abbildung 38: Kostenstruktur von Holzhackschnitzelanlagen
Quelle: Bremer Energie Institut

5.7 Wasserstoff

Wasserstoff ist in der Wärmeversorgung ein umstrittenes Thema. Am 22. Oktober 2024 genehmigte die Bundesnetzagentur (BNetzA) gemäß § 28q EnWG den Antrag der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) zur Errichtung des Wasserstoffkernnetzes in Deutschland. Das Kernnetz soll große Verbrauchs- und Erzeugungsstandorte von Wasserstoff in Deutschland verbinden und als langfristige Planungsgrundlage für die industriellen Großabnehmer dienen. Nach derzeitigem Planungsstand wird das Kernnetz zu 56 % aus umgewidmeten Erdgasleitungen bestehen.[40]

Eine große Unsicherheit liegt aktuell in der Höhe der zukünftig aufgerufenen Preise. Bei einem Wechsel auf Wasserstoff würden die Heizkosten (Endkundenpreis inkl. Infrastruktur & Steuern) in 2035 gegenüber Erdgas 2025 um ca. 74 bis 172 % steigen.[41] Zudem entstehen Kosten für die Umrüstung der H_2-ready-Heizung auf Wasserstoff. Das Fraunhofer IEG schreibt hierzu: „Die koordinierte Umstellung der Heizungen auf Wasserstoff wäre eine Mammutaufgabe. Weil Netze nur zonenweise vollständig umgestellt werden können, müssen bis zur Umstellung alle Gasheizungen in den umzustellenden Gebieten durch „H_2-ready"-Geräte ausgetauscht werden. Der Prozess ist sehr aufwändig bezüglich

[40] Bundesnetzagentur (2024): Wasserstoff Kernnetz. www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start. Zuletzt abgerufen: 29.10.2025.

[41] Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geotechnologien IEG (2025): Heizen mit Wasserstoff: Aufwand und Kosten für Haushalte anhand aktueller Daten und Prognosen.

Koordination, Zeit- und Personalaufwand. Im Gebäude sind neben Brenner- und Zählertausch zum Teil auch Hausanschluss und Leitungen betroffen. Der große Aufwand steht im Kontrast zur Tatsache, dass die Nachfrage in den H_2-Gebieten nach der Umstellung immer weiter sinken wird."[41]

Ein Einsatz von Wasserstoff für Gebäudewärme wird daher als unwahrscheinlich gesehen.

Zudem berücksichtigt das von den Fernleitungsnetzbetreibern geplante Wasserstoffnetz 2050 den Süden Bayerns nicht, daher wird das Potenzial für die Wasserstoffnutzung im Markt als sehr gering eingeschätzt.

5.8 Weitere erneuerbare gasförmige Energieträger

Neben Biogas und Wasserstoff können auch weitere erneuerbare gasförmige Energieträger zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung beitragen. Hierzu zählen insbesondere Biomethan, synthetisches Methan (e-Methan) sowie biogenes Flüssiggas (Bio-LPG).

Biomethan ist aufbereitetes Biogas, bei dem das Kohlendioxid weitgehend entfernt wird. Es besitzt nahezu die gleichen Eigenschaften wie fossiles Erdgas und kann ohne größere technische Anpassungen über das bestehende Gasnetz transportiert sowie in vorhandenen Heizungsanlagen oder Blockheizkraftwerken genutzt werden. Synthetisches Methan (e-Methan) wird durch die Methanisierung von grünem Wasserstoff und Kohlendioxid hergestellt und kann ebenfalls direkt in der bestehenden Erdgasinfrastruktur eingesetzt werden. Bio-LPG wird aus biogenen Reststoffen oder erneuerbaren Rohstoffen erzeugt und eignet sich insbesondere als erneuerbarer Ersatz für Flüssiggas in Einzelgebäuden außerhalb von Gas- und Wärmenetzen.

Allen drei Energieträgern ist gemeinsam, dass sie aufgrund der energieintensiven Herstellung bzw. der begrenzten nachhaltigen Biomassepotenziale langfristig nur in begrenzten Mengen verfügbar sein werden. Gleichzeitig ist aufgrund der hohen Nachfrage aus Industrie, Verkehr und anderen schwer elektrifizierbaren Sektoren mit vergleichsweise hohen Bereitstellungskosten zu rechnen.[42] Aus heutiger Sicht werden Biomethan, e-Methan und Bio-LPG daher vorrangig in Anwendungen eingesetzt werden, für die keine wirtschaftlich oder technisch sinnvolleren Alternativen bestehen. Für die kommunale Wärmeversorgung können sie insbesondere als Brennstoffe für Spitzenlast- und Reservekessel oder für einzelne, nicht an Wärmenetze anschließbare Gebäude eine ergänzende Rolle übernehmen, werden jedoch voraussichtlich keinen wesentlichen Beitrag zur flächendeckenden Wärmeversorgung leisten.

5.9 (Groß)Wärmespeicher

Wärmespeicher gibt es heutzutage in zahlreichen Varianten. In diesem Kapitel wird zuerst kurz auf die verschiedenen Varianten und Möglichkeiten eingegangen.

[42] Deutsche Energie-Agentur (dena) (2024): Wachsender Bedarf nach Biomethan im Gebäudebereich? https://www.dena.de/infocenter/wachsender-bedarf-nach-biomethan-im-gebaeudebereich/ (letzter Zugriff: 07.07.2026).

5.9.1 Pufferspeicher

Pufferspeicher speichern Wärme (oder Kälte) über kurze Zeiträume. Im Normalfall werden hiermit einige Stunden bis maximal Tage gemeint. Pufferspeicher bestehen aus einen wassergefüllten Stahlbehälter, der außenseitig von Wärmedämmung versehen wurde. Pufferspeicher werden oberirdisch gebaut. In Fernwärmenetze können Pufferspeicher für die kurzfristige Spitzenlastabdeckung benutzt werden. Pufferspeicher werden von sehr klein (< 1 m^3 für Einfamilienhäuser) bis sehr groß (8.000 m^3) hergestellt. In Wärmenetze werden normalerweise Pufferspeicher zwischen ca. 50 und 500 m^3 eingesetzt. Zudem werden oft, z.B. aus Platzgründen, mehrere kleinere Pufferspeicher gebaut.

5.9.2 Saisonalwärmespeicher / Langzeitwärmespeicher

5.9.2.1 Behälter

Behälter-Wärmespeicher (TTES, Tank Thermal Energy Storage) werden zum Großteil im Boden integriert, und aus Ortbeton gegossen. Die Innenseite des Behälters besteht aus Edelstahl- oder Schwarzstahlblech. Neuere Behälter gibt es mittlerweile auch ohne Beton und Stahlblech in GFK– oder Stahlkonstruktion. Der Boden, das Dach und die Wände eines Behälters sind mit Schaumglasschotter (Boden) oder Blähglasgranulat (Wand und Dach) gedämmt. Behälter-Wärmespeicher verfügen über Schichtbeladeeinrichtungen, um eine Abkühlung aufgrund von Durchmischung der Temperaturschichten zu vermeiden.

Das Medium von Behälter-Wärmespeicher ist Wasser. Behälter-Wärmespeicher können für drucklosen Konditionen, oder für Innendruck-Konditionen angefertigt werden. Drucklose Behälter können Temperaturen bis etwa 95 °C aushalten. Zusätzlich befestigte Behälter können über 100 °C aushalten.

Behälter-Wärmespeicher werden erst ab einer Größe von 1.000 m^3 energetisch effizient. Bereits errichteten Anlagen reichen bis zu ca. 12.000 m^3. GFK-Konstruktionen reichen nur bis ca. 6.000 m^3. Die Anlagen können in die Landschaft integriert werden, in dem sie von Bewuchs (z.B. Gras) versehen werden. Der aus dem Boden herausschauende Teil wird so nur als Grashügel wahrgenommen und ist für Personen begehbar. Der Boden soll eine hohe Belastbarkeit und einen tiefen Grundwasserstand (am besten unterhalb der Baugrubensole) aufweisen.

Behälter-Wärmespeicher mit dem Medium Wasser weisen eine geringe Trägheit auf. Sie eignen sich somit gut für die schnelle Abdeckung von Spitzenlasten.

Die Wärmespeicherkapazität von Behälter-Wärmespeicher liegt zwischen 60 und 80 kWh/m^3 [43].

5.9.2.2 Erdbecken

Erdbecken (PTES, Pit Thermal Energy Storage) sind im Vergleich zu Behälter-Wärmespeicher flacher mit einer größeren Oberfläche. Erdbecken werden, wie der Namen schon sagt, ebenfalls in den

[43] Solites (Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme): Saisonalspeicher. www.saisonalspeicher.de. Zuletzt abgerufen: 19.02.2026.

Boden eingebaut. Werden die Seitenwände von einem Verbau (z.B. Spundwand, Berliner Verbau, Bohrpfahlwand) versehen, so kann der Boden ggf. flach sein. Lässt die oberflächennahe Geologie es zu, sind jedoch geböschte Varianten billiger in der Herstellung. Der Boden und die Wände des Erdbeckens werden entweder durch Blähglasgranulat oder durch Membranschalung gedämmt. Erdbecken der Übergrößen können sogar ohne Dämmung hergestellt werden. Das Dach des Erdbeckens wird entweder durch einen gedämmten schwimmenden oder durch einen gedämmten aufliegenden Deckel abgeschlossen.

Das Medium von Erdbecken besteht entweder aus reinem Wasser oder aus einer Mischung von Wasser und Kies, oder Wasser und Erdreich. Zwar ist die Wärmespeicherfähigkeit von reinem Wasser höher als von den gemischten Varianten, jedoch ist die Tragfähigkeit von Wasser geringer (wichtig für das Dach und deren Nutzbarkeit), und die entstehende Temperaturschichtung höher. Umso höher der Mischanteil ist, umso niedrigere Temperaturen werden erreicht, und umso mehr Trägheit das Medium bekommt (und somit weniger geeignet für eine schnelle Spitzenlastabdeckung). Für eine Vergleichbare Wärmekapazität ist ein Erdbecken mit einem gemischten Medium somit viel größer auszulegen, jedoch sind die Baukosten dafür geringer[43]. In Erdbecken können Temperaturen von 80 - 95 °C erreicht werden[44] [45].

Erdbecken können indirekt (Wasserkreislauf kommt nicht in direkte Berührung mit dem Medium) oder direkt beladen werden. Bei der direkten Beladung und Entnahme sind, je nach Mischanteil, Filter einzusetzen. Wird nur reines Wasser benutzt, können auch bei Erdbecken Schichtbeladeeinrichtungen eingesetzt werden.

Auch für Erdbecken gilt eine Mindestgröße von 1.000 m^3. Bestehende Erdbecken reichen bis zu 230.000 m^3. Der Boden soll wie bei den Behälter-Wärmespeicher eine hohe Belastbarkeit und einen tiefen Grundwasserstand (unterhalb der Baugrubensole) aufweisen.

Die Wärmespeicherleistung von Erdbecken ist abhängig von der Mischung des Mediums. Erdbecken mit einer Wasser-Kies-Mischung erreichen Wärmespeicherkapazitäten von 30 – 50 kWh/m^3 (1,3 – 2 Wasseräquivalent).[43]

5.9.2.3 Erdsonden

Erdsonden fungieren sowohl als direkte Wärmequelle als auch als Wärmespeicher. Voraussetzungen für Erdsonden sind unter anderem einen geeigneten geologischen Bodenaufbau. Geeignete Flächen für Erdwärmesonden werden im Kapitel 3.3.1 angezeigt. Der Wärmespeicherkapazität der Erdwärmesonden ist abhängig von den geologischen und hydrogeologischen Bedingungen. Grundwasserbewegungen können hohe Wärmeverluste verursachen. Je nach den Bedingungen kann der

[44] Addous, M. A. (2006): Berechnen der Größe von Wasserspeichern zum saisonalen Speichern von Wärme bei der ausschließlichen Wärmeversorgung von Häusern mit Solarkollektoren. Dissertation, Technische Universität Bergakademie Freiberg.

[45] Schmidt, T.; Pauschinger, T.; Sørensen, P. A.; Snijders, A.; Djebbar, R.; Boulter, R.; Thornton, J. (2018): Design Aspects for Large-scale Pit and Aquifer Thermal Energy Storage for District Heating and Cooling. Energy Procedia 149, S. 585-594. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.223.

Untergrund bis ca. 80 - 90 °C erwärmt werden.[45] In Deutschland gibt es hierfür jedoch strenge Regeln (gemäß VDI 4640). Bei Speichertemperaturen über 40 °C sind Einflüsse auf konkurrierende Grundwassernutzungen bei der Anlagenplanung auszuschließen.

Erdwärmespeicher (BTES, Borehole Thermal Energy Storage) werden normalerweise durch Solarthermieanlagen oder ähnlichem in den Sommermonaten mit Wärme befüllt. Die Wärme wird über den Medium Wasser durch die Erdsonden geführt, an das Verfüllmaterial abgegeben und nachfolgend an den Untergrund weitergegeben. Für die Wärmeentnahme wird die Strömungsrichtung umgedreht. Erdsondenfelder können von der Oberseite mit einer Deckschicht versehen werden, die das Eindringen von Oberflächenwasser verhindert. Eine Wärmedämmung kann zur Oberfläche hin eingerichtet werden, jedoch nicht in andere Richtungen.

Erdsondenfelder sind ab einem Speichervolumen von ca. 20.000 m^3 sinnvoll, und erreichen Wärmedichten von ca. 15 – 30 kWh/m^3 (3 – 6 Wasseräquivalent).[43]

Der Untergrund zeigt eine hohe Trägheit auf, wodurch Erdsondenwärmespeicher nicht geeignet sind für die Spitzenlastabdeckung. Die Vorteile von Erdsondenfelder liegen vor allem in den geringeren Baukosten und den Erweiterungsmöglichkeiten.

5.9.2.4 Aquifer

Ein Aquifer-Wärmespeicher (ATES, Aquifer Thermal Energy Storage) ist abhängig von einem bereits bestehenden Aquifer im Untergrund, welche mit Brunnenbohrungen erschlossen wird. Das Grundwasser, was geologisch eingeschlossen sein muss, dient als Speichermaterial. Nicht jeder Aquifer ist aufgrund eines Mindestvolumens und eine Mindestschichtstärke als saisonaler Wärmespeicher geeignet. Für Aquifer-Wärmespeicher werden „kalte“ und „warme“ Brunnen eingesetzt. Für die Beladung des Aquifers wird das kalte Wasser entnommen, durch z.B. Solarthermieanlagen aufgeheizt, und in die warme Brunnen eingeleitet. Es können sich im Untergrund horizontale und vertikale Temperaturschichten bilden.[43] Der Großteil der geeigneten Aquifere liegt in Tiefen von mehr als 100 m, somit ist eine Wärmedämmung nicht möglich. Aufgrund der relativ hohen Wärmeverluste sind Aquifer-Wärmespeicher oft erst ab größeren Größen wirtschaftlich nutzbar.

Die Größe des Wärmespeichers ist komplett abhängig von der Größe des Aquifers. Von oben sind immer nur die Brunnen sichtbar. Die übrige Fläche ist weiterhin normal nutzbar. Die maximale Speichertemperaturen sind von den lokalen Bedingungen (Wasserchemie) abhängig. Bei schlechten Bedingungen können Belagsbildung, Verstopfung, Korrosion und Lösungserscheinungen resultieren. Zudem sind die geochemischen und ökologischen Einflüsse von höheren Speichertemperaturen (70 – 120 °C) noch Teil der Forschung[46]. In Bestandsprojekte wird bereits mit Temperaturen von bis zu 90 °C gearbeitet (Gouda)[44].

[46] Fleuchaus, P., Schüppler, S., Stemmle, R., Menberg, K., & Blum, P. (2021): Aquiferspeicher in Deutschland. Grundwasser, 26(2), 123-134.

Tabelle 12: Übersicht der Eigenschaften der gängigen Saisonalspeicheranlagen
Datenquelle: Saisonalspeicher.de

Speichertyp	Medium	Max. Temperatur	Mindestvolumen	Trägheit	Wärmespeicherkapazität
Behälter	Wasser	>100 °C	1.000 m³	-	60 – 80 kWh/m³
Erdbecken	Wasser / Wasser-Kies	95 °C	1.000 m³	Wasser: - Wasser-Kies: +	Wasser: 60 – 80 kWh/m³ Wasser-Kies: 30 – 50 kWh/m³
Erdsonden	Untergrund	90 °C	20.000 m³	++	15 – 30 kWh/m³
Aquifer	Grundwasser	90 °C	Lokal zu bestimmen, meist sehr groß	+	30 – 40 kWh/m³

5.9.2.5 Thermochemische Wärme- und Kältespeicher

Thermochemische Wärmespeicher basieren auf chemisch reversiblen Reaktionen sowie Ab- und Adsorptionsprozesse. Es können sehr hohe spezifische Wärmekapazitäten erreicht werden. Bei der Speicherbeladung werden chemische und / oder physikalischen Reaktionen durch zugeführte Wärme bewirkt. Die Entladung basiert auf die Umkehrbarkeit dieser Reaktionen. Je nach Medium können Temperaturen zwischen ca. 50 und 500 °C, oder sogar bis 1450 °C erreicht werden. Diese Speichermethode ist somit gut geeignet für den Einsatz in Fernwärmenetze.

Thermochemische Wärmespeicher können die Wärme über einen langen Zeitraum mit nur sehr wenige Verluste speichern. Es gibt jedoch noch sehr wenig thermochemische Wärmespeicher in Betrieb, da sie noch Bestandteil der aktuellen Forschung sind[47].

5.9.2.6 Latentwärmespeicher

Zu den Latentwärmespeicher gehören Eisspeicher und Phasenwechselmaterialien-Speicher (PCM-Speicher). Aufgrund von sehr geringen Betriebstemperaturen eignen sich große Eisspeicher generell nur für den Einsatz in kalten Nahwärmenetze.

PCM-Speicher werden zurzeit noch nicht in größeren Größenordnungen eingesetzt, und sind für Wärmenetze Teil der aktuellen Forschung. PCM-Speicher basieren auf einer Speicherung und Freigabe von Wärme bei Phasenwechsel des Speichermediums. Je nach Medium werden sehr hohe spezifische Wärmespeicherkapazitäten erreicht. Es können Temperatursspannen zwischen -50 und 600 °C abgedeckt werden. Bei den etwas gängigeren Salzhydrate und Paraffine werden Temperaturen zwischen 0 und 100 °C erreicht. Derzeit gibt es noch keine Produkte auf dem Markt, die in einem aktuellen oder einem potenziellen Wärmenetz in der Marktgemeinde Murnau eingesetzt werden können.[47]

5.9.2.7 Power-to-Heat-Anlage (Elektrodenheizkessel)

Das Prinzip Power-to-Heat (PtH) basiert auf einer Umwandlung elektrischer Energie in Wärme. Dies kann zum Beispiel mit Widerstands-Heißwasserkessel oder mit Elektroden-Heißwasserkessel

[47] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2021): Thermische Energiespeicher für Quartiere.

geschehen. Eine Kombination von Wasserspeicher und PtH-Anlagen kann unter Umständen die Wirtschaftlichkeit erhöhen, und ist generell gut geeignet für die Abdeckung von Spitzenlasten. Diese Methode ist jedoch stark abhängig von (erneuerbarem) Strom, und in welchen Mengen dies kurzfristig vorhanden ist. Diese Elektrodenheizkessel sind für Anschlüsse zwischen 5 und 20 kV ausgelegt. Aktuelle Projekte zeigen Leistungsklassen zwischen 550 kW_{th} und 100 MW_{th}. Sie eignen sich bei Wärmenetze mit Vorlauftemperaturen zwischen 80 und 130 °C.[47]

5.9.3 Potenzialflächen Wärmespeicher

Die Dimensionierung eines Wärmespeichers wird unter anderem durch den Wärmeerzeuger, die gesamte zu speichernde Wärmemenge sowie die Wärmeabnahme bestimmt. Dies, sowie die Sinnhaftigkeit eines Wärmespeichers, die abhängig ist von den aktuellen und zukünftigen Erzeugern und Verbraucherprofilen, wird erst in späteren Planungsschritten in Detail betrachtet, und ist nicht Bestandteil der Potenzialanalyse. Grundsätzlich kann jedoch gesagt werden, dass die Überwärme, die z. B. bei Solarthermieanlagen im Sommer anfällt, sich in einem Saisonalspeicher für den Gebrauch in der Wintersaison speichern lässt.

Die Platzanforderungen der jeweiligen Wärmespeichermethoden können sehr unterschiedlich ausfallen. Wichtig ist jedoch, dass die Wärmespeicher nah am Wärmenetz und optimalerweise nah am Betriebsstandort platziert sind.

Erdsondenwärmespeicher können lediglich in den in Kapitel 5.3.1.1 erwähnten Flächen errichtet werden. Da Erdsondenfelder auch relativ gut in grüne Infrastruktur integriert werden können, ergeben sich hier auch Park- und Sportflächen (ohne Baumbewuchs) als Potenzialflächen. Der Platzbedarf ist abhängig von der Dimensionierung des Wärmespeichers.



Abbildung 39: Kies-Wasser Erdbecken in Eggenstein
Bildquelle: Universität Stuttgart, Institut für Gebäudeenergetik, Thermotechnik und Energiespeicherung

Pufferspeicher und kleinere Behälterwärmespeicher können sehr gut auf Betriebsgeländen aufgebaut werden, solange ausreichend Platz zur Verfügung steht. Werden größere Behälterwasserspeicher oder Erdbeckenspeicher errichtet, so sind baumfreie Freiflächen notwendig. Je nach

Ausführung können diese Anlagen ebenfalls gut in die grüne Infrastruktur integriert werden, wie es zum Beispiel in Augsburg oder Eggenstein gemacht wurde (Abbildung 39).

Die Kosten für Wärmespeicher richten sich nach der Komplexität der Herstellung sowie der Größe des Speichers. In Abbildung 40 werden die Kosten pro m³ für verschiedene Saisonalspeicher anhand von Projekten dargestellt. In der Regel sind Saisonalspeicher auf eine Lebensdauer von 30 bis 50 Jahren ausgelegt[48].

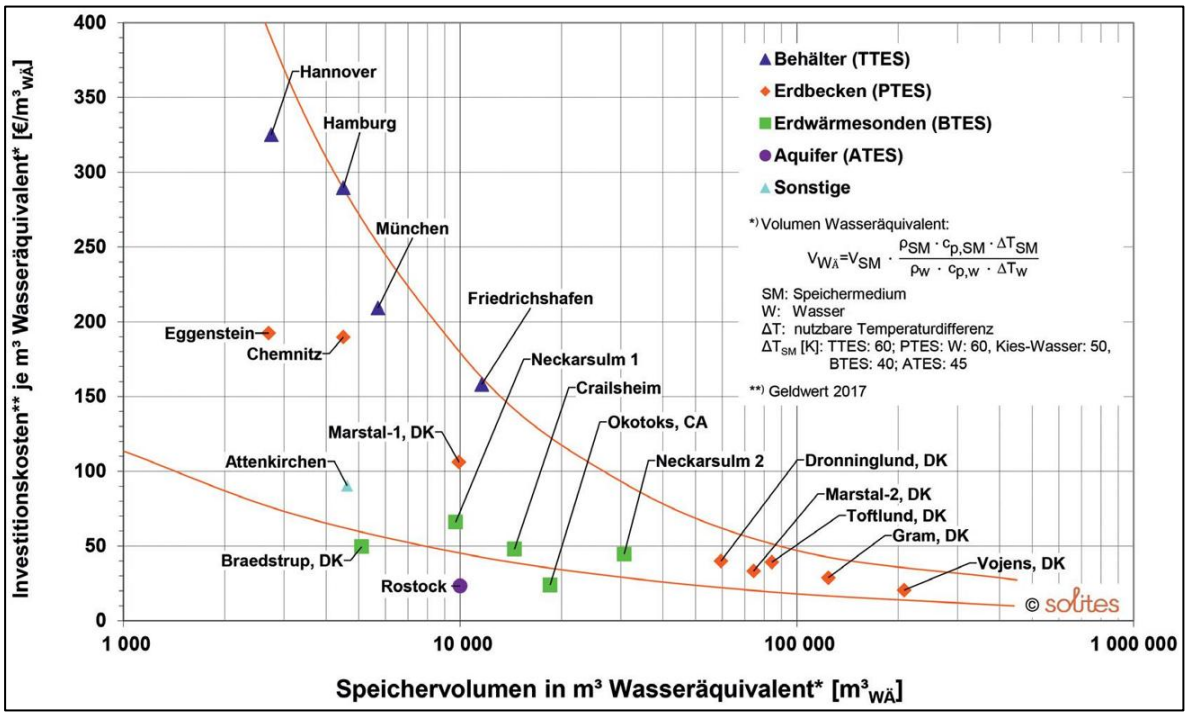


Abbildung 40: Kosten von verschiedenen Saisonalspeichervarianten pro m³
Quelle: Saisonalspeicher.de

[48] *Saisonalspeicher*. Solites, Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme

5.10 Zusammenfassung der Potenziale

Die vorhandenen Potenziale des Markts Murnau werden in Tabelle 13 zusammengefasst.

Tabelle 13: Zusammenfassung der Potenziale

Energieträger	**Potenzial**
Abwärme	-
Solarenergie	✓
Erdwärmesonden	✓
Erdwärmekollektoren	✓
Grundwasserwärmepumpen	✓
Flusswasser	Detailliertere Prüfung notwendig
Seewasser	✓
Luftwärmepumpe	✓
Abwasser	Detailliertere Prüfung notwendig
Tiefe Geothermie	-
Tiefe Erdwärmesonden	-
Biomasse	-
Biogas	✓
Thermische Abfallbehandlungsanlagen	-
Wasserstoff	-
Weitere erneuerbare gasförmige Energieträger	-

Dabei unterscheiden sich die einzelnen Technologien hinsichtlich ihrer technischen Machbarkeit, Wirtschaftlichkeit und ökologischer Wirkung deutlich. Die nachfolgende Tabelle fasst die wesentlichen Vor- und Nachteile der betrachteten Energieträger zusammen.

Energieträger	Vorteile	Nachteile
Solarthermie/ Photovoltaik	– Nahezu CO_2-freie Erzeugung – Langlebige Anlagen – Hohe Temperaturen (bis ca. 110 °C) möglich	– Hohe Investitionskosten – Wärme oft dann verfügbar, wenn nicht benötigt – In der Regel nur in Kombination mit weiteren Erzeugern einsetzbar
Biomasse	– Großflächig verfügbar und installierbar – Hohe Temperaturbereiche erreichbar – Relativ kostengünstig	– Steigende Nachfrage – Sinkende Qualität – Nur bei Einsatz von nachhaltiger Biomasse CO_2-Neutral
Luftwärmepumpe	– Nahezu überall installierbar – Hoher Coefficient of Performance (COP) im Sommer	– Niedriger COP im Winter – Vorlauftemperatur < ca. 85 °C – Geräuschpegel
Erdsonden/ -kollektoren	– Hoher COP erreichbar – Konstante Quelltemperaturen	– Auskühlung des Bohrlochs – Viele Restriktionen für Installation – Hohe Investitionskosten
Grundwasserwärmepumpe	– Hoher COP erreichbar – Konstante Quelltemperaturen	– Viele Restriktionen für Installation – Hohe Investitionskosten
Flusswasserwärmepumpe	– Hoher COP erreichbar – Sehr hohe Leistungen möglich	– Viele Restriktionen für Installation – Komplexes Genehmigungsverfahren – Hohe Investitionskosten – Schwankende Temperaturen (Ausfallzeiten)
Abwasserwärmepumpe	– Hoher COP erreichbar – Temperaturen im Sommer sowie im Winter gut	– Nur ab bestimmten Rohrdurchmesser und Abflussmengen installierbar – Ggf. erhöhter Reinigungs- und Wartungsaufwand
Wasserstoff	– Bestehende Gasinfrastruktur ggf. teilweise weiter nutzbar – Hohe Flexibilität – Hohe Temperaturen erreichbar	– Aktuell hohe Kosten – Derzeit noch nicht klimaneutral – Generell im Industriesektor mehr benötigt
Tiefengeothermie	– Potenziell hohe Temperaturen erreichbar – Im Betrieb sehr zuverlässig und kosteneffizient	– Sehr hohe Investitionskosten – Fündigkeitsrisiko bei Bohrungen

Tabelle 14: Vor- und Nachteile der jeweiligen Energieträger

Nachfolgend werden die Wärmegestehungskosten für typische dezentrale Versorgungsfälle gemäß einer Studie des Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität Köln dargestellt[49].

[49] Wärmegestehungskosten für verbrauchsnahe Wärmeerzeugung in Wohngebäuden. 2023, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln

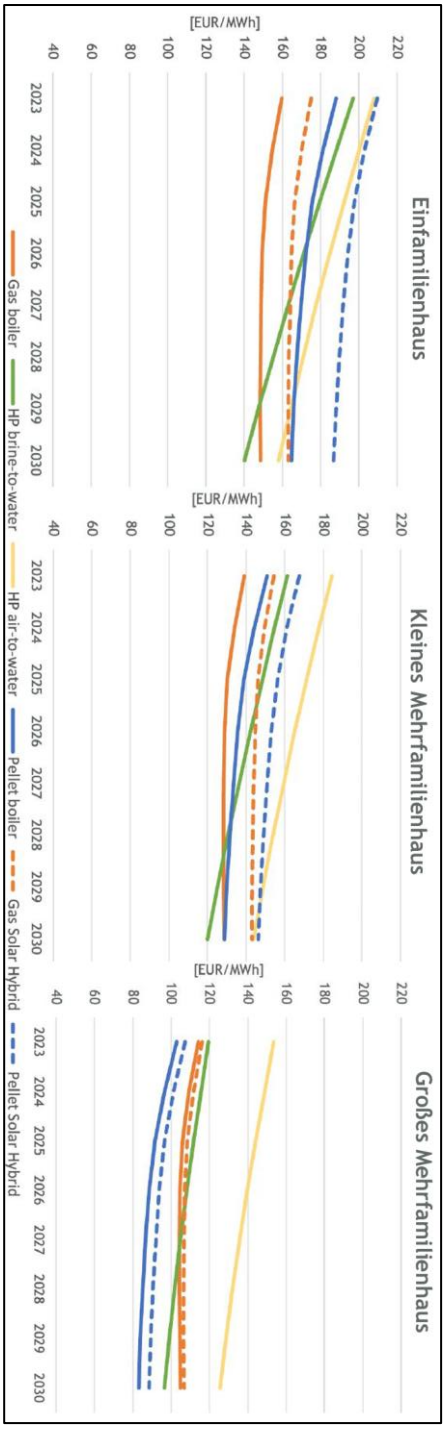


Abbildung 41: Wärmegestehungskosten in einem mittleren Preisszenario nach Gebäudetypen in Deutschland gemäß Studie des Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln

6. Zielszenarien und Entwicklungspfade

In Abstimmung mit dem Markt Murnau wurde für das gesamte Projektgebiet ein Zielszenario entwickelt. Die Bestands- und Potenzialanalyse stellt die Grundlage dieser Einteilung dar. Die Zielszenarien stellen in Fünf-Jahres-Schritten dar, wie sich die Wärmeversorgung des Markts in den kommenden Jahren entwickeln kann.

Aus dem Wärmekataster der Bestandsanalyse wurden Wärmeliniendichten (kWh/(m*a)) bei Anschlussquoten von 50 %, 70 % und 100 % erstellt. Die Wärmeliniendichten (Wärmebedarf pro Meter) liefern erste Erkenntnisse über die Wirtschaftlichkeit und technische Eignung von potenziellen Wärmenetzen (Tabelle 15).

Tabelle 15: Wärmenetzeignung in Abhängigkeit der Wärmeliniendichte gemäß KWW Handlungsleitfaden Wärmeplanung

Wärmeliniendichte (kWh/m*a)	Einschätzung der Eignung zur Errichtung von Wärmenetzen
0 – 700	Kein technisches Potenzial
700 – 1.500	Empfehlung für Wärmenetze bei Neuerschließung von Flächen für Wohnen, Gewerbe oder Industrie
1.500 – 2.000	Empfehlung für Wärmenetze in bebauten Gebieten
> 2.000	Wenn Verlegung von Wärmetrassen mit zusätzlichen Hürden versehen ist (z. B. Bahn- oder Gewässerquerungen)

Die potenziellen Gebiete für Wärmenetze wurden anschließend hinsichtlich ihrer Umsetzbarkeit und Priorität bewertet. Dabei flossen verschiedene Kriterien ein – unter anderem das Vorhandensein von Ankerkunden (z. B. Liegenschaften mit dauerhaft hohem Wärmebedarf), die erwartbare Anschlussquote, der Bestand vorhandener Wärme- oder Gasnetze, die Potenziale erneuerbarer Energiequellen sowie mögliche Risiken. Außerdem wurden die Zielszenarien mit den bestehenden Ausbauplänen der Fernwärme Murnau abgeglichen.

Ziel ist es, den Anteil fossiler Energieträger spätestens bis zum Jahr 2045 vollständig zu eliminieren und eine nahezu klimaneutrale Wärmeversorgung zu erreichen.

6.1 Wärmeliniendichten

Die anschließende Abbildung visualisiert die räumliche Verteilung der Wärmeliniendichten im Untersuchungsgebiet. Sie verdeutlicht die unterschiedlichen Abstufungen der Wärmeliniendichte und zeigt, in welchen Bereichen eine leitungsgebundene Wärmeversorgung technisch und wirtschaftlich sinnvoll erscheint. In der Betrachtung wird von einer Anschlussquote von 70 % ausgegangen.

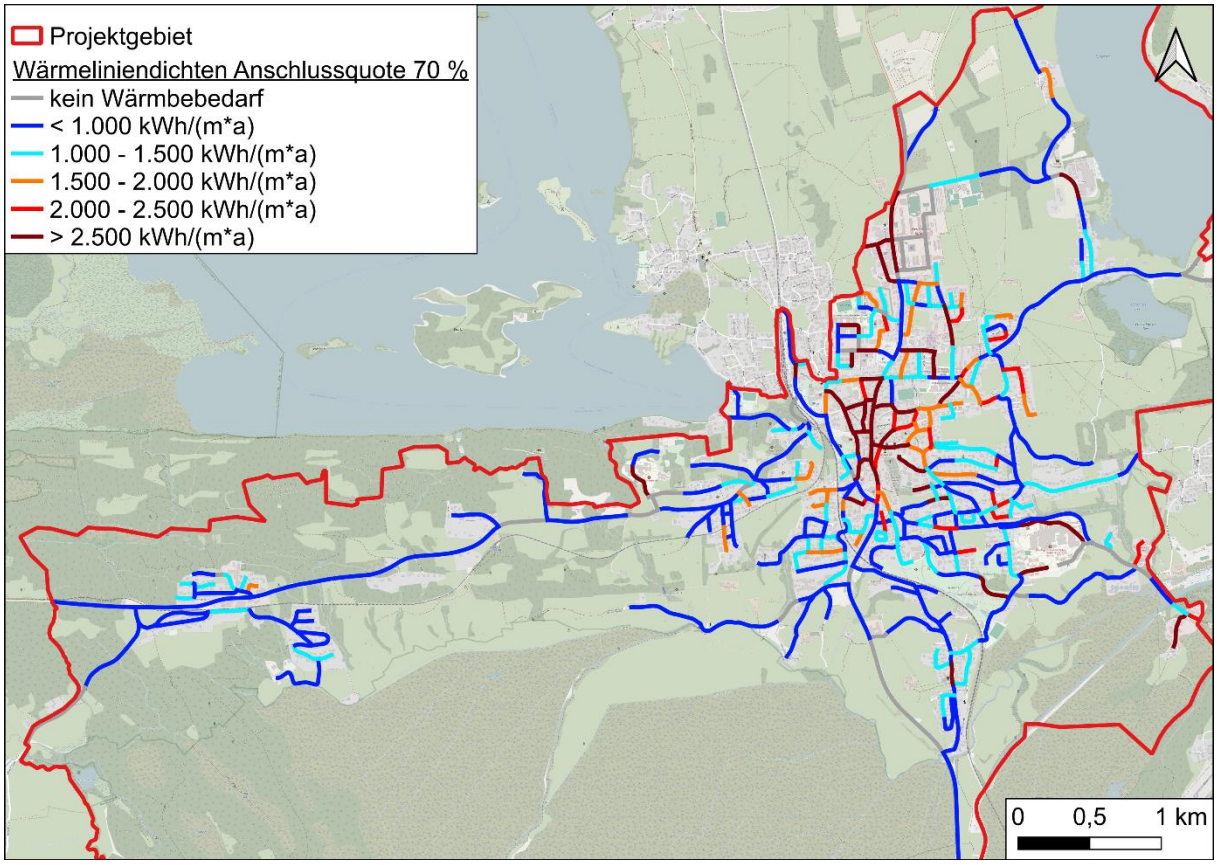


Abbildung 42: Wärmeliniendichten im Projektgebiet, Anschlussquote 70 %

Ersichtlich ist, dass in großen Teilen des Marktgemeindegebiets sehr geringe Wärmeliniendichten vorhanden sind (dunkel- und hellblaue Abschnitte). Der Ortsteil Westried (im Westen von Murnau) hat durchgehend geringe Wärmeliniendichten und wird daher nicht detaillierter betrachtet. Vorab ebenfalls ausgeschlossen werden einzelne Bereiche, in denen hohe Wärmeliniendichten vorliegen, die aber in der Regel von einzelnen großen Verbrauchern bestimmt werden (z. B. BGU, Geiger Automotive GmbH).

Insbesondere im Ortszentrum finden sich jedoch durchgehend hohe Wärmeliniendichten (rote und dunkelrote Abschnitte). Daher wird im Folgenden das Zentrum von Murnau nochmal detaillierter betrachtet.

6.2 Wärmenetzgebiete

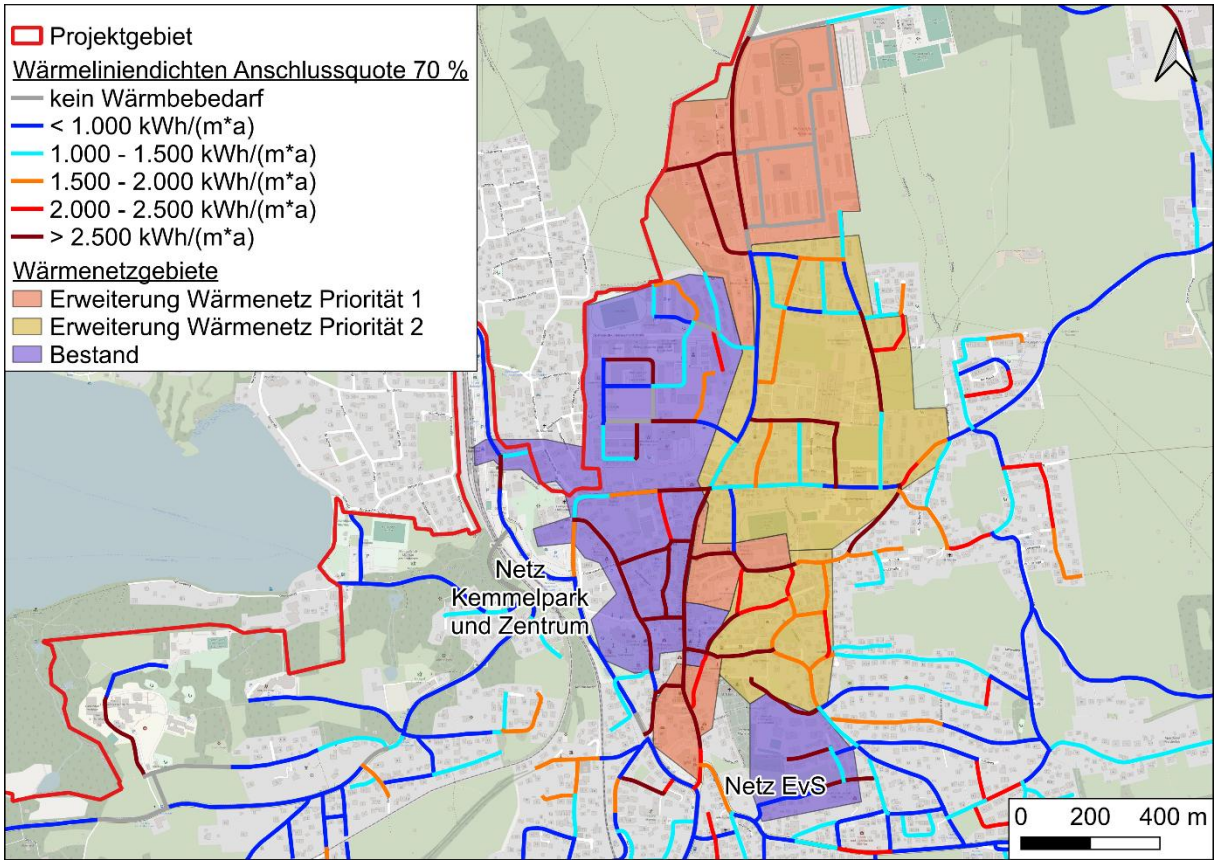


Abbildung 43: Wärmenetzgebiete Murnau mit Wärmeliniendichten

Wie in Abbildung 43 zu sehen ist, liegt ein Teil der hohen Wärmeliniendichten bereits im Bestandsnetzgebiet (lila). Die Priorisierung der möglichen Wärmenetzgebiete (gelb und orange) wurde auf Basis der Wärmeliniendichte, anstehender Sanierungen und zentraler Ankerkunden bewertet. Die entstandenen Wärmenetzgebiete entsprechen im Großen und Ganzen der Ausbauplanung der Gemeindewerke für das Bestandsnetz, was die hohe Eignung bestätigt.

In der folgenden Abbildung sind die Wärmenetzgebiete mit den Bestandsnetzen nochmals abgebildet und entsprechend ihrer Priorität nummeriert:

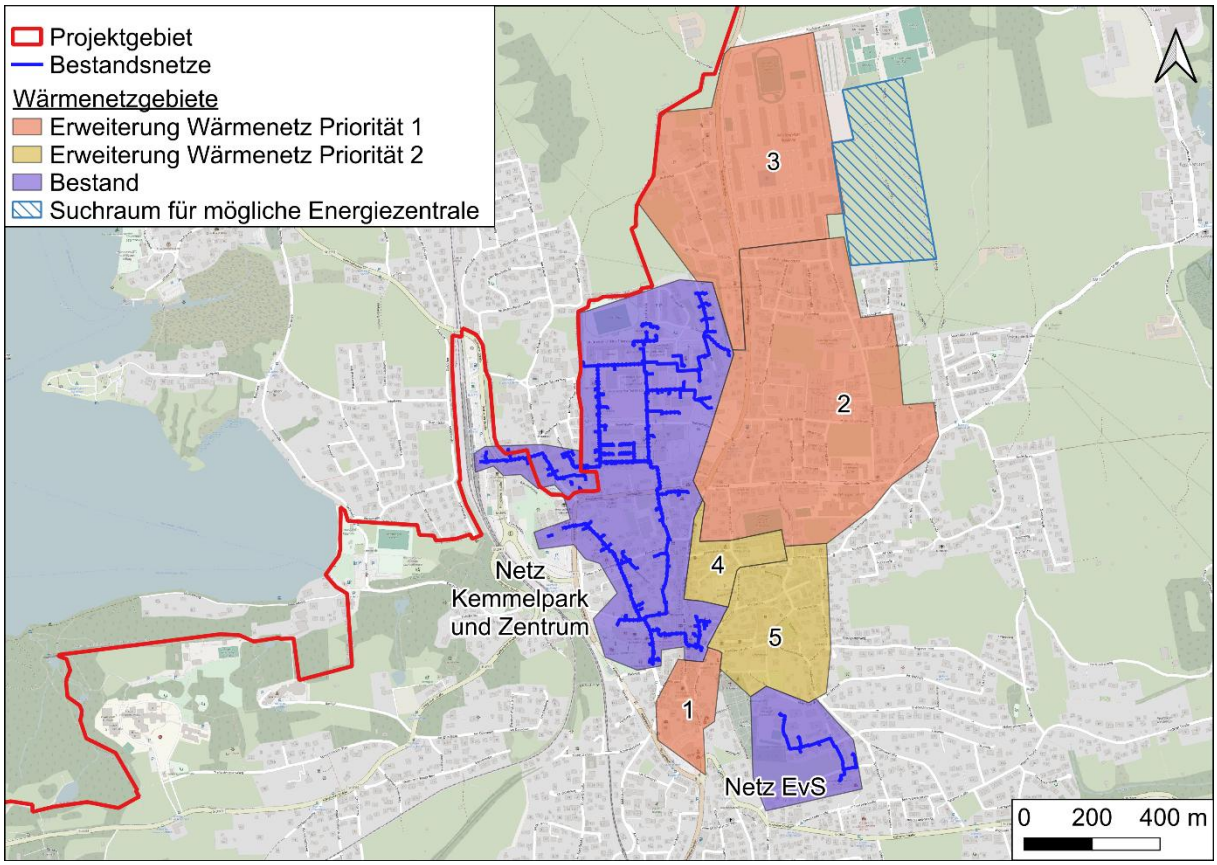


Abbildung 44: Wärmenetzgebiete Murnau mit Benennung

In den folgenden Kapiteln wird auf jedes Wärmenetzgebiet kurz eingegangen.

6.2.1 Wärmenetzgebiet 1

Das Wärmenetzgebiet 1 schließt südlich an das Bestandsnetz Kemmelpark und Zentrum an. Das Gebiet umfasst die Lederergasse sowie Teile des Untermarkts bis zum Tengelmann-Center. Dieses Gebiet ist bereits am konkretesten ausgearbeitet: die Leistungsphasen 2 bis 4 HOAI wurden bereits abgeschlossen und ein Förderantrag für Modul 2 der Bundesförderung für Effiziente Wärmenetze (BEW) für die Planungsleistungen der Leistungsphasen 5 bis 8 HOAI und die Investitionskosten wurde gestellt.

Im Wärmekataster ist ein Gesamtwärmebedarf (Anschlussquote 70 %) von ca. 2.310 MWh/a hinterlegt. In der Ausbauplanung wird aktuell auf Basis der bereits angefragten Anschlussnehmer von einem geringeren Bedarf von ca. 1.000 bis 1.400 MWh/a ausgegangen, da hier bisher nur die direkt an die Trasse angrenzenden Gebäude berücksichtigt wurden.

Folgende Kennzahlen definieren damit das Wärmenetzgebiet 1:

- Wärmebedarf laut Wärmekataster Anschlussquote 100 %: 3.300 MWh/a
- Wärmebedarf laut Wärmekataster Anschlussquote 70 %: 2.310 MWh/a
- Möglicher Vollausbau: 2030 (mit einer Anschlussquote von 70 %)

Nach Erhalt des Förderbescheids werden die Planungen möglichst schnell vorangetrieben, um dann mit der Ausschreibung und Umsetzung der Wärmenetzerweiterung beginnen zu können.

Da die bestehende Energiezentrale den zusätzlichen Wärmebedarf des Wärmenetzgebiets 1 abdecken kann, wird zunächst von derselben Aufteilung der Energieträger wie im Bestandsnetz ausgegangen (ca. 66 % Biomasse, ca. 34 % Gas). Aufgrund der Pflicht zur Transformation der Energieträger zur Treibhausgasneutralität bis 2045 wurde der Gasanteil des Bestandsnetzes im Zielszenario der Wärmeplanung nach und nach beispielhaft durch Wärmepumpen ersetzt.

6.2.2 Wärmenetzgebiet 2

Das Wärmenetzgebiet 2 wurde ebenfalls mit einer hohen Priorität bewertet. Es schließt östlich an das Bestandsnetz an. Das Gebiet ist insbesondere interessant, da hier ggf. die Trasse zu einer möglichen neuen Energiezentrale im Osten der Kaserne geführt werden könnte. Der aktuell angedachte Standort der Energiezentrale ist ebenfalls in Abbildung 44 eingezeichnet. Im Wärmenetzgebiet 2 befinden sich außerdem große potenzielle Ankerkunden wie das Staffelseegymnasium und die Realschule im blauen Land sowie teils dichte Wohnbebauung mit hohen Bedarfen.

Folgende Kennzahlen definieren das Wärmenetzgebiet 2:

- Wärmebedarf laut Wärmekataster Anschlussquote 100 %: 10.800 MWh/a
- Wärmebedarf laut Wärmekataster Anschlussquote 70 %: 7.600 MWh/a
- Möglicher Vollausbau: 2035 (mit einer Anschlussquote von 70 %)

Für dieses Gebiet sind zunächst Detailplanungen insb. der neu geplanten Energiezentrale erforderlich. Eine Umsetzung wird bis ca. 2035 anvisiert.

Grundsätzlich kommen für die Versorgung verschiedene Energieträger infrage, da die neue Energiezentrale noch nicht geplant wurde. In einem bereits abgeschlossenen Transformationsplan für das Bestandsnetz Murnau wurden bereits verschiedene Optionen an erneuerbaren Energieträgern bewertet. Außerdem wurden die Ergebnisse der Potenzialanalyse der Wärmeplanung einbezogen. Im Zielszenario der Wärmeplanung wurde daher beispielhaft eine Versorgung mit Wärmepumpen hinterlegt, da diese flexibel einsetzbar sind und nicht von Biomasse oder fossilen Energieträgern abhängen. Die Wärmequelle der Wärmepumpe (z. B. Seewasser, Grundwasser, Umgebungsluft) bleibt zunächst noch offen.

6.2.3 Wärmenetzgebiet 3

Im Wärmenetzgebiet 3 im Norden Murnaus liegen die Kaserne Murnau sowie ein kleines Gewerbegebiet (u. a. BayWa, Autohaus, Supermarkt). Sehr hohe Wärmeliniendichten machen einen Anschluss ans Wärmenetz interessant. Hinzu kommt, dass direkt östlich der Kaserne der bereits angesprochene Standort der neuen Energiezentrale eingeplant wird. Sollte hier tatsächlich eine weitere Energiezentrale zur Versorgung weiterer Kunden des Netzes realisiert werden, bietet sich der Anschluss des direkt angrenzenden Gebiets an.

Folgende Kennzahlen definieren das Wärmenetzgebiet 3:

- Wärmebedarf laut Wärmekataster Anschlussquote 100 %: 7.800 MWh/a
- Wärmebedarf laut Wärmekataster Anschlussquote 70 %: 5.500 MWh/a
- Möglicher Vollausbau: 2035 (mit einer Anschlussquote von 70 %)

Zur Prüfung einer möglichen Umsetzung eines Wärmenetzes wäre im nächsten Schritt eine konkretere Ansprache der Unternehmen im Gewerbegebiet sowie insbesondere der Bundeswehr erforderlich, um das tatsächliche Anschlussinteresse und mögliche Bedingungen abzustimmen. Ebenso wie im Wärmenetzgebiet 2 wird in diesem Gebiet von Wärmepumpen als Wärmeerzeuger ausgegangen, da die Versorgung über dieselbe Energiezentrale erfolgen soll.

6.2.4 Wärmenetzgebiet 4

Das Wärmenetzgebiet 4 schließt östlich an das Bestandsnetz Kemmelpark und Zentrum an. Zentraler Ankerkunde für die Erweiterung wäre die Christoph-Probst-Mittelschule mit einem Wärmebedarf von ca. 540 MWh/a. Auf dem Weg zu der Schule können ebenfalls verschiedene kleinere Wohn- und Gewerbegebäude insbesondere in der Johannisstraße angeschlossen werden.

Folgende Kennzahlen definieren das Wärmenetzgebiet 4:

- Wärmebedarf laut Wärmekataster Anschlussquote 100 %: 2.900 MWh/a
- Wärmebedarf laut Wärmekataster Anschlussquote 70 %: 2.000 MWh/a
- Möglicher Vollausbau: 2035 (mit einer Anschlussquote von 70 %)

Im nächsten Schritt müssten hier die Planungen konkretisiert werden, insbesondere hinsichtlich möglicher Anschlussnehmer und der möglichen Trassenführung. Ebenso wie im Wärmenetzgebiet 2 wird in diesem Gebiet von Wärmepumpen als Energieträger ausgegangen, da die Versorgung über dieselbe Energiezentrale erfolgen soll.

6.2.5 Wärmenetzgebiet 5

Das Wärmenetzgebiet 5 schließt südöstlich an das Bestandsnetz Kemmelpark und Zentrum an. Es stellt nicht nur die Verbindung zu den priorisierten Gebieten 1 und 2 her, sondern auch zum Bestandsnetz EvS. Ein Zusammenschluss der bestehenden und weiteren geplanten Netze wäre aus Gründen der Redundanz und Versorgungssicherheit sinnvoll.

Folgende Kennzahlen definieren damit das Wärmenetzgebiet 5:

- Wärmebedarf laut Wärmekataster Anschlussquote 100 %: 5.000 MWh/a
- Wärmebedarf laut Wärmekataster Anschlussquote 70 %: 3.500 MWh/a
- Möglicher Vollausbau: 2040 (mit einer Anschlussquote von 70 %)

Dieses Gebiet hat wie das Wärmenetzgebiet 4 eine niedrigere Priorität als die ersten drei Wärmenetzgebiete. Folglich muss zunächst eine Detailbetrachtung hinsichtlich der möglichen Trassenführung und der Anschlussinteressenten erfolgen. Die Umsetzung wird etwa bis 2040 prognostiziert.

Da der Ausbau von Wärmenetzgebiet 5 erst mit Ausbau einer weiteren Heizzentrale umgesetzt werden kann, werden für das Zielszenario ebenfalls Wärmepumpen als Wärmeerzeuger hinterlegt (siehe Wärmenetzgebiet 2).

6.2.6 Zusammenfassung Wärmenetzgebiete

Die fünf Wärmenetzgebiete ergänzen das Bestandsnetz Kemmelpark und Zentrum sowie das Bestandsnetz EvS mit einem zusätzlichen Wärmebedarf von fast 30.000 MWh/a (bei 70 % Anschlussquote in Summe ca. 20.900 MWh/a). Die Gebiete 1 bis 3 wurden aufgrund hoher Wärmeliniendichten, vorhandener Planungsreife bzw. großer Ankerkunden priorisiert und könnten bis 2030/2035 versorgt werden. Die Gebiete 4 und 5 sind nachrangig priorisiert, für sie ist ein Vollausbau bis ca. 2035/2040 vorgesehen. Die folgende Tabelle fasst die wichtigsten Kennzahlen nochmal zusammen:

Tabelle 16: Zusammenfassung Wärmenetzgebiete

Wärmenetzgebiet	Wärmebedarf 100 % (MWh/a)	Wärmebedarf 70 % (MWh/a)	Ausbau 70 %	Energieträger im Zielszenario	Status
Bestand	ca. 9.000		-	Biomasse & Gas (Bestands-Energiezentrale, mit sinkendem Gasanteil)	Bereits umgesetzt
1	3.300	2.310	2030		Planung LPH 2–4 abgeschlossen, BEW-Förderantrag gestellt
2	10.800	7.600	2035	Neue Energiezentrale mit 100 % Wärmepumpe(n) (Wärmequelle offen)	Ankerkunden, Verbindung neue Energiezentrale, Konkretisierung offen
3	7.800	5.500	2035		Ansprache Gewerbe/Bundeswehr nötig, Konkretisierung offen
4	2.900	2.000	2035		Ankerkunden, Konkretisierung offen
5	5.000	3.500	2040		Niedrigere Priorität

Nach dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) besteht grundsätzlich die Möglichkeit, sogenannte Prüfgebiete auszuweisen, in denen mehrere Versorgungsoptionen als grundsätzlich gleichwertig möglich betrachtet und einer vertiefenden Prüfung unterzogen werden. Da jedoch aus Sicht des Marktes

sowie der Gemeindewerke sowohl fossile Energieträger als auch Wasserstoff langfristig kein tragfähiges Versorgungspotenzial darstellen und den Bürgerinnen und Bürgern eine Planungssicherheit gegeben werden soll, wurde auf die Ausweisung von Prüfgebieten verzichtet. Stattdessen werden ausschließlich dezentrale Versorgungsgebiete und Wärmenetzgebiete definiert. Die Wärmenetz-gebiete wurden bereits beschrieben, die dezentralen Versorgungsgebiete umfassen entsprechend das übrige Marktgebiet. Damit ergibt sich folgende Aufteilung:

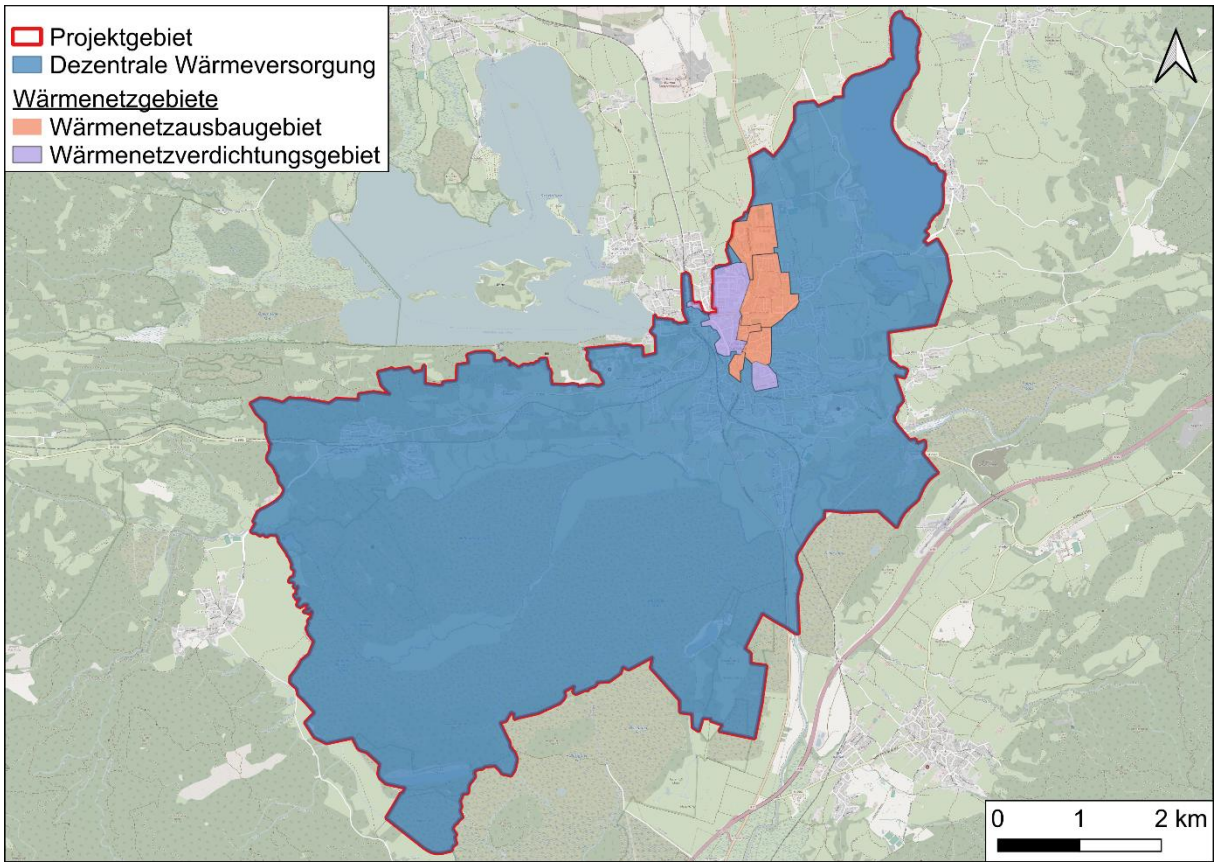


Abbildung 45: Wärmeversorgungsgebiete Murnau Zieljahr 2045

Hierbei ist zu betonen, dass die Gebietsgrenzen nicht als starre, verbindliche Linien zu verstehen sind. Die Ausweisung als Wärmenetzgebiet stellt keine Garantie dafür dar, dass dort tatsächlich ein Wärmenetz realisiert wird, ebenso wie umgekehrt gerade in unmittelbar angrenzenden, als dezentral ausgewiesenen Bereichen ein späterer Netzausbau nicht ausgeschlossen ist. Die kommunale Wärmeplanung versteht sich als strategischer Fahrplan und Orientierungsrahmen, der mit der Ausbauplanung der Gemeindewerke Murnau abgestimmt ist, ohne die konkrete Umsetzung im Einzelfall vorwegzunehmen.

6.3 Entwicklung der Versorgungsstruktur und des Energieträgermixes

Unter Berücksichtigung der definierten Wärmenetzgebiete mit ihren jeweiligen Ausbauhorizonten sowie der dezentral versorgten Gebiete wurde das Zielszenario für den Markt Murnau entwickelt. In

der Berechnung des Zielszenarios wurde das im Kapitel 4 beschriebene O45-Szenario hinterlegt (1,6 % Sanierungsrate), wodurch der spezifische Wärmebedarf des Gebäudebestands langfristig deutlich sinkt. Dies betrifft auch die zentrale Wärmeversorgung – sinkende Bedarfe können hier beispielsweise durch Nachverdichtungen oder Netzerweiterungen ausgeglichen werden.

Gleichzeitig ist in Murnau von einer weiteren baulichen Entwicklung auszugehen. Hierzu zählen unter anderem das Neubaugebiet in Hechendorf, Nachverdichtungen im Kemmelpark sowie ein erwarteter Personalaufwuchs der Bundeswehr am Standort Murnau durch eine steigende Anzahl an Rekrutinnen und Rekruten. Daher wurde ein Anstieg im Wärmebedarf von ca. 500 MWh pro Fünfjahreszeitraum ergänzt. Dennoch sinkt der Wärmebedarf bis 2045 in der Berechnung insgesamt sehr deutlich.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die mögliche Entwicklung des Wärmebedarfs in Murnau für die Jahre 2025 bis 2045 in fünfjährigen Schritten. Sie zeigt, wie sich der Wärmebedarf voraussichtlich verändert und welche Rolle verschiedene Formen der Wärmeversorgung und Energieträger künftig spielen könnten. Wie zuvor beschrieben, wird die Wärmebereitstellung in dezentrale und zentrale Versorgung unterschieden. Für die dezentrale Versorgung wurde insbesondere von einem Hochlauf der Wärmepumpen ausgegangen.

Tabelle 17: Tabellarische Darstellung des Zielszenarios des Markts Murnau bis 2045

	2025		**2030**		**2035**		**2040**		**2045**	
	%	**MWh**	**%**	**MWh**	**%**	**MWh**	**%**	**MWh**	**%**	**MWh**
Wärmeverbrauch	100%	127.650	100%	118.260	100%	109.597	100%	101.605	100%	94.233
Dezentrale Wärme	**92,9%**	**118.650**	**90,6%**	**107.129**	**78,3%**	**85.823**	**75,0%**	**76.228**	**74,4%**	**70.124**
davon Heizöl	14,6%	17.315	10,0%	10.713	6,0%	5.149	3,0%	2.287	0,0%	-
davon Erdgas	72,9%	86.486	55,0%	58.921	40,0%	34.329	20,0%	15.246	0,0%	-
davon Biomasse	8,9%	10.600	10,0%	10.713	12,0%	10.299	14,0%	10.672	15,0%	10.519
davon Direktstrom	1,0%	1.179	1,2%	1.286	1,5%	1.287	1,7%	1.296	1,9%	1.332
davon Solarthermie	1,8%	2.146	2,3%	2.464	3,0%	2.575	3,6%	2.744	4,2%	2.945
davon Wärmepumpen	0,8%	924	21,5%	23.033	37,5%	32.184	57,7%	43.983	78,9%	55.328
Zentrale Wärme	**7,1%**	**9.000**	**9,4%**	**11.131**	**21,7%**	**23.774**	**25,0%**	**25.377**	**25,6%**	**24.108**
davon Erdgas	34,2%	3.078	30,0%	3.339	4,6%	1.097	4,3%	1.081	0,0%	-
davon Biomasse	65,8%	5.922	70,0%	7.792	32,3%	7.676	29,8%	7.570	31,0%	7.471
davon Wärmepumpen	0,0%	-	0,0%	-	63,1%	15.001	65,9%	16.726	69,0%	16.637
CO_2-Ausstoß		**27.681t**		**19.557t**		**11.276t**		**5.574t**		**987t**

Die Prognose zeigt einen möglichen Wandel der Energieträger: Fossile Brennstoffe verlieren im Modell an Bedeutung, während erneuerbare Technologien wie Wärmepumpen zunehmend zum Einsatz kommen könnten.

Eine vollständige CO_2-Neutralität kann aufgrund auch künftig verbleibender Restemissionen aus Strombereitstellung und Biomassenutzung ohne CO_2-negative Maßnahmen (z. B. Carbon Capture and Storage, CCS) nicht erreicht werden. Im dargestellten Szenario würden die wärmebedingten CO_2-Emissionen auf Basis der Hochrechnungen dennoch um ca. 96 % reduziert werden können.

Die Berechnungen zeigen, dass sich die Versorgungsstruktur des Markts Murnau bis 2045 anteilsmäßig zugunsten zentraler, erneuerbarer Systeme verschiebt:

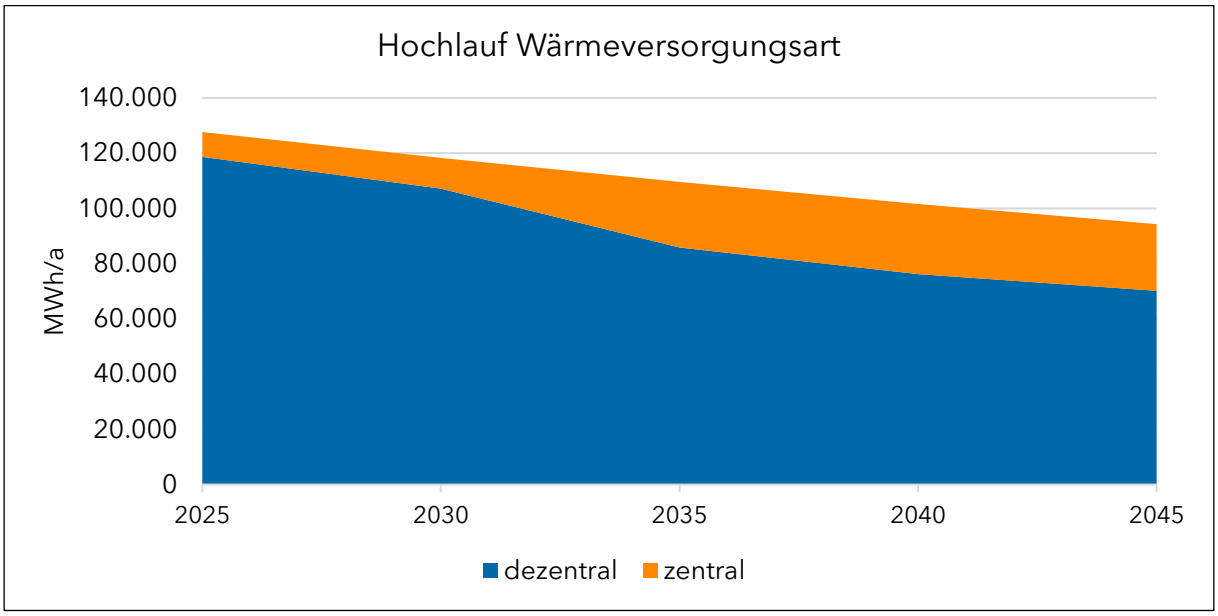


Abbildung 46: Entwicklung der Wärmeversorgungsarten in Murnau bis 2045

Durch die angestrebte jährliche Sanierungsquote von 1,6 % sinkt der Gesamtwärmeverbrauch schrittweise. Parallel dazu nimmt der Anteil der zentralen Wärmeversorgung durch die Inbetriebnahme des geplanten Wärmenetzausbaus zu. Insgesamt werden 2045 nach diesem Szenario ca. 25 % des Wärmebedarfs in Murnau per zentraler Wärmeversorgung über Wärmenetze zur Verfügung gestellt.

Dadurch ergibt sich ein Energieträgermix, der zunehmend durch den zentralen sowie dezentralen Einsatz von Wärmepumpen geprägt ist. Hierbei können unterschiedliche Quellen zum Einsatz kommen, zum Beispiel Grundwasserwärmepumpen oder Luftwärmepumpen in der dezentralen Versorgung oder eine Seewasserwärmepumpe in der zentralen Versorgung. Biomasse hat weiterhin eine zentrale Rolle, wird jedoch nicht weiter ausgebaut, da das lokale Potenzial für Biomasse beschränkt ist (siehe Kapitel 5.6). Ergänzend tragen Solarthermie und Direktstrom geringfügig zur Wärmebereitstellung bei. Fossile Energieträger werden bis 2045 vollständig verdrängt.

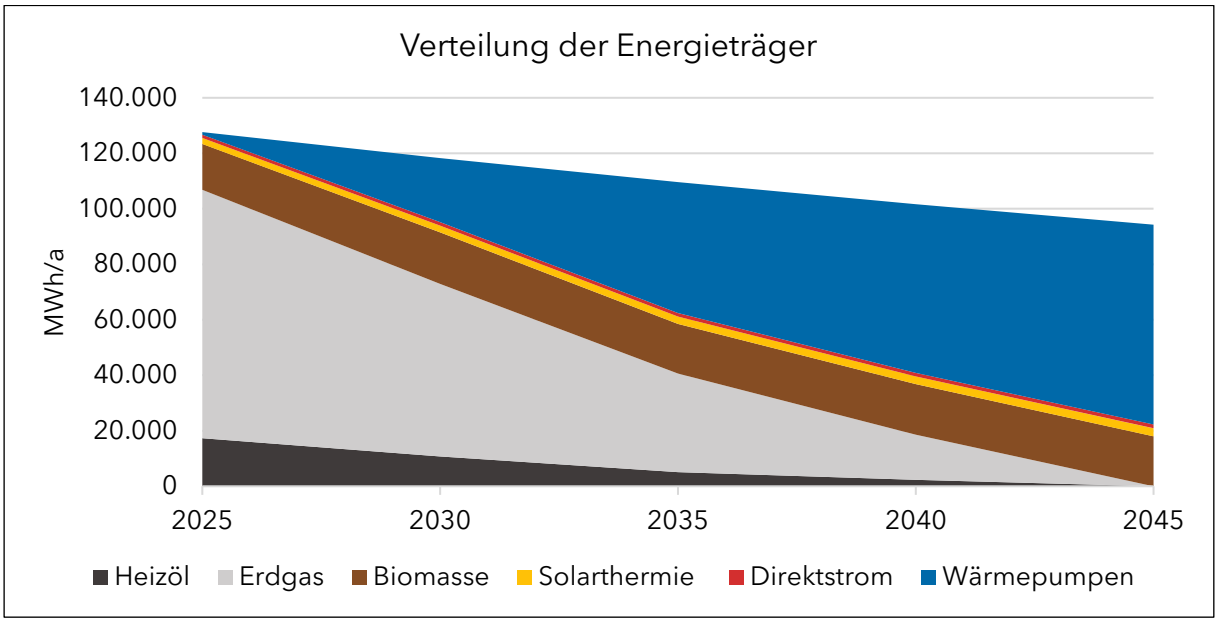


Abbildung 47: Prognose der Energieträgerverteilung in Murnau bis 2045

Diese Umverteilung des Energieträgermixes wirkt sich unmittelbar auf die CO_2-Bilanz des Markts aus. Die folgende Abbildung zeigt die prognostizierte Reduktion der Emissionen bis 2045 nach Energieträgergruppen.

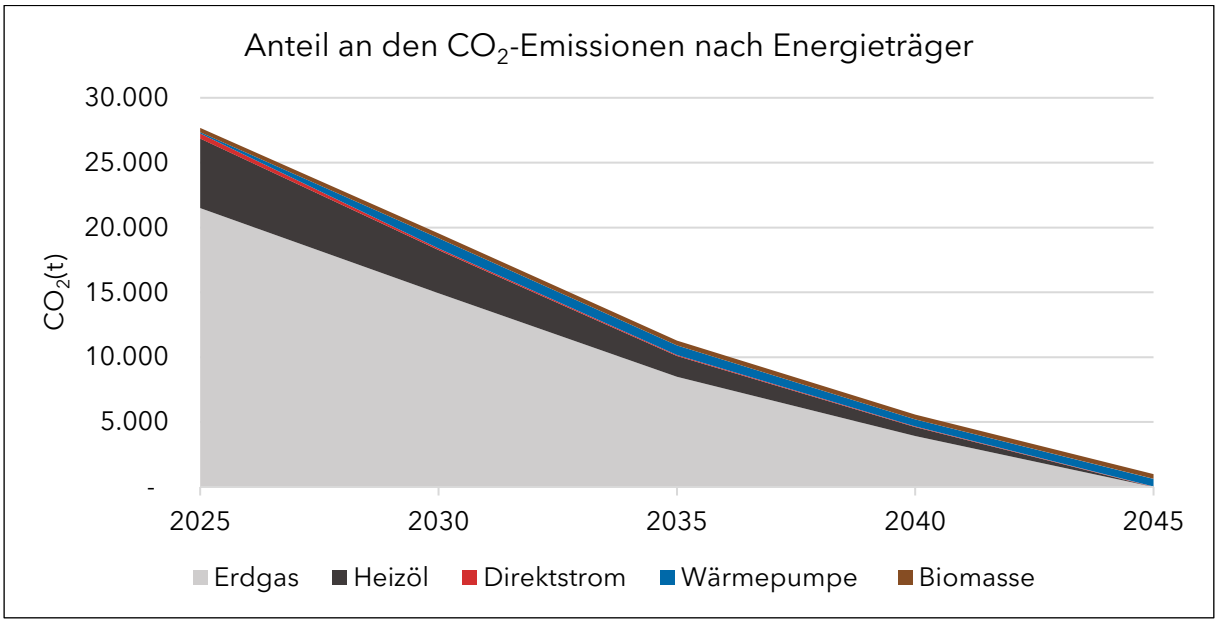


Abbildung 48: Entwicklung der CO_2-Emissionen nach Energieträger bis 2045

6.4 Alternative Szenarien

Zur Bestimmung des maßgeblichen Zielszenarios sind gemäß WPG verschiedene Szenarien zu betrachten. Vor diesem Hintergrund wurden neben dem Zielszenario ergänzend ein Best-Case- und ein Worst-Case-Szenario abgeleitet, um die Bandbreite möglicher Entwicklungspfade der CO_2-Emissionen im Untersuchungsgebiet transparent aufzuzeigen:

1. **Zielszenario**: Sanierungsquote von 1,6 %, weitgehende Klimaneutralität im Jahr 2045
2. **Best Case:** Sanierungsquote von 1,6 %, weitgehende Klimaneutralität im Jahr 2040
3. **Worst Case**: Die jährliche Sanierungsquote beträgt 1,0 %, der Umstieg auf erneuerbare Heizsysteme verläuft langsamer, sodass die weitgehende Klimaneutralität bis 2045 nicht erreicht wird

In allen drei Szenarien wurde der Ausbau der zentralen Wärmeversorgung gleich angesetzt. Die Unterschiede zwischen den Szenarien ergeben sich daher vor allem aus der dezentralen Versorgung.

Das Zielszenario ordnet sich zwischen beiden Rändern ein und stellt den als realistisch erachteten Entwicklungspfad dar, der der weiteren Wärmeplanung zugrunde gelegt wird (weitgehende Klimaneutralität im Jahr 2045). Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass sowohl der Ausbau erneuerbarer Heizsysteme als auch die Steigerung der Sanierungsaktivität entscheidende Hebel zur Reduzierung der CO_2-Emissionen im Wärmesektor darstellen.

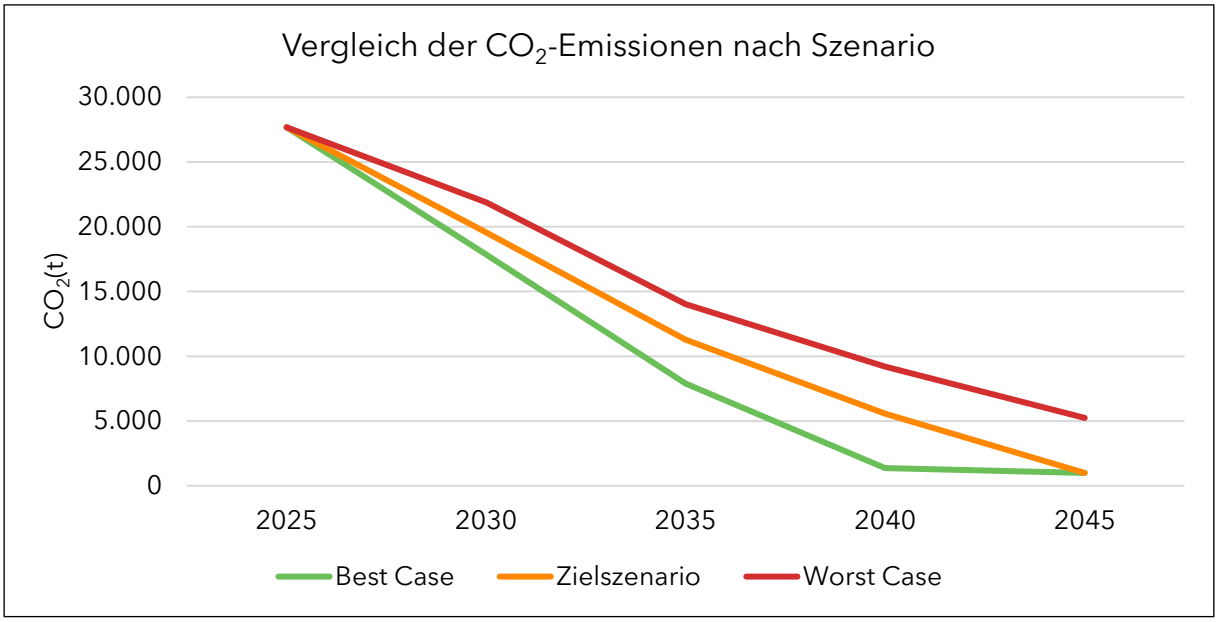


Abbildung 49: Vergleich der CO_2-Emissionen in den unterschiedlichen Szenarien

Die Szenarien verdeutlichen, dass Sanierung und der Wechsel auf erneuerbare Heizsysteme untrennbar miteinander verknüpft sind und sich gegenseitig verstärken. Eine höhere Sanierungsquote senkt zunächst den Wärmebedarf der Gebäude insgesamt. Dadurch muss deutlich weniger erneuerbare Wärme bereitgestellt werden – sei es über Wärmepumpen, Wärmenetze oder Biomasse. Insbesondere für Wärmepumpen ist die Sanierung ein zentraler Erfolgsfaktor: Gut gedämmte Gebäude

benötigen niedrigere Vorlauftemperaturen, was die Effizienz (Jahresarbeitszahl) erhöht und den Stromverbrauch reduziert. Für private Haushalte bedeutet dies langfristig niedrigere Betriebskosten und eine kleinere, günstigere Anlagendimensionierung. Studien zeigen, dass sich die jährlichen Heizkosten in einem sanierten Einfamilienhaus mit Wärmepumpe im Vergleich zu einem unsanierten Gebäude um mehrere hundert Euro reduzieren können. Konkrete Einsparpotenziale für Privathaushalte können z. B. mit dem Sanierungsrechner der KfW berechnet werden.

Umgekehrt führt eine niedrige Sanierungsquote – wie im Worst-Case-Szenario – zu einem deutlich höheren Wärmebedarf, der nur mit erheblich höheren Investitionen in Erzeugung, Netze und Stromінfrastruktur gedeckt werden könnte. Dies erhöht sowohl die Systemkosten für die Kommune als auch die Kostenbelastung für Eigentümer:innen und Mieter:innen. Sanierung wirkt daher als kostendämpfender Hebel: Jeder vermiedene Kilowattstundenbedarf muss weder erneuerbar erzeugt noch verteilt werden. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht gilt Effizienz damit als „erste Energiequelle".

Das gleiche gilt für die CO_2-Emissionen. Wie Abbildung 50 zeigt, können durch die frühzeitige Sanierung und Umstellung auf erneuerbare Energieträger bis 2045 deutlich Emissionen eingespart werden: Im Vergleich des Best Case mit dem Worst Case Szenario könnten in Murnau mehr als 100.000 Tonnen CO_2 eingespart werden.

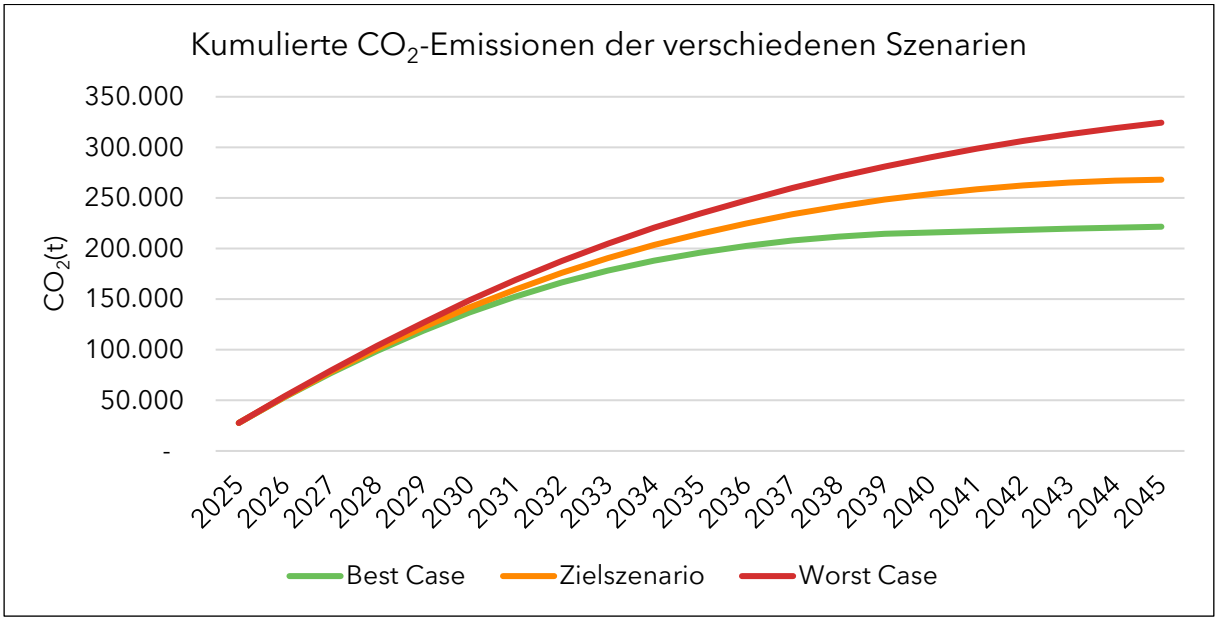


Abbildung 50: Kumulierte CO2-Emissionen der verschiedenen Szenarien

7. Strategie- und Maßnahmenkatalog

Im Folgenden werden auf Grundlage der Bestands- und Potenzialanalyse sowie der Zielszenarien geeignete Maßnahmen zur Umsetzung der Wärmewendestrategie in Murnau vorgestellt. Die Maßnahmen wurden in enger Abstimmung mit dem Markt und den Gemeindewerken entwickelt und im Steckbriefformat aufbereitet. Jede Maßnahme enthält eine kurze Beschreibung sowie mögliche Maßnahmenbausteine, Kostenabschätzungen und Hinweise zu beteiligten Akteuren. Ziel des Maßnahmenkatalogs ist es, eine klare und praxisorientierte Grundlage für die schrittweise Umsetzung der kommunalen Wärmewende bereitzustellen.

Jede Maßnahme wird einer oder mehreren Handlungsebenen zugeordnet, die zeigen, in welchem Bereich des Wärmesystems sie wirkt:

Gebäudeebene: Maßnahmen, die direkt am einzelnen Gebäude ansetzen.

Quartiersebene: Maßnahmen, die räumlich gebündelte Lösungen ermöglichen.

Erzeugungs- & Infrastruktur-Ebene: Maßnahmen, die Energieversorger, Netzbetreiber oder Betreiber technischer Anlagen betreffen.

Organisations- & Steuerungsebene: Maßnahmen, die organisatorische, koordinierende oder strategische Aufgaben betreffen.

In der folgenden Tabelle werden die Maßnahmen im Überblick dargestellt:

Tabelle 18: Übersicht der Maßnahmen

	Handlungsebene			
	Gebäudeebene	Quartiersebene	Erzeugungs- & Infrastruktur Ebene	Organisations- & Steuerungsebene
1 Umsetzung Wärmenetzausbau Lederergasse	x	x	x	x
2 Umsetzung LPH 2 bis 4 (HOAI) für das Gesamtnetz		x	x	x
3 Öffentlichkeitsarbeit & Information				x
4 Energie- und Fördermittelberatung	x	x		x
5 Kommunales Energiemanagement	x			x
6 Bedarfsgerechter Austausch mit Großverbrauchern				x
7 Sicherung potenzieller Flächen für erneuerbare Energien		x	x	x
8 Bauleitplanung erneuerbare Energien	x	x	x	x
9 Synchronisierung der Stromverteilnetze			x	x
10 Fortschreibung der kommunalen Wärmeplanung				x

Da die Maßnahmen sehr unterschiedliche Anforderungen aufweisen, variiert auch der finanzielle Aufwand. Zur Orientierung werden sie folgenden Kostenkategorien zugeordnet:

(€) gering: < 10.000 €

(€€) mittel: 10.001 – 100.000 €

(€€€) hoch: 100.001 – 1.000.000 €

(€€€€) sehr hoch: > 1.000.000 €

Diese Einordnung ermöglicht eine erste Einschätzung des Aufwands, ohne eine detaillierte Budgetierung vorwegzunehmen.

7.1 Maßnahme 1 (Wärmenetzausbau Lederergasse)

<table>
<tr><td>Umsetzung Wärmenetzausbau Lederergasse</td><td>Markt
Murnau</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="3">BESCHREIBUNG
Wie in Kapitel 6.2.1 beschrieben, ist der Ausbau des Bestandswärmenetzes zunächst südlich im Gebiet der Lederergasse geplant. Hierfür wurden die Planungsleistungen der Leistungsphasen 2 bis 4 (HOAI) bereits abgeschlossen und ein Förderantrag für Modul 2 der Bundesförderung für Effiziente Wärmenetze (BEW) für die Planungsleistungen der Leistungsphasen 5 bis 8 HOAI und die Investitionskosten wurde gestellt. Nach Erhalt des Förderbescheids werden die Planungen möglichst schnell vorangetrieben, um dann mit der Ausschreibung und Umsetzung der Wärmenetzerweiterung beginnen zu können.</td></tr>
<tr><td colspan="2">BEGINN
2026

INITIATOR
Gemeindewerke

KOSTEN
Planungs- und Investitionskosten Netzerweiterung

(€€€€) sehr hoch: > 1.000.000 €</td><td>DAUER
bis 2028/29

AKTEURE
Markt, Gemeindewerke, Planungsbüros, Anschlussnehmer

FÖRDERUNG
Förderfähig über BEW-Modul 2 (Investitionen, Planungsleistungen LPH 5-8)</td></tr>
<tr><td colspan="3">MÖGLICHE MAßNAHMENBAUSTEINE
• Vergabe Planungsleistungen, Planungsbeginn
• LPH 5 bis 7 (Ausführungsplanung, Vorbereitung der Vergabe, Mitwirkung bei der Vergabe)
• Vergabe Bauleistungen
• Bauausführung (geplant bis Ende 2028)
• LPH 8 (Bauüberwachung)
• Beginn Wärmelieferung</td></tr>
</table>

7.2 Maßnahme 2 (LPH 2-4 Gesamtnetz)

Umsetzung LPH 2 bis 4 (HOAI) für das Gesamtnetz	Markt Murnau	

BESCHREIBUNG

Für das Bestandsnetz Murnau wurde bereits ein Transformationsplan entsprechend den Anforderungen des Modul 1 der Bundesförderung für Effiziente Wärmenetze (BEW) abgeschlossen. Nun können ebenfalls im Rahmen von Modul 1 die Planungsleistungen der Leistungsphasen 2 bis 4 HOAI beantragt werden. Damit werden die Wärmenetzgebiete 2 bis 5 (Kapitel 6.1) weiter in der Planung vorangebracht.

Im Zuge der Planungsleistungen sollen außerdem einzelne Fachgutachten mit umgesetzt werden:

- Detailliertere Potenzialuntersuchung Seewasserwärmenutzung inkl. wasserrechtlicher Vorprüfung und Abstimmung Behörden
- Detailliertere Potenzialuntersuchung Abwasserwärme (Wehrmachtskanal)
- Detailliertere Potenzialuntersuchung Nutzung Trinkwasserbrunnen als Wärmequelle inkl. Abstimmung Wasserwirtschaftsamt

Diese Potenziale wurden im Transformationsplan sowie im Wärmeplan als nutzbar eingeschätzt, es fehlen aber detaillierte technische und genehmigungsrechtliche Betrachtungen. Alle drei Potenziale kämen als Energieträger für den möglichen weiteren Standort der Energiezentrale infrage.

BEGINN	**DAUER**
2026	bis 2027/28
INITIATOR	**AKTEURE**
Gemeindewerke	Gemeindewerke, Planungsbüros, Eigentümer:innen von Flächen, Behörden
KOSTEN	
Kosten für externe Planungsbüros	**FÖRDERUNG**
	Förderfähig über BEW-Modul 1 (Machbarkeitsstudien, Planungsleistungen LPH 2-4)
(€€€) hoch: 100.001 – 1.000.000 €	

MÖGLICHE MAßNAHMENBAUSTEINE

- Förderantragstellung
- LPH 2 bis 4 (Vorplanung, Entwurfsplanung, Genehmigungsplanung)
- Durchführung von Fachgutachten im Rahmen der Planungsleistungen

7.3 Maßnahme 3 (Öffentlichkeitsarbeit)

Sichtbarmachen von Informationen und Best-Practice	Markt Murnau	

BESCHREIBUNG

Öffentlichkeitsarbeit spielt eine zentrale Rolle, um Bürgerinnen und Bürger sowie relevante Akteure zu informieren und zu motivieren, sich aktiv an der Wärmewende zu beteiligen. Besonders wirkungsvoll sind dabei Best-Practice-Beispiele, die konkrete Umsetzungen und Erfolge aufzeigen. Bestehende Ressourcen, wie die Webseite der Gemeindewerke, könnten hierfür gezielt genutzt werden, um Informationen gebündelt und leicht zugänglich bereitzustellen.

Durch die Begleitung einzelner Pilotprojekte – z. B. Sanierungen kommunaler oder privater Gebäude – können technische Lösungen, Entscheidungswege und Herausforderungen anschaulich vermittelt werden. Eine regelmäßige Aufbereitung und Darstellung solcher Projekte schafft Transparenz, stärkt das Vertrauen der Bevölkerung und erleichtert insbesondere Eigentümergemeinschaften die Einschätzung von Aufwand, Kosten und Nutzen. Ergänzend kann ein strukturierter Erfahrungsaustausch zwischen Markt, Fachplanenden, Energieberatenden und Eigentümer:innen dazu beitragen, Hemmnisse frühzeitig zu erkennen und übertragbare Lösungsansätze zu entwickeln.

BEGINN

2026

DAUER

Kontinuierlich bis 2045

INITIATOR

Gemeindewerke, Markt

AKTEURE

Markt, Gemeindewerke, Gebäudeeigentümer:innen, Planungsbüros, Energieberatende

KOSTEN

Personalkosten für Organisation

(€) gering: < 10.000 €

MÖGLICHE MAßNAHMENBAUSTEINE

- Auswahl eines oder mehrerer Pilotprojekte (z. B. kommunales Gebäude, privates Sanierungsobjekt)
- Dokumentation der Umsetzung (Fotos, Kostenrahmen, Herausforderungen, Lösungen)
- Öffentlichkeitswirksame Darstellung (Website, Infoabende, kurze Projektsteckbriefe)
- Austauschformate für Eigentümer:innen, Planungsbüros und Energieberatende
- Übertragung der Erkenntnisse auf weitere Quartiere oder Gebäudetypen

7.4 Maßnahme 4 (Beratung)

Energie- und Fördermittelberatung	Markt Murnau	

BESCHREIBUNG

Eine qualifizierte Energie- und Fördermittelberatung unterstützt unterschiedliche Akteursgruppen dabei, geeignete Effizienz- und Erneuerbare-Energien-Maßnahmen zu planen und wirtschaftlich zu bewerten. Da Förderprogramme häufig komplex sind, kann der Markt durch gezielte Öffentlichkeitsarbeit auf bestehende Beratungsangebote (z. B. Verbraucherzentrale[50]) hinweisen und relevante Fördermöglichkeiten transparent machen. Für private Eigentümerinnen und Eigentümer stehen insbesondere Förderprogramme der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) im Vordergrund, die Einzelmaßnahmen, Sanierungen und den Einsatz erneuerbarer Heizsysteme unterstützen. Energieberatungen helfen dabei, Einsparpotenziale im Gebäudebestand zu identifizieren, effiziente Heiz- und Anlagentechnik auszuwählen und das Nutzerverhalten zu optimieren. Auf kommunaler und quartiersbezogener Ebene spielen darüber hinaus Programme wie die BEW sowie die KfW-Förderung 432 „Energetische Stadtsanierung" eine wichtige Rolle. Sie unterstützen u. a. den Ausbau und die Transformation von Wärmenetzen sowie Sanierungsmanagement und integrierte Quartierskonzepte.

BEGINN

2026

DAUER

Kontinuierlich bis 2045

INITIATOREN

Markt, Gemeindewerke, Energieberatende

AKTEURE

Markt, Gemeindewerke, Verbraucherzentrale, Energieberatende, Bürger:innen

KOSTEN INDIVIDUELL JE NACH UMFANG:

Werbungskosten (Zeitungsanzeigen, Plakate, Flyer, etc.)
Ggf. konkrete Förderkosten je nach Beratungspaket
Personalkosten für die Fördermittelberatung

(€) gering: < 10.000 €

MÖGLICHE MAßNAHMENBAUSTEINE

4. Öffentlichkeitswirksame Information über bestehende Energie- und Fördermittelberatungen
5. Kooperation mit Energieberatenden / Verbraucherzentrale
6. Prüfung und Einordnung geeigneter Förderprogramme für kommunale, quartiersbezogene oder netzgebundene Projekte, insbesondere BEW und KfW 432

[50] Markt Murnau: Energieberatung. https://murnau.de/klima-mobilitat/klimaschutz/energieberatung/ (zuletzt abgerufen: 07.08.2026).

7.5 Maßnahme 5 (Energiemanagement)

Energiemanagementsystem für kommunale Liegenschaften	Markt Murnau	

BESCHREIBUNG

Ein Energiemanagementsystem ermöglicht die systematische Erfassung, Auswertung und Optimierung der kommunalen Energieverbräuche. Grundlage ist ein regelmäßiges Energiecontrolling mit verlässlichen und sicheren Verbrauchsdaten. Für kommunale Liegenschaften bietet sich eine gebäudebezogene Datenerfassung an, z. B. durch regelmäßiges Ablesen von Strom-, Wärme- und Wasserzählern. Für private Haushalte und weitere Verbrauchergruppen können – wie im Wärmeplan – hochgerechnete bzw. aggregierte Daten verwendet werden, um die gesamtkommunale Entwicklung zu verfolgen.
In Murnau wird bereits ein Energiemanagement der kommunalen Gebäude umgesetzt und soll auch weiterhin fortgeführt werden. Die Auswertungen bilden die Grundlage für Effizienzmaßnahmen, ermöglichen die Kontrolle der Zielerreichung und unterstützen die Öffentlichkeitsarbeit. Die bereits im Wärmeplan erhobenen Daten können ebenfalls in das kommunale Energiemanagement einfließen.

BEGINN	**DAUER**
2026	Kontinuierlich bis 2045
INITIATOREN	**AKTEURE**
Marktverwaltung, Gebäudeverantwortliche	Marktverwaltung, Gebäudeverantwortliche
KOSTEN	
Kosten für Energiemanagementsoftware inkl. Datenbank und Wartung Zeitaufwand für Verwaltung und Anlagenverantwortliche	
(€€) mittel: 10.001–100.000 €	

MÖGLICHE MAßNAHMENBAUSTEINE

- Regelmäßige Erfassung der Verbrauchsdaten gemäß Ableseintervallen
- Auswertung der Daten zur Bewertung und Optimierung umgesetzter Maßnahmen
- Jährliche Berichterstattung und Ableitung weiterer Effizienzmaßnahmen

7.6 Maßnahme 6 (Großverbraucher)

Bedarfsgerechter Austausch mit Großverbrauchern	Markt Murnau	

BESCHREIBUNG

Im Markt Murnau befinden sich mehrere Großverbraucher mit einem hohen und teils ganzjährigen Wärmebedarf, die bereits im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung identifiziert und zum Teil auch in den Beteiligungsprozess einbezogen wurden. Hierzu zählen insbesondere Einrichtungen wie die BG Unfallklinik Murnau, größere öffentliche Liegenschaften oder weitere gewerbliche Betriebe. Auch in Fällen, in denen derzeit kein Anschluss an das bestehende oder geplante Wärmenetz angestrebt wird, ist ein regelmäßiger und bedarfsgerechter Austausch mit diesen Akteuren sinnvoll. Großverbraucher haben aufgrund ihrer Lastprofile, ihrer Investitionszyklen und ihrer technischen Infrastruktur eine besondere Bedeutung für die Weiterentwicklung der lokalen Wärmeversorgung. Sie können als potenzielle Ankerkunden für zukünftige Wärmenetze, als Nutzer erneuerbarer Einzellösungen oder als Anbieter nutzbarer Abwärme eine wichtige Rolle spielen.

Im Austausch mit den Großverbrauchern sollen insbesondere geplante Sanierungen, Heizungserneuerungen, Standortentwicklungen, Erweiterungen, Veränderungen im Wärmebedarf sowie technische Potenziale frühzeitig bekannt werden. So können mögliche Synergien rechtzeitig erkannt, Planungen besser aufeinander abgestimmt und künftige Infrastrukturentscheidungen besser vorbereitet werden.

BEGINN

2026

DAUER

Kontinuierlich bis 2045

INITIATOR

Gemeindewerke

AKTEURE

Gemeindewerke, Großverbraucher, Planungsbüros, Energieberatende

KOSTEN

Personalkosten für Organisation

(€) gering: < 10.000 €

MÖGLICHE MAßNAHMENBAUSTEINE

- Identifikation und Priorisierung relevanter Großverbraucher
- Bedarfsgerechter Austausch:
  - Abfrage von Sanierungs-, Erweiterungs- und Investitionsplanungen
  - Erfassung von Änderungen in Wärmebedarf und Lastprofilen
  - Prüfung möglicher Synergien mit Wärmenetz-, Abwärme- oder Wärmepumpenlösungen
- Dokumentation der Ergebnisse als Grundlage für die Fortschreibung der Wärmeplanung

7.7 Maßnahme 7 (Flächenpotenziale)

Sicherung potenzieller Flächen für erneuerbare Energien	Markt Murnau	

BESCHREIBUNG

Die Sicherung geeigneter Flächen ist eine zentrale Voraussetzung für den Ausbau erneuerbarer Energien und eine erfolgreiche kommunale Wärmeplanung. Insbesondere Photovoltaik-Freiflächenanlagen können einen wichtigen Beitrag zur lokalen Wärmeversorgung leisten, wenn der erzeugte Strom beispielsweise für Wärmepumpen, Wärmenetze oder Speicher genutzt wird und so die wirtschaftliche Bereitstellung erneuerbarer Wärme unterstützt. Neben PV-Flächen bzw. Solarthermie-Flächen sind auch Flächen für Energiezentralen, Wärmespeicher und weitere technische Infrastrukturen frühzeitig zu berücksichtigen. Daher ist eine vertiefte Prüfung potenziell geeigneter Standorte, möglicher Betreiber- und Beteiligungsmodelle sowie der technischen Einbindung in bestehende Netze sinnvoll. Entwicklungen auf EU-Ebene, etwa zum Energy Sharing, könnten künftig die gemeinschaftliche Nutzung lokal erzeugten Stroms erleichtern und zusätzliche Handlungsspielräume für kommunale Projekte eröffnen, weshalb diese frühzeitig in die strategische Flächenplanung einbezogen werden sollten.

BEGINN

2026

DAUER

Kontinuierlich bis 2045

INITIATOR

Markt, Gemeindewerke, Betreiber von PV-/ST-Freiflächenanlagen, Netzbetreiber

AKTEURE

Markt, Gemeindewerke, Betreiber von PV-/ST-Freiflächenanlagen, Netzbetreiber, Planungsbüros, Eigentümer:innen von Flächen, Wärmeversorger

KOSTEN

Projektabhängig je nach Eigentum, Betriebsmodell und technischer Kopplung

(€€) mittel: 10.001 – 100.000 €

FÖRDERUNG

Fördermöglichkeiten bestehen im Rahmen des EEG sowie für die Wärmenetzintegration (BEW)

MÖGLICHE MAßNAHMENBAUSTEINE

- Identifikation geeigneter Flächen
- Abstimmung mit potenziellen Betreiber:innen und Flächeneigentümer:innen
- Prüfung technischer Optionen zur direkten Nutzung des Stroms vor Ort (z. B. Power-to-Heat)/ Prüfung möglicher Speichertechnologien je nach Anwendungsfall
- Strategische Einbindung in kommunale Wärmenetz- und Quellenplanung
- Festlegung eines standardisierten Kooperationsmodells (z. B. kommunale Beteiligung, Pachtmodell)
- Beobachtung der regulatorischen Entwicklungen zum Energy Sharing und Ableitung kommunaler Chancen

7.8 Maßnahme 8 (Bauleitplanung)

<table>
<tr><td colspan="2">Bauleitplanung erneuerbare Energien</td><td>Markt
Murnau</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="4">BESCHREIBUNG
Die Bauleitplanung bietet die Möglichkeit, die energetische Qualität neuer Quartiere gezielt zu beeinflussen und die Nutzung erneuerbarer Energien zu unterstützen. Durch eine geeignete Ausrichtung der Gebäude, abgestimmte Bebauungsstrukturen sowie Begrünungs- und Verschattungsregelungen kann der Energiebedarf bereits im Planungsprozess reduziert werden. Gleichzeitig können Vorgaben zur Nutzung effizienter Heizsysteme (etwa Wärmepumpen oder kleinere Nahwärmelösungen) frühzeitig berücksichtigt werden. Auch für Gewerbeflächen lässt sich prüfen, ob eine gemeinsame Wärmeversorgung sinnvoll ist. Zu den verfügbaren Instrumenten gehören u. a. Bebauungspläne, städtebauliche Verträge oder Festsetzungen in Grundstückskaufverträgen. Darüber hinaus kann der Markt Informationsangebote zu erneuerbaren Energien und Effizienzmaßnahmen bereitstellen, um Bauherr:innen und Planende bei energetischen Entscheidungen zu unterstützen.</td></tr>
<tr><td colspan="2">BEGINN
2026

INITIATOR
Markt, Landkreis

KOSTEN
Keine direkten Kosten außer ggf. Rechtsberatung
Zeitlicher Aufwand für Beratungen

(€) gering: < 10.000 €</td><td colspan="2">DAUER
Kontinuierlich bis 2045

AKTEURE
Markt, Landkreis, Marktgemeinderat</td></tr>
<tr><td colspan="4">MÖGLICHE MAßNAHMENBAUSTEINE
• Bauliche Optimierung durch Verschattungssimulation des Baugebietes, Firstausrichtung, Dachneigung etc. bei Ausweisung von Neubaugebieten
• Optimierung der Baukörper
• Vergleich unterschiedlicher Gebäudestandards bis zum Passivhaus
• Untersuchung bzw. Vorgabe von effizienten Wärmeversorgungssystemen ((solare) Nahwärme, Wärmepumpen)
• Berücksichtigung der klimatischen Situation bei der Auswahl von Baugebieten
• Verbindliche Festlegung der Richtlinien im Bebauungsplan, in städtebaulichen Verträgen usw.</td></tr>
</table>

7.9 Maßnahme 9 (Synchronisierung der Stromverteilnetze)

Synchronisierung der KWP mit dem Ausbau der Stromverteilnetze	Markt Murnau	

BESCHREIBUNG

In Bereichen ohne wirtschaftlich realisierbares Wärmenetz sowie für Haushalte, die sich nicht anschließen möchten, wird zukünftig verstärkt strombasierte Wärmeversorgung eingesetzt, vor allem durch Wärmepumpen. Auch wenn ein Teil des benötigten Stroms lokal durch PV-Anlagen bereitgestellt werden kann, führt die Gesamtbelastung zu wachsenden Anforderungen an das Stromverteilnetz. Damit das Netz zukünftige Lasten sicher aufnehmen kann, sind frühzeitige und langfristige Ausbau- und Ertüchtigungsmaßnahmen notwendig. Die im Rahmen der Wärmeplanung prognostizierte Entwicklung der strombasierten Wärmeerzeugung sollte daher in die Netzausbau- und Sanierungsstrategien des örtlichen Verteilnetzbetreibers integriert werden. Eine vorausschauende Planung ermöglicht einen effizienten und kostengünstigen Ausbau und vermeidet spätere Engpässe.

BEGINN

2026

DAUER

Kontinuierlich bis 2045

INITIATOREN

Gemeindewerke, örtliche Strom-Verteilnetzbetreiber (VNB)

AKTEURE

Örtliche Strom-Verteilnetzbetreiber (VNB), Marktgemeindeverwaltung, ggf. Ingenieurbüros

KOSTEN

Keine direkten zusätzlichen Kosten, Personalaufwand für die Abstimmung mit dem VNB

(€) gering: < 10.000 €

MÖGLICHE MAßNAHMENBAUSTEINE

- Klärung inwiefern die Situation bereits in bestehenden Ausbaupfaden des VNB abgebildet ist
- Abschätzung der Größenordnung und geographische Verteilung zusätzlicher elektrischer Lasten im Verteilnetz durch die Wärmewende-Strategie der KWP
- Sicherstellung der Einarbeitung entsprechender Erkenntnisse in die Ausbaupläne des VNB

7.10 Maßnahme 10 (Fortschreibung)

Fortschreibung der kommunalen Wärmeplanung	Markt Murnau	

BESCHREIBUNG

Die regelmäßige (alle 5 Jahre) Fortschreibung der kommunalen Wärmeplanung wurde im Wärmeplanungsgesetz § 25 festgelegt. Im Zuge der Fortschreibung soll für den Markt die Entwicklung der Wärmeversorgung bis zum Zieljahr aufgezeigt werden. In der kommunalen Wärmeplanung werden Ziele für die Stützjahre definiert. Bei der Fortschreibung muss kontrolliert werden, ob die Ziele erreicht wurden. Ein frühzeitiger Abschluss der Zielszenarien ist erstrebenswert. Wurden die Zielszenarien nicht erreicht, müssen etwaige Fehlentwicklungen in der Wärmeversorgung identifiziert werden, damit diese Hürden in den darauffolgenden Jahren behoben werden können. Auf diese Weise stellt die Fortschreibung der kommunalen Wärmeplanung eine Controlling-Strategie dar.

BEGINN

2030

INITIATOR

Gemeindewerke, Markt

KOSTEN

Personalkosten

Ggf. Kosten für Ingenieurbüros

(€€) mittel: 10.001–100.000 €

DAUER

Im 5-Jahres-Takt bis 2045

AKTEURE

Marktgemeinderat, Marktverwaltung, Klimaschutzmanager:innen, ggf. Ingenieurbüros

MÖGLICHE MAßNAHMENBAUSTEINE

- Regelmäßiger Abgleich der definierten Stützjahre und Zielpfade mit der tatsächlichen Entwicklung der Wärmeversorgung
- Fortschreibung von Bestands-, Verbrauchs- und Potenzialdaten als Grundlage für die weitere Planung
- Analyse von Fehlentwicklungen oder Verzögerungen sowie Ableitung von Anpassungsbedarfen
- Weiterentwicklung der Szenarien und des Maßnahmenkatalogs bei veränderten Rahmenbedingungen