



AUTENSYS

BEW-TRANSFORMATIONSPLAN

NAHWÄRMENETZ LADENBURG

Bearbeiter:

M. Sc. Alain, Eicher
AutenSys GmbH

Erstellungszeitraum:

Februar 2024 – Februar 2026

ENERGIE NEU DENKEN

INHALT

Inhalt	1
Abbildungsverzeichnis.....	3
Tabellenverzeichnis.....	4
Vom Transformationsplan zur Machbarkeitsstudie	5
1. IST-Analyse des Untersuchungsgebietes.....	6
1.1 Beschreibung Untersuchungsgebiet.....	6
1.2 Bestandswärmenetz Schulzentrum.....	8
1.3 Bestandswärmenetz Rathaus.....	10
1.4 Analyse Wärmebedarf.....	11
1.5 Potenzielle Erweiterungsgebiete.....	15
2. Potenzialermittlung erneuerbarer Energiequellen.....	16
2.1 Windenergie	16
2.2 PV-Freiflächen	16
2.3 Solarthermie-Freiflächenanlagen	17
2.4 Flusswärme	19
2.5 Grundwasser	20
2.6 Tiefengeothermie.....	22
2.7 Biogas	22
2.8 Holz	23
2.9 Abwasser	23
2.10 Industrieabwärme.....	23
2.11 Bewertung Potenziale der erneuerbaren Energiequellen	24
3. Soll-Analyse des Wärmenetzes.....	27
3.1 Heizzentrale.....	27
3.1.1 Standortanalyse.....	27
3.1.2 Variante 1: Flusswasser-Wärmepumpe mit Gaskessel.....	28
3.1.3 Variante 2: Flusswasser-Wärmepumpe mit BHKW	33
3.2 Entnahmebauwerk.....	36
3.3 Wärmenetz	39
4. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	41
4.1 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	41
4.2 Investitions- und Betriebskosten	43
4.3 Referenzvariante: Dezentrale Luft/Wasser-Wärmepumpe.....	44
4.4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	45
4.5 Sensitivitätsanalyse	47
4.5.1 Einfluss Anschlussquote	47
4.5.2 Einfluss Investitionskostensteigerung	48
4.5.3 Einfluss kalkulatorischer Zinssatz.....	49
4.5.4 Einfluss Energiepreissteigerung.....	50
4.6 Zusammenfassung & Fazit.....	50

5. Pfad zur Treibhausgasneutralität.....52

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Stadt Ladenburg.....	6
Abbildung 2: Betrachtungsgebiet.....	7
Abbildung 3: Altstadt.....	7
Abbildung 4: Gebäudenetz Schulzentrum.....	7
Abbildung 5: Gebäudenetz Rathaus.....	7
Abbildung 6: Heizungszentrale Carl-Benz-Gymnasium.....	9
Abbildung 7: RLM-Gaslastprofil 2021.....	9
Abbildung 8: Jahresdauerlinie vom Schulzentrum Gebäudenetz aus 2021.....	10
Abbildung 9: Temperaturbereinigter monatlicher Wärmebedarf des Rathauses für 2021.....	10
Abbildung 10: Spezifischer Wärmebedarf nach Altersklassen und Sanierungsstand.....	12
Abbildung 11: Betrachtungsgebiet Wärmebedarfsliniendichte.....	13
Abbildung 12: Wärmebedarfsprofil und Jahresdauerlinie für das Betrachtungsjahr 2030.....	14
Abbildung 13: Potenzielle Erweiterungsgebiete.....	15
Abbildung 14: Potenzielle Eignungsflächen für Windenergieanlagen.....	16
Abbildung 15: Potenzial für PV-Freiflächenanlagen.....	17
Abbildung 16: Beispielhafte Solarthermie-Freiflächenanlage mit saisonalem Speicher.....	18
Abbildung 17: Erzeugung einer Solarthermie-Freiflächenanlage von 6 ha.....	18
Abbildung 18: Tagesflusstemperatur vom Neckar von 1990 bis 2025.....	20
Abbildung 19: Zeitlicher Verlauf der Flusstemperatur vom Neckar.....	20
Abbildung 20: Ladenburg Bohrprofil.....	21
Abbildung 21: Standortbeispiele für Förder- und Schluckbrunnen.....	21
Abbildung 22: Biogasanlage südlich vom Stadtzentrum Ladenburg.....	22
Abbildung 23: ISOVER und CBL als Wärmeversorger durch Abwärme.....	24
Abbildung 24: Potenzielle Standorte Heizzentrale.....	28
Abbildung 25 Überflutungsflächen.....	28
Abbildung 26: Vorabfrage Netzanschlusspunkt (NAP) Netze BW (Stand 3.9.2025).....	29
Abbildung 27: Heizschemata Variante 1.....	30
Abbildung 28: Sanky-Diagramm: Energieflüsse Variante 1.....	32
Abbildung 29: Heizschemata Variante 2.....	34
Abbildung 30: Sanky-Diagramm: Energieflüsse Variante 2.....	36
Abbildung 31: Schematische Darstellung - Entnahmebauwerk (EB) und Heizzentrale (HZ).....	37
Abbildung 32: Überschlägige Auslegung Wärmenetz.....	39
Abbildung 33: Energiepreisentwicklung der Varianten.....	43
Abbildung 34: Wärmegestehungskosten der Varianten.....	46
Abbildung 35: Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der Anschlussquote.....	48

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Errichtungszeitraum der Gebäude.....	8
Tabelle 2: Aufteilung Gebäudetyp	8
Tabelle 3: Aufteilung Energieträger.....	11
Tabelle 4: Entwicklung Wärmebedarf aufgrund der Sanierungsquote.....	11
Tabelle 5: Zusammenfassung Kennwerte Betrachtungsgebiet	14
Tabelle 6: Übersicht und Bewertung der Wärmeversorgungspotenziale.....	26
Tabelle 7: Technische Daten zu Variante 1.....	30
Tabelle 8: Wärmeerzeugung, Primärenergie und THG-Emissionen von Variante 1.....	32
Tabelle 9: Primärenergie- und CO ₂ -Faktoren	33
Tabelle 10: Technische Daten zu Variante 2.....	34
Tabelle 11: Wärmeerzeugung, Primärenergie und THG-Emissionen von Variante 2	36
Tabelle 12: Auslegung Wärmetauscher bei $\Delta T = 3 \text{ K}$	38
Tabelle 13: Kenngrößen und Technische Daten zum geplanten Wärmenetz.....	39
Tabelle 14: Annahmen zu wirtschaftlicher Rahmenbedingung im Basisszenario	41
Tabelle 15: Investitionskosten, Nutzungsdauer und Betriebskosten der Varianten	43
Tabelle 16: Referenzvariante – Technische Parameter	45
Tabelle 17: Referenzvariante – Wirtschaftliche Parameter	45
Tabelle 18: Aufteilung der Erlöse der Varianten	47
Tabelle 19: Übersicht zum Pfad der Treibhausgasneutralität.....	53

VOM TRANSFORMATIONSPLAN ZUR MACHBARKEITSSTUDIE

Das ursprüngliche in der Projektskizze beschriebene Ziel war es, zwei bestehende Nahwärmenetze in Ladenburg zusammenzuschließen. Der Wärmebedarf der Netze beziffert sich laut Skizze auf 3.490 MWh. Zudem sollte untersucht werden, ob das Netz in die Altstadt erweitert werden kann, da dort hohe Wärmebedarfsdichten vorliegen. Hinzu kommt, dass die gesamte Altstadt dicht bebaut ist und unter Denkmalschutz steht, weswegen alternative erneuerbare Versorgungstechniken vor größeren Herausforderungen stehen.

Voraussetzung für den Transformationsplan ist, dass der Wärmebedarf von potenziellen Erweiterungsgebieten nicht höher als 20 % des Wärmebedarfs eines bestehenden Wärmenetzes ist. Im Rahmen der durchgeführten IST-Analyse zeigte sich jedoch, dass der Wärmebedarf der Altstadt deutlich höher liegt als der der vorhandenen Netze. In Absprache mit der BAFA¹ am 9.12.2024 wurde entschieden, dass aus dem Transformationsplan eine klassische BEW-Machbarkeitsstudie gemacht werden kann. Hierbei fungieren die Bestandsnetze als Ankerkunden für ein neues größeres Wärmenetz.

¹ Emailverkehr am 9.12.2024 mit Herr Mertcenk Sabanci.

1. IST-ANALYSE DES UNTERSUCHUNGSGEBIETES

1.1 Beschreibung Untersuchungsgebiet

Die ehemalige Römerstadt Ladenburg lässt sich im baden-württembergischen Rhein-Neckar-Gebiet zwischen Mannheim und Heidelberg direkt am Neckarufer lokalisieren (Siehe Abbildung 1). Die Stadt muss nach aktueller Gesetzgebung die Klimaneutralität bis 2040 erreichen. Die Wärmeversorgung bildet dabei einen großen Teil der Emissionen ab. Das Ingenieurbüro AutenSys GmbH wurde von der Stadt beauftragt, eine BEW-Machbarkeitsstudie Modul 1 im Rahmen der BEW-Förderung für das Betrachtungsgebiet durchzuführen



Abbildung 1: Stadt Ladenburg

Das Betrachtungsgebiet setzt sich aus der denkmalgeschützten Altstadt und Teilen der Innenstadt zusammen. In Abbildung 2 ist das Betrachtungsgebiet dargestellt, Abbildung 3 ist ein Foto der Hauptstraße in der Altstadt. Das Betrachtungsgebiet umfasst 363 Gebäude und befindet sich zentral in der Stadt Ladenburg. Die historische Altstadt wurde auf einer ehemaligen Römerstadt errichtet, weswegen bei der Errichtung eines neuen Wärmenetzes von archäologischen Funden auszugehen ist. Der Großteil der Gebäude sind Wohngebäude. In der Altstadt stehen mehrere Mehrzweckgebäude. Zudem befindet sich das Rathausgebäude und ein größerer Schulkomplex im Betrachtungsgebiet. Für das Rathaus und den Schulkomplex bestehen bereits zwei kleine Wärmenetze. In Abbildung 4 ist das bestehende Wärmenetz vom Schulzentrum und in Abbildung 5 das Wärmenetz vom Rathaus abgebildet. Diese fungieren als Ankerkunden für das potenzielle Wärmenetz und werden in den Kapiteln 1.2 und 1.3. näher beschrieben. Der Gebäudebestand in der Altstadt ist sehr alt. In Tabelle 1 sind die Errichtungszeiträume der Gebäude eingetragen. 39 % der Gebäude sind vor 1860 und 42 % der Gebäude zwischen 1969 und 1978 errichtet worden. In Tabelle 2 ist die Verteilung der Gebäudetypen aufgelistet. Mehrfamiliengebäude machen dabei mit 77 % den größten Anteil an den Bestandsgebäuden aus. Gewerbe ist von geringer Bedeutung.

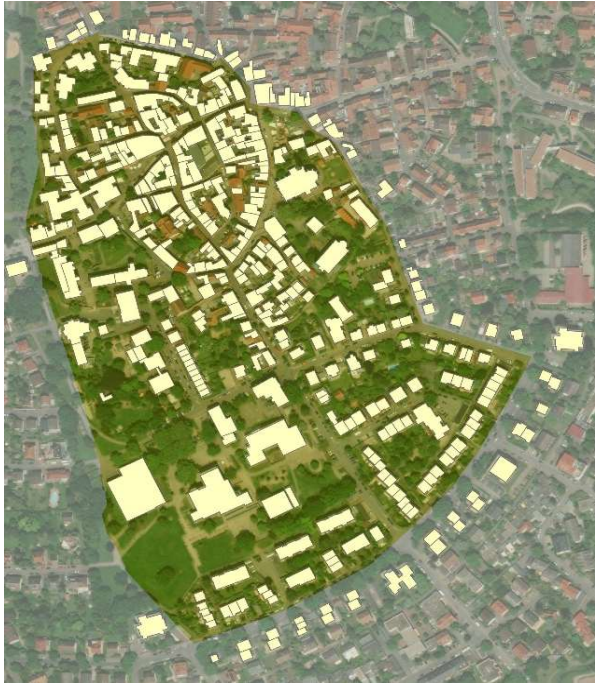


Abbildung 2: Betrachtungsgebiet



Abbildung 3: Altstadt

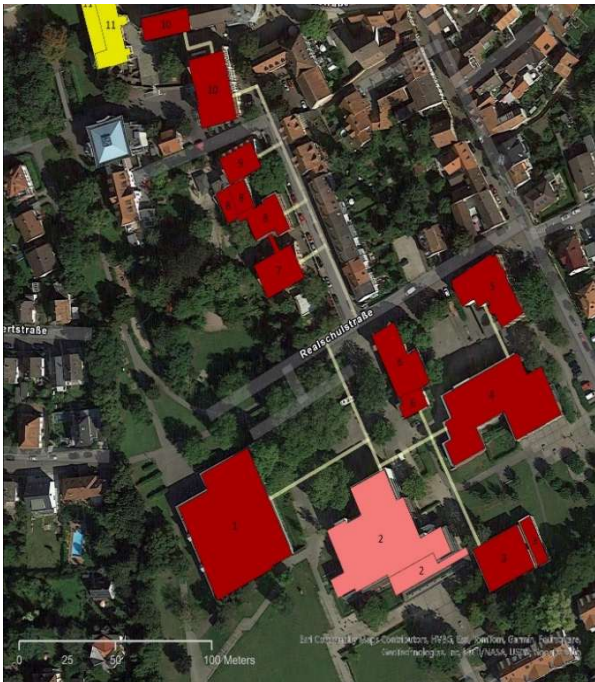


Abbildung 4: Gebäudenetz Schulzentrum

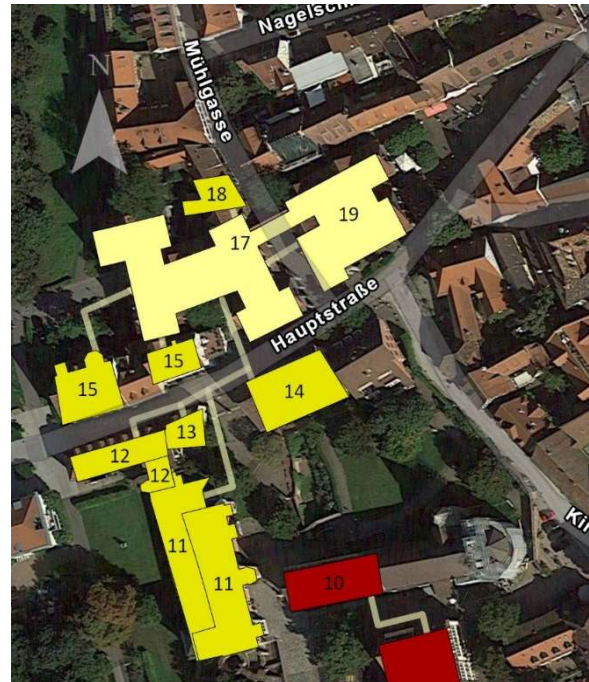


Abbildung 5: Gebäudenetz Rathaus

Tabelle 1: Errichtungszeitraum der Gebäude

Errichtungszeitraum	Anteil
Vor 1860	36 %
1860 - 1918	6 %
1919 – 1948	10 %
1949 - 1978	40 %
Restliche Gebäude	8 %

Tabelle 2: Aufteilung Gebäudetyp

Gebäudetyp	Anzahl / Anteil
Einfamilienhäuser	50 / 14 %
Mehrfamiliengebäude	280 / 77 %
Öffentliche Gebäude	21 / 6 %
Gewerbe	12 / 3%

1.2 Bestandswärmenetz Schulzentrum

Das Wärmenetz des Schulzentrums besteht aus zehn Gebäuden und wurde um 1970 errichtet. Die Heizzentrale (siehe Abbildung 6) befindet sich dabei im Süden des Wärmenetz im Untergeschoss des Carl-Benz-Gymnasiums mit der Beschriftung Nummer 2. Installiert sind zwei Gaskessel der Firma „Buderus“ mit einer Leistung von 1.200 kW. Allerdings ist die Leistung von einem Kessel von 1.200 kW auf 750 kW gedrosselt. Die Vorlauf- bzw. Rücklauftemperatur beträgt 70 °C bzw. 50 °C. Brauchwarmwasser wird im gesamten Netz dezentral erzeugt, weswegen die Heizzentrale in den Sommermonaten abgeschaltet wird. Die Wärmeleitungen sind für die Gebäude 1 bis 6 in unterirdischen begehbaren Verbindungstunnel verlegt. Ab der Realschulstraße ist das Wärmenetz klassisch in der Straße vergraben. Der Gasbedarf des Wärmenetzes Schulzentrum betrug 2021 ca. 2.551 MWh und 2023 1.713 MWh. Die hohe Differenz kommt durch die Sanierung der Werkrealschule (Gebäude 4) zustande, weswegen das Gebäude aktuell nicht genutzt wird und der Unterricht in Klassenräumen in provisorischen Containern stattfindet. Hinzu kommt, dass 2021 ein verhältnismäßig kaltes Jahr war. In Abbildung 7 ist das RLM-Gasbezugsprofil des Wärmenetzes dargestellt. Die Sommerabschaltung des Netzes ist gut zu erkennen. Außerdem kommt es vereinzelt zu hohen, aber kurzen Lastspitzen, da im Schulzentrum keine Pufferspeicher installiert sind.

Für die weiteren Untersuchungen wird das Jahr 2021 als Basisjahr festgelegt, da die Daten aus 2023 auf Grund der Sanierungen nicht repräsentativ sind. Der temperaturbereinigte Wärmebedarf²

² Wirkungsgrad Kessel = 93 %, Klimafaktor 2021 = 1,06



Abbildung 6: Heizungszentrale Carl-Benz-Gymnasium

des Schulzentrums belüftet sich auf ca. 2.239 MWh. In Abbildung 8 ist die temperaturbereinigte Jahresdauerlinie des Wärmebedarfes dargestellt.

Die installierte Heizleistung von 2.000 kW ist als grüne Linie eingezeichnet. Die maximale Bedarfs-
spitze liegt bei ca. 1.200 kW. Zu erwähnen ist dabei, dass lediglich in 50 Stunden im Jahr der Wär-
mebedarf mehr als 900 kW beträgt. Anschließend fällt die Jahresdauerlinie kontinuierlich ab, so-
dass sie ab ca. 6.000 Jahresstunden die Wärmeleistung auf 0 kW abfällt. Die Warmwasserversor-
gung in den einzelnen Gebäuden erfolgt in den Sommermonaten über Durchlauferhitzer.

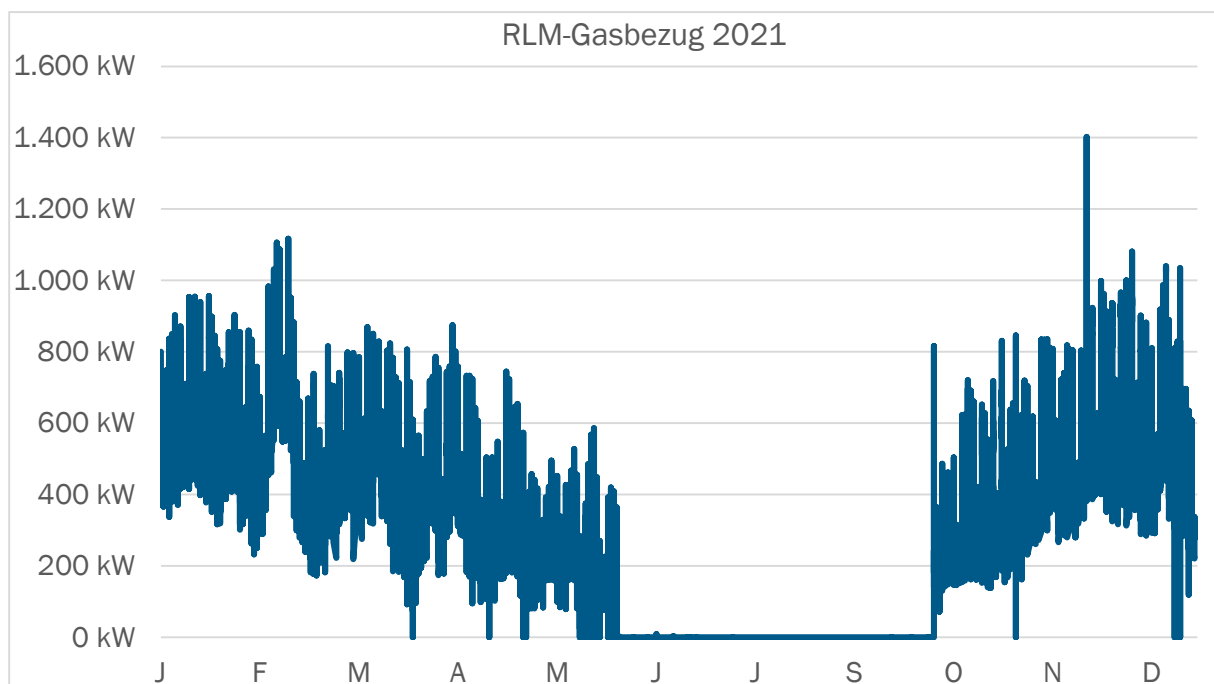


Abbildung 7: RLM-Gaslastprofil 2021

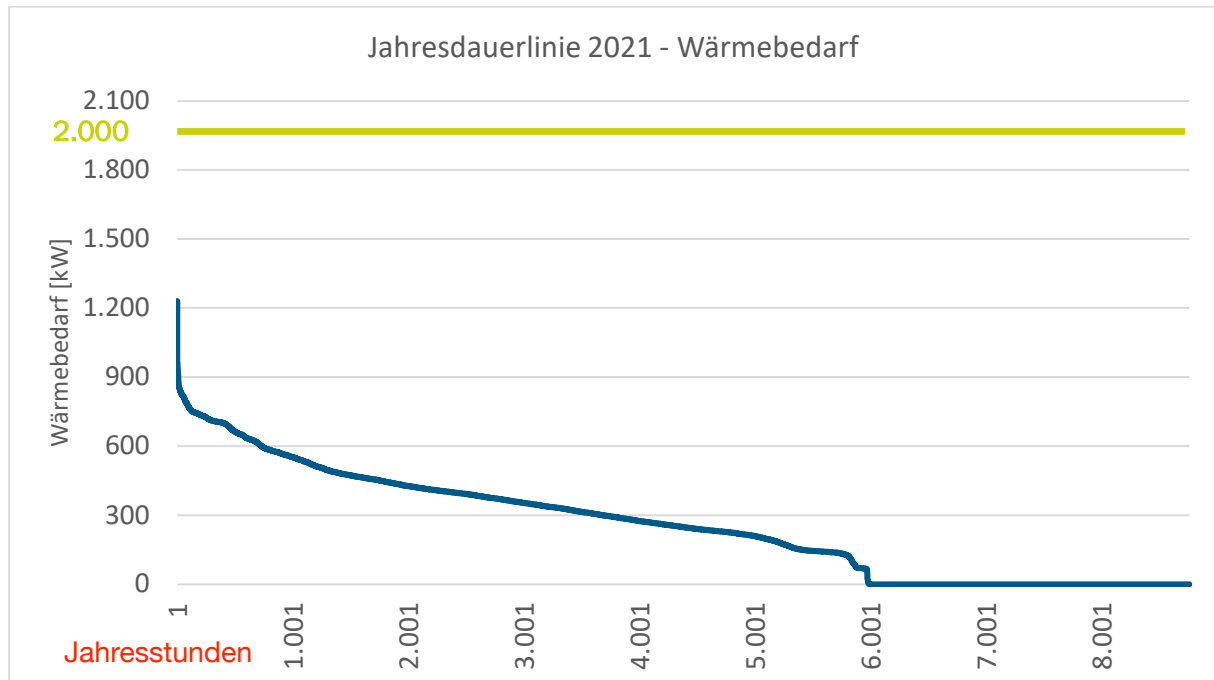


Abbildung 8: Jahresdauerlinie vom Schulzentrum Gebäudenetz aus 2021

1.3 Bestandswärmenetz Rathaus

Am Wärmenetz Rathaus sind neun Gebäude angeschlossen und wurde um 1980 errichtet. Im Untergeschoss des Rathauses (Gebäude 18) befindet sich die Heizzentrale des Wärmenetzes, welches sich aus zwei 300 kW_{th} Gaskesseln zusammensetzt. Die Kessel sind relativ neu und wurden um 2020 errichtet. Die Vorlauftemperatur liegt bei ca. 70°C. In den Sommermonaten wird wie beim Wärmenetz Schulzentrum das Netz abgeschaltet.

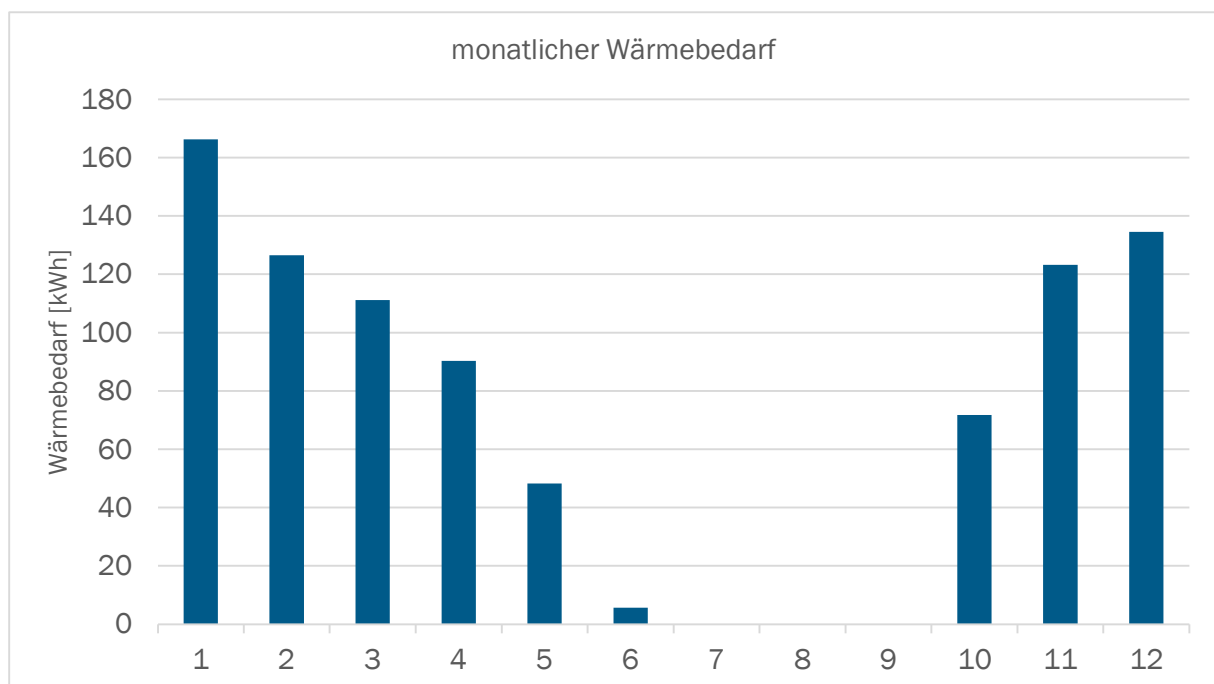


Abbildung 9: Temperaturbereinigter monatlicher Wärmebedarf des Rathauses für 2021

Der Gasbedarf betrug für 2021 ca. 1.063 MWh und für 2023 671 MWh. Die hohe Differenz lässt sich auf zwei Gründe zurückführen. 2021 war ein relativ kaltes Jahr, und 2023 waren die Erdgaspreise aufgrund der Energiekrise sehr hoch, weswegen viele Einsparungsmaßnahmen umgesetzt wurden. Um die Datenbasis gleich zu halten, wird das Jahr 2021 als Basisjahr festgelegt. In Abbildung 9 ist der monatliche temperaturbereinigte Wärmebedarf³ des Netzes dargestellt. Der Wärmebedarf summiert sich auf ca. 900 MWh. Da der Gasbedarf geringer als 1,5 GWh ist, liegt kein RLM-Lastprofil vor. Deswegen wurde ein stündliches Lastprofil auf Basis von Standardlastprofilen (SLP) erstellt.

1.4 Analyse Wärmebedarf

Der Wärmebedarf des Gebietes beziffert sich für 2025 auf ca. 19,62 GWh. Die Anteile der Energieträger sind in Tabelle 3 eingetragen. Fossile Energieträger machen mehr als 90 % der Energieträger aus und sprechen damit für ein hohes Potenzial für ein Nahwärmenetz. In Tabelle 4 ist die zukünftige Entwicklung des Wärmebedarfs aufgrund von energetischen Sanierungen dargestellt. Dabei wurde eine Sanierungsquote von 2 % p.a. ausgegangen. Die 2 % entsprechen dabei dem Ziel des Bundes. Das Potenzial für die Wärmebedarfseinsparung durch energetische Sanierung ist in

Tabelle 3: Aufteilung Energieträger

Errichtungszeitraum	Anteil
Erdgas	62 %
Heizöl	31 %
Wärmepumpe	3 %
Nachtspeicher	2 %
Sonstiges	2 %

Tabelle 4: Entwicklung Wärmebedarf aufgrund der Sanierungsquote

Wärmebedarf	2025	2030	2035	2040	2045
Gesamt	19,62 GWh	18,89 GWh	18,25 GWh	17,54 GWh	16,85 GWh
Einsparung	0,0 %	3,7 %	7,0 %	10,6 %	14,1 %
80 % Anschlussquote	15,70 GWh	15,11 GWh	14,60 GWh	14,03 GWh	13,48 GWh

³ Wirkungsgrad Kessel = 93 %, Klimafaktor 2021 = 1,06

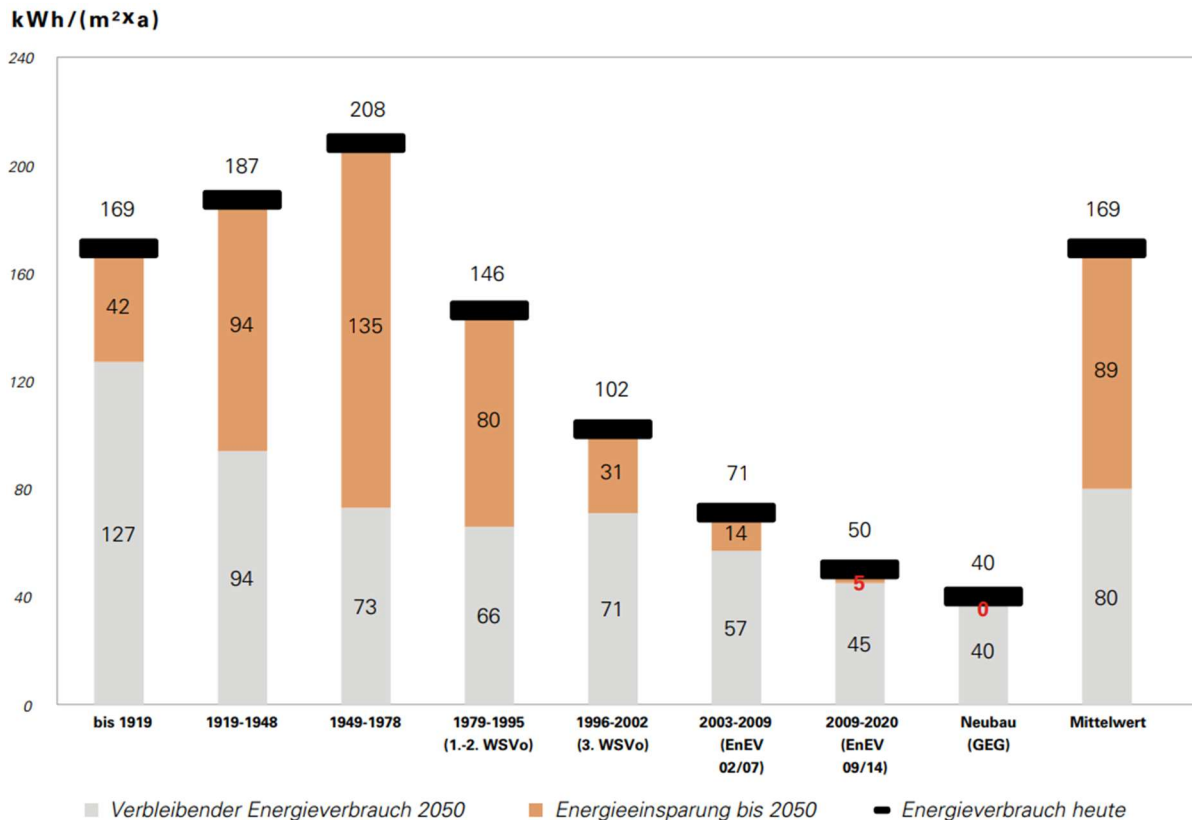


Abbildung 10: Spezifischer Wärmebedarf⁴ nach Altersklassen und Sanierungsstand

Abbildung 10 abgebildet. Die Klassierung erfolgt dabei über den Errichtungszeitraum der Gebäude. Hierfür wurden die gebäudespezifischen Daten aus dem Wärmeatlas BW herangezogen.

Abbildung 11 stellt die Wärmebedarfsliniendichte vom Betrachtungsgebiet dar. Aufgrund der hohen Bebauungsdichte und dem alten Gebäudebestand sind die Wärmebedarfsliniendichten sehr hoch. In der Altstadt sind die Wärmebedarfsliniendichten teilweise deutlich über 4 MWh/m. Allerdings sind die Gassen schmal und verwinkelt. Deswegen ist der Einsatz von Stahlrohren (KMR) in der Altstadt kaum zu realisieren, und es müssten Kunststoffrohre (PMR) zum Einsatz kommen. Außerdem ist der Platz in den Straßen begrenzt. Dies könnte dazu führen, dass das bestehende Gasnetz stillgelegt werden müsste, um durch das Wärmenetz ersetzt zu werden. Die Errichtung von Ladenburg auf einer alten Römerstadt stellt eine weitere Herausforderung für den Netzbau dar. Es ist davon auszugehen, dass es bei Grabungen zu archäologisch relevanten Funden kommen wird. Dies können beim Bau zu Verzögerungen führen, die zu berücksichtigen sind. Die durchschnittliche Wärmebedarfsliniendichte im Betrachtungsgebiet liegt bei 3,6 MWh/m und ist damit sehr gut für ein Wärmenetz geeignet.

⁴ Quelle: Leitfaden für kommunale Wärmeplanung, KEA BW

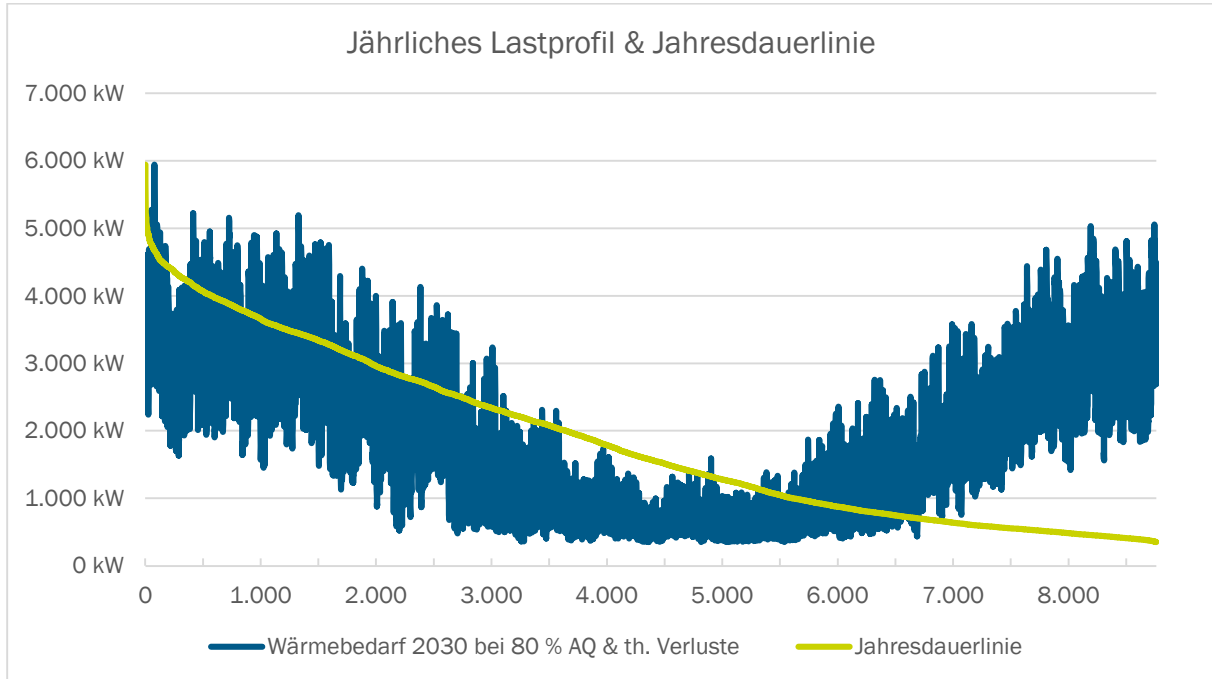


Abbildung 12: Wärmebedarfsprofil und Jahresdauerlinie für das Betrachtungsjahr 2030

Tabelle 5: Zusammenfassung Kennwerte Betrachtungsgebiet

Nummern	Gebäudename
Gesamtzahl Gebäude	363
Anzahl der zu versorgende Gebäude (80 % AQ)	290
Anzahl Übergabestationen	290
Wohngebäude	230 / 91 %
Gewerbe/Handel/Dienstleistung	33 / 7 %
Industrie	0 / 0 %
Wärmebedarf (Gesamtzahl Gebäude)	18,89 GWh
Wärmebedarf (zu versorgende Gebäude)	15,11 GWh
Temperaturniveau	60 °C – 70 °C
Derzeitige Wärmeversorgung	62 % Erdgas, 31 % Heizöl, Sonstige 7 %

1.5 Potenzielle Erweiterungsgebiete

Die Abbildung 13 stellt die Wärmebedarfe von potenziellen Erweiterungsgebieten (EG) um das Betrachtungsgebiet dar. Der Wärmebedarf⁷ der EG beziffert sich auf ca. 34,03 GWh. Interessant sind vor allem die EG 1, 2 und 4. EG 1, die sie sich auf dem ehemaligen ABB-Gelände befinden. Dort soll ein Neubaugebiet mit einem geschätzten Wärmebedarf von ca. 3,68 GWh entstehen, das mit einem Anschlusszwang komplett an ein Wärmenetz geschlossen werden könnte. Das Gebiet könnte mit einer ca. 1,5 km langen Wärmeleitung erschlossen werden. Daraus resultiert eine hohe Wärmebedarfsliniendichte von ca. 2,45 MWh/m. EG 1 könnte als Ankerkunde fungieren, um das EG 2 mit anzuschließen. EG 4 umschließt das Betrachtungsgebiet und könnte leicht angeschlossen werden. Allein durch EG 1, 2 und 4 würde sich der Wärmebedarf bei einer Anschlussquote von 80 % in EG 2 und 4 auf 17,9 GWh summieren. Damit würde sich der gesamte Wärmebedarf mehr als verdoppeln. Die beschriebenen EG sind nicht Bestandteil dieser Machbarkeitsstudie und wurden deswegen nicht in der Wärmebedarfsanalyse (siehe Kapitel 1.4) berücksichtigt. Trotzdem sollen potenzielle zukünftige Erweiterungsgebiete bei den weiteren Untersuchungen und bei der Auslegung der Heizzentrale berücksichtigt werden.



Abbildung 13: Potenzielle Erweiterungsgebiete

⁷ Wärmebedarfe basieren auf Wärmetlas BW

2. POTENZIALERMITTLUNG ERNEUERBARER ENERGIEQUELLEN

Gemäß der Zielsetzung der Machbarkeitsstudie und im Sinne der Umwelt- und Ressourcenschonung sind die Möglichkeiten des Einsatzes regenerativer Strom- und Wärmequellen auszuschöpfen. Darüber hinaus sind alle möglichen Potenziale zu ermitteln. Im Folgenden werden Energiepotenziale für das Betrachtungsgebiet der Stadt Ladenburg analysiert und hinsichtlich ihrer Umsetzbarkeit und Sinnhaftigkeit verglichen.

2.1 Windenergie

Windenergieanlagen ermöglichen eine Stromgewinnung durch die Windkraft. Ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit sind hohe Windgeschwindigkeiten und möglichst kurze Trassenlängen zum nächsten Umspannwerk oder zur Heizzentrale. In der Umgebung von Ladenburg befinden sich die einzigen bedingt geeigneten Potenzialgebiete für Windenergieanlagen östlich von Schriesheim wie in der Abbildung 14 zu erkennen ist. Diese sind ca. 6 km Luftlinie von Ladenburg entfernt, und dazwischen liegen die A5 und viele landwirtschaftliche Flächen. Die Errichtung von Windenergieanlagen und das Verlegen von Stromkabeln nach Ladenburg ist als unwirtschaftlich anzusehen, womit kein Potenzial für Windenergie für die Wärmeversorgung vorliegt.

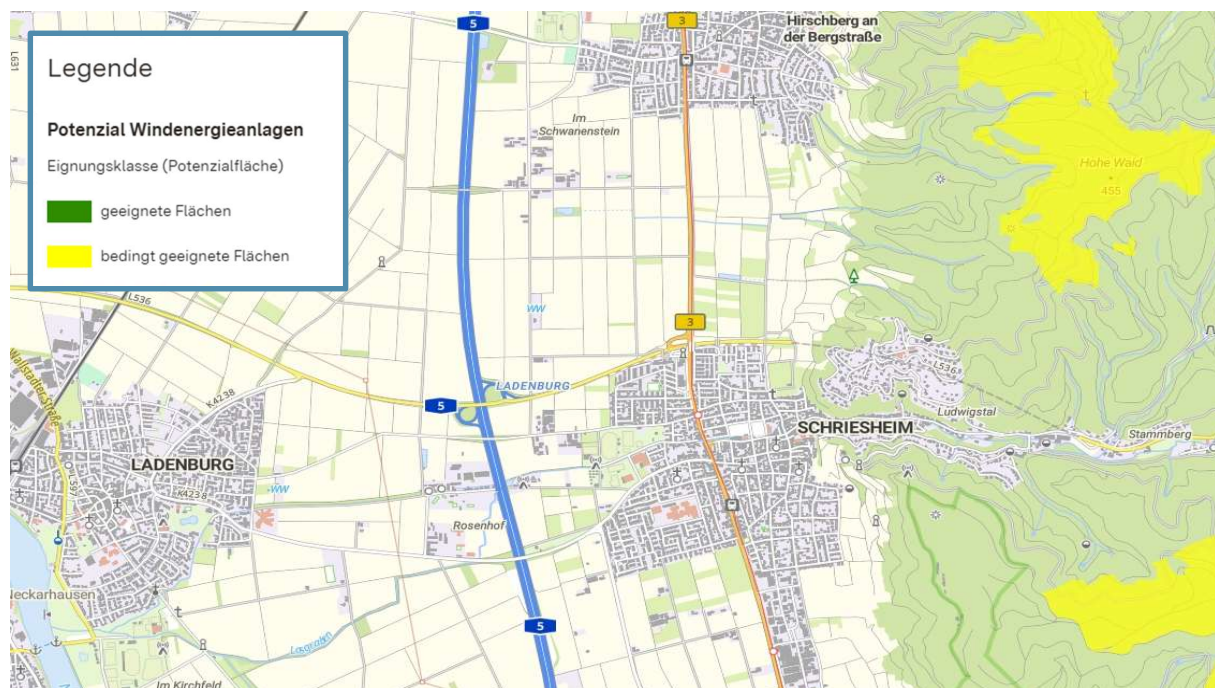


Abbildung 14: Potenzielle Eignungsflächen für Windenergieanlagen⁸

2.2 PV-Freiflächen

PV-Freiflächenanlagen können grundsätzlich entlang von Autobahnen und Schienenverkehrswegen in einem Korridor von 500 m errichtet werden. In der Regel werden die Anlagen in einem 200 m

⁸ Quelle: Energieatlas BW

Streifen realisiert, da diese als privilegierte Flächen gelten und deswegen kein Bebauungsplan nötig ist und die Genehmigung schneller erfolgt, da das Planverfahren entfällt. In Abbildung 15 sind die PV-Freiflächenpotenziale in einem Korridor von 200 m visualisiert. Insgesamt summiert sich die Fläche auf ca. 57 ha. Die installierbare PV-Leistung beträgt ca. 47 MW und der PV-Ertrag zu ca. 54 GWh. Die Bahnstrecke Richtung Grossachsen-Heddeshcim weist ein hohes Potenzial auf.

Ein Nachteil stellt dabei, wie bei der Betrachtung des Potenzials von Windenergieanlagen, die Entfernung zur Altstadt dar. Ferner wird Strom durch Photovoltaikanlagen überwiegend in den Sommermonaten erzeugt, wobei der Strombedarf grundsätzlich im Winter höher ist. Bei einer Flächennutzung von etwa 57 Hektar ist ein potenzieller Energieertrag von rund 54 GWh pro Jahr bei einer installierten Leistung von etwa 47 MW zu erwarten. Allerdings befindet sich die Fläche ca. 1,5 km Luftlinie vom Schulzentrum entfernt und kann damit nicht an die Wärmeversorgung angebunden werden.

Zusammenfassend kann mit PV-Freiflächen kostengünstig Strom aus Erneuerbaren Energien gewonnen werden. Dabei ist jedoch zu bedenken, dass die Stromerzeugung im Sommer erfolgt und kaum zur Wärmeversorgung im Winter verwendet werden kann.

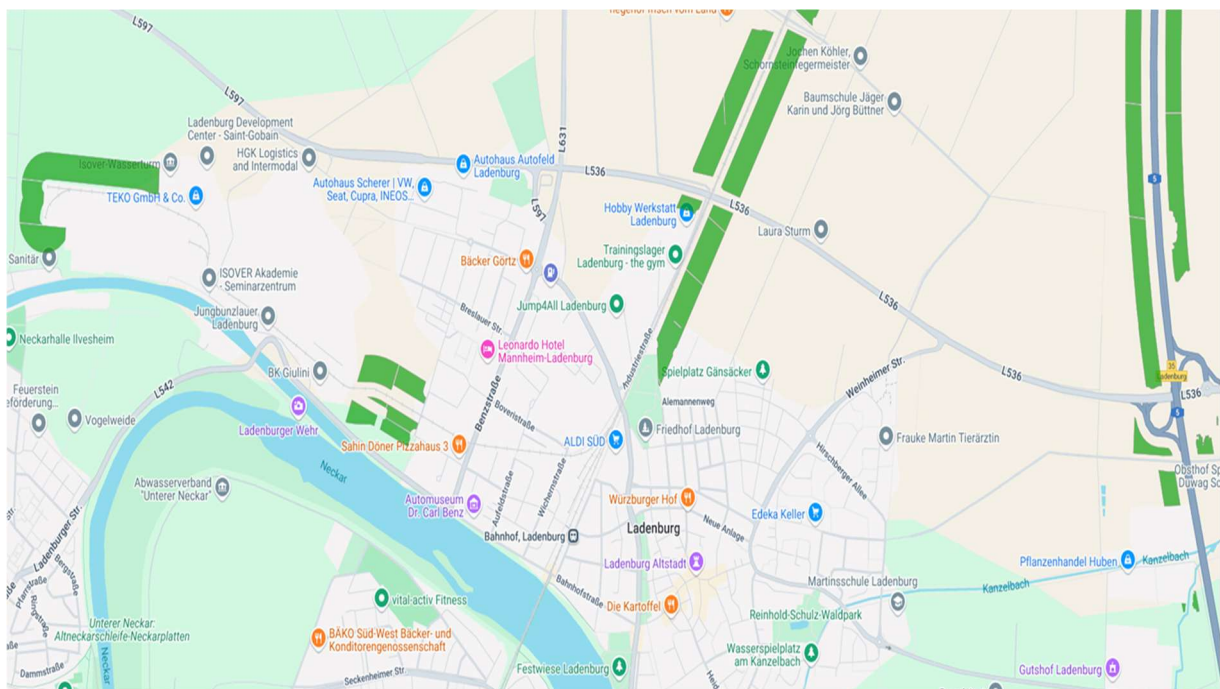


Abbildung 15: Potenzial für PV-Freiflächenanlagen

2.3 Solarthermie-Freiflächenanlagen

Die hohen solaren Einstrahlungswerte im Süden von Deutschland bieten ein hohes Potenzial für Solarthermie-Freiflächenanlagen in Kombination mit saisonalem Speicher. Dabei kommt die Technologie bereits seit Jahrzehnten in Dänemark zum Einsatz (Siehe Abbildung 16). In Abbildung 17 ist die monatliche Erzeugung einer Solarthermie-Freiflächenanlage von ca. 6 ha und einem Ertrag von ca. 11,2 GWh dargestellt. Die Erzeugung ist in den Sommermonaten maximal und in den Wintermonaten minimal. Um die Erzeugung in die Wintermonate zu verlagern, wird ein großer Erdbeckenspeicher benötigt. Hierfür wird ein großes Loch gegraben, und mit dem Aushub werden ober-

irdische Wände zum Vergrößern des Speichervolumens errichtet. Das Becken wird mit einer Kunststoffolie abgedichtet und das Erdreich fungiert als Dämmung. Auf dem Becken wird eine schwimmende gedämmte Abdeckung errichtet. Zudem ist diese begehbar.

Solarthermieanlagen mit saisonalem Speicher weisen hohe Investitionskosten auf. Im Gegenzug sind die Energiekosten gering, da durch die Sonne keine Energiekosten entstehen. Die Nutzung



Abbildung 16: Beispielhafte Solarthermie-Freiflächenanlage mit saisonalem Speicher⁹

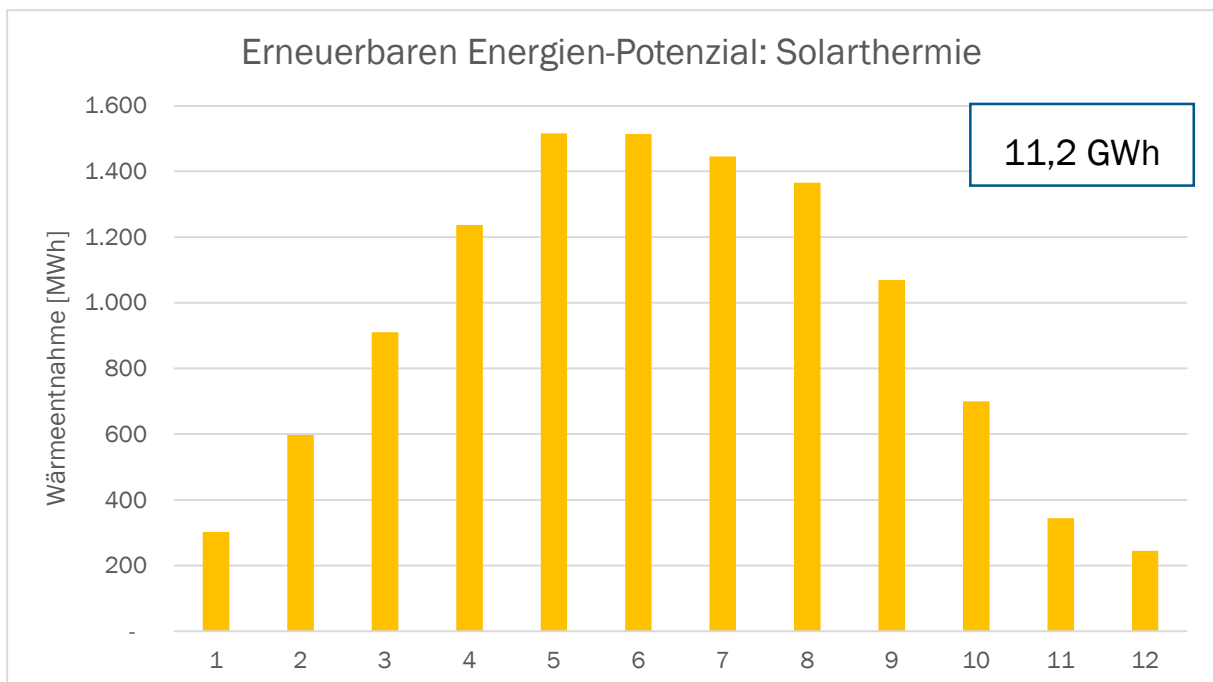


Abbildung 17: Erzeugung einer Solarthermie-Freiflächenanlage von 6 ha

⁹ Quelle: Solar Team Viessmann Deutschland GmbH

von Erdbeckenspeichern ist bei hohen Grundwasserständen schwierig, da die gespeicherte Wärme über das Grundwasser abgetragen werden kann und damit zu hohen thermischen Verlusten führt. In Ladenburg steht das Grundwasser hoch mit einem Grundwasserflurabstand von ca. 8 m bis 11 m je nach Standort. Dies begrenzt stark die mögliche Tiefe eines Erdbeckenspeichers, weswegen der Flächenverbrauch ansteigt. Zudem birgt Solarthermie Konfliktpotenzial in Ladenburg. Ausschlaggebend dafür ist der hohe Platzbedarf von Freiflächenanlagen. Um einen nennenswerten Beitrag zur Wärmeerzeugung zu liefern, werden ca. 6 ha bis 7 ha benötigt. Hinzukommt der Platzbedarf vom Erdbeckenspeicher. Die Flächen um Ladenburg weisen eine hohe Bodenqualität auf und treten damit in Konkurrenz mit der Landwirtschaft zur Flächennutzung.

Grundsätzlich sind geringe Wärmegegostehungskosten mit Solarthermie-Freiflächenanlagen möglich, da kaum Energiekosten und geringe Betriebskosten anfallen. Allerdings sind die Wärmegegostehungskosten stark vom kalkulatorischen Zinssatz von Netzbetreiber abhängig, und es sind hohe Investitionskosten zu tätigen. Zudem kommt das Konfliktpotenzial mit der Landwirtschaft hinzu.

2.4 Flusswärme

Die Stadt Ladenburg liegt direkt am Neckar, dem zweitgrößten Fluss in Baden-Württemberg. Flüsse stellen eine große Wärmequelle für Wärmenetze dar, da sie mittels Wärmepumpen angezapft werden können. Der mittlere Abfluss (MQ) vom Fluss Neckar, an der Messtation flussaufwärts in Heideberg ca. 8 km Luftlinie entfernt, beträgt 161,0 m³/s, und bei Niedrigwasserstand beträgt der mittlere Abfluss (MNQ) ca. 47,2 m³/s¹⁰. In der Regel soll die maximale Wasserentnahme nicht mehr als 10 % des Abflusses entsprechen. In Ausnahmefällen können aber auch höhere Wasserentnahmekoten genehmigt werden. Wird angenommen, dass die Spreizung im Entnahmebauwerk 3 K entspricht, dann ergibt sich bei einer Entnahme von 10 % bei Niedrigwasserstand eine maximale Entzugsleistung von ca. 59,2 MW. Werden Benutzungsstunden von 4.000 h angenommen, so ergibt sich eine Entzugsenergie von 263,8 GWh. Damit überschreitet die Entzugsenergie den Wärmebedarf des Betrachtungsgebietes bei weitem und es kann davon ausgegangen werden, dass der Neckar als Wärmequelle für Ladenburg als unbegrenzt angenommen werden kann.

In **Abbildung 18** ist die mittlere tägliche Flusstemperatur von Juli 1990 bis Juli 2025 dargestellt. Um die täglichen Flusstemperaturen besser zu visualisieren, wurden in **Abbildung 19** die Flusstemperaturen des genannten Zeitraumes gemittelt. Zusätzlich wurde die Flusstemperatur aus 2024 eingetragen, um die jährlichen Temperaturschwankungen besser abzubilden. Das Jahr 2024 wurde gewählt, da es das letzte Jahr mit vollständigen Messwerten ist. Aus den historischen Messdaten ist zu entnehmen, dass die mittlere tägliche Flusstemperatur an nur 1,1 % der Tage unter 3 °C, an 3,0 % der Tage unter 4 °C und an 6,3 % der Tage unter 5 °C fiel. Außerdem hat die Flusstemperatur in den Wintermonaten tendenziell über die Jahre zugenommen. In den Sommermonaten steigt i.d.R. die Flusstemperatur über 20 °C und nimmt über den Herbst ab und erreicht das Minimum gegen Ende Januar/Mitte Februar. In sehr kalten Wintern kann der Neckar zufrieren, oder die Flusstemperatur sinkt zu weit ab, sodass der Wärmetauscher im Entnahmebauwerk Gefahr läuft zuzufrieren. In diesen Fällen muss eine Fluss-Wärmepumpe abgeschaltet werden.

Als Fazit lässt sich sagen, dass Flusswasser ein sehr hohes Potenzial als Wärmequelle darstellt. Die Quelltemperaturen sind im Mittel über das Jahr hoch, und die Quelle kann im Rahmen von dieser Studie als unbegrenzt angesehen werden. Allerdings ist eine Redundanz notwendig für den Fall, dass die Flusstemperatur zu stark absinkt und nicht mehr als Quelle verwendet werden kann.

¹⁰ Quelle: Niedrigwasser-Informationszentrum BW – Messtation Heidelberg UP / Neckar

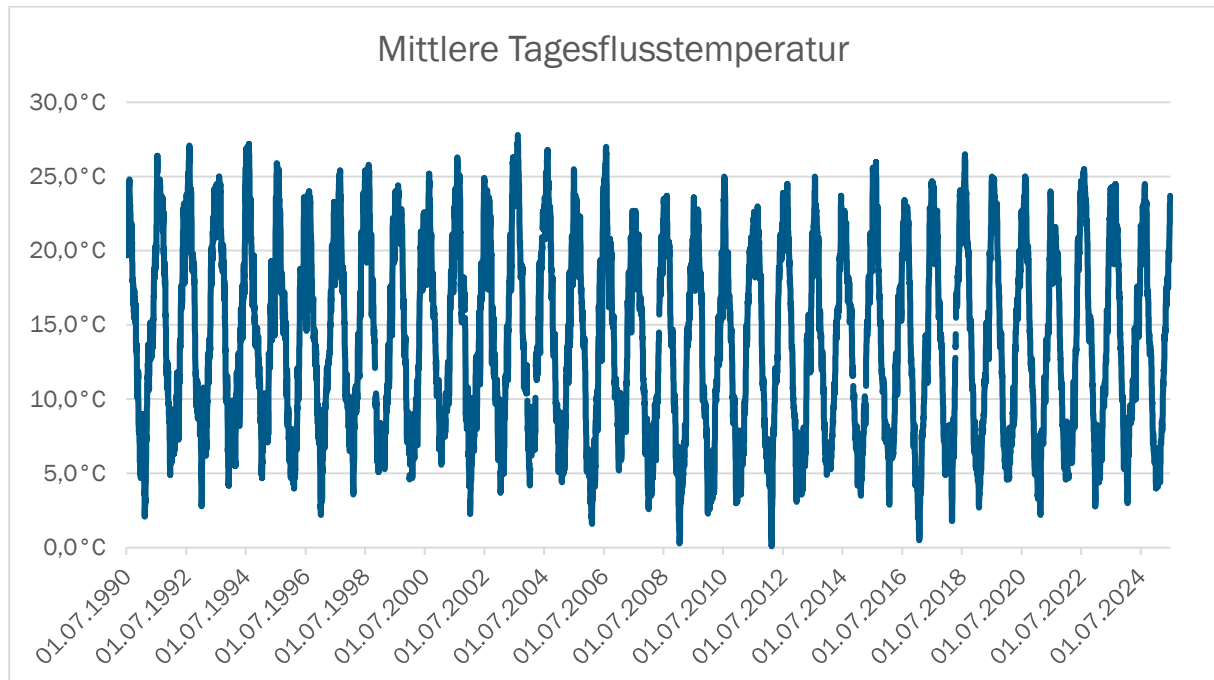


Abbildung 18: Tagesflusstemperatur vom Neckar von 1990 bis 2025¹¹

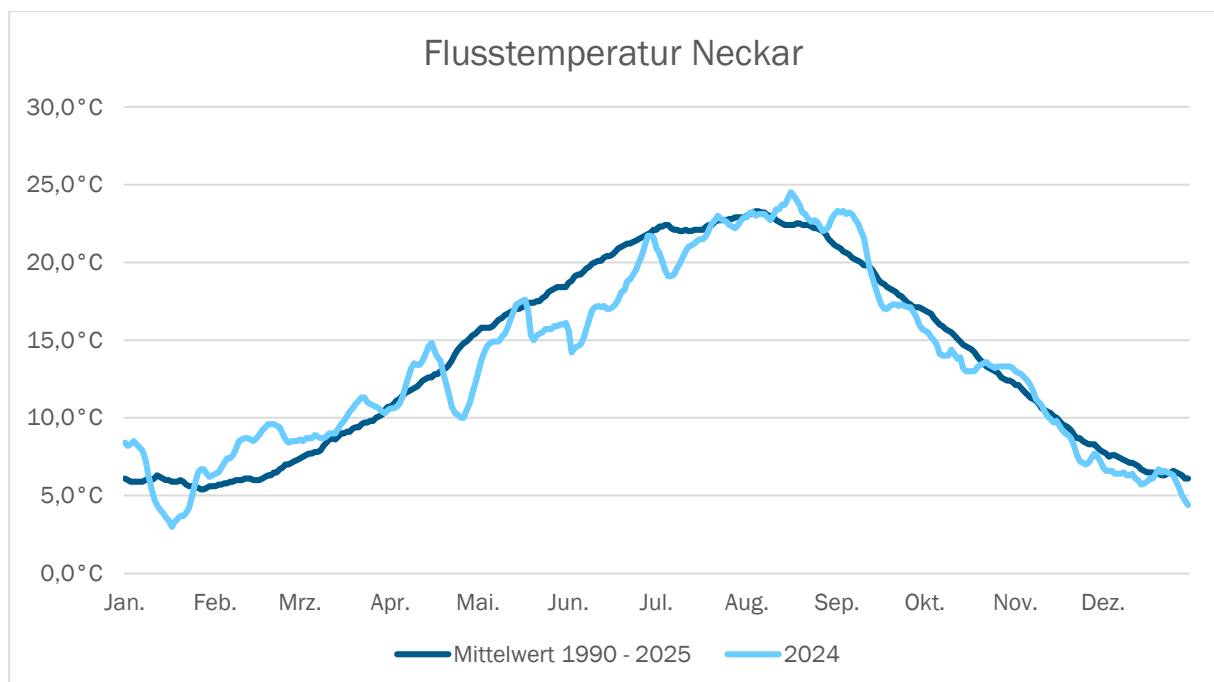


Abbildung 19: Zeitlicher Verlauf der Flusstemperatur vom Neckar

2.5 Grundwasser

Das Grundwasser steht in Ladenburg sehr nahe an der Oberfläche. Der Grundwasserflurabstand beträgt ca. 8 m, und die Bohrtiefe ist auf 47 m begrenzt. Zudem befindet sich das Betrachtungsgebiet nicht in einem Wasserschutzgebiet. Das prognostizierte Profil ist in [Abbildung 20](#) dargestellt.

¹¹ Historische Daten aus Daten- und Kartendienst der LUBW

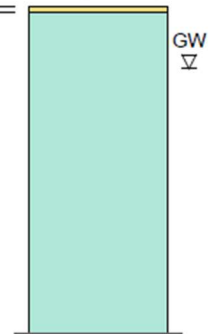
Prognostisches Bohrprofil

Schluff, Sand, tonig, bereichsweise humos; Quartär q (Deckschichten) (Mächtigkeit zwischen 0-2m)

Kies, sandig, schwach schluffig, bereichsweise steinig, bereichsweise mit Ton-/Schlufflagen; Quartär q

Bohransatzhöhe

101 [m NN]



Die Bohrtiefe ist begrenzt auf 47 m

Abbildung 20: Ladenburg Bohrprofil¹²

Die Verortung der Brunnen sollte möglichst nahe an der Heizzentrale sein. Hierfür bietet sich das Gelände des Schulzentrums an (weitere Infos Siehe Kapitel 3.1.1). In Abbildung 21 ist eine mögliche Verortung der Förder- und Schluckbrunnen eingetragen. Die Brunnen sind in überfahrbarer Bauweise realisierbar, sodass sie unterhalb von Straße oder Grünflächen liegen können. Entlang des Merianweges werden in einem Abstand von ca. 50 m die ca. 46 m tiefe Förderbrunnen platziert, und die Schluckbrunnen werden auf Flächen im Eigentum der Stadt verteilt. In Abhängigkeit der Untergrundsituation und der Wasserqualität ist der Einsatz von einem System zur Reduktion von Eisen- und Mangangehalt nötig. Diese verhindern eine Verockerung der Förderbrunnen und die Abnahme der Wasserförderung. Hier können zum Beispiel drei Fermanox-Anlagen verwendet werden.

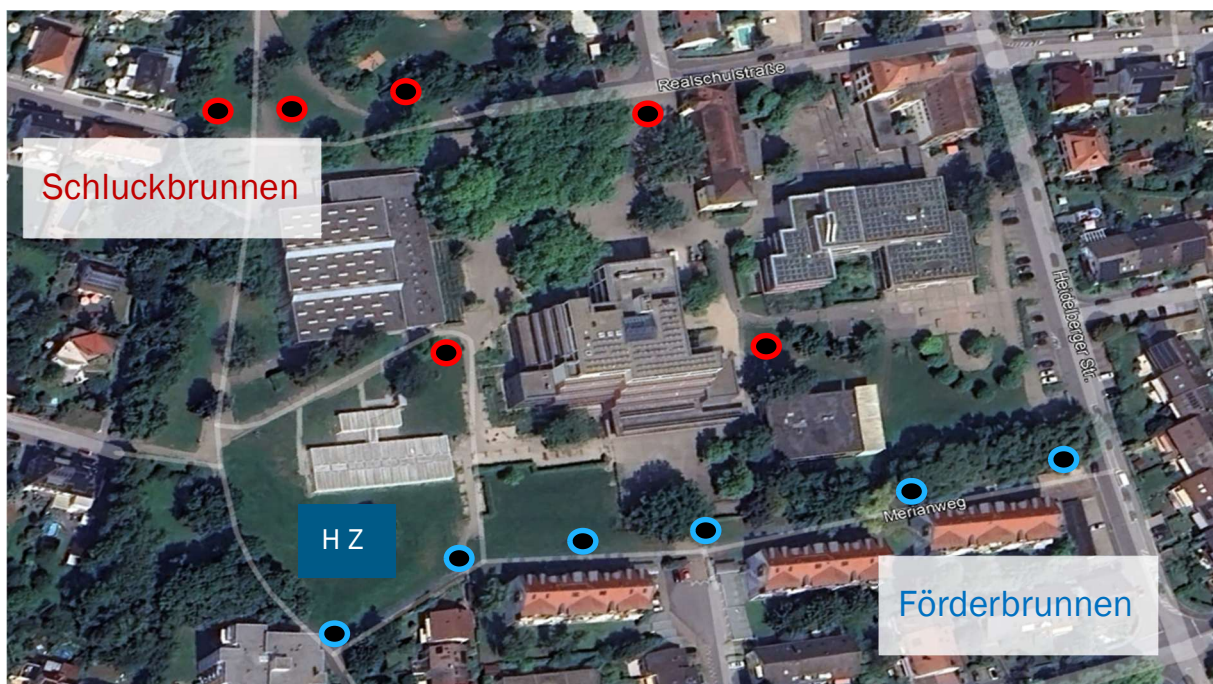


Abbildung 21: Standortbeispiele für Förder- und Schluckbrunnen¹³

¹² Quelle: ISONG LGBR – Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau

¹³ Ausarbeitung von Fa. Krämer Brunnenbau & Energie GmbH

Die maximale Bezugsleistung beziffert sich auf ca. 2,7 MW, und bei angenommenen 4.000 Vollbenutzungsstunden ergibt sich eine Entzugsenergie von 10,8 GWh. Brunnen profitieren von relativ hohen Grundwassertemperaturen bei 50 m Bohrtiefe von ca. 9 °C bis 11 °C im Rheingraben und sind relativ konstant über das Jahr, was die Nutzung für den Winter interessant macht. Zudem steht das Grundwasser rund ums Jahr zur Verfügung.

Grundwasser ist eine potenziell gute Wärmequelle für ein Fernwärmenetz in Ladenburg. Hohe Entzugsleistungen sind möglich und die Grundwassertemperatur liegt im Schnitt bei 10 °C und ermöglicht eine hohe Effizienz von Sole-Wasser-Wärmepumpen.

2.6 Tiefengeothermie

Tiefengeothermie ermöglicht die Erzeugung von Strom und Wärme im Grundlastbereich. Ladenburg liegt am Rheingraben und ist grundsätzlich für den Einsatz von Tiefengeothermie geeignet. Zu beachten sind die langen Umsetzungszeiten von Tiefengeothermie-Projekten und das mögliche Konfliktpotenzial mit Anwohnern wegen der Angst vor Erdbeben. Deswegen wird Tiefengeothermie nicht weiter untersucht und stellt kein Potenzial dar.

2.7 Biogas

In der Umgebung von Ladenburg befindet sich eine Biogasanlage, deren Abwärme potenziell als Wärmequelle dienen könnte oder deren Biogas in einer Heizzentrale direkt genutzt werden könnte.



Abbildung 22: Biogasanlage südlich vom Stadtzentrum Ladenburg

Der Standort der Anlage ist in Abbildung 22 eingetragen. Die Anlage befindet sich ca. 1,7 km vom Betrachtungsgebiet entfernt. Dies würde die Einbindung der Abwärme kostspielig machen. Ferner ist das Abwärme- und Biogaspotenzial unbekannt, da uns keine Informationen vom Betreiber zur Verfügung gestellt wurden. Ab 2026 fallen viele Biogasanlagen aus der EEG-Vergütung, sodass der Weiterbetrieb unklar ist.

Zusammenfassend ist das Biogaspotenzial für Ladenburg unbekannt. Hinzu kommt die Ungewissheit des Weiterbetriebs der Biogasanlage. Deswegen stellt Biogas kein Potenzial für die Wärmeversorgung dar.

2.8 Holz

Ladenburg weist keine Waldflächen auf ihrer Gemarkung auf, weswegen kein Restholz vorhanden ist. Zudem soll die Heizzentrale im Schulzentrum (siehe Kapitel 3.1.1) verortet werden. Aus mangelnden Platzgründen ist die Installation von Holzbunkern schwer zu realisieren. Auf Basis der genannten Gründe stellt Holz kein Potenzial für Laupheim dar.

2.9 Abwasser

Die Nutzung von Wärme aus Abwasser ist stark vom Standort abhängig. Die Wärmeentnahme sollte möglichst nahe an der Kläranlage erfolgen, da dort das Abwasser aus der Stadt und/oder Umgebung zusammenlaufen. Die Kläranlage von Ladenburg befindet sich auf der anderen Neckar-Seite bei Neckarhausen (siehe **Abbildung 23**, grüner Pfeil). Das gesamte Abwasser von Ladenburg und Kommunen in der Umgebung laufen beim Neckarwehr zusammen und wird über eine unterirdische Leitung in die Kläranlage geleitet. Das Schulzentrum und das Betrachtungsgebiet sind weit entfernt vom Zusammenlauf. Außerdem ist das Einzugsgebiet um das Schulzentrum gering.

Für diese Machbarkeitsstudie wird das Potenzial von Abwasser als gering eingestuft.

2.10 Industrieabwärme

Im Nordosten der Stadt befindet sich ein Industriegebiet mit den dort ansässigen Unternehmen Saint-Gobain ISOVER G+H AG und CBL. Beide Unternehmen sind in der Chemiebranche tätig, weswegen theoretisch von einem hohen Abwärmepotenzial ausgegangen werden kann. Das Industriegelände ist in **Abbildung 23** veranschaulicht.

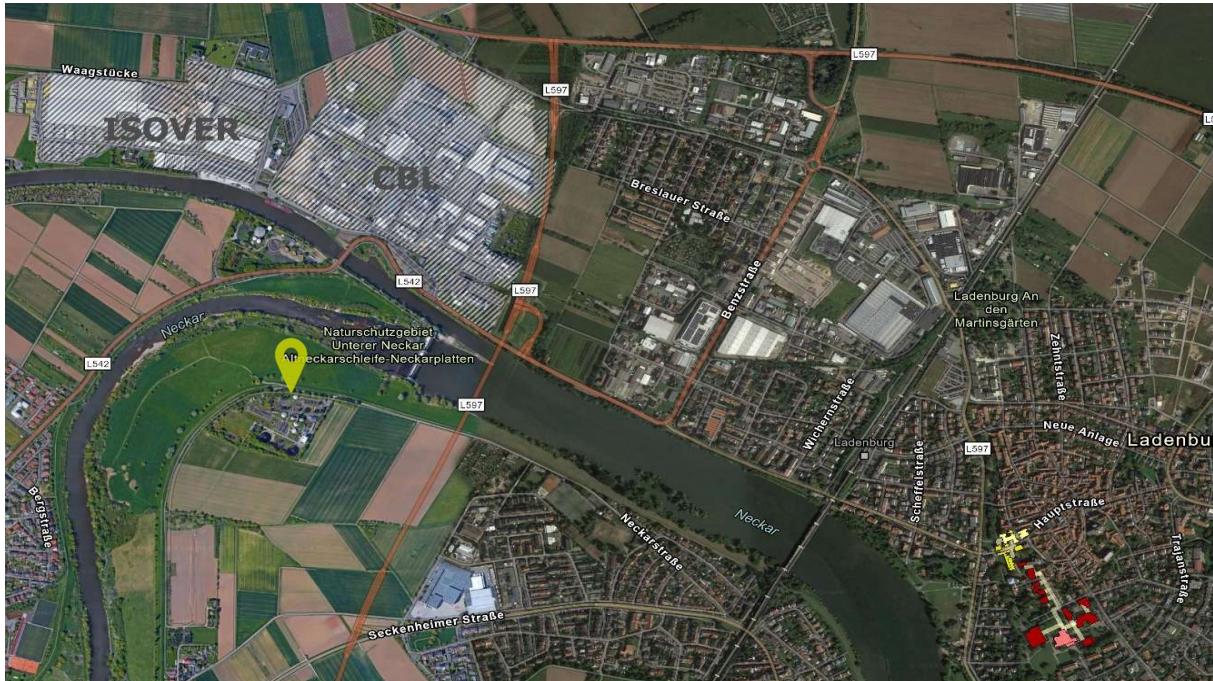


Abbildung 23: ISOVER und CBL als Wärmeversorger durch Abwärme

Genauere Zahlen zum Abwärmepotenzial der beiden Unternehmen liegen nicht vor. Allerdings ist aus der Energie- und Treibhausgas-Bilanz 2020 von Ladenburg der Energiebedarf des verarbeitenden Gewerbes bekannt und wird auf 580 GWh beziffert. Als erste Abschätzung kann das Abwärmepotenzial aus dem Energiebedarf mit dem Faktor 2,5 %¹⁴ geschätzt werden und entspricht ca. 14,5 GWh.

Das theoretische Abwärmepotenzial ist hoch, allerdings liegt das Industriegebiet ca. 2 km vom Betrachtungsgebiet entfernt. Erschwerend kommt hinzu, dass Ladenburg von einer Bahnstrecke geteilt wird. Der Ausbau eines Wärmenetzes vom Industriegebiet aus wäre mit erheblichen Kosten verbunden und würde viel Zeit beanspruchen. Außerdem ist das reale Potenzial nicht bekannt, da die Unternehmen zuerst firmenintern die Abwärmepotenziale erheben wollen. Deswegen spielt Abwärme aus der Industrie eine geringe Rolle in der Machbarkeitsstudie.

2.11 Bewertung Potenziale der erneuerbaren Energiequellen

In der Tabelle 6 erfolgt eine Übersicht der zuvor betrachteten Wärmequellen. Die Bewertung des Umsetzungspotenzials erfolgt dann anhand der verfügbaren Energiequellen, den möglichen Leistungen und den simulierten Erträgen.

Die Energiequellen in der Tabelle sind nach ihrem Potenzial und technischer und wirtschaftlicher Umsetzbarkeit sortiert. Diverse Energiequellen wurden untersucht. Die relevantesten Quellen für Ladenburg sind die Flusswärme, das Grundwasser und die Solarthermie. Diese werden in den weiteren Abschnitten näher untersucht.

Der Einsatz von Flusswärme weist einige Vorteile und Nachteile auf. Der Hauptvorteil ist, dass das Skalierungspotenzial der Technologie fast unbegrenzt ist. Dies ist vor allem relevant bei zukünftigen Ausbauszenarien, um weitere Stadtteile mit Nahwärme zu versorgen. Hierzu stehen in Kapitel 3.2 zusätzliche Informationen. Weitere Vorteile gegenüber dem Grundwasser mit Brunnen sind die

¹⁴ Abschätzung auf Basis von Studie: „Abwärmennutzung in Unternehmen“

etwas geringeren Investitionskosten und dem geringen Pumpenstrom. Nachteilig ist der mögliche Ausfall der Flusswasser-Wärmepumpe bei zu tiefen Flusstemperaturen. Zudem können die Wärmetauscher im Entnahmebauwerk sich durch Muschelbefall zusetzen.

Ladenburg weist ein hohes Grundwasserpotenzial auf und ermöglicht damit den effizienten Einsatz von Brunnentechnik. Um relevante Wärmemengen aus dem Grundwasser zu holen, werden 12 bis 15 Brunnen benötigt, je nachdem ob drei Fermanox-Anlagen nötig sind oder nicht. Vorteilhaft sind die hohen und relativ konstanten Quelltemperaturen über das Jahr und dass die Brunnen im Winter nicht zufrieren können. Nachteilig sind hohe Investitionskosten und dass das Skalierungspotenzial begrenzt ist, da kaum zusätzliche Brunnen errichtet werden können. Zusätzlich kommt ein hoher Pumpenstrom hinzu. Die Jahresarbeitszahl (JAZ) einer Grundwasser-Wärmepumpe ist leicht höher als die einer Flusswasser-Wärmepumpe. Fermanox-Anlagen laufen in der Regel das ganze Jahr mit konstanter Last von ca. 28 kW durch. Falls eine Enteisung nötig sein sollte, würde die Stromersparungen der Wärmepumpe aufgrund der höheren Quelltemperatur wieder durch den Mehrverbrauch der drei Fermanox-Anlagen ausgeglichen werden.

Das Potenzial der Solarthermie zur Wärmeversorgung wird als mittel eingeschätzt. Die Saisonalität der Technologie macht den Bau eines saisonalen Speichers erforderlich. Der Bau von Erdbeckenspeichern ist herausfordernd, weil der Grundwasserflurabstand gering ist. Eine Alternative wäre ein überirdischer druckloser Scharzstahlspeicher. Dieser ist aber mit höheren spezifischen Investitionskosten verbunden, und die maximale Kapazität ist begrenzt, weswegen der Einsatz in etwas kleineren Netzen sinnvoll ist. Hinzu kommt, dass in Ladenburg „Nordstadt-Kurzgewinn“ bereits ein Nahwärmenetz von der PFALZWERKE AKTIENGESELLSCHAFT betrieben wird. Die Wärmeversorgung erfolgt auf Basis von fossilen Energieträgern, und die Potenzialflächen für Solarthermie sollen für dieses Netz reserviert werden. Deswegen wird Solarthermie für die Wärmeversorgung des Betrachtungsgebietes ausgeschlossen.

Flusswärme und Grundwasser sind die zwei relevanten und interessanten Potenziale. Für die weiteren Untersuchungen wird sich auf Flusswärme fokussiert, da sich die Technologie am einfachsten skalieren lässt, um weitere zukünftige Kunden anzuschließen. Zudem würde der Einsatz von Grundwasserwärme eine größere Kaltwasserfahne nach sich ziehen. Da sich das Grundwasser in Richtung Nordwesten bewegt, würde die Kaltwasserfahne den Einsatz von Brunnentechnik in der Stadt verhindern. Zudem ist im ehemaligen ABB-Areal ein Neubaugebiet geplant. Dieses soll möglicherweise mit Grundwasserwärme versorgt werden, weshalb im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie auf die Technik verzichtet wird.

Tabelle 6: Übersicht und Bewertung der Wärmeversorgungspotenziale

Wärmeerzeuger	Wärmequelle	Theo. Nutzbare Wärmemenge (Anteil an Wärmebedarf)	Anzahl, Art und Leistung der Anlagen	Potenzielle Standorte der Anlagen
Flusswärme	Fluss Neckar	236,8 GWh/a (1.207 %)	1 Entnahgebauwerk mit 2 MW / 4 MW Quellleistung	Neckarwiese
Grundwasserwärme	Erdwärme	10,8 GWh/a (65 %)	6 – 9 Förder- & 6 Schluckbrunnen mit insgesamt 2,7 MW	Areal um Schulzentrum
Solarthermie	Sonnenenergie	11,2 GWh/a (67 %)	1 Anlage 6 ha – 7 ha	Fläche entlang Bahnlinie Richtung Grosssachsen-Heddesheim
Industrielle Abwärme	Chemieprozesse	14,5 GWh/a (87 %)	2 Unternehmen, k. A: zur Technik	Entnahme bei ISOVER und CBL
Tiefengeothermie	Erdreich	k.A.	k.A.	Keine Standorte ermittelt
Abwasserabwärme	Kanalisation	gering	k.A.	Entnahme im Areal des Schulzentrums
Holz	Wald	0 GWh/a (0 %)	Kein Waldgebiet in Ladenburg	k.A.
Biogas	Landwirtschaft	k. A..	Keine Auskunft durch Landwirt	Biogasanlage südlich von Ladenburg
Photovoltaikanlagen	Sonnenenergie	54,0 GWh/a (325 %)	2 Anlagen mit insgesamt 47 MW	Fläche entlang Bahnlinie Richtung Grosssachsen-Heddesheim
Windenergieanlagen	Sonnenenergie	k.A.	Kein Potenzial	Keine Standorte vorhanden

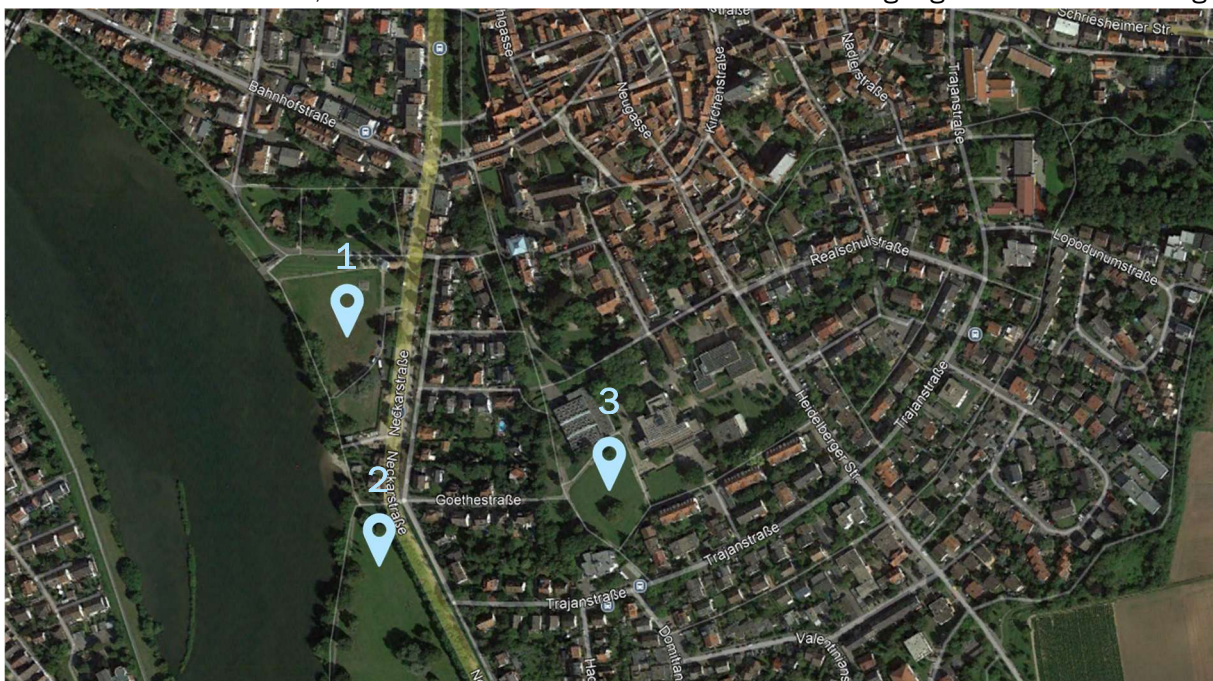
3. SOLL-ANALYSE DES WÄRMENETZES

In folgendem Kapitel wird auf den Einsatz von Flusswärme in einem Wärmenetz näher eingegangen. Hierfür werden potenzielle Standorte untersucht, eine technische Beschreibung und Auslegung von zwei Versorgungsvarianten und das Wärmenetz dargestellt.

3.1 Heizzentrale

3.1.1 Standortanalyse

Für die Heizzentrale des Wärmenetzes kommen drei potenzielle Standorte in Frage (siehe Abbildung 24). Der Standort 1 befindet sich auf der Festwiese Ladenburg. Die Fläche ist groß, weswegen kaum Platzbeschränkungen für eine Heizzentrale vorliegen. Die Nähe zum Neckar ermöglicht die Nutzung des Flusses als Wärmequelle. Zudem liegt der Standort nahe an der Altstadt und wäre mit einer Wärmeleitung von ca. 300 m über die Hauptstraße leicht zu verbinden, und das Wärmenetz Rathaus könnte als einer der ersten Ankerkunden angeschlossen werden. Gegen den Standort spricht, dass auf der Festwiese viele öffentliche Veranstaltungen und Konzerte durchgeführt werden. Die politische Umsetzung wäre damit sehr schwierig. Außerdem befindet sich die Fläche auf einer HG50-Überflutungsfläche (Siehe Abbildung 25). Deswegen wird der Standort 1 für die Heizzentrale verworfen. Standort 2 befindet sich am nördlichen Ende der Neckarwiese Ladenburg. Auch hier ist nicht mit größeren Platzbeschränkungen zu rechnen, und der Neckar kann als Wärmequelle verwendet werden. Zudem wäre die politische Umsetzung einfacher. Das Wärmenetz Schulzentrum kann über die Goethestraße angeschlossen werden, und von dort kann das Wärmenetz in das Betrachtungsgebiet entwickelt werden. Die Neckarwiese liegt in einem HQ10-Überflutungsgebiet. Aufgrund des hohen Überschwemmungsrisikos wird die Heizzentrale am Standort 2 verworfen. **Standort 3** befindet sich direkt am Schulzentrum. Derzeit stehen auf der Fläche provisorische Schulcontainer, die nach Abschluss der Schulsanierung wieder abgebaut werden. Am Standort sind die Platzverhältnisse beschränkt, und es stehen ca. 2.500 m² zur Verfügung. Der Standort liegt



20 °C. Die Austrittstemperatur schwankt zwischen 1 °C bis 17 °C. Dabei kann die Austrittstemperatur von 1 °C aus Gefrierschutzgründen nicht unterschritten werden. Fällt die Flusstemperatur unter 4 °C muss der WT in Teillast betrieben werden oder im Worst Case ausgeschaltet werden. Nach der Entnahme wird das abgekühlte Flusswasser in den Neckar geleitet. An der kalten Seite des WT

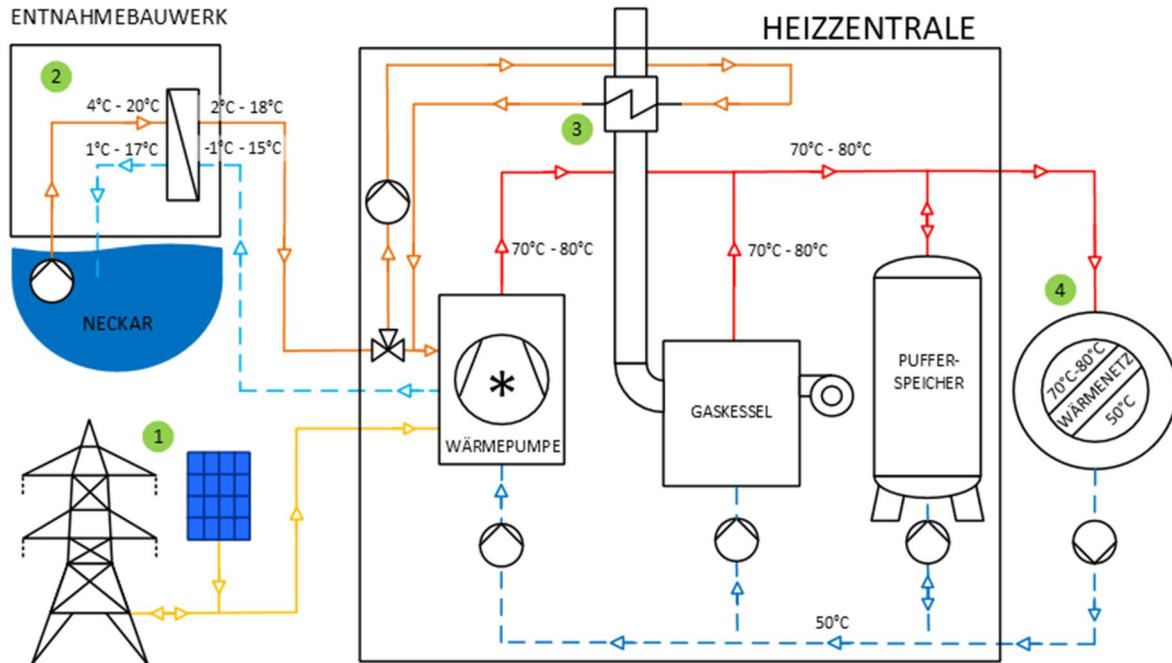


Abbildung 27: Heizschemata Variante 1

ist der Zwischenkreis angeschlossen. Der reale LMTD¹⁶ wird in der Simulation mit 2 K angenommen. Es wird empfohlen, einen WT mit einem LMTD von 1 K einzubauen (siehe Kapitel 3.2). Die Austrittstemperatur an der kalten Seite entspricht der Quelltemperatur der Wärmepumpe und liegt immer 2 K unter der Eintrittstemperatur an der warmen Seite des WT.

Die Effizienz des Einsatzes von Erdgas soll möglichst maximiert werden. Hierfür soll eine Wärmerückgewinnung mit Brennwertnutzung im Abgasrohr des Gaskessels realisiert werden (siehe Punkt 3), um die Quelltemperatur der Wärmepumpe (orangefarbene Linie) anzuheben. Dadurch steigt die Effizienz der Wärmepumpe.

Das Wärmenetz ist unter Punkt 4 symbolisch dargestellt. Die Netztemperaturen sind auf 70 °C bis 80 °C je nach Jahreszeit im Vorlauf und 50 °C im Rücklauf festgelegt. Die Vorlauftemperatur soll außentemperaturgesteuert werden, da die Effizienz der Wärmepumpe von der Differenz der Vorlauftemperatur und der Quelltemperatur abhängig ist. Hohe Vorlauftemperaturen und tiefe Quelltemperaturen reduzieren den COP der Wärmepumpe.

In Tabelle 7 sind die wichtigsten technischen Daten der Variante 1 zusammengefasst.

Tabelle 7: Technische Daten zu Variante 1

Technik	Daten
Sole-Wasser-Wärmepumpe ¹⁷	2 x 1.500 kW _{th} COP (T _{Quelle} = 3 °C) = 2,98

¹⁶ LMTD: Logarithmische Temperaturdifferenz. Beschreibt die mittlere Temperaturdifferenz von der warmen und kalten Seite eines Wärmetauschers (z.B. 4 °C Flussseite, 2 °C Zwischenkreis)

¹⁷ Herstellerangaben von Johnson Controls bei 80 °C Vorlauftemperatur

	$\text{COP} (T_{\text{Quelle}} = 11^\circ\text{C}) = 3,34$ $\text{COP} (T_{\text{Quelle}} = 20^\circ\text{C}) = 3,81$
Erdgas-Brennwertkessel	$6.000 \text{ kW}_{\text{th}}$ $\eta_s = 95 \%$
Pufferspeicher	400 m^3
Vorlauftemperatur – Netz	70°C (Sommer) – 80°C (Winter)
Rücklauftemperatur – Netz	50°C
PV-Anlage	320 kW_p

Das Sanky-Diagramm in Abbildung 28 stellt die simulierten Energieflüsse der Variante 1 dar. Die Simulation wurde auf Basis von stündlichen Werten berechnet, und die oben beschriebenen Punkte wurden berücksichtigt. Zudem wurde die Fahrweise der Wärmepumpe auf Basis des Day-Ahead-Spotmarktes 2024 optimiert, um die Strombezugskosten zu reduzieren.

Die Wärmepumpen erzeugen 94 % des Wärmebedarfs und der Gaskessel 6 %. Dabei stammen 69,7 % der Wärme aus dem Neckar. Hieraus ergibt sich eine JAZ¹⁸ für die Wärmepumpen von 3,36. Die PV-Anlage erzeugen im Schnitt 307 MWh, wovon 75 % direkt in den Wärmepumpen eigenverbraucht werden.

In **Tabelle 8** ist die Wärmeerzeugung der einzelnen Heizanlagen, deren Primärenergiebedarf und THG-Emissionen aufgelistet. In Tabelle 9 sind die relevanten Primärenergie- und CO₂-Faktoren eingetragen. Für die Berechnung des Primärenergiebedarfs ist nur der Eigenverbrauch der PV-Anlage relevant. Insgesamt ergibt sich ein PEF für Variante 1 von 0,47. Es gilt zu berücksichtigen, dass der PEF aus dem Quotienten der Primärenergie und der gelieferten Wärme an die Kunden ermittelt wird, wobei dieser ca. 15,1 GWh beträgt.

¹⁸ JAZ: Jahresarbeitszahl. Maß für die Effizienz einer Wärmepumpe. Sie stellt den Quotienten aus der Wärmeerzeugung und Strombezug der Wärmepumpe dar.

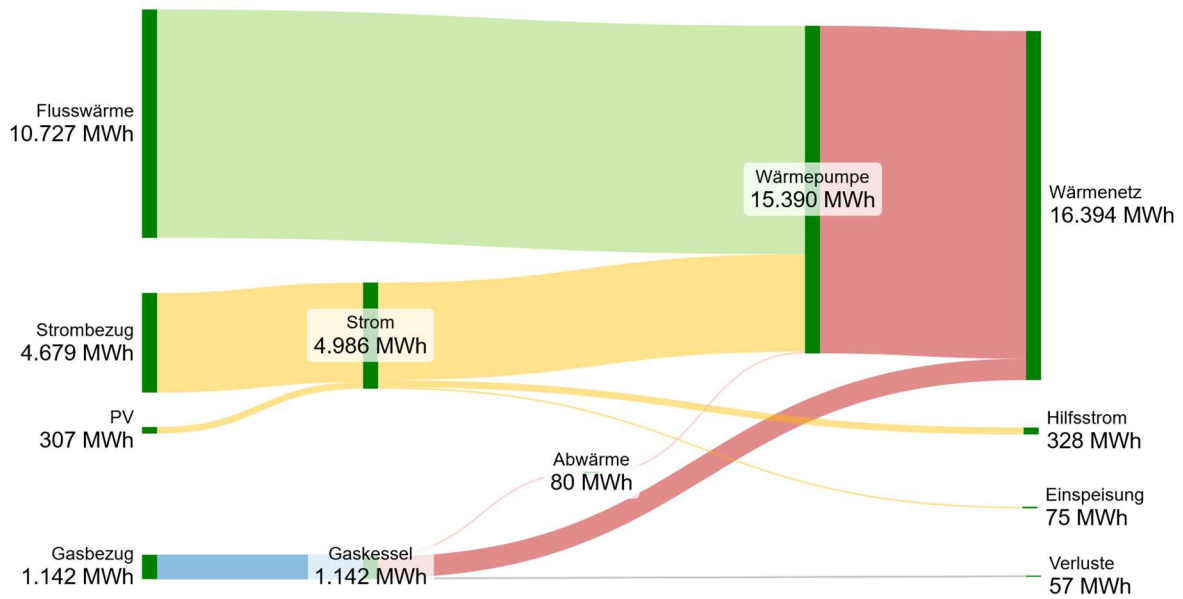


Abbildung 28: Sanky-Diagramm: Energieflüsse Variante 1

Tabelle 8: Wärmeerzeugung, Primärenergie und THG-Emissionen von Variante 1

Technik	Wärme- erzeugung	Auftei- lung	Energie- träger	PEF	Primär- energie	THG-Emissio- nen
Wärmepumpe 1	7,70 GWh	46,9 %	2,22 GWh	1,2	2,62 GWh	233 t/a
Wärmepumpe 2	7,70 GWh	46,9 %	2,22 GWh	1,2	2,62 GWh	233 t/a
Gaskessel	1,09 GWh	6,2 %	1,15 GWh	1,1	1,26 GWh	207 t/a
PV-Anlage			0,23 GWh	0,0	0 GWh	0 t/a
Hilfsenergie			0,33 GWh	1,8	0,56 GWh	35 t/a
Gesamt	16,39 GWh			0,47	7,01 GWh	707 t/a

Tabelle 9: Primärenergie- und CO₂-Faktoren

Energieträger	Primärenergiefaktor PEF ¹⁹	CO ₂ -Faktor ²⁰
Strom – Großwärmepumpe (> 500 kW)	1,2	107 g/kWh
Stromnetzbezogen	1,8	107 g/kWh
KWK-Verdrängungsstrommix	2,8	107 g/kWh
EE-Strom	0,0	0 g/kWh
Erdgas	1,1	181 g/kWh
Heizöl	1,1	250 g/kWh
Holz	0,2	27 g/kWh
Biogas	1,1	137 g/kWh
Erdwärme, Geo- & Solarthermie, Umgebungswärme	0,0	0 g/kWh

3.1.3 Variante 2: Flusswasser-Wärmepumpe mit BHKW

Variante 2 ist ähnlich aufgebaut wie Variante 1 mit dem Unterschied, dass zusätzlich ein BHKW mit 910 kW_{el} / 950 kW_{th} vorgesehen ist. Das BHKW soll eigenverbrauchsoptimiert geregelt werden. Bei hohen Strompreisen ist das BHKW in Betrieb und der BHKW-Strom soll in der Wärmepumpe eigenverbraucht werden, um hohe Strombezugskosten zu vermeiden. Bei geringen Strompreisen wird das BHKW ausgeschaltet und der Strombedarf der Wärmepumpe wird aus dem Netz gedeckt. Die Dimensionierung des BHKWs ergibt sich aus der BEW-Vorgabe, die besagt, dass das BHKW maximal 25 % des Wärmebedarfs erzeugen darf. Optimierungssimulationen haben ergeben, dass die elektrische Leistung des BHKWs ungefähr der elektrischen Leistung der Wärmepumpe entsprechen soll oder etwas geringer sein soll. Grund hierfür sind die hohen Investitionskosten der BHKWs, weswegen deren Betriebszeit maximiert werden sollte. Durch die Begrenzung der Wärmeerzeugung auf 25 % müsste das BHKW klein dimensioniert werden, um im Dauerbetrieb laufen zu können. Allerdings können die Strombezugskosten in der Übergangszeit und vor allem im Sommer unter den Stromgestehungskosten des BHKWs liegen, weswegen es kostentechnisch effizienter ist, das BHKW auszuschalten und die Wärmepumpe mit Netzstrom zu betreiben. Dem entgegen steht der Betrieb bei hohen Strompreisen. Der Wärmebedarf der Nahwärmenetzes ist aber so groß, dass das BHKW nicht die gesamte benötigte Wärmeleistung liefern kann, weswegen die Wärmepumpe fast den ganzen Winter im Dauerbetrieb laufen muss. Da der Eigenverbrauchsfall wirtschaftlicher ist als der Einspeisefall bei hohen Strompreisen ergibt sich die oben genannte Dimensionierung.

In Abbildung 29 ist das Heizschema der Variante 2 veranschaulicht. Die Funktionsweise von Variante 2 ist fast identisch mit Variante 1. Bei der Stromversorgung in Punkt 1 kommt das BHKW

¹⁹ Primärenergiefaktoren aus GEG 2025

²⁰ BAFA – Informationsblatt CO₂ – Faktoren. Werte sind auf den Brennwert bezogen

hinzu. Dieses stellt der Wärmepumpe hauptsächlich den BHKW-Strom zur Verfügung. Restmengen werden eingespeist.

Das Entnahmebauwerk im Punkt 2 entspricht dem in Variante 1 beschriebenen Aufbau. Die Vor- und Rücklauftemperaturen bleiben unverändert, und der Plattenwärmetauscher gewährleistet eine Temperaturdifferenz von 2 K zwischen dem Flusswasser und dem Zwischenkreis.

In Punkt 3 kommt die WRG von dem BHKW hinzu. Da das BHKW höhere Betriebsstunden aufweist als der Gaskessel, kann die Quelltemperatur stärker angehoben werden.

Im Unterschied zu Variante 1 ändert sich die Vorlauftemperatur des BHKWs und des Gaskessels von 70°C bis 80°C auf 70°C bis 90°C. Die Zieltemperatur im Wärmenetz bleibt zwischen 70°C und 80°C bestehen. Falls z.B. das BHKW bei voller Leistung in Betrieb ist und eine Vorlauftemperatur von 90°C zur Verfügung stellt, ermöglicht dies die Reduzierung der Vorlauftemperatur der Wärmepumpe auf unter 80°C. Durch die Mischung des Vorlaufs des BHKWs und der Wärmepumpe

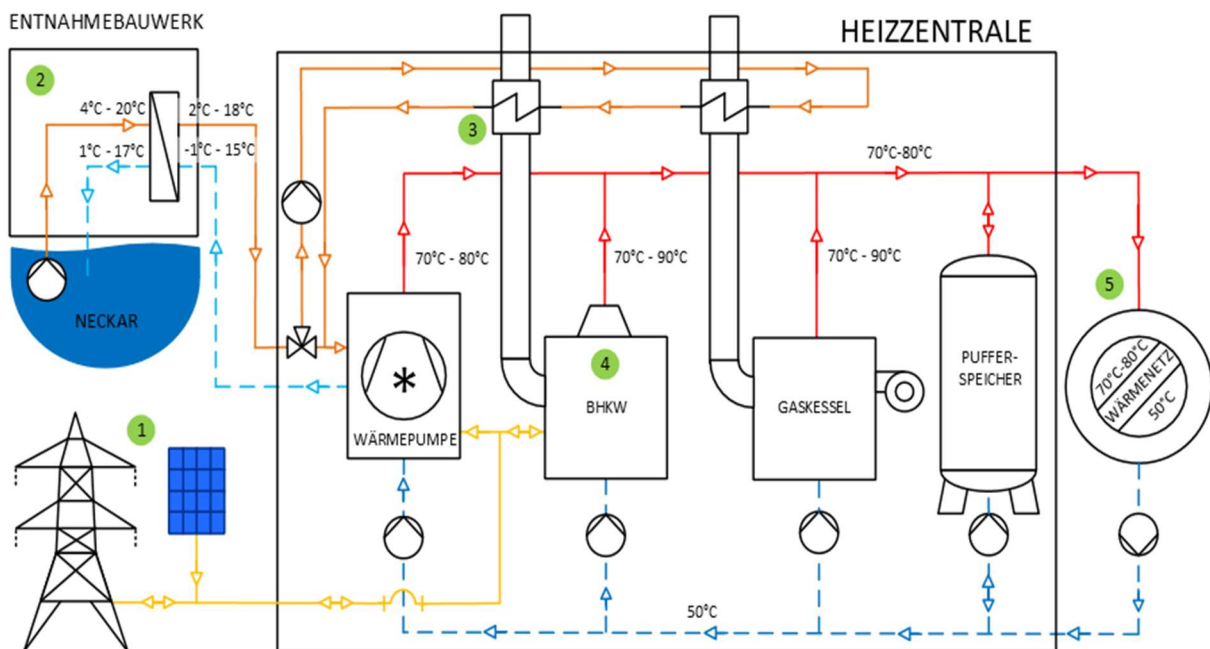


Abbildung 29: Heizschemata Variante 2

kann eine Zieltemperatur vom Netz von 80°C eingestellt werden. Die Reduzierung der Vorlauftemperatur der Wärmepumpe ermöglicht eine Verbesserung von des COPs und damit eine Effizienzsteigerung

In Tabelle 10 sind die wichtigsten technischen Daten der Variante 2 zusammengefasst.

Tabelle 10: Technische Daten zu Variante 2

Technik	Daten
Sole-Wasser-Wärmepumpe ²¹	2 x 1.500 kW _{th} COP (T _{Quelle} = 3°C) = 2,98 COP (T _{Quelle} = 11°C) = 3,34 COP (T _{Quelle} = 20°C) = 3,81

²¹ Herstellerangaben von Johnson Controls bei 80°C Vorlauftemperatur

BHKW ²²	910 kW _{el} / 950 kW _{th} $\eta_{el} = 37,8 \% / \eta_{th} = 39,3 \%$
Erdgas-Brennwertkessel	6.000 kW _{th} $\eta_s = 95 \%$
Pufferspeicher	400 m ³
Vorlauftemperatur – Netz	70 °C (Sommer) – 80 °C (Winter)
Rücklauftemperatur – Netz	50 °C
PV-Anlage	320 kW _p

Das Sanky-Diagramm in Abbildung 30 stellt die simulierten Energieflüsse von Variante 2 dar. Der Anteil der Wärmeerzeugung der Wärmepumpen reduziert sich auf 77,4 %, und das BHKW erzeugt ca. 22,3 %. Zudem kann durch den Einsatz von Wärmerückgewinnung (WRG) im BHKW die Ausnutzung des Erdgases um ca. 9 % verbessert werden. Der Gaskessel kommt nur zum Einsatz, um einzelne Lastspitzen abzufahren. Im Vergleich zu Variante 1 ist in Variante 2 Erdgas der dominante Energieträger und macht ca. 89 % des Energiebezugs aus. Der Strombedarf der Wärmepumpen bleibt mit ca. 3,7 GWh weiter hoch. Allerdings werden 66 % des Strombedarfes mit BHKW-Strom gedeckt und 29 % aus dem Netz bezogen. Die JAZ der Wärmepumpen liegt mit 3,43 etwas höher als in Variante 1. Grund hierfür ist zum einen das Vorwärmen des Flusswassers mit der WRG aus dem BHKW und zum anderen, dass die Vorlauftemperatur der Wärmepumpe durch die Mischung mit dem Vorlauf des BHKWs etwas reduziert werden kann.

In Tabelle 11 ist die Wärmeerzeugung der einzelnen Heizanlagen, deren Primärenergiebedarf und THG-Emissionen aufgelistet. In Tabelle 9 sind die relevanten Primärenergie- und CO₂-Faktoren eingetragen. Für die Berechnung des Primärenergiebedarfs ist nur der Eigenverbrauch der PV-Anlage relevant. Insgesamt ergibt sich ein PEF für Variante 2 von 0,53. Es gilt zu berücksichtigen, dass der PEF aus dem Quotienten der Primärenergie und der gelieferten Wärme an die Kunden ermittelt wird, wobei dieser ca. 15,1 GWh beträgt.

²² Herstellerangaben von 2G. Das BHKW ist H₂-ready. Die Wirkungsgrade sind brennwertbezogen.

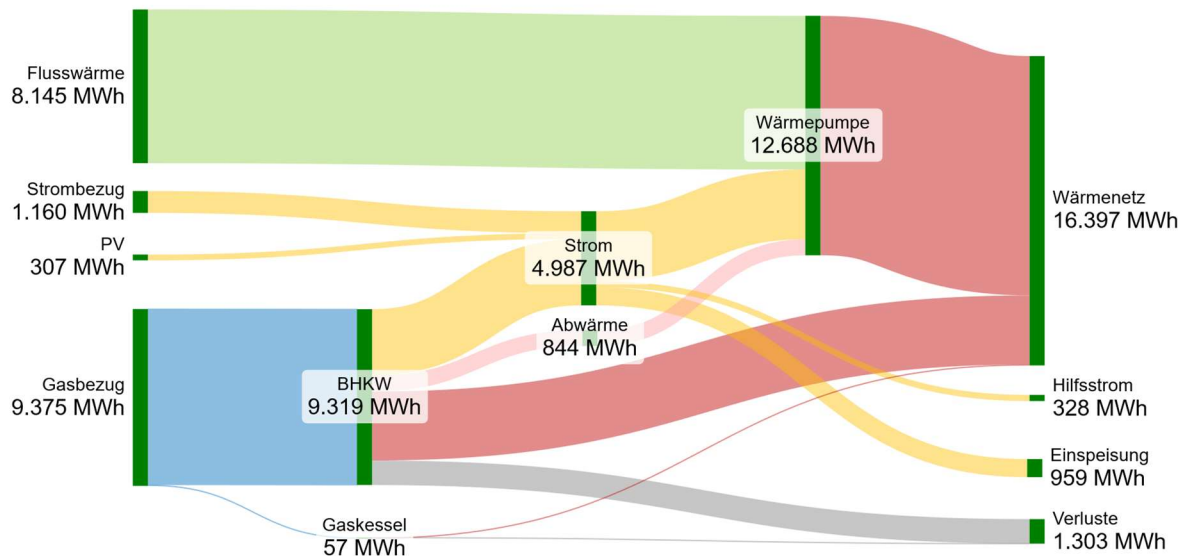


Abbildung 30: Sanky-Diagramm: Energieflüsse Variante 2

Tabelle 11: Wärmeerzeugung, Primärenergie und THG-Emissionen von Variante 2

Technik	Wärmeerzeugung	Aufteilung	Energieträger	PEF	Primärenergie	THG-Emissionen
Wärmepumpe 1	6,34 GWh	38,7 %	0,54 GWh	1,2	0,65 GWh	58 t/a
Wärmepumpe 2	6,34 GWh	38,7 %	0,54 GWh	1,2	0,65 GWh	58 t/a
BHKW - Gas	3,66 GWh	22,3 %	9,32 GWh	1,1	10,25 GWh	1.687 t/a
BHKW - Einspeisung			0,80 GWh	-2,8	- 2,24 GWh	
Gaskessel	0,05 GWh	0,3 %	0,06 GWh	1,1	0,06 GWh	10 t/a
PV-Anlage			0,16 GWh	0,0	0 GWh	0 t/a
Hilfsenergie			~ 0,01 GWh	1,8	~ 0,02 GWh	9 t/a
Gesamt	16,39 GWh			0,62	9,39 GWh	1.822 t/a

3.2 Entnahmebauwerk

In Abbildung 31 ist die Heizzentrale (HZ) und das Entnahmebauwerk (EB) schematisch dargestellt. In der HZ werden die Flusswasser-Wärmepumpen installiert. Das EB wird in der Nähe des Flussufers errichtet und mittels eines Zwischenkreises mit der HZ verbunden. Der Zwischenkreis besteht aus einer 250 m langen ungedämmten Wärmeleitung. Zum Einsatz soll ein Propylenglykol-Gemisch

kommen, da dieses umweltverträglicher und biologisch abbaubar ist. Im EB sind die Wärmetauscher (WT), die Pumpen- und MSR-Technik untergebracht. Es werden Platten-WT gegenüber Rohrbündel-WT aus mehreren Gründen vorgezogen. Das EB soll möglichst klein ausfallen, um politische Widerstände zu reduzieren. Der Platzbedarf von Platten-WT ist geringer als von Rohrbündel-WT, wodurch ein kleineres EB errichtet werden kann. Außerdem weisen die Platten-WT geringere Investitionskosten auf als Rohrbündel-WT. Zudem lassen sich mit Platten-WT geringere LMTD²³ (bis zu 1 K) realisieren als mit Rohrbündel-WT. Der COP der Flusswasser-Wärmepumpe hängt von der Quelltemperatur ab und sinkt um ca. 1,5 %/K. Ein geringer LMTD ermöglicht eine möglichst kleine Temperaturdifferenz zwischen dem Flusswasser und der Wärmepumpe und damit einen effizienteren Betrieb. Gegen Platten-WT sprechen höhere Druckverluste, die höhere Pumpenströme erfordern. Zudem können Platten-WT von Muscheln befallen werden und müssen in regelmäßigen Abständen gereinigt werden. Die Reinigungszyklen hängen von der Wasserqualität ab und ob von einem Muschelbefall auszugehen ist.

Das Hauptargument für Platten-WT besteht in ihrer einfacheren Leistungserweiterung, indem nachträglich zusätzliche Platten an den WT's hinzugefügt werden können. Für das Betrachtungsgebiet reicht eine 3 MW Wärmepumpe. Weitere Stadtteile von Ladenburg weisen hohe Wärmebedarfsdichten auf (siehe Kapitel 1.5), in die das Wärmenetz erweitert werden kann. Deswegen müssen das EB und die Leitung zwischen dem EB und der HZ so dimensioniert werden, dass die Wärmepumpenleistung mindestens verdoppelt werden kann.

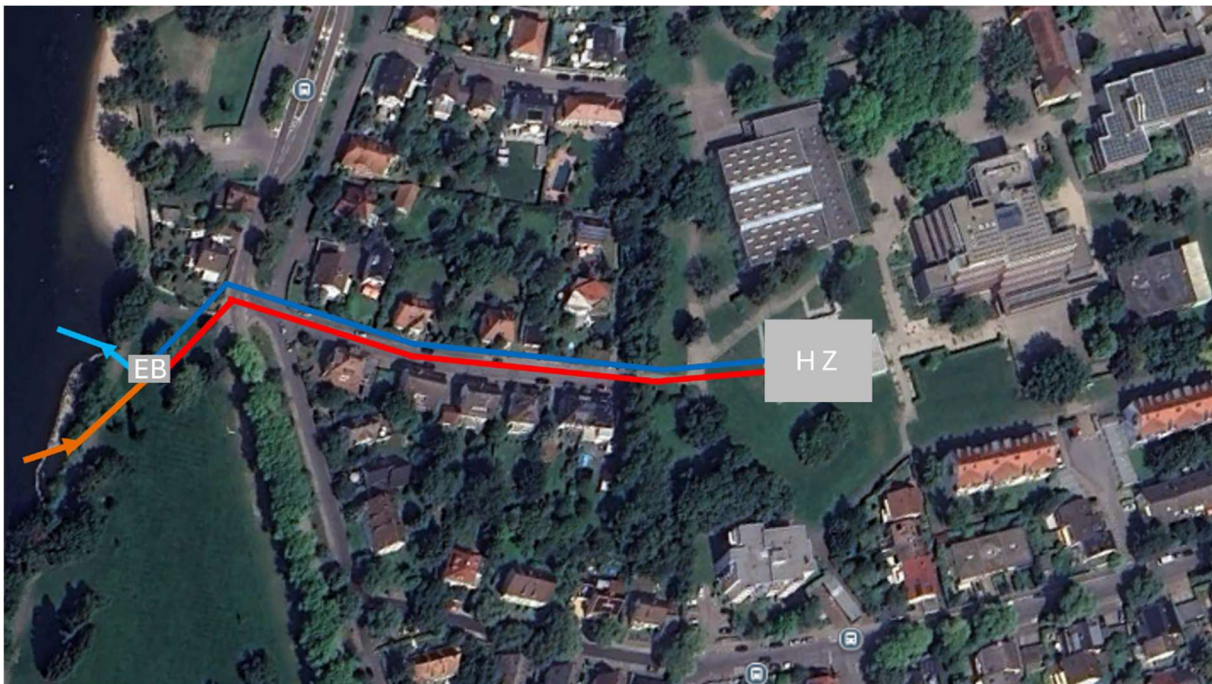


Abbildung 31: Schematische Darstellung - Entnahmebauwerk (EB) und Heizzentrale (HZ)

EB sicher vor Hochwasser?

²³ LMTD: Logarithmische Temperaturdifferenz. Beschreibt die mittlere Temperaturdifferenz der warmen und kalten Seite eines Wärmetauschers (z.B. 4 °C Flussseite, 3 °C Zwischenkreis)

Tabelle 12: Auslegung Wärmetauscher bei $\Delta T = 3 \text{ K}$

Quelltemperatur	Vorlauftemperatur	COP	Leistung Wärmepumpe	Entnahmleistung	Wasserentnahme
3 K	80 °C	2,98	3.000 kW	1.993 kW	572 m ³ /h
20 K	80 °C	3,81	3.000 kW	2.213 kW	635 m ³ /h
22 K	70 °C	4,19	3.000 kW	2.284 kW	656 m ³ /h
3 K	80 °C	2,98	6.000 kW	3.987 kW	1.144 m ³ /h
20 K	80 °C	3,81	6.000 kW	4.425 kW	1.270 m ³ /h
22 K	70 °C	4,19	6.000 kW	4.568 kW	1.311 m ³ /h

Für die Auslegung werden drei erweiterbare asymmetrische Platten-WT mit einer Leistung von ca. 750 kW vorgeschlagen. Die Leistung der WT ergibt sich aus Tabelle 12. Die Entnahmleistung ist abhängig von der Quelltemperatur, der Vorlauftemperatur und dem COP der Wärmepumpe. Mit steigender Quell- und sinkender Vorlauftemperatur steigt der COP, sprich mit weniger Strom kann mehr Wärme aus dem Fluss gezogen werden. Die Entnahmleistung und damit die Wasserentnahme ist im Sommer maximal. Der Einsatz von drei WT hat mehrere Vorteile. Die nachträgliche Leistungserweiterung wird einfacher, da die Platten auf drei WT aufgeteilt werden. Außerdem sollen die WT möglichst zwischen 75 % und 100 % Last betrieben werden. Dies verlangsamt das Ansetzen von Muscheln und Schmutz. Durch drei WT kann die Entnahmleistung zwischen 25 % und 100 % moduliert werden. Außerdem können die einzelnen WT als Redundanz fungieren und bei laufendem Betrieb im Sommer gewartet werden. Es sollen möglichst asymmetrische Platten-WT eingesetzt werden. Bei asymmetrischen WT ist die Temperaturspreizung auf der warmen und der kalten Seite unterschiedlich. Auf der warmen Seite soll die Temperaturspreizung möglichst gering sein, damit im Winter auch bei tiefen Flusstemperaturen die WT möglichst lange bei voller Last in Betrieb sein können. Auf der kalten Seite soll die Temperaturspreizung möglichst groß sein, damit der Querschnitt der Wärmeleitungen des Zwischenkreises möglichst klein gehalten werden und der Volumenstrom reduziert werden kann. In Absprache mit einem Hersteller²⁴ könnten die Wärmetauscher auf der warmen Seite mit einer Spreizung von 3 K und auf der kalten Seite mit 5 K ausgelegt werden.

Die Wasserentnahme des EB müsste bei einer 3 MW Wärmepumpe auf ca. 700 m³/h ausgelegt werden. Die potenzielle Erweiterung des Wärmenetzes muss bei der Planung berücksichtigt werden. Bei einer langfristigen Wärmepumpenleistung von 6 MW würde sich die minimale Wasserentnahme auf 1.400 m³/h verdoppeln.

In Absprache mit dem Landratsamt Rhein-Neckar-Kreis ist die Nutzung des Neckars als Wärmequelle grundsätzlich genehmigungsfähig. Das Wasserrechtsamt sieht die Wärmeentnahme im Hinblick auf steigende Flusstemperaturen, wegen des Klimawandels, grundsätzlich positiv. Das Flusswasser darf aber nicht weiter als 2 K abgekühlt werden. Dies stellt kein Problem dar, da selbst mit

²⁴ Hersteller: Alfa Laval Mid Europe GmbH

dem Einbeziehen von zukünftigen Erweiterungsgebieten die Temperaturabsenkung im Neckar geringer als 0,1 K bei MNQ ist.

3.3 Wärmenetz

In Abbildung 32 ist eine erste Auslegung des Wärmenetzes dargestellt. Die schraffierten Gebäude sind bereits an die bestehenden Wärmenetze Rathaus und Schulzentrum angeschlossen. In

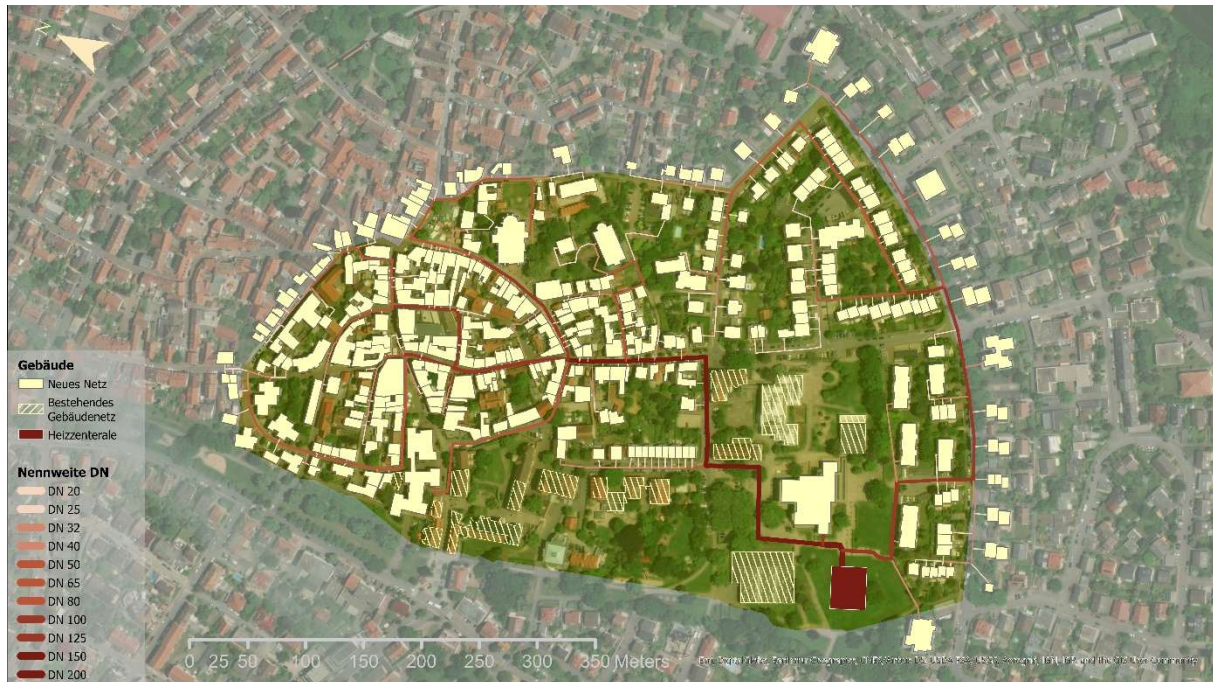


Abbildung 32: Überschlägige Auslegung Wärmenetz

Tabelle 13: Kenngrößen und Technische Daten zum geplanten Wärmenetz

Kenngröße	Technische Daten
Netzart	Warmes Nahwärmenetz
Art der Rohrleitung	Polymermediumrohr (PMR) Einsatz von Doppelrohrsystem in Altstadt
Wärmeleitfähigkeit Dämmung	0,0210 W/mK
Rohrdimensionierung	
Hauptleitung	DN 50 – DN 160, 4,6 km
Hausanschlussleitung	DN 25 – DN 100, 1,9 km
Temperaturen (Primärseite)	
Vorlauftemperatur	80 °C (Winter) mit Temperaturgleitung auf 70 °C (Sommer)
Rücklauftemperatur	max. 50 °C

Druckverhältnisse	PN 16
Netzverluste ²⁵	8,5 %

Tabelle 13 sind die technischen Parameter des Netzes eingetragen. Die Trassenlänge der Verteilung beträgt 4,6 km und der Hausanschlussleitung 1,9 km. Die Altstadt ist dicht bebaut, die Straßen sind eng und verwinkelt. Deswegen sollen Kunststoffrohre aus Polymermediumrohre (PMR) zum Einsatz kommen, da diese günstiger und flexibel sind. Zudem soll in der Altstadt PMR-Doppelrohre verwendet werden. PMR können maximal bis einen Durchmesser von DN 160 realisiert werden. Bei der Heizzentrale wird ein kurzes DN 200 Rohr verwendet. Dieses kann durch drei DN 160 PMR ersetzt werden. Dabei würden zwei Rohre nach Osten und Westen abgehen, und das Schulzentrum würde einen eigenen Anschluss erhalten.

²⁵ Basierend auf Simulation von nPro©

4. WIRTSCHAFTLICHKEITSBETRACHTUNG

Im folgenden Kapitel wird eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die zwei Varianten durchgeführt. Hierfür werden in einem ersten Schritt die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen definiert. Anschließend werden die Investitionskosten ermittelt. Danach werden die Wärmegegestehungskosten der Varianten berechnet. Da im Rahmen der Machbarkeitsstudie mehrere wirtschaftliche Faktoren unbekannt bzw. unkonkret sind, wird abschließend eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

4.1 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Zum Zeitpunkt der Erstellung der Machbarkeitsstudien waren diverse wirtschaftliche Kriterien unbekannt. Deswegen werden zunächst Annahmen getroffen und ein Basisszenario definiert. In Tabelle 14 sind die Annahmen eingetragen. Die Inflation und damit die Energiepreissteigerungen werden an den Zielwert der EZB angelehnt. Die Höhe des kalkulatorischen Zinssatzes hängt von vielen Rahmenbedingungen ab. Deswegen wird in einem ersten Schritt von einem Zinssatz von 6,5 % p.a. ausgegangen. Zudem wird davon ausgegangen, dass die maximale Förderung von 40 % der Investitionskosten abgerufen werden kann. Es wird berücksichtigt, dass das BHKW und der Gaskessel und deren Peripherie nicht förderfähig sind. Außerdem wird die Anschlussquote im Basisszenario auf 80 % festgelegt.

Die PV-Einspeisevergütung wird auf Basis des Marktprämienmodells festgelegt. Da das Inbetriebnahmedatum und die finale PV-Leistung zu diesem Zeitpunkt nicht bekannt ist, wird von einem Vergütungssatz von 6,5 ct/kWh für 20 Jahre ausgegangen. Die Betriebszeiten des BHKWs werden anhand des Day-Ahead-Spotmarktes von 2024 optimiert. Deswegen werden die BHKW-Erlöse stündlich zu den Einspeisezeitpunkten ermittelt. Durch die Optimierung der Betriebszeitpunkte des BHKWs und der Wärmepumpen anhand des Day-Ahead-Spotmarktes können die Stromkosten gegenüber eines klassischen Stromtarifes gesenkt werden. Hierfür werden die Betriebszeiten des BHKWs gezielt in Zeiten mit hohen Spotmarktpreisen und die der Wärmepumpen in Zeiten mit niedrigen Preisen gelegt.

Wärmepumpen können im Rahmen des BEW Moduls 4 eine Betriebskostenförderung für 10 Jahre erhalten. Die Betriebskostenförderung hängt von der Effizienz der Wärmepumpen ab und muss für jedes Projekt individuell berechnet werden. Zudem wird zwischen der Wärmeerzeugung durch Strombezug aus dem Netz und der Wärmeerzeugung durch Strom aus erneuerbaren Energiequellen unterschieden. Im Fall des Netzbezuges wird die Wärmemenge aus der Umgebung (hier der Neckar) mit ca. 7,04 ct/kWh gefördert. Im Fall der Wärmeerzeugung aus erneuerbarem Strom wird die gesamte erzeugte Wärmemenge mit ca. 2,61 ct/kWh gefördert. Beim gleichzeitigen Vorliegen beider Fälle muss der Fördersatz anteilig berechnet werden.

Tabelle 14: Annahmen zu wirtschaftlicher Rahmenbedingung im Basisszenario

Parameter	Wert
Betrachtungszeitraum	20 a
Inflation	2,0 % p.a.
Strompreissteigerung	2,0 % p.a.

Erdgaspreissteigerung	2,0 % p.a.
Kalkulatorischer Zinssatz	6,5 & p.a.
BEW-Förderung	40 %
Anschlussquote	80 %
Mehrwertsteuer	Netto
PV-Einspeisevergütung	6,5 ct/kWh
BHKW-Vergütung	Day-Ahead-Spotmarkt 2024
Stromkosteneinsparung	Optimierung der Betriebszeiten von BHKW und Wärmepumpen
BEW-Betriebskostenförderung - Netzbezug	7,04 ct/kWh
BEW-Betriebskostenförderung - EE-Strom	2,61 ct/kWh

In **Abbildung 33** sind die Strom- und Gaspreise der Varianten 1 und 2 über 20 Jahre eingetragen. Die Energiepreise entsprechen Netto-Werten und setzen sich aus dem Beschaffungspreis, den Netzentgelten und Steuern und Umlagen zusammen. Die Beschaffungspreise für die Jahre 2027 bis 2029 wurden auf Basis des European Energy Exchange (EEX) festgelegt. Deswegen sinken die Energiepreise von 2027 bis 2030, da die Märkte von sinkenden Beschaffungspreisen ausgehen. Ab 2030 steigen die Energiepreise um 2 % p.a. an. Die CO₂-Abgabe wird ab dem 01.01.2028 in den europäischen Emissionshandel (ETS 2) eingegliedert. Der ETS 2 ist ein marktbasierendes System mit einer Preisbildung aus Angebot und Nachfrage. Diese Preisbildung kann derzeit nicht abgeschätzt werden. Prognosen für 2030 variieren je nach Quelle²⁶ zwischen 48 €/t CO₂ und 350 €/t CO₂. In dieser Studie wird von einem moderaten Anstieg ausgegangen. Als Basis werden für das Jahr 2026²⁷ 65 €/t CO₂ festgelegt mit einer jährlichen Steigerung von 10 €/t CO₂ bis zu einem Maximalwert von 300 €/t CO₂. Die Netzentgelte werden für die beiden Varianten individuell berechnet. Diese hängen stark von der Betriebsweise ab. In der Abbildung ist zu erkennen, dass bei Variante 1 die Strompreise deutlich niedriger und die Gaspreise deutlich höher sind als bei Variante 2. Dies ist auf die Volllaststunden (VLS) zurückzuführen. Die VLS bilden sich aus dem Quotienten des Strom-/Gasbezugs und der maximalen jährlichen Lastspitze. Die jährlichen Lastspitzen sind in beiden Varianten relativ ähnlich und liegen bei ca. 1.100 kW für Strom und 3.500 kW für Gas. Grundsätzlich gilt, dass die Netzentgelte bei steigenden VLS abnehmen. In Variante 1 wird viel Strom aber wenig Gas bezogen, weswegen die Strompreise geringer sind, aber dafür die Erdgaspreise höher. Für Variante 2 gilt das Umgekehrte.

²⁶ Sie Internetseite: <https://www.heise.de/hintergrund/CO-Handelssystem-EU-ETS2-ab-2027-Sprit-wird-absehbar-immer-teurer-10476986.html>

²⁷ Die CO₂-Abgabe wird 2026 aus dem BEHG bestimmt

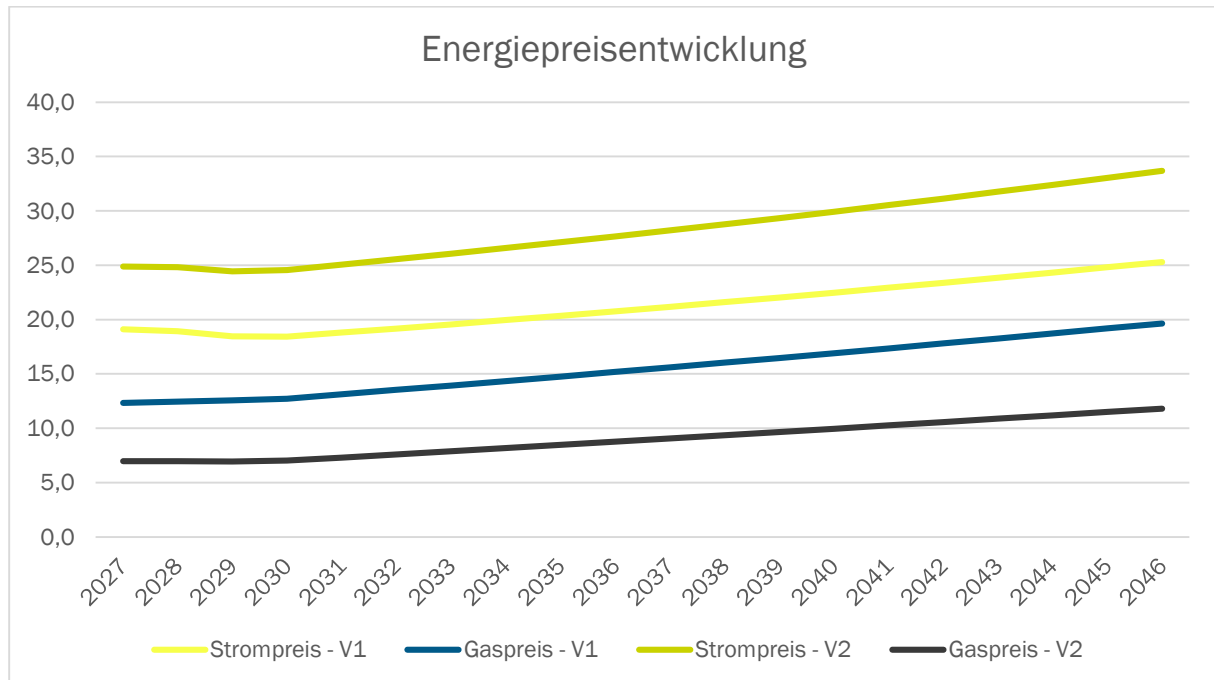


Abbildung 33: Energiepreisentwicklung der Varianten

4.2 Investitions- und Betriebskosten

Die Investitionsaufwendungen werden auf Basis von indikativen Herstellerangeboten, Informationen von Fachfirmen sowie Erfahrungs- und Literaturwerten ermittelt. Sie dienen als Abschätzung und können in der Praxis auch abweichen. Die genaue Kostenberechnung erfolgt in der Entwurfsplanung. Die Betriebskosten orientieren sich an der Norm VDI2067 sowie Herstellerangaben und Erfahrungswerten.

In den folgenden Tabellen sind die Investitions- und Betriebskosten der verschiedenen Varianten aufgelistet

Tabelle 15: Investitionskosten, Nutzungsdauer und Betriebskosten der Varianten

	Beschreibung	Leistung	Preis	Lebensdauer	Betriebskosten
1	Entnahme - Flusswasser				
1.1	Entnahmegebäude	1 Stk.	1.059.000 €	50 a	0,5 % p. a.
1.2	Wärmeleitung ungedämmt	250 m	300.000 €	50 a	0,5 % p. a.
			1.359.000 €		
2	Heizzentrale				
2.1	Gebäudebau	1.400 m ²	2.520.000 €	50 a	0,5 % p. a.
2.2	Ausstattung Gebäude	1 Stk.	1.543.000 €	40 a	~ 2,5 % p. a.
2.3	Pufferspeicher	400 m ³	358.000 €	50 a	0,5 % p. a.

2.4	Sole-Wasser-Wärmepumpe	3.000 kW	2.153.000 €	20 a	2,0 % p. a.
2.5	BHKW	910 kW _{el}	771.000 €	15 a	~ 8,3 % p. a.
2.6	Gaskessel	6.000 kW	243.000 €	25 a	3,5 % p.a.
2.7	PV-Anlage	320 kW _p	276.000 €	30 a	2,0 % p. a.
			7.864.000 €		
3	Wärmenetz				
3.1	Hauptleitung	4,6 km	4.758.000 €	50 a	1,0 % p. a.
3.2	Hausanschlussleitung	1,9 km	1.570.000 €	50 a	1,0 % p. a.
3.3	Übergabestation		2.873.000 €	30 a	3,0 % p. a.
			9.201.000 €		
4	Sonstiges				
4.1	Unvorhergesehenes und Kostensteigerungen	10 %	1.815.000 €	-	-
4.2	Nebenkosten (Planung)	12 %	1.809.000 €	-	-
			3.624.000 €		
	Netto-Gesamtinvestition		22.048.000 €		
	davon förderfähig		20.248.000 €	-	-
	davon nicht förderfähig		1.800.000 €	-	-
	Förderung		8.099.000 €		
	Investition – Variante 1		13.178.000 €		251.000 € p.a.
	Investition – Variante 2		13.949.000 €		315.000 € p.a.

4.3 Referenzvariante: Dezentrale Luft/Wasser-Wärmepumpe

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung von Variante 1 und 2 wird mit einer dezentralen Referenzvariante verglichen, um Transparenz über weitere Wärmeversorgungs-lösungen zu schaffen. Hierfür wird eine Luft-Wasser-Wärmepumpe für ein Referenzgebäude in der Altstadt herangezogen. Die technischen und wirtschaftlichen Parameter sind in Tabelle 16 und Tabelle 17 eingetragen. Der durchschnittliche Wärmebedarf in der Altstadt liegt bei ca. 50 MWh. Da es sich um alte denkmalgeschützte Gebäude handelt, wird von einer höheren Heizleistung ausgegangen. Außerdem fallen die Investitionskosten wahrscheinlich höher aus, da von Anpassungen am Heizungssystem auszugehen ist. Zudem wird davon ausgegangen, dass eine Finanzierung für die Wärmepumpe nötig ist.

Der Zinssatz von Krediten für Modernisierungsmaßnahmen liegt zwischen 6,0 % und 7,0 % (Stand: November 2025).

Tabelle 16: Referenzvariante – Technische Parameter

Parameter	Wert
Ø Wärmebedarf - Altstadt	50 MWh
Leistung (VLS 1.800 h)	28 kW
JAZ – Altbau (simuliert)	3,0

Tabelle 17: Referenzvariante – Wirtschaftliche Parameter

Parameter	Wert
Investitionskosten & Einbau	~ 47.000 €
BEG-Förderung	35 %
Investition mit Förderung	30.600 €
Betriebskosten (VDI 2067)	2,8 % d. Invest.
Kreditzins	6,5 %
Stromtarif – Wärmepumpe	22,7 ct/kWh
Mehrwertsteuer	Netto

4.4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgt auf Basis der Vollkostenmethode. Dabei werden die Kapital-, Verbrauchs- und Betriebskosten über 20 Jahre berücksichtigt. Die Kapitalkosten werden mittels der Annuitätenmethode ermittelt. Restwerte der einzelnen Technologien und Reinvestitionen werden berücksichtigt. Die Verbrauchskosten der Varianten werden jährlich mit den in Kapitel 4.1 definierten Energiepreisen berechnet. Die Betriebskosten unterliegen einer jährlichen Inflation von 2,0 %. Der Variantenvergleich erfolgt über die Wärmegestehungskosten (WGK). Hierfür wird der Quotient aus den entstandenen Kapital-, Verbrauchs- und Betriebskosten über 20 Jahre und dem Wärmebedarf der Kunden über 20 Jahre gebildet. Die WGK sind dementsprechend ein Durchschnittswert über 20 Jahre.

In Abbildung 34 sind die WGK der Varianten 1, 2 und der Referenzvariante 3 dargestellt. Variante 1 weist mit 14,8 ct/kWh die geringsten WGK auf. Die Referenzvariante schneidet mit 17,7 ct/kWh am schlechtesten ab. V2 weist wegen der Investition in ein BHKW höhere Kapitalkosten auf als V1. Die geringsten Kapitalkosten kann die Referenzvariante vorweisen. Die Verbrauchskosten in V1

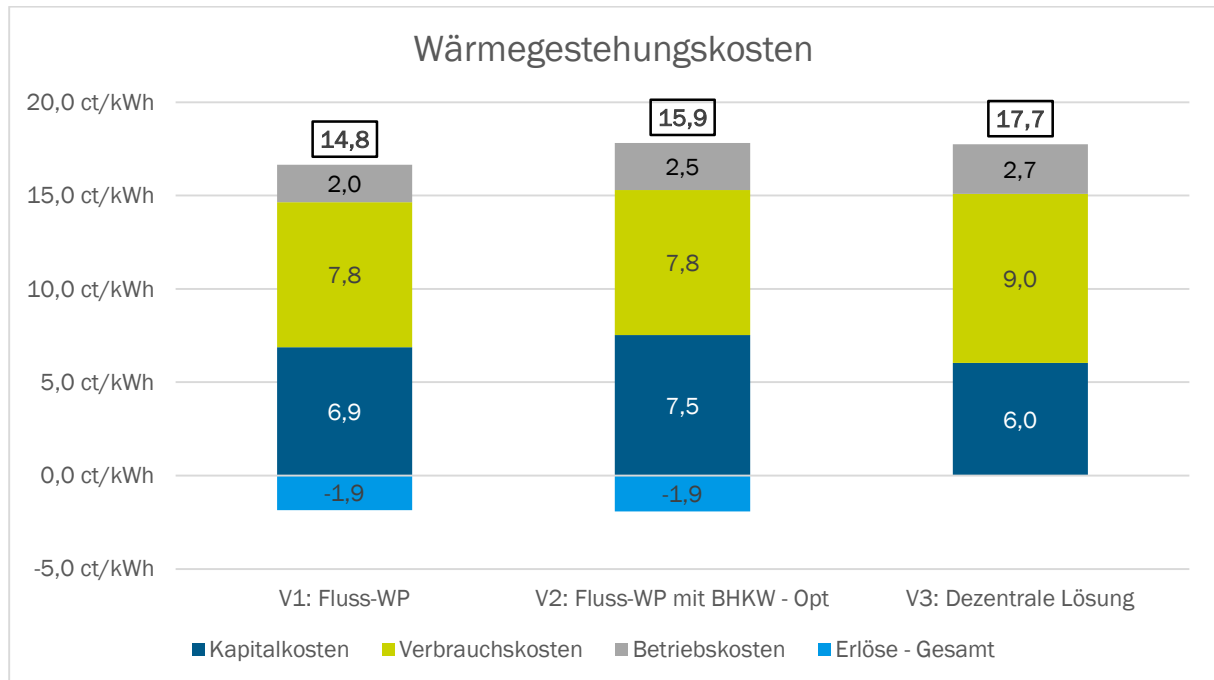


Abbildung 34: Wärmegestehungskosten der Varianten

und V2 sind fast gleich, mit dem Unterschied, dass in V1 die Kosten hauptsächlich durch den Strombezug und in V2 durch den Erdgasbezug entstehen. V3 weist die höchsten Verbrauchskosten auf, da die JAZ am geringsten sind und eine Privatperson schlechtere Konditionen für den Stromeinkauf bekommt. Die Betriebskosten sind nach der VDI 2067 an die Investitionskosten gekoppelt. Deswegen fallen die Betriebskosten bei höheren Investitionen höher aus. Die Betriebskosten von V2 sind deutlich höher als von V1, da BHKWs hohe Betriebskosten aufweisen.

Nur V1 und V2 erwirtschaften Erlöse. Diese setzen sich aus mehreren Bestandteilen zusammen und sind in Tabelle 18 aufgelistet. Einsparungen durch einen dynamischen Stromtarif stellen dabei die Erlöse dar, die durch die Betriebsoptimierung der Varianten am Day-Ahead-Spotmarkt gegenüber eines klassischen Stromtarifs erzielt werden können. In V1 ist nur die BEW-Betriebskostenförderung relevant, obwohl diese nur über 10 Jahre gezahlt wird. Grund hierfür ist der sehr hohe Netzbezug. In V2 dominiert der BHKW-Stromverkauf, da es 2024 mehrere Stundenfenster gab, an denen die Spotmarktpreise sehr hoch waren. Zudem wurde in diesen Zeitfenstern der Netzstrombezug vermieden, weswegen die Einsparungen durch den dynamischen Stromtarif höher ausfallen. Der Anteil der BEW-Förderung sinkt, da deutlich weniger Netzstrom bezogen wird. Die PV-Vergütung fällt bei V2 leicht höher aus als bei V1, da mehr PV-Strom eingespeist wird.

Tabelle 18: Aufteilung der Erlöse der Varianten

Erlösart	Variante 1	Variante 2
PV-Vergütung	2 %	3 %
Stromverkauf BHKW	0 %	49 %
Einsparung dyn. Stromtarif	2 %	20 %
BEW- Betriebsförderung	96 %	28 %

4.5 Sensitivitätsanalyse

Zur Erstellung der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mussten unterschiedliche Annahmen getroffen und eine erste Investitionskostenabschätzung erarbeitet werden. Abweichungen von diesen Parametern können zu erheblichen Änderungen in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung führen. Deswegen wird eine Sensitivitätsanalyse bezüglich der wichtigsten Parameter durchgeführt und deren Einfluss auf die WGK untersucht.

4.5.1 Einfluss Anschlussquote

Abbildung 35 veranschaulicht den Zusammenhang zwischen der Anschlussquote und der WGK. Die dezentrale Lösung liegt konstant bei 17,7 ct/kWh, da die Wirtschaftlichkeit unabhängig von der Anschlussquote ist. Die WGK hängen stark von der Anschlussquote und damit dem benötigten Wärmebedarf ab. Die WGK steigen mit abnehmender Anschlussquote stark an. Der Grund hierfür liegt in den hohen Investitionskosten, die auf wenige Anschlussnehmer umgelegt werden. Bei steigender Anschlussnehmerzahlen sinkt der Einfluss der Investitionskosten auf die WGK, und der Einfluss der Energiekosten nimmt zu. Ab einer Anschlussquote von ca. 60 % ist Variante 1 günstiger, ab ca. 70 % ist Variante 2 günstiger als die dezentrale Lösung.

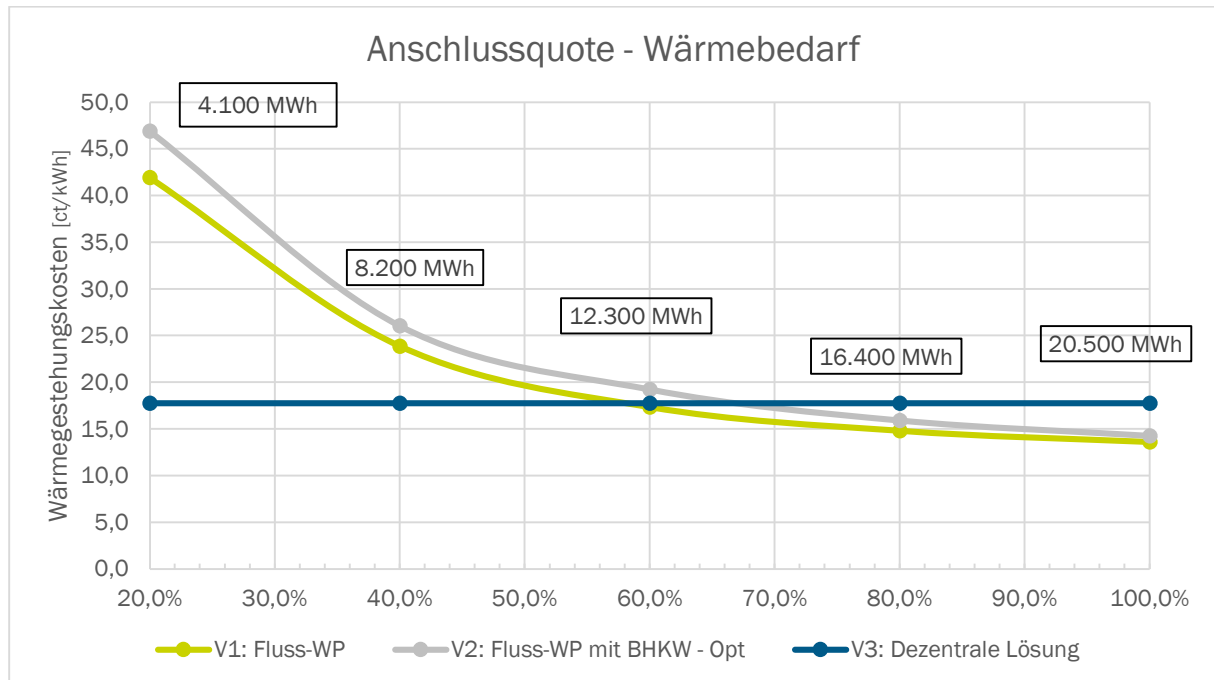


Abbildung 35: Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der Anschlussquote

4.5.2 Einfluss Investitionskostensteigerung

Die Abschätzung der Investitionskosten in diesem frühen Projektstadium ist herausfordernd und kann von den realen Kosten abweichen. Deswegen wird in Abbildung 36 der Einfluss von Investitionskostensteigerungen auf die WGK analysiert. Die Investitionskosten für die Referenzvariante werden bei 17,7 ct/kWh konstant gehalten, damit diese mit den Varianten 1 und 2 verglichen werden können.

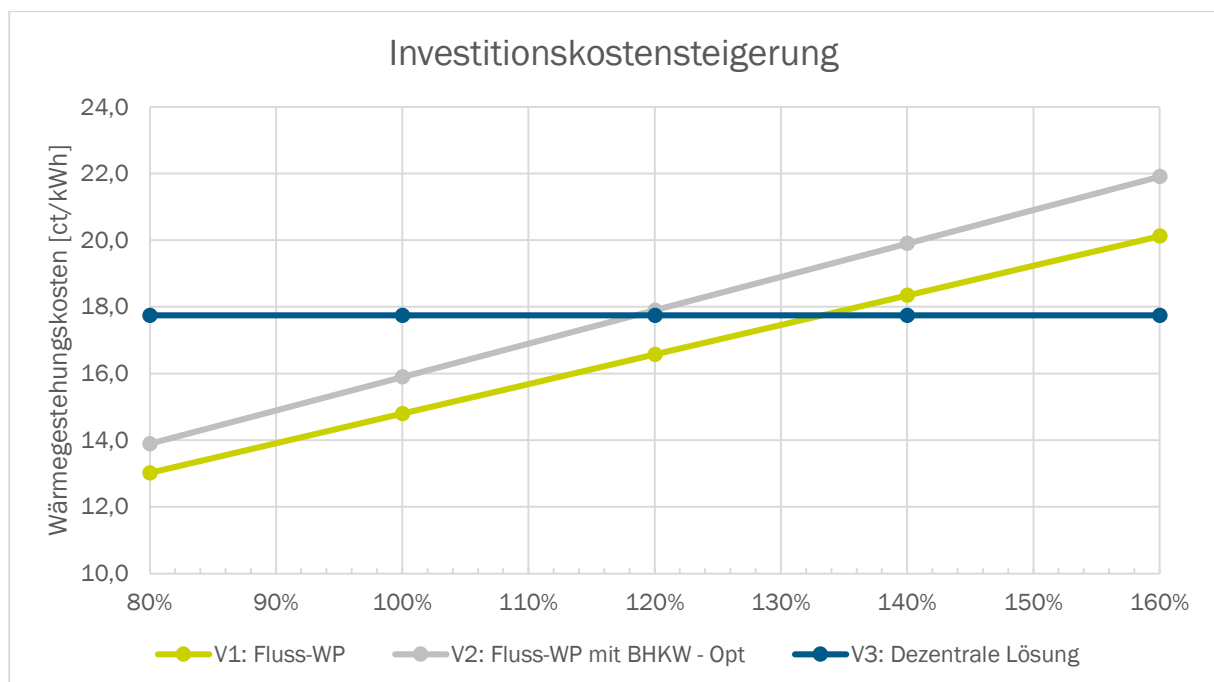


Abbildung 36: Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der Investitionskostensteigerung

Die Preislinien der Varianten laufen parallel, da die Investitionskosten ähnlich sind. Die WGK von Variante 1 liegen unter denen der dezentralen Lösung bis hin zu einer Kostensteigerung von ca. 32 %. Dies entspricht einem Mehrinvest von ca. 4,22 Mio. €. Variante 2 ist günstiger bis zu einer Kostensteigerung von ca. 20 %, was ca. 2,79 Mio. € entspricht. Steigen die Investitionskosten weiter an, so ist die dezentrale Lösung im Vorteil. Es gilt zu berücksichtigen, dass bei der dezentralen Lösung von konstanten Investitionskosten ausgegangen wurde. Diese können in der Realität je nach Gebäude stark schwanken. Durch den Denkmalschutz und die dichte Bebauungsdichte kann die Installation von den Außengeräten der Wärmepumpen herausfordernd sein, außerdem können je nach Gebäude Anpassungen am bestehenden Heizungssystem (z.B. Heizkörper) nötig werden, damit diese mit Wärmepumpen betrieben werden können.

4.5.3 Einfluss kalkulatorischer Zinssatz

In dieser Sensitivitätsanalyse werden die Einflüsse von variablen kalkulatorischen Zinssätzen auf die verschiedenen Wärmerversorgungsvarianten behandelt. Diese sind in Abbildung 37 veranschaulicht. Für die dezentrale Lösung entspricht der kalkulatorische Zinssatz einem Modernisierungskredit.

Markant ist, dass Variante 1 und 2 sensitiver auf den steigenden kalkulatorischen Zinssatz reagieren. Dies ist damit zu begründen, dass die Investitionskosten prozentual höher sind als in der dezentralen Lösung. Die WGK hängen eng mit dem kalkulatorischen Zinssatz zusammen und bestimmen die Wirtschaftlichkeit eines Wärmenetzes. Der kalkulatorische Zinssatz hingegen hängt von der Gesellschaftsform und der Renditeerwartung des Wärmenetzbetreibers ab. Kommunen erhalten oft bessere Kreditbedingungen als z.B. Unternehmen, weswegen diese mit einem geringeren kalkulatorischen Zinssatz rechnen können. Bürgerenergiegenossenschaften haben oft geringere Renditeerwartungen als am Markt frei agierende Unternehmen, was auch zu einem geringeren kalkulatorischen Zinssatz führt. Die WGK der Referenzvariante hängen davon ab, ob die Wärmepumpe aus Eigenkapital finanziert werden kann. Bei hoher Eigenkapitalquote sinken die WGK und können unter denen der Varianten 1 und 2 liegen.

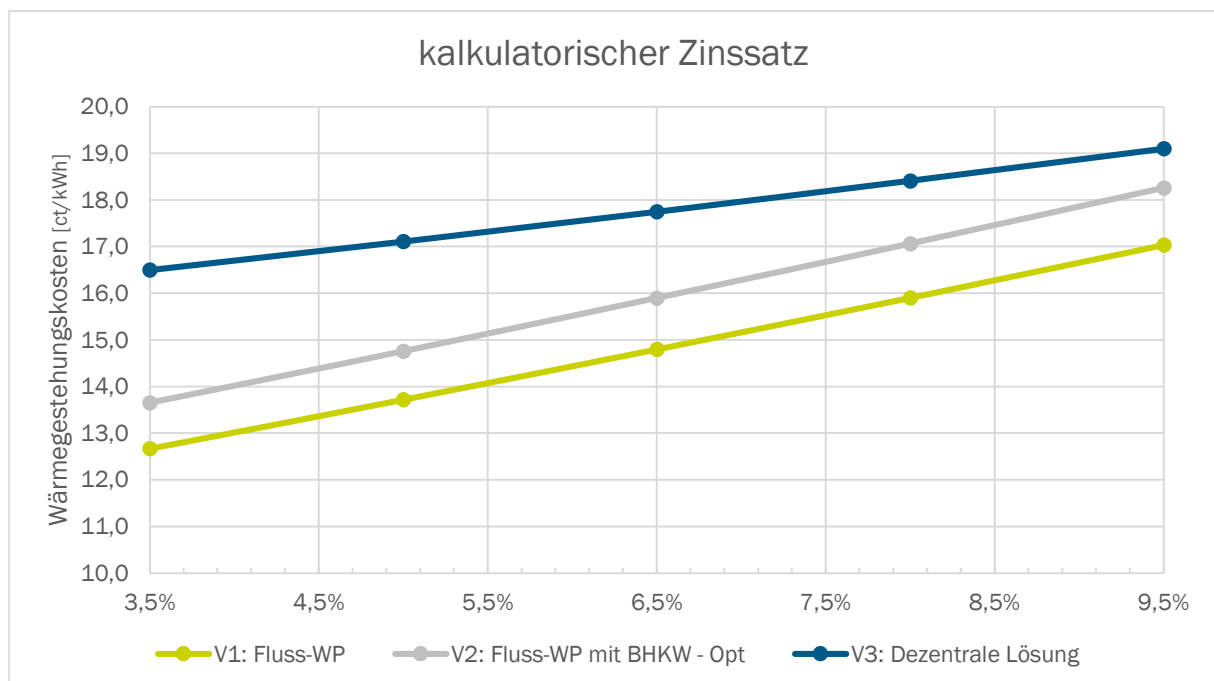


Abbildung 37: Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit des kalkulatorischen Zinssatzes

4.5.4 Einfluss Energiepreissteigerung

Strom- und Gaspreissteigerung haben einen signifikanten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Wärmenetzes. In Abbildung 38 ist der Einfluss der Energiepreissteigerung dargestellt. Hierbei gilt die Prozentangabe gleichzeitig für Strom und Gas. Grundsätzlich gilt, dass die WGK der Varianten 1 und 2 unabhängiger von Energiepreissteigerungen sind als die dezentrale Lösung. Dies lässt sich mit den höheren JAZ von 3,3 bis 3,4 im Vergleich zu 3,0 bei der Referenzvariante begründen. Die WGK von Variante 1 steigen leicht schneller an als bei Variante 2. Dies ist auf den geringen Anfangswert des Gaspreises im Vergleich zum Strompreis zurückzuführen.

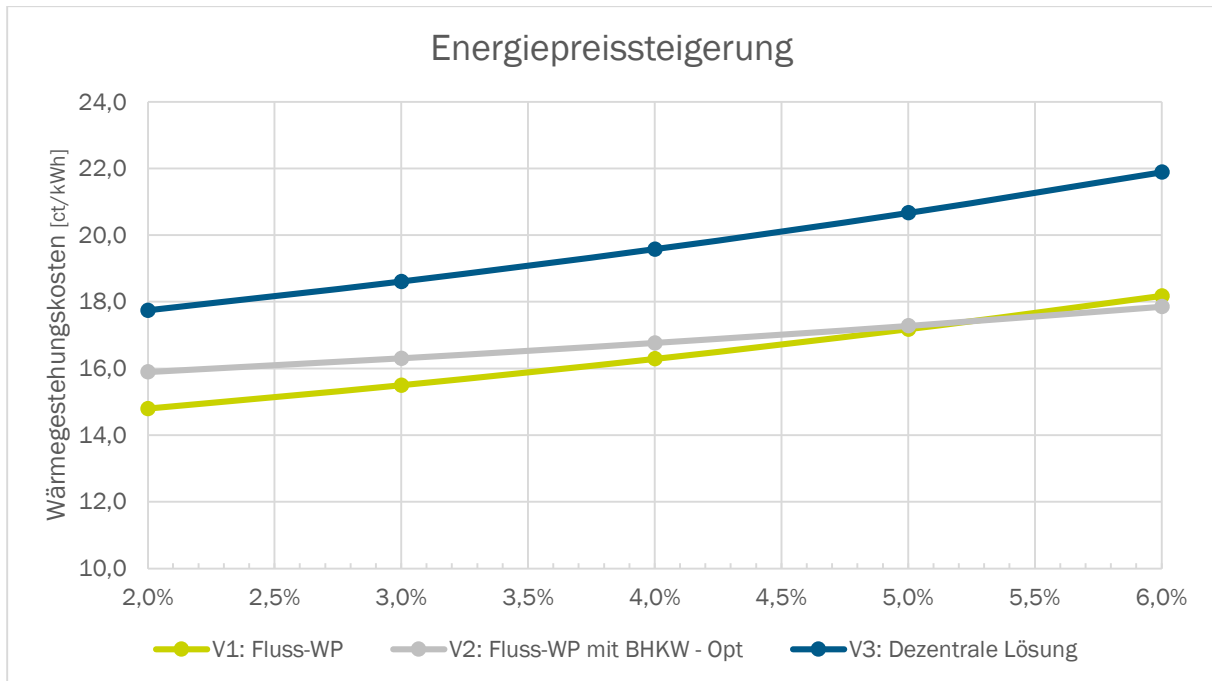


Abbildung 38: Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der Strom- und Gaspreissteigerung

4.6 Zusammenfassung & Fazit

Das Betrachtungsgebiet weist einen hohen Wärmebedarf von ca. 15,11 GWh bei einer Anschlussquote von 80 % auf. Bei einer Trassenlänge für Verteilungen von 4,6 km und Hausanschlussleitungen von 1,9 km ergibt sich eine hohe Wärmebedarfsliniendichte von 2,32 MWh/m. Bei der Auslegung der Heizzentrale und des Entnahmebauwerks wurde berücksichtigt, dass die Leistung der Wärmepumpen von 3 MW auf 6 MW erweitert werden kann, um mögliche weitere Stadtgebiete an das Wärmenetz anschließen zu können. Dies würde sich zudem positiv auf die WGK auswirken, da die Investitionskosten für das Entnahmebauwerk, die Heizzentrale und den Pufferspeicher auf einen größeren Wärmebedarf umgelegt werden könnten.

Die THG-Emissionen von Variante 1 belaufen sich auf ca. 707 t/a und von Variante 2 auf 1.022 t/a. Die hohen THG-Emissionen lassen sich auf den hohen Gasbezug des BHKWs zurückführen. Zudem ist der Primärenergiefaktor (PEF) von Variante 1 mit 0,47 geringer als der von Variante 2 mit 0,62.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung erfolgte auf Basis der Wärmegestehungskosten aus der Perspektive des Anschlussnehmers. In dieser Betrachtung sind die gesamten Systemkosten enthalten. In der Praxis werden die Hausanschlusskosten von den Anschlussnehmern getragen und sind nicht im Fernwärmemischpreis enthalten. Dieser beziffert sich für Variante 1 auf 12,4 ct/kWh und für Variante 2 auf 13,5 ct/kWh.

Der Einsatz eines BHKWs ist aus unterschiedlichen Aspekten interessant. Die Stromerzeugung des BHKWs erfolgt hauptsächlich in den Wintermonaten, wenn die Stromkosten in der Regel höher sind. Außerdem kann mit dem BHKW durch atypische Netznutzung das Stromnetz hypothetisch entlastet und die Netzentgelte halbiert werden. Inwiefern zukünftig Netzentgelte durch netzdienliches Verhalten reduziert werden können, kann zum Zeitpunkt der Erstellung der Machbarkeitsstudie nicht geklärt werden, da die Systematik der Netzentgelte im Rahmen des AgNes-Verfahrens der Bundesnetzagentur neu geregelt wird. BHKWs wurden in der Vergangenheit über das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) vergütet. Dieses Gesetz läuft aktuell Ende des Jahres 2026 aus. Das Gesetz steht vor einer Erneuerung, allerdings wird derzeit vor dem Europäischen Gerichtshof verhandelt, ob das KWKG eine staatliche Beihilfe ist. Deswegen wurde in der Wirtschaftlichkeitsberechnung das KWKG für das BHKW nicht berücksichtigt.

Basierend auf den genannten Punkten wird empfohlen, die Variante 1 weiterzuverfolgen. Die Variante hat die geringeren WGK, und die lokalen THG-Emissionen sind am geringsten. Außerdem schließt Variante 1 nicht den nachträglichen Einsatz vom BHKW aus, falls sich in den nächsten Monaten oder Jahren die gesetzlichen Rahmenbedingungen zugunsten der Technik ändern.

5. PFAD ZUR TREIBHAUSGASNEUTRALITÄT

Genauere Angaben zum Zeitplan zur Errichtung des Wärmenetzes können zum Zeitpunkt der Erstellung der Machbarkeitsstudie nicht gemacht werden. Zunächst müssen die politischen Rahmenbedingungen geklärt und potenzielle Netzbetreiber gesucht werden, bevor mit der Entwurfsplanung und dem Bau des Netzes begonnen werden kann.

Die Realisierung des Wärmenetzes könnte in mehreren Bauabschnitten erfolgen, die in Abbildung 39 dargestellt sind. Im ersten Bauabschnitt soll neben der Heizzentrale der orangefarbene Teil des Netzes umgesetzt werden. Die Schule mit dem bestehenden Wärmenetz stellt einen großen Ankerkunden dar. Zudem gehören die Wohngebäude um das Schulgelände im Merianweg einer Wohnungsbaugesellschaft. Zudem ist der Wärmebedarf in der Trajanstraße hoch, und am Ende der Trasse befindet sich das Johanniter-Haus, das Landratsamt und die Leitstelle Feuerwache, welche auch als Ankerkunden fungieren können. Im zweiten Bauabschnitt (grüner Bereich) soll das Netz in die Altstadt verlegt werden. Hier dient das Wärmenetz des Rathauses als weiterer größerer Ankerkunde. Als dritter Bauabschnitt folgt das restliche Gebiet in der Altstadt (blauer Bereich), da dort eine hohe Wärmebedarfsdichte vorliegt. Der vierte und letzte Bauabschnitt ist mit dem lilafarbenen Gebiet in Abbildung 39 dargestellt. Die Wärmebedarfsdichte ist geringer als im restlichen Gebiet, weshalb dieser Bereich als letztes umgesetzt werden soll.

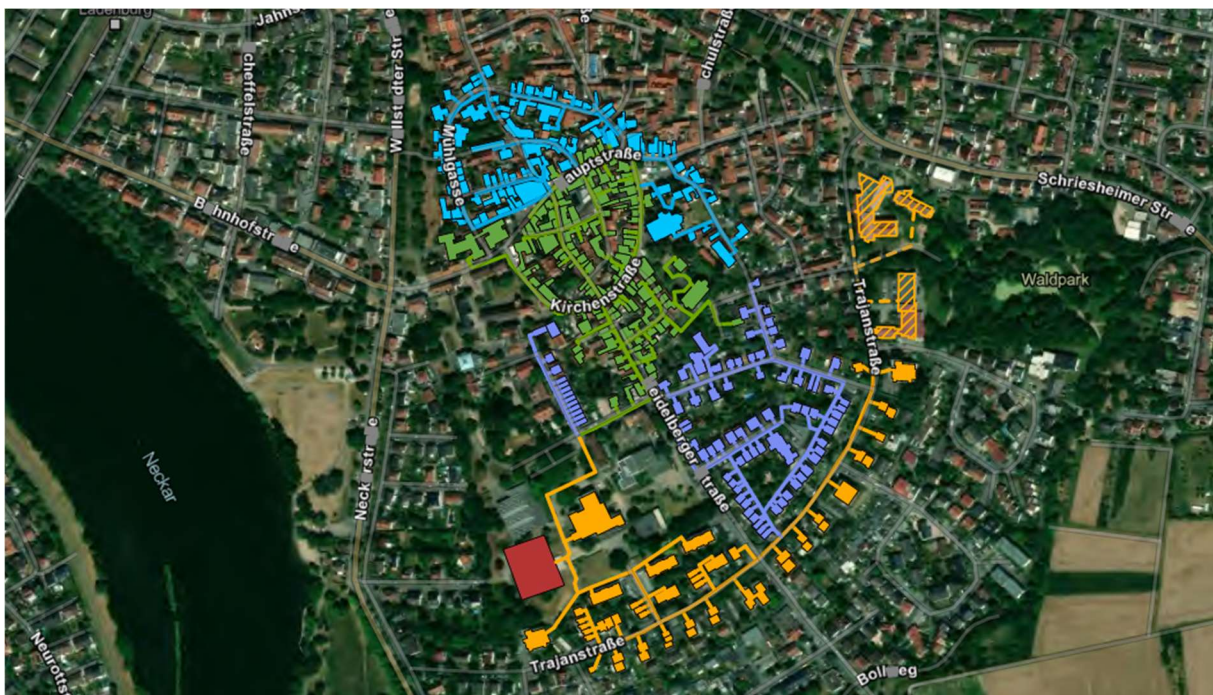


Abbildung 39: Visuelle Darstellung der Bauabschnitte im Etappenplan

In Tabelle 19 ist der Etappenplan in den Pfad zur Treibhausgasneutralität integriert. Es wird davon ausgegangen, dass bis 2030 der erste Bauabschnitt errichtet worden ist und dass restliche Bauabschnitte zwischen 2030 und 2035 erfolgen. In den Wegmarken 2040 und 2045 wird wegen der angenommenen Sanierungsraten von einem rückläufigen Wärmebedarf ausgegangen. Als Hauptwärmeerzeuger dient die Flusswasser-Wärmepumpe, die mehr als 90 % der Wärme erzeugt. In Baden-Württemberg muss die Treibhausgasneutralität bis 2040 erfolgen, weswegen ab 2040 der Brennkessel von Erdgas auf grüne Gase umgestellt werden muss. Welcher grüne Brennstoff sich auf dem Markt langfristig durchsetzt wird, ist zum aktuellen Zeitpunkt unbekannt und muss in den nächsten Jahren definiert werden.

Tabelle 19: Übersicht zum Pfad der Treibhausgasneutralität

	2030	2035	2040	2045
Anzahl Gebäude	49	363	363	363
Anzahl Wohneinheiten	270	2.050	2.050	2.050
Anzahl Endkunden	39	290	290	290
Trasse – Verteilung	0,8 km	4,6 km	4,6 km	4,6 km
Trasse – Hausanschluss	0,7 km	1,9 km	1,9 km	1,9 km
Wärmebedarf inkl. Verluste	4,27 GWh/a	16,46 GWh/a	15,88 GWh/a	15,32 GWh/a
Temperaturniveau Vorlauf / Rücklauf	70 °C – 80 °C / 50 °C	70 °C – 80 °C / 50 °C	70 °C – 80 °C / 50 °C	70 °C – 80 °C / 50 °C
Erneuerbare Energien	99,0 %	93,8 %	93,8 %	93,8 %
Biomasse	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Abwärme	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gasbefeuerte KWK	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gasbefeuerte Kessel	1,0 %	6,2 %	0,0 %	0,0 %
Grüne Gase	0,0 %	0,0 %	6,2 %	6,2 %



AUTENSYS

Ihr individueller Ansprechpartner



Alain Eicher

M.Sc. • Energieingenieur

Telefon 0160 / 924 017 06

a.eicher@autensys.de