

KLIMANEUTRALE FERNWÄRME IN STUTTGART

LANDESHAUPTSTADT STUTTGART
08.12.2022

WWW.RAMBOLL.COM

Projektname **Erstellung eines Gutachtens - Klimaneutrale Fernwärme im Stadtgebiet
der Landeshauptstadt Stuttgart**

Client name **Landeshauptstadt Stuttgart**

Prepared by **MDAU, PESE, TWE**

Checked by **TWE**

Approved by **TWE**

Type of document **Abschlussbericht**

Datum **08.12.2022**

Kontakt **Dr.-Ing. Tammo Wenterodt**
TWE@ramboll.com
040-32818-180

Ramboll
Jürgen-Töpfer-Straße 48
22763 Hamburg

T +49 40 32818-0
F +49 40 32818-139
<https://de.ramboll.com>

Ramboll Deutschland GmbH
Jürgen-Töpfer-Straße 48
22763 Hamburg

Amtsgericht Hamburg, HRB 168273
Geschäftsführer:
Stefan Wallmann, Hannes Reuter

BNP Paribas S.A. Niederlassung
Deutschland
IBAN: DE40512106004223034010
BIC: BNPADEFFXXX

INHALT

1. Zusammenfassung	5
2. Aufgabenbeschreibung	6
2.1 Motivation	6
2.2 Aufgabenstellung	6
3. Grundlagen und Randbedingungen	7
3.1 Abgrenzungen	7
3.2 Grundlagen	7
4. Vorgehen	9
4.1 Bestimmung des pseudo-gebäudescharfen Wärmebedarfs und der Wärmeleistung für alle Liegenschaften	9
4.2 Zukünftige Wärmeversorgungsgebiete im Stadtgebiet Stuttgart	11
4.2.1 Verdichtungsgebiet des bestehenden EnBW-Fernwärmenetzes	11
4.2.2 Neubau von Wärmenetzen zur Erschließung von Potenzialen außerhalb des Bestandsnetzgebietes	12
4.3 Bestimmung der Potenziale Erneuerbarer Energien und Abwärme	12
4.3.1 Solarthermie	13
4.3.2 Unvermeidbare Abwärme	14
4.3.3 Geothermie	17
4.3.4 Großwärmepumpen	18
4.4 Wirtschaftliche Bewertung von individueller und gemeinschaftlicher Wärmeversorgung	20
4.4.1 Technologieblaupause für die individuelle Wärmeversorgung	20
4.4.2 Erzeugerkonzept für die gemeinschaftliche Wärmeversorgung	24
4.4.3 Wärmenetz für die gemeinschaftliche Wärmeversorgung	26
4.5 Erstellung von Netztopologien für den Netzneubau außerhalb des Bestandsnetzgebiets	27
4.5.1 Netztopologie flächendeckende gemeinschaftliche Versorgung	27
4.5.2 Netztopologie zur vorrangigen Versorgung öffentlicher Liegenschaften	32
4.5.3 Netztopologie für die gemeinschaftliche Versorgung lokaler Ortszentren	33
4.6 Hydraulik	35
4.6.1 Kennzahlenbasierte Vordimensionierung der Inselnetze	35
4.6.2 Druckverhältnisse in den Inselnetzen	36
4.6.3 Zusammenschluss der Inselnetze	37
5. Ergebnisse und Bewertung	40
5.1 Kartografische und tabellarische Darstellung von Wärmepotenzialen und -gebieten	40
5.2 Verdichtung im bestehenden Fernwärmenetz der EnBW	44
5.3 Techno-ökonomische Potenzialabschätzung Erneuerbarer Energien und Abwärme	45
5.3.1 Potenzial Solarthermie	45
5.3.2 Potenzial Unvermeidbare Abwärme	50
5.3.3 Potenzial Geothermie	53
5.3.4 Potenzial Großwärmepumpen	56
5.3.5 Potenzial individuelle Luftwärmepumpen	58
5.3.6 Gesamtfazit Potenzialabschätzung	59
5.4 Konzepte für die Wärmeversorgung außerhalb des Bestandsnetzgebiets	60

5.4.1 Konzept 1 – Netzneubau großflächig	63
5.4.2 Konzept 2a/b – Netzneubau mit Ankerkunden	67
5.4.3 Konzept 3 – Netzneubau in lokalen Ortszentren	71
5.4.4 Konzept 4 – Nur individuelle Versorgung	75
5.4.5 Vergleichende Bewertung der Wirtschaftlichkeit	75
5.5 Beschreibung von Fördermöglichkeiten durch die Stadt zur Beschleunigung des Fernwärmeneubaus und der Verdichtung	78
5.6 Realisierungszeitplan für die Transformation des Stuttgarter Wärmeversorgungssystems	79
6. Fazit und Ausblick	81

1. ZUSAMMENFASSUNG

In der vorliegenden Studie wurde für das Stadtgebiet der Landeshauptstadt Stuttgart untersucht, welchen Beitrag gemeinschaftliche Wärmeversorgungssysteme (Nah-/Fernwärme) zur Klimaneutralität der Wärmeversorgung des Gebäudebestands leisten können.

Dazu wurde ein Modell der Stadt in einem GIS-System aufgebaut (digitaler Zwilling), welches für jedes Gebäude Wärmeverbräuche und Kenndaten der bestehenden Wärmeerzeugung enthält. In diesem Modell wurden zum einen Möglichkeiten zur Verdichtung des bestehenden Fernwärmenetzes der EnBW untersucht, sowie neue Fernwärmenetze unterschiedlicher Ausdehnungen erstellt, und zum anderen für jedes Gebäude alternativ eine dezentrale Erzeugung basierend auf einer Luftwärmepumpe ermittelt.

Als Wärmequellen für die potenziellen Wärmenetze wurden Solarthermie, Abwärme, Geothermie und Umweltwärme untersucht. Es wurden Vergleiche zur Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Optionen klimaneutraler Wärmeversorgungen auf Basis von Vollkosten durchgeführt. Die Untersuchung hat sehr deutlich hervorgebracht, dass Fernwärme per se weder regenerativ noch besonders kostengünstig ist. Vielmehr ist sie eine hochinvestive Infrastruktur zur Verteilung von Wärme. Sie kann nur dann die Bezahlbarkeit von Wärme gegenüber individuellen Lösungen verbessern, wenn eine kostengünstige (regenerative) Wärmequelle mit einem hohen Temperaturniveau vorliegt bzw. lokale Rahmenbedingungen individuelle Lösungen verteuern.

In Stuttgart liegen über die Umweltwärme hinaus nur sehr geringe Potenziale erneuerbarer Wärme vor. Die ermittelten Quellen beschränken sich im Wesentlichen auf einige wenige Industriebetriebe und weisen keine unmittelbar nutzbaren Temperaturniveaus auf. Somit kämen als Erzeugungsanlagen sowohl für individuelle Versorgungen als auch für eine gemeinschaftliche Wärmeversorgung im großen Stil einzig mit regenerativ erzeugtem Strom betriebene Wärmepumpen in Frage, welche sich, je nach Größe und Einbindung, marginal in ihrer Effizienz unterscheiden würden. Eine systeminhärente Resilienz, wie bei Fernwärmesystemen mit diversifizierten Erzeugerportfolios, wäre durch die singuläre Abhängigkeit vom Strom nicht gegeben. Damit bietet eine gemeinschaftliche Wärmeversorgung keine grundsätzlichen (Kosten-)Vorteile gegenüber individuellen Versorgungen.

Ein wirtschaftlicher Vorteil gemeinschaftlicher Wärmeversorgungen konnte bei einzelnen Quartieren ermittelt werden, wenn günstige Bedingungen hinsichtlich der Verbraucherstruktur vorliegen, bei lokalen Wärmepotenzialen (Abwärme, Solarthermie, Geothermie), oder dort, wo individuelle Luft-Wärmepumpen nur unter großen Anstrengungen zu implementieren sind (insb. in Ortszentren wegen Schallemissionen und fehlender Aufstellflächen).

Es wird daher empfohlen

- die lokalen Potenziale industrieller Abwärme genauer zu identifizieren und sie ggf. durch Nahwärmenetze nutzbar zu machen,
- die Wärmeplanung für Ortszentren anzustoßen und Wärmenetzinfrastruktur aufzubauen, wo die Nutzung von Luftwärmepumpen problematisch ist,
- den Business-Case für die Verdichtung im Bestandsnetz zu verbessern,
- das Erfordernis bzw. die Kosten für den Stromnetzausbau bei einem großflächigen Einsatz von Wärmepumpen zu ermitteln und bei insgesamt positiver Wirtschaftlichkeit breit angelegte Installationskampagnen für individuelle Luftwärmepumpen zu forcieren.

2. AUFGABENBESCHREIBUNG

2.1 Motivation

Die Vision der Stadt Stuttgart beinhaltet die Entwicklung zur klimaneutralen Landeshauptstadt. Im dazu aufgesetzten Aktionsprogramm stellt die Wärmeversorgung einen wichtigen Bereich dar. Ein Baustein zur Zielerreichung einer klimaneutralen Wärmeversorgung für die Landeshauptstadt Stuttgart ist gemäß dem Baden-Württembergischen Klimaschutzgesetz die verpflichtende kommunale Energie- und Wärmeleitplanung.

Neben den daraus abzuleitenden Maßnahmen für Gebäudeeinzelheizungen stellen die Dekarbonisierung der bestehenden Fernwärmeversorgung sowie deren Ausbau durch Nachverdichtung und Erweiterung wichtige Elemente der Wärmewende dar. Die von EnBW beschlossenen Maßnahmen zur Dekarbonisierung ihres Fernwärmenetzes in Stuttgart beziehen sich zunächst auf die Versorgung des Bestandsnetzes und einen moderaten weiteren Fernwärmeausbau.

2.2 Aufgabenstellung

Es soll in Abstimmung mit dem Auftraggeber ein Gutachten erstellt werden, welches die technischen und wirtschaftlichen Potenziale für die Verdichtung und Erweiterung der Fernwärme auf dem Stadtgebiet der Stadt Stuttgart aufzeigt. Außerdem soll die Einbindung weiterer Erneuerbarer Energien und Abwärme in das Fernwärmesystem untersucht werden.

3. GRUNDLAGEN UND RANDBEDINGUNGEN

3.1 Abgrenzungen

- Es wird mit pseudo-gebäudescharfen Daten gearbeitet, d.h. dass jedem Gebäude ein Wärmebedarf zugeordnet wird, so dass bei Betrachtung von mehreren Gebäuden die statistischen Charakteristika korrekt abgebildet werden. Die Daten können jedoch nur in Grenzen zur Beurteilung einzelner konkreter Gebäude herangezogen werden. Keinesfalls können sie eine individuelle Heizlastberechnung ersetzen. Auf höheren Aggregationsstufen gleichen sich die Abweichungen zwischen Modell und Gebäudebestand jedoch zunehmend aus, so dass die Bewertung von Clustern und Gebieten auf ihrer Basis statthaft ist.
- Es wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass die Nutzung sowohl der Liegenschaften selbst als auch des öffentlichen Grundes für Fernwärmeleitungen möglich ist. D.h. es erfolgt keine Prüfung der Trassen hinsichtlich Baubarkeit (Bestandsleitungen, Kreuzungen mit anderer Infrastruktur, Verkehr, unterirdische Bauwerke)
- Kosten für den wahrscheinlich notwendigen Stromnetzausbau in den untersuchten Konzepten sind nicht berücksichtigt.
- Es werden keine expliziten Förderungen in der Wirtschaftlichkeitsberechnung betrachtet, da eine volkswirtschaftliche Analyse des dekarbonisierten Wärmesektors durchgeführt wird. Förderungen sollten dann dahingehend ausgestaltet werden, dass zielgerichtet die Umsetzung des volkswirtschaftlich günstigsten Konzepts unterstützt wird.
- Im Rahmen der Studie wird das Stuttgarter Stadtgebiet aufgeteilt in die Bereiche:
 - Versorgungsbereich des Fernwärmenetzes der EnBW
 - Bereich außerhalb des Versorgungsbereichs des Fernwärmenetzes der EnBW; ggf. Netzneubau
- Es lagen für dieses Gutachten keine Informationen über weitere Nahwärmenetze der EnBW oder anderer Betreiber im Stadtgebiet vor. Dies kann dazu führen, dass Bereiche, die bereits über eine gemeinschaftliche Wärmeversorgung verfügen, als Netzneubaugebiete identifiziert werden.

3.2 Grundlagen

Wesentliche Datenquellen:

- *Daten- und Kartendienst der Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg (LUBW)*
zur Ableitung solarer Eignung von Frei- und Dachflächen; zur datenschutzkonformen Darstellung durch die Nutzung der Baublöcke; zur Abschätzung der Betriebsparameter einer Flusswärmepumpe im Neckar durch Nutzung der Gewässertemperaturdaten.
- *ALKIS und ATKIS-Datensatz*
zur Verteilung des Wärmebedarfs innerhalb eines Baublocks über die Gebäude; zur Definition von Versorgungseinheiten über die Flurstücke; als Grundlage für eine spätere Netztopologie durch Nutzung der Straßenmitten.
- *Baublöcke der Stadt Stuttgart*
zur datenschutzkonformen Darstellung.
- *Schornsteinfeger-Daten*
zur Ableitung der Technologieverteilung in der Wärmebereitstellung im Ist-Zustand.
- *Leitungsgebundene Verbrauchsdaten inkl. öffentliche Liegenschaften*
als eine der Grundlagen für die Wärmebedarfsbestimmung.
- *Heizstromverbrauchsdaten*
als eine der Grundlagen für die Wärmebedarfsbestimmung und Technologieverteilung.
- *Netztopologie des EnBW-Fernwärmenetzes*
zur Definition eines Bestandsnetzgebiets, in dem zukünftig noch verdichtet wird.
- *Orthofotos*
zur Identifizierung von Tischkühlern als Indiz für potenziell zu erschließende Abwärmequellen.

- *Technikkatalog der KEA-BW*
als wesentliche Grundlage für die wirtschaftliche Betrachtung der Konzepte.

4. VORGEHEN

4.1 Bestimmung des pseudo-gebäudescharfen Wärmebedarfs und der Wärmeleistung für alle Liegenschaften

Zur Bestimmung des Wärmebedarfes im Ist-Zustand werden zunächst die in Tabellenform bereitgestellten gebäudescharfen Verbrauchsdaten ins Geoinformationssystem (GIS) ArcGIS anhand der in den Tabellen hinterlegten Koordinaten übertragen.

Zur Bestimmung des Wärmebedarfs aus den Gasverbrauchsdaten wird ein allgemeiner Nutzungsgrad von 80 % angenommen. Die Daten werden im Vorhinein um die Gasverbräuche der bekannten Kraftwerksstandorte bereinigt. Die Werte aus den Fernwärme- und den Heizstromverbrauchsdaten werden zur Bestimmung des Wärmebedarfs ohne Korrektur übernommen. Die Aufteilung des Wärmeverbrauchs auf die unterschiedlichen Energieträger im Ist-Zustand ist in Abbildung 4-1 dargestellt. Hierbei ist zu sehen, dass Gas bisher den mit Abstand größten Anteil an der Wärmeversorgung mit über 65 % ausmacht.

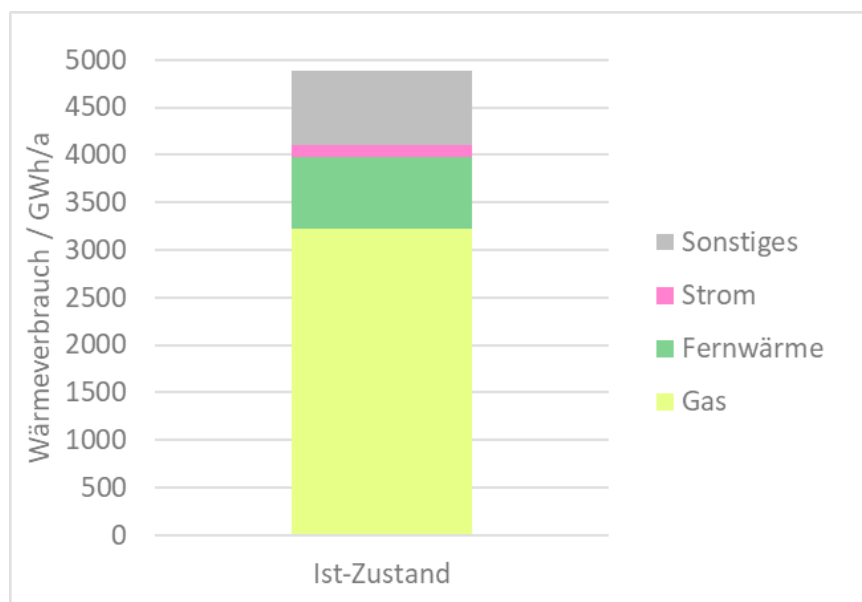


Abbildung 4-1: Wärmeverbrauch gedeckt durch unterschiedliche Energieträger im Ist-Zustand.

Eine schematische Darstellung der Datenverarbeitung kann Abbildung 4-2 in Form eines Datenflussdiagramms entnommen werden. Die Schornsteinfegerdaten werden adressscharf aggregiert. Es wird der Anteil der Objekte bestimmt, der nicht über Gas, Fernwärme oder Strom versorgt wird. Dieser beträgt im Verhältnis zu dem über Gas, Fernwärme oder Strom versorgten Anteil 16 %. Es wird daher ein allgemeiner Faktor von 116 % auf die quantifizierbaren Verbrauchsdaten angewendet, der somit den Gesamtwärmebedarf gleichmäßig über alle Gebäude hinweg erhöht.

Für eine datenschutzkonforme Darstellung werden die Daten auf Baublockebene aggregiert. Hierfür werden Baublöcke der Stadt Stuttgart verwendet. Wenn weniger als drei Gebäudeverbräuche in einem Baublock vorhanden sind, wird dieser Baublock mit einem benachbarten verschmolzen. So wird eine datenschutzkonforme Darstellung weiterhin sichergestellt. In den Straßenblöcken befinden sich Informationen über den gesamten Wärmebedarf, sowie über die vorhandenen Wärmeversorgungstechnologien.

Es wird ein allgemeiner Sanierungsfaktor von 50 % angenommen. Der für den Ist-Zustand ermittelte Wärmebedarf wird also pauschal um 50 % reduziert, um den zukünftigen Wärmebedarf darzustellen, auf dessen Grundlage die weiteren Untersuchungen aufbauen.

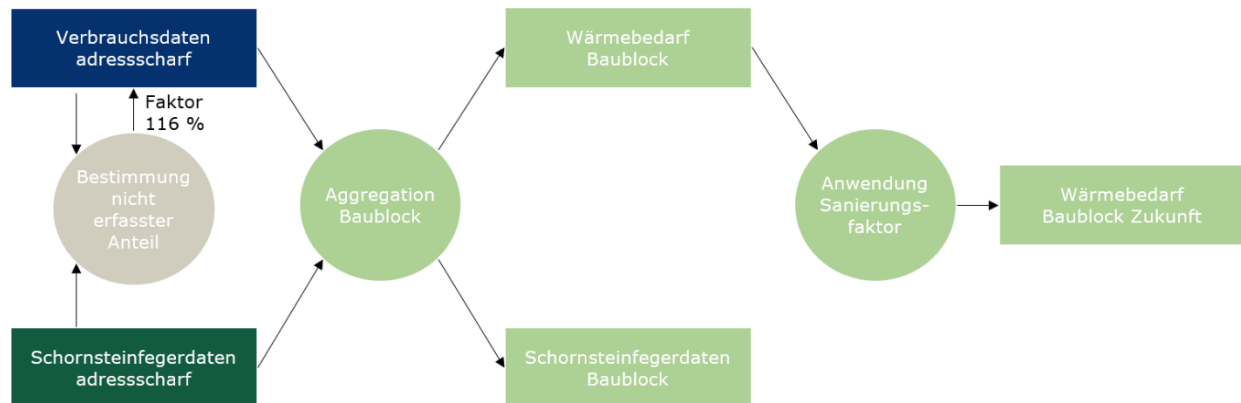


Abbildung 4-2: Datenflussdiagramm für die Verarbeitung der Daten in den Baublocken.

Der zukünftige Wärmebedarf der Baublocke wird verarbeitet, sodass der Wärmebedarf schließlich auf der Aggregationsebene der Versorgungseinheiten (in den meisten Fällen das Einzelgebäude) zur Verfügung steht (vgl. Abbildung 4-3). Hierfür wird der Wärmebedarf zunächst proportional der überbauten Fläche innerhalb der Baublocke verteilt. Für die Ermittlung der überbauten Fläche werden die Gebäudegrundflächen aus dem ALKIS-Datensatz herangezogen. Die Daten liegen somit pseudogebäudescharf vor.

Auf Einzelgebäudeebene können somit Abweichungen vorliegen; es wird jedoch davon ausgegangen, dass innerhalb eines Baublocks eine größtenteils homogene Gebäudestruktur (Baujahr, Sanierungszustand, Gebäudehöhe) vorliegt, so dass diese Abweichungen i.d.R. klein sind. Weiterhin gleichen sich die Abweichungen auf höheren Aggregationsstufen zunehmend aus, sodass die Bewertung von Clustern auf Grundlage der Daten statthaft ist.

Sowohl die Wärmebedarfsdaten der Gebäude als auch die Schornsteinfegerdaten werden innerhalb der Flurstücke unter Zuhilfenahme des ALKIS-Datensatzes aggregiert. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass pro Flurstück eine Versorgungseinheit vorliegt. Wenn jedoch mehrere *Adresseinträge* in den Schornsteinfegerdaten pro Flurstück vorliegen, wird davon ausgegangen, dass mehrere Versorgungseinheiten auf dem Flurstück vorhanden sind. Der aggregierte Wärmebedarf in dem Flurstück wird dann gleichmäßig gemäß ihrer Anzahl auf die Versorgungseinheiten aufgeteilt.

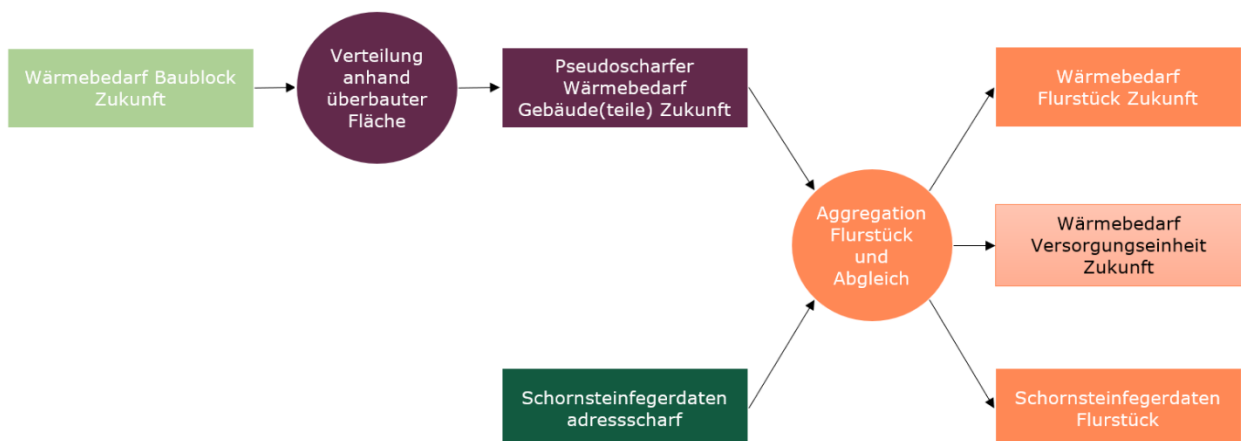


Abbildung 4-3: Datenflussdiagramm für die Verarbeitung der Daten in den Flurstücken.

In Abbildung 4-4 sind flurstückscharfe Wärmebedarfe im sanierten und unsanierten Zustand, skaliert nach dem absoluten Wärmebedarf, dargestellt.

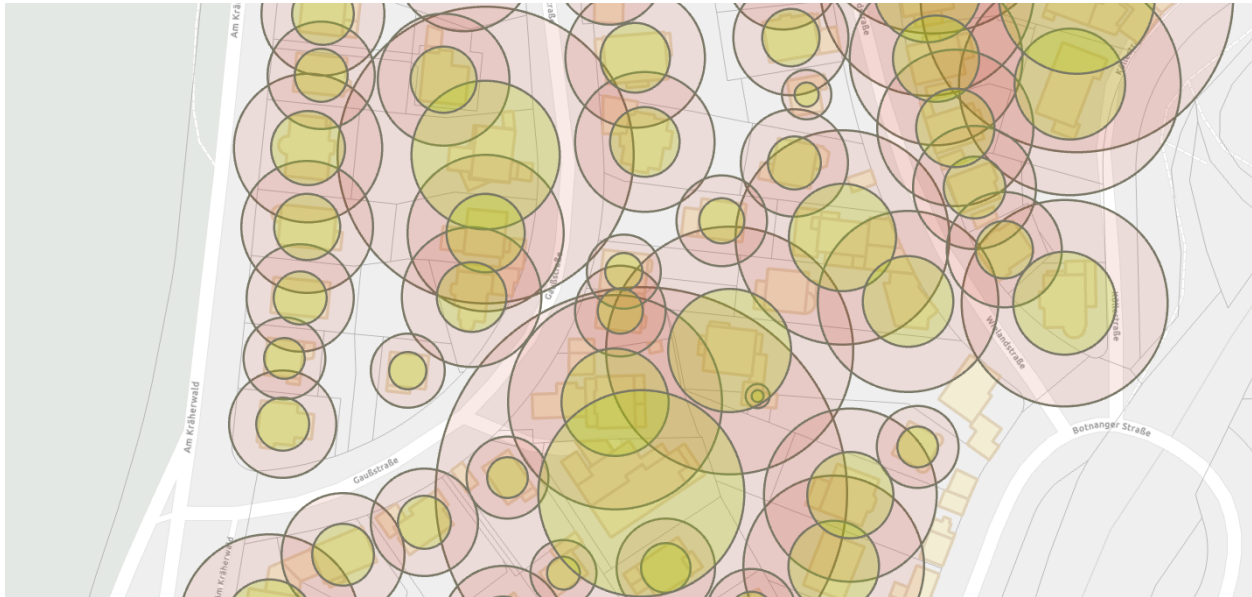


Abbildung 4-4: Flurstückscharfe Wärmebedarfe im unsanierten (rot) und sanierten Zustand (grün).

Zur Bestimmung der notwendigen Erzeugerleistung in den einzelnen Versorgungseinheiten wird pauschal davon ausgegangen, dass dort 1200 Vollbenutzungsstunden anfallen. In Anbetracht der angenommenen Sanierungstiefe ist dieser Wert recht gering und führt zu verhältnismäßig hohen Erzeugerleistungen. Andererseits ist die angenommene Sanierungstiefe mit einer Reduzierung des Wärmebedarfs um 50 % als sehr ambitioniert anzusehen. Außerdem werden insbesondere Wärmepumpen, die zukünftig einen wesentlichen Anteil am Erzeugermix im Wärmesektor einnehmen werden, tendenziell groß ausgelegt, um sie flexibel in Kombination mit einem Pufferspeicher betreiben zu können.

4.2 Zukünftige Wärmeversorgungsgebiete im Stadtgebiet Stuttgart

Bezüglich der zukünftigen Wärmeversorgung erfolgt eine Einteilung des Stadtgebietes in zwei Gebiete.

4.2.1 Verdichtungsgebiet des bestehenden EnBW-Fernwärmenetzes

Es wird zunächst definiert, welche Bereiche der Stadt für eine zukünftige Verdichtung des EnBW-Fernwärmenetzes in Frage kommen. Alle Baublöcke, die sich in einem Abstand von bis zu 30 m zum Bestandsnetz befinden, werden als Verdichtungsgebiet definiert. In Abbildung 4-5 sind die (potenziellen) Anschlusspunkte rot gekennzeichnet, welche sich nach der oben beschriebenen Definition im Verdichtungsgebiet befinden.

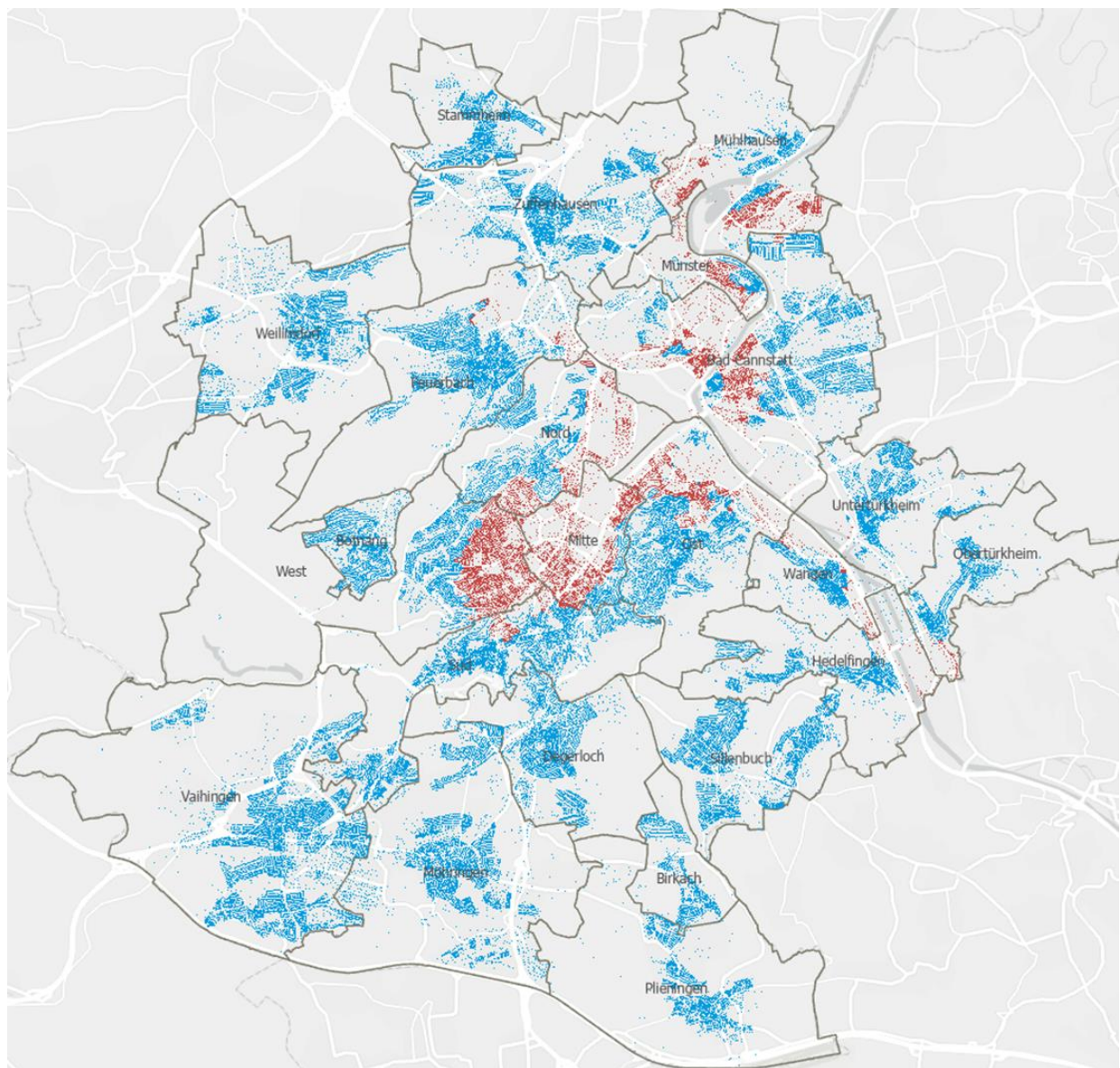


Abbildung 4-5: (Potenzielle) Anschlusspunkte im Untersuchungsgebiet aufgeteilt in die Kategorien Verdichtung (rot) und Netzneubau (blau).

4.2.2 Neubau von Wärmenetzen zur Erschließung von Potenzialen außerhalb des Bestandsnetzgebietes

Alle Anschlüsse, welche sich nach der in Abschnitt 4.2.1 beschriebenen Methodik nicht im Verdichtungsgebiet befinden, werden dem Gebiet für potenzielle zukünftige Netzneubauten zugeschlagen. Diese Netze sind dann nicht zwangsläufig mit dem Bestandsnetz verbunden, sondern werden potenziell durch eine eigenständige Infrastruktur aus Erzeugung und Verteilung versorgt. In Abbildung 4-5 sind diese Anschlusspunkte blau markiert.

4.3 Bestimmung der Potenziale Erneuerbarer Energien und Abwärme

Die emissionsfreie Deckung des zukünftigen Wärmebedarfs erfordert die flächendeckende Nutzung von erneuerbaren Energien bzw. Abwärme.

Nachfolgend wird die Methodik zur Ermittlung der Potenziale von

- Solarenergie
- Unvermeidbarer Abwärme

- Geothermie und
- Großwärmepumpen (mit unterschiedlichen Wärmequellen) beschrieben.

4.3.1 Solarthermie

Die Untersuchung des Solarthermie-Potenzials in der gemeinschaftlichen Wärmeversorgung erfolgt separat für dezentrale Aufdachanlagen bzw. Freiflächenanlagen mit zentraler Einspeisung in ein Wärmenetz. Die dezentralen Anlagen führen dabei zu einer Reduktion des gebäudespezifischen Wärmebedarfs und damit zu einem geringeren Wärmeabsatz der gemeinschaftlichen Wärmeversorgung. Bei der zentralen Einspeisung bleibt der Wärmeabsatz des Wärmenetzes unverändert, wobei ein Teil der erzeugten Wärmemenge solar gedeckt wird.

4.3.1.1 Solarthermie-Aufdachanlagen

Es wird das dezentrale solarthermische Potenzial von Solarthermie-Aufdachanlagen im Kontext mit der Umsetzung einer gemeinschaftlichen Wärmeversorgung bestimmt. Der Jahreswärmebedarf des einzelnen Gebäudes wird also aus Sicht des Wärmenetzes um den solaren Beitrag der dezentralen Anlage reduziert.

Zur Abschätzung des Potenzials dezentraler Solarthermie-Aufdachanlagen wird die Eignung der Stuttgarter Dachflächen hinsichtlich der Installation von Solarmodulen anhand verfügbarer Daten aus dem Solarkataster des Daten- und Kartendienstes des LUBW ausgewertet. Demnach weisen 83% des Stuttgarter Gebäudebestands „gut“ oder „sehr gut“ für die solare Nutzung geeignete Dachflächen auf. Es wird angenommen, dass die Eignung der Dachflächen über die Baublöcke gleichverteilt ist und somit in allen Stadtgebieten gleichermaßen eine Eignung von 83% der Gebäudedächer vorausgesetzt werden kann.

Die Auswertung der Daten des LUBW zeigt weiterhin, dass in Stuttgart im Mittel deutlich größere Dachflächen zur Verfügung stehen, als unter ökonomischen Gesichtspunkten solarthermisch auf Gebäudeebene sinnvoll nutzbar gemacht werden könnten. Bezüglich des vorhandenen Flächenangebots auf den Dächern ist also in den meisten Fällen keine Einschränkung zu erwarten. Die Kollektorfläche eines jeden Gebäudes wird deshalb unter der Maßgabe dimensioniert, eine 30 %-ige solare Deckung des Jahreswärmebedarfs im Gebäude gewährleisten zu können.

4.3.1.2 Freiflächensolarthermie

Die Identifizierung geeigneter Freiflächen für eine solarthermische Nutzung erfolgt auf Grundlage der im Daten- und Kartendienst des LUBW bereitgestellten Daten. Es wird angenommen, dass dort hinterlegte Flächen für die Errichtung von PV-Freiflächenanlagen technisch prinzipiell auch für die Errichtung von Solarthermieranlagen in Frage kommen.

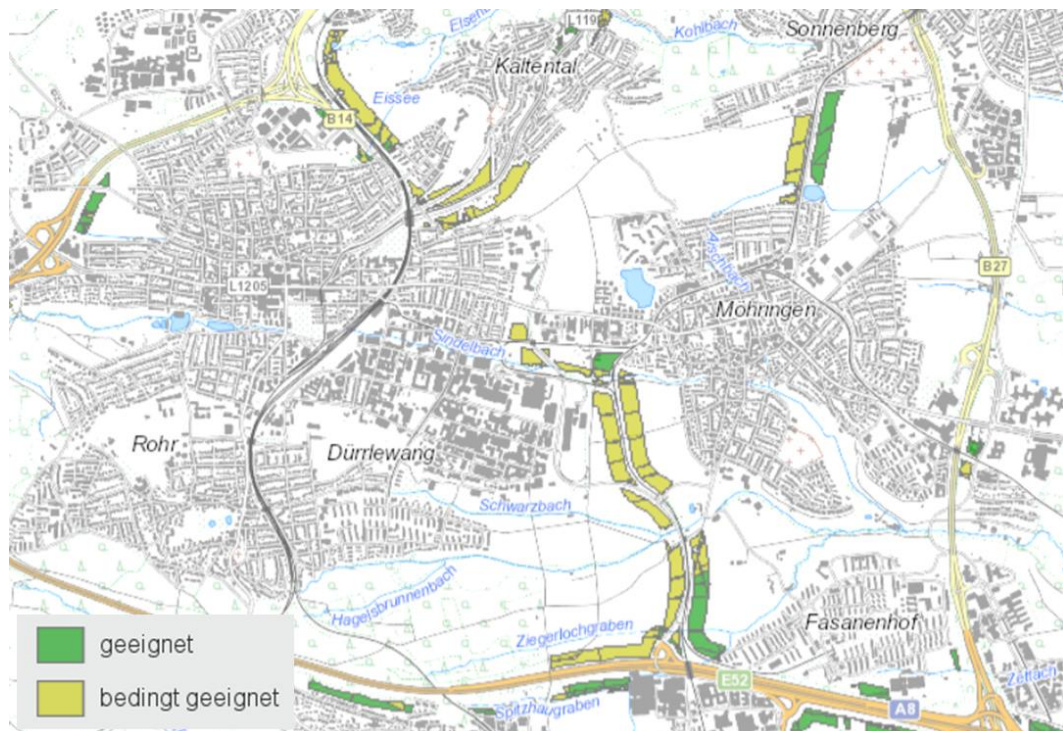


Abbildung 4-6: Für die potenzielle Errichtung von PV-Freiflächenanlagen identifizierte Flächen, Ausschnitt Stuttgart;
Quelle: Daten- und Kartendienst LUBW.

Für die Bewertung des solarthermischen Potenzials wurden Flächen in unmittelbarem räumlichem Zusammenhang – insbesondere zur Gewährleistung einer realistischen ökonomischen Bewertung (Skaleneffekt → sinkende spezifische Kosten mit zunehmender Anlagengröße) – aggregiert. Flächen, die vom LUBW als „geeignet“ klassifiziert sind (vgl. Abbildung 4-6), gehen mit dem gesamten Flächeninhalt in die Potenzialanalyse ein. Flächen der Kategorie „bedingt geeignet“ werden mit 50% der Fläche berücksichtigt.

Für die Abschätzung des jährlichen solarthermischen Potenzials wurden außerdem folgende Annahmen getroffen:

- Faktor verfügbare Freifläche/Bruttokollektorfläche (Berücksichtigung von Reihenabständen zwischen den Kollektoren): 2,5
- Flächenspezifischer Jahresertrag der Anlagen bezogen auf die Bruttokollektorfläche: 450 kWh/m²*a
- Flächenspezifische maximale Wärmeleistung der Anlage bezogen auf die Bruttokollektorfläche: 0,7 kW/m²

4.3.2 Unvermeidbare Abwärme

Es wird ein Screening der jeweils 23 größten Strom- und Gasverbräuche durchgeführt, da davon ausgegangen wird, dass an diesen Standorten das Vorkommen relevanter Mengen an Abwärme am wahrscheinlichsten ist. Die Verbräuche liegen adressscharf als Punktdaten vor. Es findet eine GIS-gestützte Identifizierung von Tischkühlern in einem Umkreis von 300 m zu den Verbrauchspunkten statt. Die untersuchten Gebiete können Abbildung 4-7 entnommen werden. Ungenutzte Abwärmeströme (z.B. durch heiße Abgase) werden im Rahmen dieses Gutachtens nicht ermittelt.

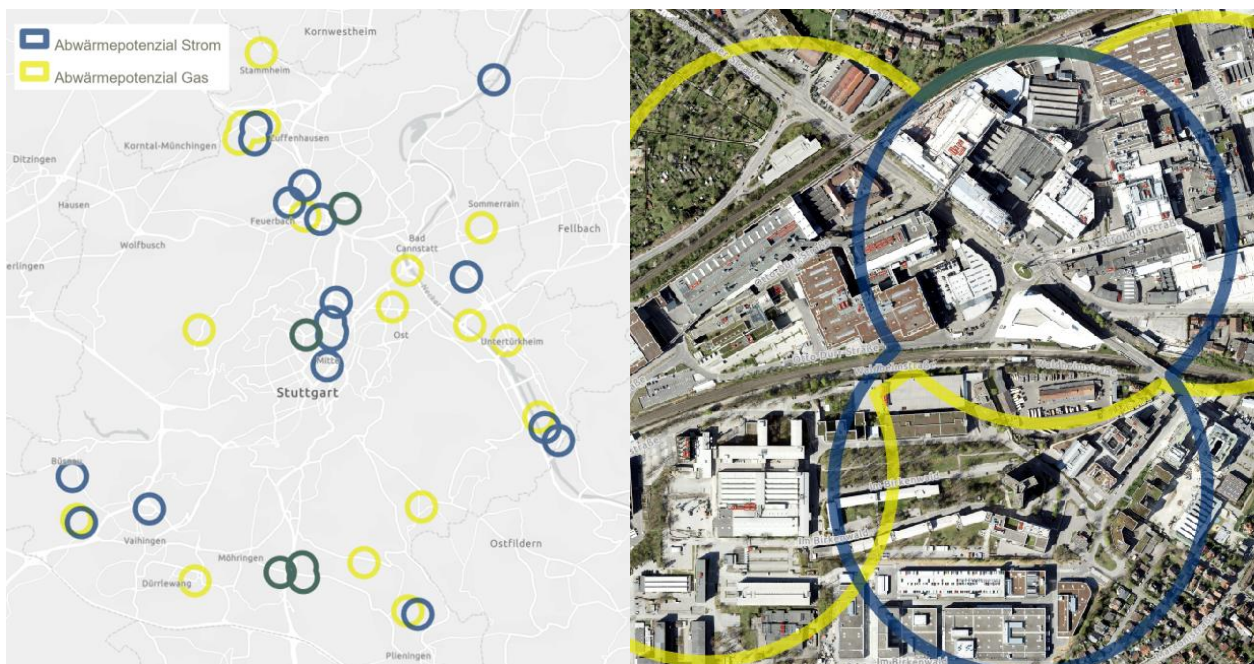


Abbildung 4-7: Größte Verbräuche (links) und Zoom auf ein Untersuchungsgebiet in Zuffenhausen (rechts).

In den Untersuchungsgebieten wird auf der Grundlage von hochauflösten Orthophotos (16 cm Pixelweite) mit einem Object-Detection-Model nach Tischkühlern gesucht. Die identifizierten Tischkühler, wie sie in Abbildung 4-8 zu sehen sind, sind hinsichtlich Anzahl der Ventilatoren und Größe der Kühleinheiten spezifiziert.

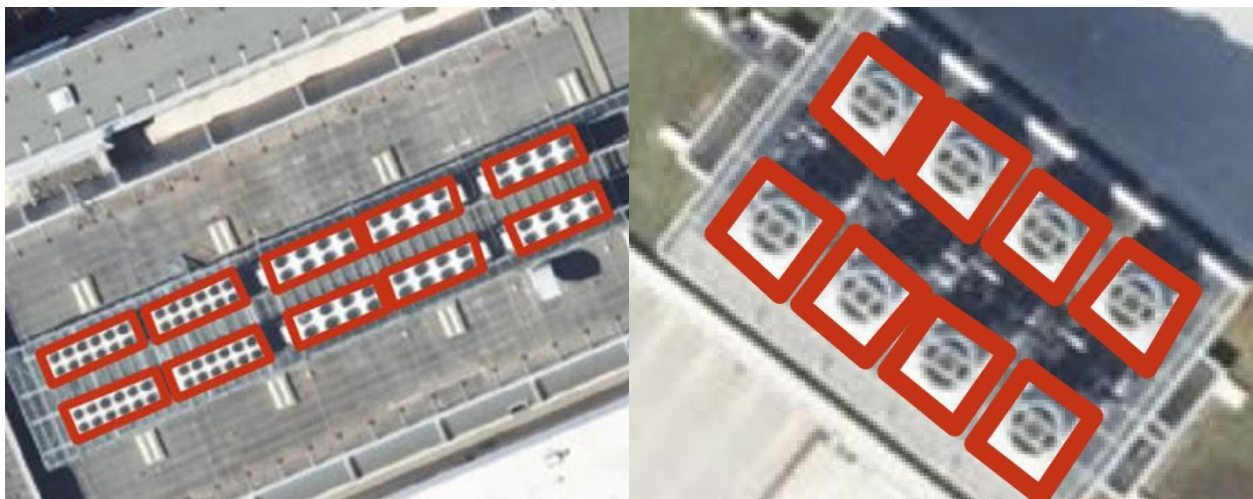


Abbildung 4-8: Identifizierte Kühleinheiten auf zwei Fabrikgeländen (WMS-Service der Landeshauptstadt Stuttgart).

Es werden im Folgenden Annahmen getroffen, um die identifizierten Kühleinheiten in Ihrer Leistung und über das Jahr abgegebenen Wärmemenge zu beschreiben. Zunächst wird ein Zusammenhang zwischen Größe der einzelnen Kühleinheit und der Kühlleistung beschrieben. Hierfür werden Datenblätter verschiedener Modelle der Firmen York, Rehsler Kühleysteme, Vertiv und Airedale ausgewertet. Der Zusammenhang zwischen der Größe einer einzelnen Kühleinheit (ein Ventilator) und der zugehörigen Kühlleistung ist in Abbildung 4-9 dargestellt. Die Werte streuen mitunter stark, was im Wesentlichen mit den Medientemperaturen und somit den Prozessen zusammenhängt, die hinter der Rückkühlung stehen. Es wird eine Regression durchgeführt (vgl. Abbildung 4-9), auf deren Grundlage die Kühlleistung der identifizierten Kühler bestimmt wird. Zur Bestimmung der anfallenden

Wärmemenge werden pauschal 4000 Vollbenutzungsstunden angesetzt. Auch dieser Wert ist stark abhängig von dem Prozess, der hinter der Rückkühlung steht. In klassischen Klimatisierungsanwendungen sind die Vollbenutzungsstunden deutlich geringer, in der Prozesskühlung können die Vollbenutzungsstunden je nach Auslegung (Überkapazität zur Redundanz) auch höher ausfallen.

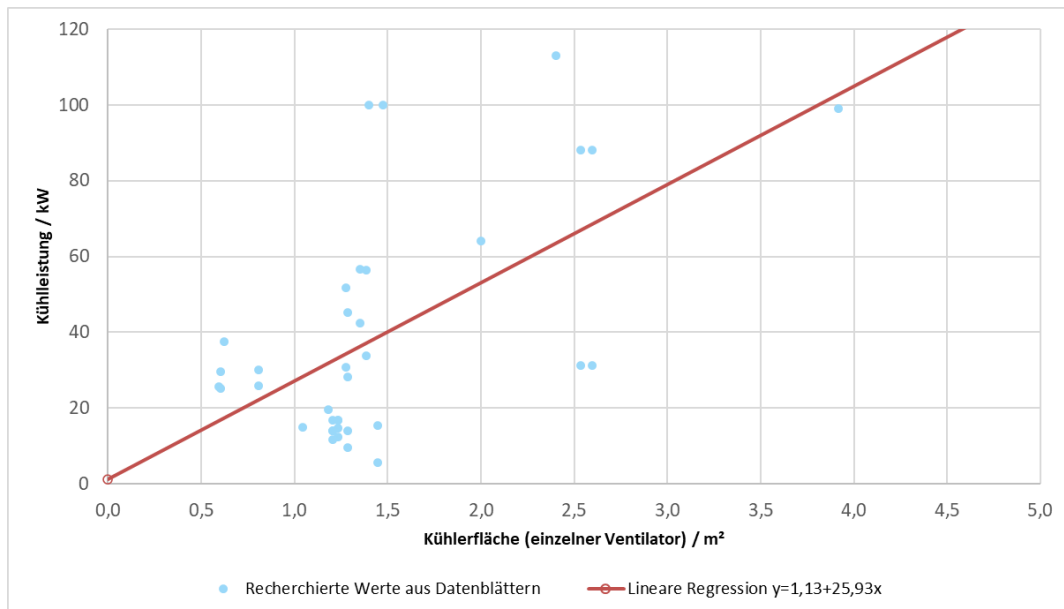


Abbildung 4-9: Regression Kühlerfläche zu Kühlleistung.

Die identifizierten Kühleinheiten werden anhand ihrer räumlichen Nähe zueinander geclustert (vgl. Abbildung 4-10), sodass die Cluster als einzeln erschließbare Abwärmequellen betrachtet werden können.

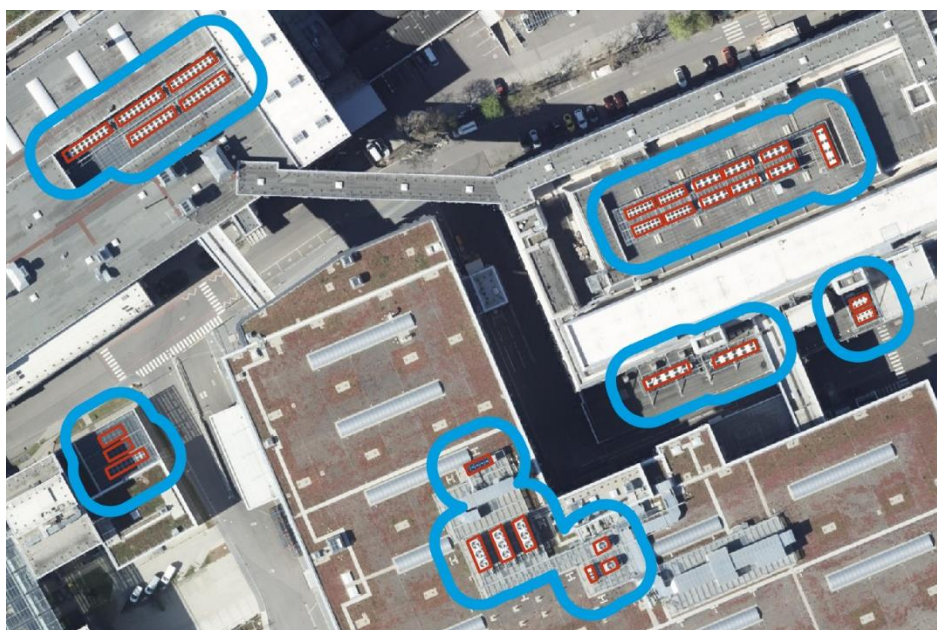


Abbildung 4-10: Geclusterte Kühleinheiten.

4.3.3 Geothermie

Tiefengeothermische Anlagen lassen sich hinsichtlich der Prinzipien der Wärmeeintragung grundsätzlich in drei unterschiedliche Kategorien einteilen:

- Hydrothermale Geothermie, bei der Wärme aus natürlich vorkommenden Grundwasserleitern gewonnen wird.
- Petrothermale Geothermie, für die der Untergrund hydraulisch (und ggf. chemisch) stimuliert wird, um eine hydraulische Durchgängigkeit und wärmeübertragende Fläche zu generieren.
- Tiefe Erdwärmesonden, die als abgeschlossene Kreisläufe funktionieren und somit den geringsten Eingriff in den Boden bedeuten. Im Gegensatz zu den anderen Prinzipien sind sie jedoch auch limitierter in der wärmeübertragenden Fläche je Bohrung und damit auch in der resultierenden Wärmeleistung.

Abbildung 4-11 gibt einen Überblick über die genannten Anlagentypen.

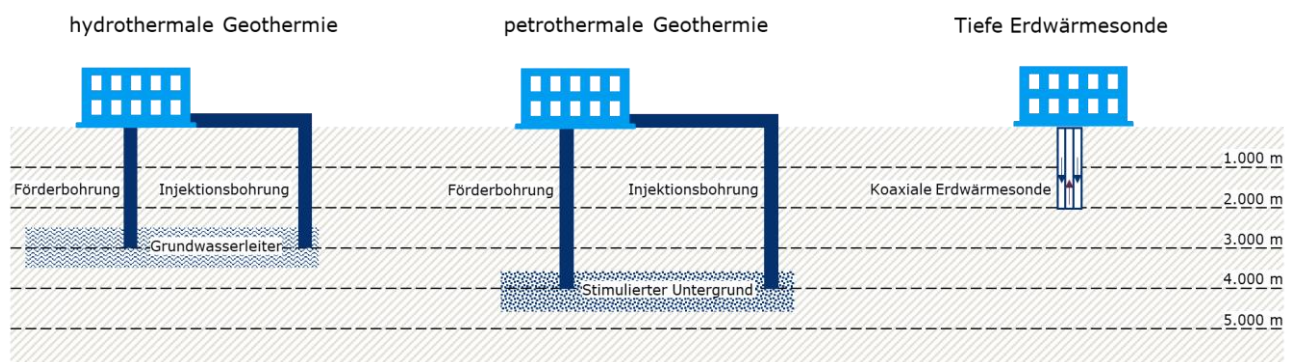


Abbildung 4-11: Übersicht unterschiedlicher tiefengeothermischer Prinzipien der Wärmeübertragung.

Nachfolgend wird das erwartbare tiefengeothermische Potenzial in Stuttgart in Verbindung mit den drei genannten Prinzipien der Wärmeübertragung im Untergrund diskutiert.

Im Untergrund des Stadtgebiets Stuttgart ist kein *hydrothermales Potenzial* nachgewiesen. Das bedeutet, der Untergrund ist nicht durch natürliches Vorkommen von Thermalwässern und eine für die geothermische Nutzung notwendige Durchlässigkeit des Untergrundes gekennzeichnet, wie dies bspw. im Norddeutschen Becken, im Oberrheingraben oder im Süddeutschen Molassebecken großflächig der Fall ist. Die Voraussetzungen zur Installation einer hydrothermalen Geothermieanlage sind damit nicht gegeben.

Bei der *petrothermalen Geothermie* werden wie bei der hydrothermalen Geothermie eine Injektionsbohrung (Einbringen des Wassers in den Untergrund) und eine (manchmal auch zwei) Förderbohrung (Entnahme des aufgeheizten Wassers aus dem Untergrund) errichtet. Im Gegensatz zur hydrothermalen Geothermie gibt es jedoch keine natürlichen Hohlräume mit Wasserreservoir im Untergrund, die genutzt werden können. Zur Schaffung ausreichend großer miteinander verbundener Hohlräume wird der Untergrund deshalb im Zuge der Errichtung der Anlage hydraulisch stimuliert. Dafür wird kaltes Wasser mit hohem Druck in das Gestein eingepresst. Bestehende Klüfte im Untergrund werden dadurch aufgeweitet und miteinander verbunden. Zur Unterstützung der Wirksamkeit der Stimulation können dem Wasser bei der Stimulation auch Stützmittel wie Keramikugeln beifügt werden. In bestimmten Gesteinen ist auch eine chemische Stimulation unter Einsatz von z.B. Säuren möglich. Während die hydrothermale Geothermie zusehends an Marktreife gewinnt (bei nach wie vor hohem Projektrisiko), ist die petrothermale Geothermie noch weitestgehend als Forschungsthema zu betrachten und kann somit im Kontext dieses Berichts nicht eindeutig als „Potenzial Erneuerbarer Energie“ ausgewiesen werden.

Der Einsatz *tiefer Erdwärmesonden* bietet eine weitere alternative Nutzung von Geothermie als hydraulisch geschlossenes System. Das Funktionsprinzip gleicht dem der Erdwärmesonden im oberflächennahen Bereich. In einem coaxialen Rohr sinkt das kalte Wärmeträgermedium im äußeren Rohr nach unten, wobei die Außenwand des Rohres als Wärmeübertrager vom Untergrund zum Wärmeträgermedium fungiert. Im inneren gedämmten Rohr wird das erwärmte Wärmeträgermedium nach oben gefördert und dort seiner thermischen Nutzung zugeführt. Das Wärmeträgermedium kommt also nicht in direkten Kontakt mit dem Untergrund.

Nachteil dieser Technologie sind die sehr hohen spezifischen Investitionskosten je installierter Wärmeleistung. Während mit zwei oder drei Bohrungen bei hydrothermalen und petrothermalen Geothermie Wärmeleistungen im unteren zweistelligen MW-Bereich möglich sind, sind tiefe Erdwärmesonden je Bohrung auf einige 100 kW Wärmeleistung begrenzt. Für die Techno-ökonomische Bewertung in Abschnitt 5.3.4.2 wird die Wärmeentzugsleistung in einer Spanne von 75-150 kW/km angesetzt. Die untere Grenze stellt dabei eine moderate Entzugsleistung dar. Die obere Grenze ist als optimistischer Wert anzusehen, der wahrscheinlich zu einer starken Auskühlung des Untergrundes in kurzer Zeit führen würde (einstelliger Jahreszeitraum). Die exakte tolerierbare Entzugsleistung muss mittels einer vertieften simulationsbasierten Untersuchung des Untergrundes im Einzelfall bestimmt werden.

Abgesehen von der Leistung ist auch das erreichbare Temperaturniveau aufgrund geringerer Bohrtiefen in der Regel niedriger als bei der hydro- oder petrothermalen Geothermie. Ist das Temperaturniveau nicht ausreichend hoch für die direkte Nutzung, muss zusätzlich eine Wärmepumpe zur Temperaturerhöhung installiert und betrieben werden.

Wie die vorhergehenden Erläuterungen zeigen, kann bei vorhandenem Kenntnisstand über die tiefegeothermischen Verhältnisse im Stadtgebiet Stuttgart weder die Nutzung der hydrothermalen Geothermie (kein nachgewiesenes Potenzial) noch der petrothermalen Geothermie (befindet sich noch weitestgehend im Forschungsstadium) ohne die Durchführung umfangreicher geologischer Voruntersuchungen empfohlen werden. Der Einsatz tiefer Erdwärmesonden wird mittels einer überschlägig ausgelegten exemplarischen Bohrung in Abschnitt 5.3.4.2 genauer betrachtet und bewertet.

4.3.4 Großwärmepumpen

Die Eignung von Wärmepumpen zur Wärmeversorgung hinsichtlich Leistungspotenzial, Verfügbarkeit und Effizienz ist unmittelbar abhängig von den zur Verfügung stehenden Wärmequellen. Die Potenzialermittlung erfolgt deshalb unterschieden nach den Wärmequellen

- Unvermeidbare Abwärme,
- Geothermie,
- Gewässer und
- Luft.

4.3.4.1 Wärmequelle Abwärme

Es ist davon auszugehen, dass potenzielle Abwärmequellen, wie sie in Kapitel 4.3.2 beschrieben sind, auf einem eher geringen Temperaturniveau vorgefunden werden. Zur Nutzung der Abwärme in der Fernwärmeversorgung wird dann zusätzlich der Betrieb einer Wärmepumpe notwendig, um die Wärme auf ein nutzbares Temperaturniveau anzuheben. Ein Einbindungskonzept der Abwärme mit Wärmepumpe wird in Abschnitt 5.3.2 kurz aufgezeigt.

4.3.4.2 Wärmequelle Geothermie – Tiefe Erdwärmesonden

Oberflächennahe Geothermie (Erdwärmesonden, Erdwärmekollektoren) kommt aufgrund des hohen Flächenbedarfs eher im Gebäude- oder Quartiersbereich zum Einsatz. Aufgrund der oft angespannten Flächensituation bei der Fernwärmeversorgung im Allgemeinen und in Stuttgart im Speziellen, wird diese Technologie im Kontext der Studie nicht weiter untersucht.

Zur Erhöhung der möglichen Wärmeentzugsleistung einer Bohrung und damit einer Verringerung des Flächenbedarfs muss die Tiefe der Bohrung erhöht werden. Technisch und energetisch ist die Deckung des Wärmebedarfs durch die thermische Nutzung des Untergrundes denkbar.

Eine Abschätzung hinsichtlich notwendiger Anzahl von Bohrungen je Inselnetz, des daraus resultierenden Flächenbedarfs und der geschätzten Investitionskosten erfolgt in 5.3.4.2.

4.3.4.3 Wärmequelle Gewässer (Neckar)

In Abbildung 4-12 sind relevante Parameter zur Beurteilung des Potenzials einer Flusswärmepumpe mit dem Neckar als Wärmequelle dargestellt. Entsprechend des AGFW-Leitfadens „Großwärmepumpen“ wird die minimale Rücklauftemperatur auf der Wärmequellenseite zu 4 °C angenommen. Außerdem wird ein minimales Delta T von 3 K auf der Wärmequellenseite angesetzt, um unverhältnismäßig hohe Volumenströme zu vermeiden. Damit ergibt sich eine Grenztemperatur von 7 °C unter der eine Nutzung des Neckarwassers nicht sinnvoll ist. Die Betriebszeit der Wärmepumpe wäre damit voraussichtlich auf die Monate März-November begrenzt.

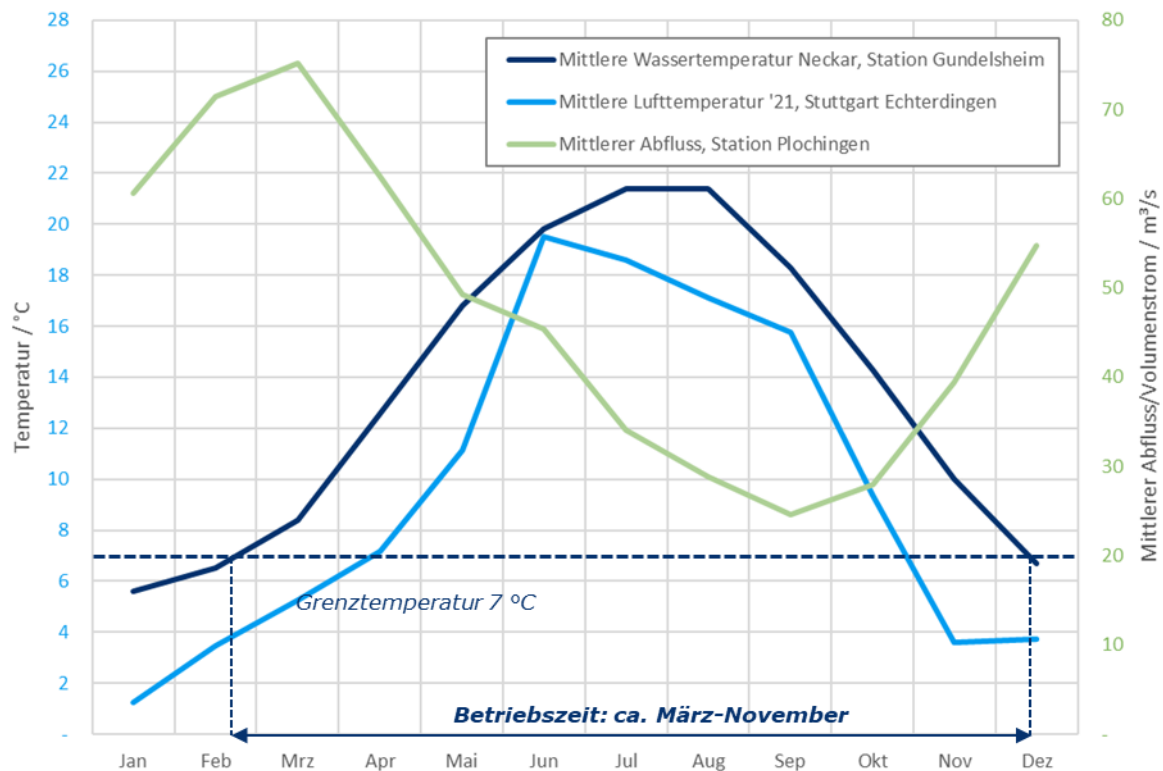


Abbildung 4-12: Daten aus dem gewässerkundlichen Jahrbuch der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg, Rheingebiet, Teil I, Hoch- und Oberrhein, 2009
Für Plochingen sind keine Wassertemperaturen verfügbar; ersatzweise wird die örtlich nächste Temperaturmessstation in Gundelsheim gewählt.

Das theoretische Wärmequellenpotenzial des Neckars liegt unter Berücksichtigung der beschriebenen und in Abbildung 4-12 dargestellten Randbedingungen im möglichen Betriebszeitraum (März-November) im Bereich 1.000 MW ... 3.000 MW. Allerdings müsste dazu der gesamte Volumenstrom des Neckars auf eine Temperatur von 4 °C abgesenkt werden. Realistisch ist die Nutzung eines Teilvolumenstroms. In 5.3.4.1 wird exemplarisch die Entnahme verschiedener Teilvolumenströme sowie das daraus resultierende Wärmeleistungspotenzial der Flusswärmepumpe betrachtet.

4.3.4.4 Wärmequelle Luft

Luft als Wärmequelle zum Betrieb von Wärmepumpen ist weitestgehend ortsunabhängig und quantitativ uneingeschränkt verfügbar. Bei sehr niedrigen Außentemperaturen kann es zu Einschränkungen der Funktion von Luft-Wärmepumpen kommen. Dieser Einschränkung kann mit einer zusätzlichen Installation eines Elektroden-Kessels für die Abdeckung der Spitzenlast begegnet werden. Die Luft-Wärmepumpe bietet im Gegensatz zu den anderen betrachteten Erneuerbaren Potenzialen eine flächendeckende Verfügbarkeit bei moderaten resultierenden Wärmevervollkosten. Deshalb wird die Luft-Wärmepumpe im Rahmen dieser Studie als Hauptbestandteil der Technologieblaupause für die gemeinschaftliche Wärmeversorgung vertieft betrachtet (vgl. 4.4.2.4 und 5.3.4.2).

4.4 Wirtschaftliche Bewertung von individueller und gemeinschaftlicher Wärmeversorgung

In diesem Abschnitt werden die Ansätze zur volkswirtschaftlichen Gegenüberstellung der Versorgungsarten individuelle bzw. gemeinschaftliche Wärmeversorgung dargestellt. Ziel der Gegenüberstellung ist die Ausweisung von Vorzugsgebieten für die jeweilige Versorgungsart. Für die individuelle Wärmeversorgung der Gebäude werden dafür eine klimaneutrale skalierbare Technologieblaupause als Referenz für die gemeinschaftliche Versorgung entwickelt und ökonomische Randbedingungen definiert.

Für die gemeinschaftliche Versorgung werden ökonomische Randbedingungen sowohl für unterschiedliche zentrale Erzeugerkonzepte als auch für die Errichtung des erforderlichen Wärmenetzes definiert.

Hinweis 1: Alle angegebenen Kostenansätze sind als Nettopreise für 2022 ohne Abzinsung zu verstehen. Der Kreditzins zur Berechnung annualisierter Investitionskosten wird mit 5% angesetzt.

Hinweis 2: Es lagen für diese Studie keine Daten vor, welche unmittelbar Rückschlüsse auf Unterschiede zwischen Baukosten in unterschiedlichen Stadtteilen zuließen. Aus diesem Grunde wurden die spezifischen Investitionskosten im gesamten Untersuchungsgebiet homogen angenommen und ausschließlich anhand technischer Parameter festgelegt (sowohl für individuelle als auch gemeinschaftliche Wärmeversorgungen). In den nächsten Planungsphasen sollten lokale Aspekte wie Oberflächenbeschaffenheiten, Verkehrsstärken, Fremdleitungsbelegung und Aufwand für dezentrale Installationen berücksichtigt werden.

4.4.1 Technologieblaupause für die individuelle Wärmeversorgung

Es wird ein parametrierbares, skalierbares Technologiekonzept für die individuelle Wärmeversorgung jedes Einzelgebäudes als Kosten-Referenz für die gemeinschaftliche Wärmeversorgung der Gebäude entwickelt. Das gewählte Konzept soll eine klimaneutrale und zuverlässige Wärmebereitstellung gewährleisten. Unter der Annahme von zukünftig 100% erneuerbarem und damit klimaneutralem Strom, wird als Wärmeerzeuger eine Kompressionswärmepumpe (Luft-Wasser) mit integriertem Elektro-Heizelement angesetzt. Diese stellt in Kombination mit einem Pufferspeicher das gewählte Technologiekonzept dar. Die Wärmepumpe ist der primäre Wärmeerzeuger im System und das Heizelement dient der Spitzenlastabdeckung. Der Pufferspeicher reduziert die erforderliche Lastspitze zur bei der Bereitstellung von Warmwasser, optimiert den Betrieb der Wärmepumpe und bildet die erforderliche Leistungsreserve zur Abdeckung von Sperrzeiten durch den Stromnetzbetreiber ab.

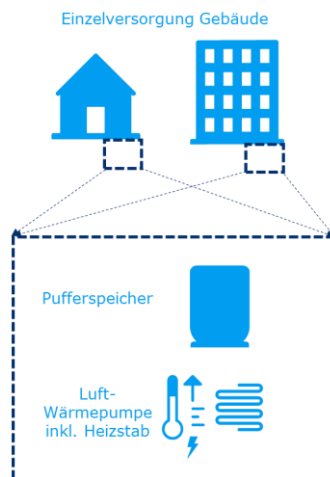


Abbildung 4-13: Technologiekonzept Gebäude-Einzelversorgung.

Die Auslegungsleistung der Heizungsanlage ergibt sich aus dem ermittelten zukünftigen Wärmebedarf je Versorgungseinheit und der dazugehörigen Versorgungsinformation. Alle Heizungsanlagen der Art „Fernwärme“ werden aussortiert. Für alle anderen Heizungsanlagen wird unter Annahme von 1200 VBh/a die Auslegungsleistung je Einzelheizung bestimmt.

Der Dimensionierung der Anlagenteile liegen folgende Annahmen zugrunde:

- Nennwärmeleistung der Wärmepumpe: 90% der ermittelten Auslegungsleistung
- Nennwärmeleistung des Heizstabs: 100 % der ermittelten Auslegungsleistung
- Volumen des Pufferspeichers:
 - 40% des Jahreswärmebedarfs werden für den vollsanierten Zustand als Warmwasserbedarf angesetzt
 - Gleichmäßige Verteilung dieses Warmwasserbedarfs auf das Jahr (Tageswerte)
 - Entsprechend der Zapfprofile der VDI 4645 kann davon ausgegangen werden, dass 35-45% des täglichen Warmwasserbedarfs innerhalb der Bezugsperiode (Stunde mit höchstem Verbrauch am Tag) verbraucht werden. Dieser Anteil muss im Speicher vorgehalten werden. Zur Bestimmung des vorzuhaltenden Speichervolumens werden auf dieser Grundlage pauschal 40% des täglichen Warmwasserbedarfs angesetzt.

Die Grobschätzung der Investitionskosten erfolgt auf Grundlage spezifischer Kostenansätze des „Technikkatalogs zur kommunalen Wärmeplanung“ (TK-BW) der KEA¹. Datenlücken im TK-BW wurden durch Daten aus dem „technology catalogue“ der danish energy agency (DEA)² gefüllt.

Zur Validierung wurde die erste Grobschätzung mit realen Investitionskosten abgeglichen, die im Rahmen des Berichtes zur Evaluation des Marktanreizprogramms des BAFA³ statistisch erfasst wurden. Das Ergebnis des Abgleichs und daraus resultierende Maßnahmen zur Harmonisierung sind nachfolgend dargestellt.

In Abbildung 4-14 sind die Investitionskosten entsprechend des beschriebenen Ansatzes nach KEA/DEA über der Auslegungsleistung der Heizungsanlage dargestellt. Abbildung 4-15 zeigt die Gegenüberstellung der spezifischen Kosten nach Modell KEA/DEA gegenüber Daten aus der statistischen Erfassung des BAFA. Folgende Auffälligkeiten aus der Darstellung der Daten sind zu beobachten:

1. Beginn der Kostenfunktion im Nullpunkt nicht schlüssig. Die Errichtung beliebig klein dimensionierter (technisch sinnvoller) Anlagen ziehen immer Mindestinvestitionskosten nach

¹ <https://www.kea-bw.de/waermewende/wissensportal/kommunale-waermeplanung/technikkatalog>

² <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>

³ https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/evaluierung-marktanreizprogramm-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=3

sich. Der Scheitelpunkt bei einer Auslegungsleistung von etwa 6 kW ist nicht plausibel.

→ **Lösungsansatz:** Definition von fixen Investitionskosten für Anlagen im Leistungsbereich bis ca. 10 kW.

2. Sprung in der Kostenfunktion nicht plausibel.

→ **Lösungsansatz:** Angleichen der spez. Kostenansätze nach KEA für die aneinandergrenzenden Wärmepumpenleistungsklassen, die für den Sprung in der Funktion ursächlich sind.

3. Hohe Streuung der BAFA-Daten. Der Allgemeine Trend des Modells KEA/DEA stimmt mit BAFA Daten gut überein. Allgemein scheinen die Kosten im Modell KEA/DEA jedoch etwas zu niedrig angesetzt.

→ **Lösungsansatz:** Investitionskosten nach Modell KEA/DEA werden mit einem Aufschlag von 25 % versehen, um die realen Kosten nach BAFA besser abzubilden.

4. Insbesondere im Leistungsbereich <10 kW liegen die Investitionskosten nach Modell KEA/DEA niedriger als die statistisch erfassten Daten des BAFA.

→ **Lösungsansatz:** Definition von fixen Investitionskosten für Anlagen im Leistungsbereich bis ca. 10 kW

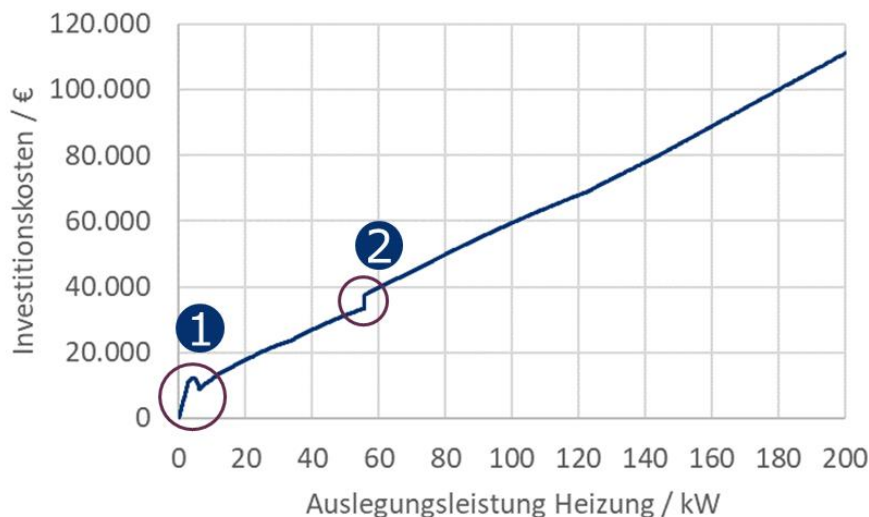


Abbildung 4-14: Investitionskosten der Einzelversorgung Modell KEA/DEA.

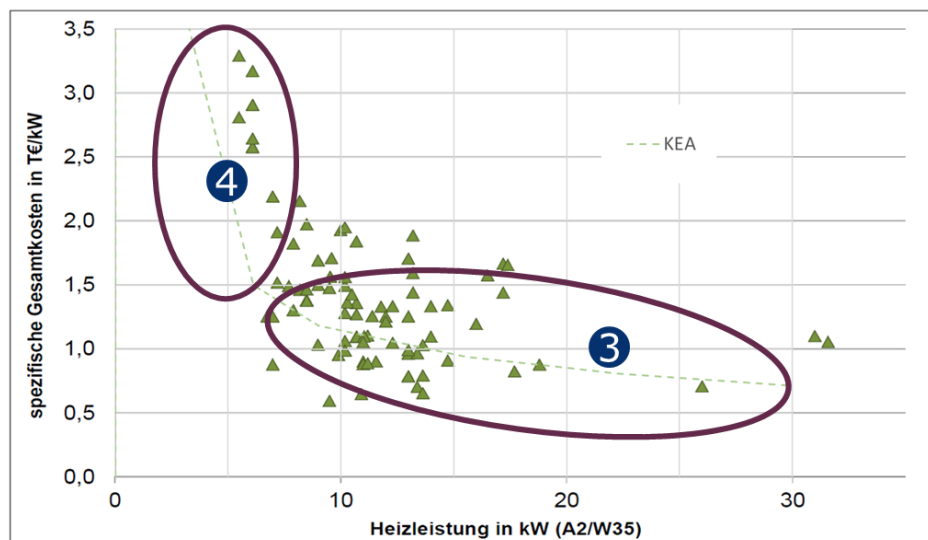


Abbildung A4 - 16: Spezifische Gesamtkosten der Luft/Wasser-Wärmepumpenanlagen

Abbildung 4-15: Gegenüberstellung spezifische Investitionskosten Modell KEA/DEA vs. statistische Werte BAFA.

Unter Berücksichtigung der genannten Lösungsansätze zur Anpassung der Kostenfunktion ergeben sich die mit „Curvefit“ bezeichneten Verläufe in Abbildung 4-16 und Abbildung 4-17. Diese werden im Weiteren als Grundlage zur Investitionskostenabschätzung von Heizungsanlagen in der Einzelversorgung herangezogen.

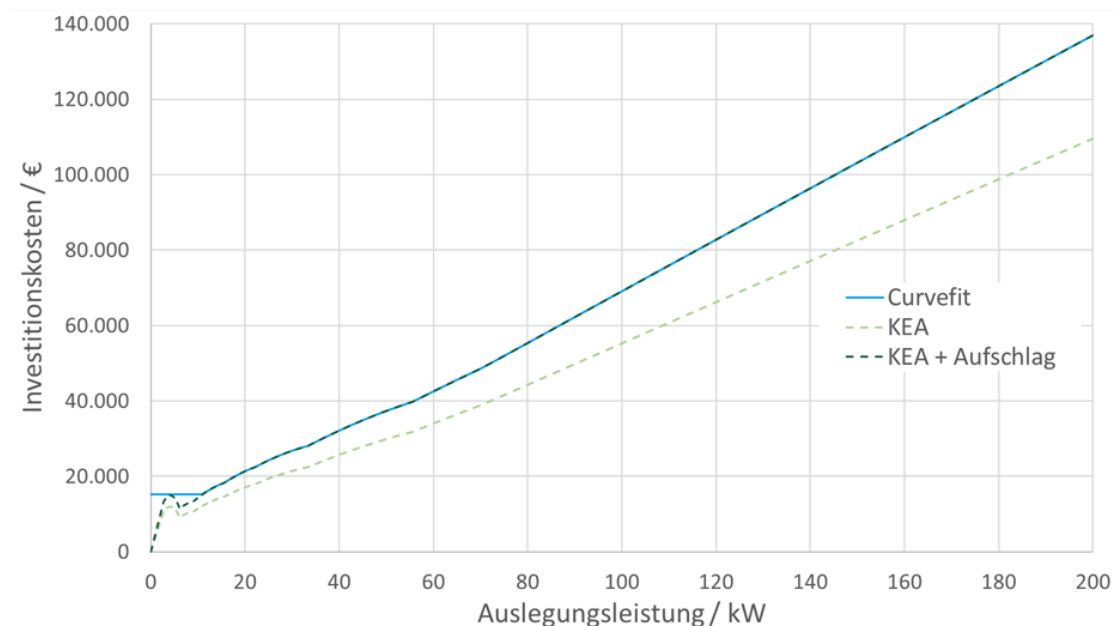


Abbildung 4-16: Angepasste Investitionskostenfunktion.

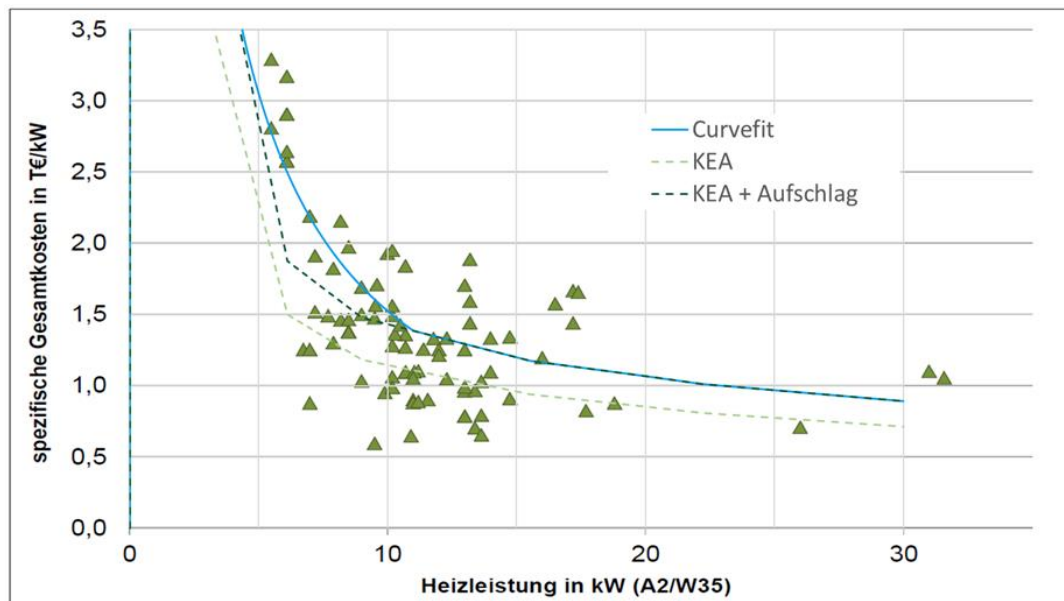


Abbildung 4-17: Angepasste spezifische Investitionskostenfunktion.

Ansätze für die Kosten von Betrieb, Wartung und Instandhaltung sowie Energiekosten und technische Nutzungsdauern zur Annuitätenbestimmung (angenommener Kreditzins 5 %) sind dem TK-BW entnommen und in Tabelle 4-1 zusammengefasst.

Tabelle 4-1: Zusammenfassung der Kostenansätze für die Technologieblaupause der Einzelversorgung.

KOSTEN BETRIEB + WARTUNG + INSTANDHALTUNG (FIX)	Einheit	Wert	Bemerkung
Luft-Wasser WP	% Invest	1,5	aus Technikkatalog BW
Stromdirektheizung	% Invest	1	aus Technikkatalog BW
Pufferspeicher	% Invest	1,3	aus Technikkatalog BW
KOSTEN BETRIEB + WARTUNG + INSTANDHALTUNG (VARIABLE)			
Luft-Wasser WP	€/MWh	0	aus Technikkatalog BW
Stromdirektheizung	€/MWh	0	aus Technikkatalog BW
Pufferspeicher	€/MWh	0	aus Technikkatalog BW
ANNUITÄTENBESTIMMUNG			
technische Nutzungsdauer Elektrodenheizkessel	a	27,5	aus Technikkatalog BW
technische Nutzungsdauer Wärmepumpe	a	18	aus Technikkatalog BW
technische Nutzungsdauer Pufferspeicher	a	32,5	aus Technikkatalog BW
Kreditzins	-	5%	eigene Annahme
ENERGIEKOSTEN			
Strombezugskosten	€/MWh	235	aus Technikkatalog BW

4.4.2 Erzeugerkonzept für die gemeinschaftliche Wärmeversorgung

Analog zur individuellen Versorgung soll für die gemeinschaftliche Versorgung eine Technologieblaupause für die Erzeugungsanlagen der Energiezentrale entwickelt werden. Die Technologieblaupause soll anhand des prognostizierten Wärmeabsatzes der gemeinschaftlichen Versorgung skalierbar und weitestgehend ortsunabhängig einsetzbar sein, damit ein flächendeckender Einsatz im Stadtgebiet Stuttgart möglich ist. Hinsichtlich dieser Anforderungen sind insbesondere die Technologien

- Solarthermie (dezentral und zentral)
- Tiefengeothermie (tiefe Erdwärmesonden)
- Groß-Luftwärmepumpen oder
- Kombinationen aus diesen denkbar.

Nachfolgend werden die ökonomischen Randbedingungen für die Bewertung dieser Technologien definiert.

Die darüber hinaus unter 4.2.2 beleuchteten Potenziale erneuerbarer Energien werden hier nicht weiter betrachtet, da sie nicht beliebig skalierbar sind bzw. nur punktuelle Wärmepotenziale im Stadtgebiet darstellen.

4.4.2.1 Dezentrale Solarthermie-Aufdachanlagen

Die Investitionskosten der dezentralen Solarthermieranlagen werden anhand einer repräsentativen Anlage abgeschätzt. Die Größe der Anlage wird entsprechend des durchschnittlich ermittelten Jahreswärmebedarfs aller Versorgungsanlagen im Stadtgebiet dimensioniert.

Als simulationsbasierte Kennzahlen zur Anlagendimensionierung wird für den vollsanierten Zustand angenommen, dass – für eine ca. 30 %-ige solare Deckung des Jahreswärmebedarfs – etwa 0,5 m² Kollektorfläche je MWh Jahreswärmebedarf sowie ein Pufferspeicher mit einem Volumen von ca. 70 l/m²_{Kollektorfläche} installiert werden müssen.

Kostenansätze zur Abschätzung der Investitionskosten:

- Fixe Kosten Solarthermieranlage: 5.000 €
- Spezifische Kosten Solarthermieranlage: 400 €/m²
- Spezifische Kosten dezentraler Pufferspeicher: 3.000 €/m³
- Technische Nutzungsdauer der Komponenten: 25 a

4.4.2.2 Zentrale Solarthermie-Freiflächenanlagen

Die Freiflächen-Solarthermie kann aufgrund des fluktuierenden Angebots der Strahlungsenergie im Jahresverlauf nur als Ergänzung des Erzeugerarks angesehen werden. Die spezifischen Investitionskosten des Solarkollektorfeldes werden für Kollektorfelder mit einer Fläche von > 15.000 m² (und nur solche werden in die Betrachtung mit einbezogen, vgl. Abschnitt 5.3.1) mit 215 €/m² angesetzt (Quelle: Technikkatalog BW). Der genannte Kostenansatz gilt explizit nur für die Errichtung des Kollektorfelds. Kosten für Regelung, Energiezentrale, Speicher, Einbindung, etc. sind darin nicht enthalten. Zur Berücksichtigung der genannten zusätzlichen Kosten und unter Berücksichtigung von Erfahrungswerten wird für die Abschätzung der Gesamtinvestitionskosten für die Solarthermieranlage der Ansatz aus dem Technikkatalog BW mit dem Faktor 2 multipliziert.

Zusammenfassung der Annahmen für die wirtschaftliche Bewertung:

- spezifischer Investitionskostenansatz: 430 €/m²
- Technische Nutzungsdauer: 25 a
- Betriebskosten 1%_{Invest}/a (Projekterfahrung Ramboll)

4.4.2.3 Zentrale Tiefengeothermie-Anlagen

Wie in 4.3.3 ausgeführt, wird im Rahmen dieser Studie die Technologie der tiefen Erdwärmesonden näher betrachtet. Für die Techno-ökonomische Bewertung wurde die Expertise des auf die Planung geothermischer Anlagen spezialisierten Ingenieurbüros *IF Technology* eingeholt.

Folgende Annahmen wurden für die ökonomische Bewertung der Technologie angesetzt:

- Spezifische Investitionskosten: 1,5 M€/km ... 2,25 M€/km
- Technische Nutzungsdauer: 40 a
- Betriebskosten: 1%_{Invest}/a

4.4.2.4 Zentrale Groß-Luftwärmepumpen als Technologieblaupause

Wie bereits in 4.3.4.4 erwähnt, wird die Groß-Luftwärmepumpe im Rahmen dieser Studie als Hauptbestandteil der Technologieblaupause für die gemeinschaftliche Versorgung betrachtet. Die konzipierten Energiezentralen bestehen je Inselnetz aus den drei Hauptkomponenten

- Luft-Wärmepumpe (Hauptwärmeerzeuger),
- Elektrodenkessel (Spitzenlast) und
- Pufferspeicher (Betrieboptimierung).

Die Luft-Wärmepumpe deckt 50 % der Gesamtauslegungsleistung ab. Die anderen 50 % werden durch den Elektrokessel für die Spitzenlastanforderung vorgehalten. Die Kapazität des Pufferspeichers ist so gewählt, dass die Wärmemenge aus der Wärmepumpe bei vollständig entladendem Speicher für 4 h bei Volllastbetrieb aufgenommen werden kann.

Die Kostenansätze für die wirtschaftliche Bewertung der Energiezentralen können Tabelle 4-2 entnommen werden.

Tabelle 4-2: Zusammenfassung der Kostenansätze für die Technologieblaupause der gemeinschaftlichen Wärmeversorgung.

INVESTITIONSKOSTEN	Einheit	Wert min	Wert max	Bemerkung
Luft-Wasser WP 0-5 MW	€/MW	913000	913000	aus Technikkatalog BW
E-Kessel 0-5MW	€/MW	150000	150000	aus DEA technology catalogue
Pufferspeicher 0-1000 m³	€/m³	288	288	abgeleitet aus Technikkatalog BW
KOSTEN BETRIEB + WARTUNG + INSTANDHALTUNG (FIX)	Einheit	Wert min	Wert max	Bemerkung
Luft-Wasser WP 0-5 MW	€/MW_th	4000	2000	aus Technikkatalog BW
E-Kessel	€/MW_th	1070	1070	aus DEA technology catalogue
Pufferspeicher	€/m³	0,18	0,18	aus Technikkatalog BW
KOSTEN BETRIEB + WARTUNG + INSTANDHALTUNG (VARIABLE)	Einheit	Wert		Bemerkung
E-Kessel	€/MWh	0,5		aus DEA technology catalogue
ANNUITÄTENBESTIMMUNG	Einheit	Wert		Bemerkung
technische Nutzungsdauer Elektrodenheizkessel	a	20		aus DEA technology catalogue
technische Nutzungsdauer Wärmepumpe	a	27,5		aus Technikkatalog BW (Mittelwert)
technische Nutzungsdauer Pufferspeicher	a	40		aus Technikkatalog BW (Mittelwert)
Zinssatz	-	5%		
ENERGIEKOSTEN	Einheit	Wert		Bemerkung
Strombezugskosten GHD/Industrie Mittelwert	€/MWh	128		aus Technikkatalog BW, gewichteter Mittelwert 20/80

In den Ausarbeitungen dieses Berichts werden sowohl Konzepte betrachtet, in denen Inselnetze autark betrieben werden, als auch Konzepte, in denen Inselnetze zu großen Verbundnetzen zusammengeschlossen werden. In den großen Verbundnetzen ist eine n-1 Redundanz der Wärmeversorgung durch die Verbindung der Inselnetze untereinander mittels Transportleitungen realisiert. In den Konzepten mit autark betriebenen Inselnetzen ist eine Redundanz nicht explizit mitbetrachtet. Eine naheliegende und günstige Variante wäre die Überdimensionierung der Elektrodenkessel in den Energiezentralen. Da diese Maßnahme keinen signifikanten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Konzepte hat, wurde auf eine entsprechende Berücksichtigung im Rahmen dieses Gutachtens verzichtet.

4.4.3 Wärmenetz für die gemeinschaftliche Wärmeversorgung

Für die Kostenschätzung der Wärmenetze werden sowohl die Kosten für die Wärmeleitungsinfrastruktur als auch die Kosten für die Hausanschlussstationen betrachtet. Für die Kosten der Hausanschlussstationen werden die Daten aus dem TK-BW herangezogen. Es werden für jeden Anschlusspunkt Mindestkosten angesetzt, die einer 10 kW-Anlage entsprechen. Ab 10 kW wird eine Kostensteigerung von 70 €/kW angenommen.

Die Plausibilisierung der im TK-BW dokumentierten Investitionskosten für Wärmetrassen mit Erfahrungswerten legt eine deutliche Unterschätzung der tatsächlichen Kosten im TK-BW nahe. Hauptgrund dafür ist wahrscheinlich ein Fokus des TK-BW auf den Neubau von Netzen im ländlichen Raum. Für das Stadtgebiet Stuttgart sind die spezifischen Ansätze des TK-BW nicht erreichbar. Als Kostenansatz wird im Ergebnis der Plausibilisierung der spezifische Ansatz aus dem TK-BW mit einem 200%-igen Aufschlag (bzw. Faktor 3) versehen.

Tabelle 4-3: Zusammenfassung der Kostenansätze für den Netzneubau.

INVESTITIONSKOSTEN	Einheit	Wert	Bemerkung
Trasse Wärmenetz:			
DN20	€/m	1377	aus Technikkatalog BW +200 % Aufschlag
DN25	€/m	1377	aus Technikkatalog BW +200 % Aufschlag
DN32	€/m	1442	aus Technikkatalog BW +200 % Aufschlag
DN40	€/m	1502	aus Technikkatalog BW +200 % Aufschlag
DN50	€/m	1611	aus Technikkatalog BW +200 % Aufschlag
DN65	€/m	1726	aus Technikkatalog BW +200 % Aufschlag
DN80	€/m	1881	aus Technikkatalog BW +200 % Aufschlag
DN100	€/m	2076	aus Technikkatalog BW +200 % Aufschlag
DN125	€/m	2269	aus Technikkatalog BW +200 % Aufschlag
DN150	€/m	2478	aus Technikkatalog BW +200 % Aufschlag
DN200	€/m	2991	aus Technikkatalog BW +200 % Aufschlag
DN250	€/m	3838	aus Technikkatalog BW +200 % Aufschlag
DN300	€/m	4601	aus Technikkatalog BW +200 % Aufschlag
DN350	€/m	4743	aus Technikkatalog BW +200 % Aufschlag
DN400	€/m	4743	aus Technikkatalog BW +200 % Aufschlag
DN450	€/m	4743	aus Technikkatalog BW +200 % Aufschlag
DN500	€/m	4743	aus Technikkatalog BW +200 % Aufschlag
DN600	€/m	4743	aus Technikkatalog BW +200 % Aufschlag
Hausanschlussstationen:			
Kosten pauschal	€	6503	aus Technikkatalog BW
Kosten leistungsbezogen	€/kW	70	
Mindestleistung	kW	10	Minimalwert Technikkatalog BW
KOSTEN BETRIEB + WARTUNG + INSTANDHALTUNG (FIX)	Einheit	Wert	Bemerkung
Wärmenetz	% Invest	1,0%	aus VDI 2067
Hausanschlussstationen	% Invest	2,0%	aus VDI 2067
KOSTEN BETRIEB + WARTUNG + INSTANDHALTUNG (VARIABLE)	Einheit	Wert	Bemerkung
Wärmenetz	€/MWh	1,2	aus Technikkatalog BW
Hausanschlussstationen	€/MWh	0	aus Technikkatalog BW
ANNUITÄTENBESTIMMUNG	Einheit	Wert	Bemerkung
Wärmenetz	a	40	aus Technikkatalog BW
Hausanschlussstationen	a	40	Übernahme Wert für Wärmenetz
Kreditzins	-	5%	
ENERGIEKOSTEN	Einheit	Wert	Bemerkung
Strombezugskosten Privat	€/MWh	235	aus Technikkatalog BW

4.5 Erstellung von Netztopologien für den Netzneubau außerhalb des Bestandsnetzgebiets

Als Grundlage einer späteren Gegenüberstellung von individueller Wärmeversorgung mit dezentraler Wärmeherzeugung auf Gebäudeebene und gemeinschaftlicher Wärmeversorgung über ein Wärmenetz werden mögliche Netztopologien entwickelt. Die Betrachtung erfolgt für das gesamte Stuttgarter Stadtgebiet außerhalb des Bestands- bzw. Verdichtungsgebiets des EnBW-Fernwärmenetzes.

Auf Grundlage topologischer und energetischer Annahmen und Randbedingungen werden diejenigen Gebäude identifiziert, die grundsätzlich für eine gemeinschaftliche Versorgung in Frage kommen und sinnvoll zu Inselnetzen geclustert. Anschließend wird für jedes der entwickelten Inselnetze ein potenzieller Standort für eine Energiezentrale identifiziert. Die im ersten Schritt entwickelte Netztopologie für die Teilnetze wird – falls erforderlich – auf den identifizierten Standort der Energiezentrale angepasst.

Neben der Entwicklung einer Netztopologie für eine flächendeckende gemeinschaftliche Versorgung, werden zwei alternative Netztopologien erstellt. Eine Alternative sieht die vorrangige Versorgung aller städtischen Liegenschaften der Stadt Stuttgart als Ankerkunden vor. In einer weiteren Alternative wird der Fokus auf Gebiete in stark verdichteten lokalen Ortszentren gelegt.

4.5.1 Netztopologie flächendeckende gemeinschaftliche Versorgung

Der potenzielle Verlauf der Wärmetrassen orientiert sich an den Straßen- und Wegachsen. Unter Annahme/Anwendung der folgenden Randbedingungen/Prozesse wird schrittweise eine mögliche Netztopologie herausgearbeitet:

a) Vorauswahl:

- Aussortieren aller Anschlüsse an das potenzielle Netz (Straßen- und Wegachsen) deren Hausanschlussleitung eine Wärmeliniendichte (WLD) $< 500 \text{ kWh/ma}$ aufweist

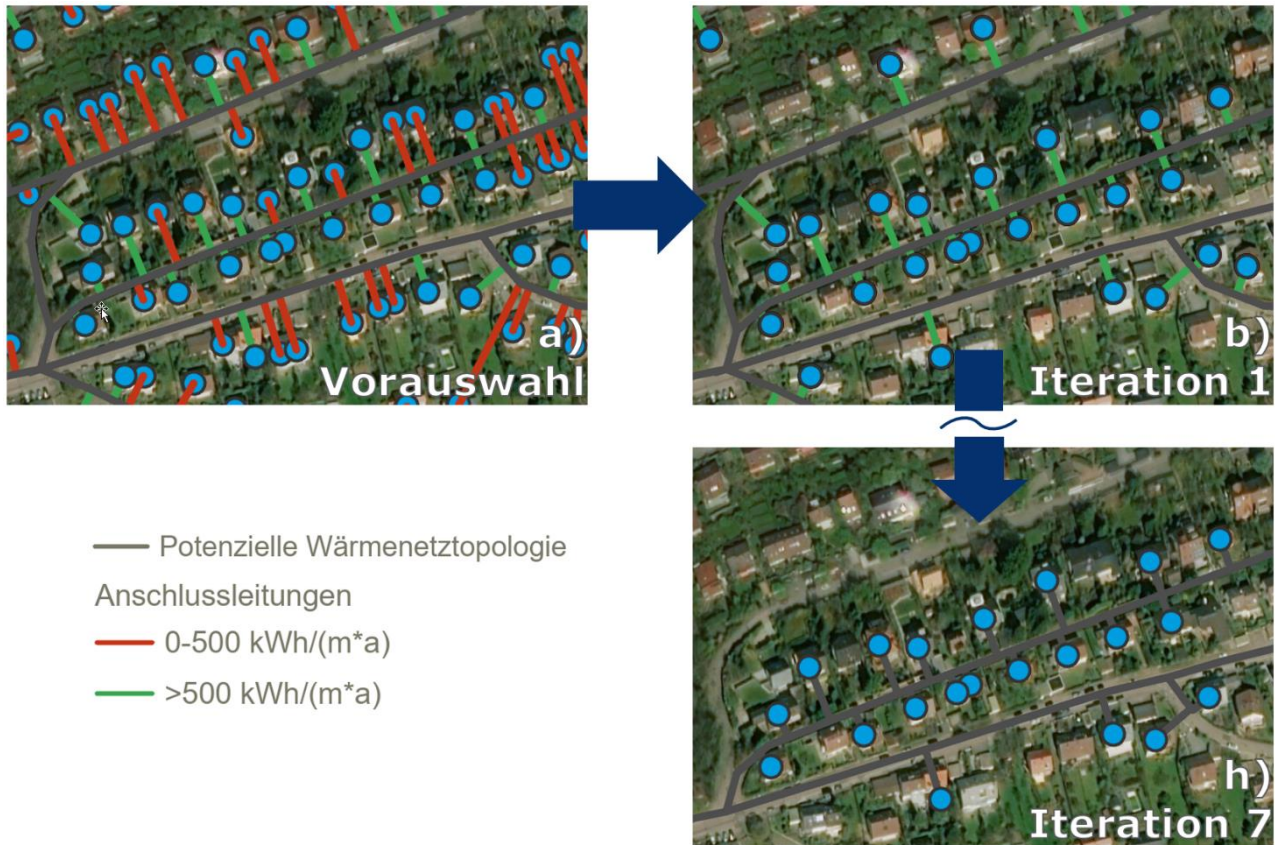


Abbildung 4-18: Ausschluss aller Anschlüsse mit WLD $< 500 \text{ kWh/ma}$ (Ausschnitt des Stadtgebiets) von links oben im Zustand a) Vorauswahl nach rechts oben im Zustand b) Iteration 1. Unten rechts der Endzustand nach h) Iteration 7.

b) Iteration 1:

- Positionierung je einer potenziellen Energiezentrale im geometrischen Mittelpunkt jedes Stadtteils (außerhalb Bestands- und potenzielles Verdichtungsgebiet der EnBW)
- Erstellung der Netztopologie mit kürzestem Weg zwischen den Energiezentralen und den Anschlusspunkten. Dabei können Gebäude alternativ auch von Energiezentralen aus benachbarten Stadtteilen versorgt werden, wenn der Abstand zu diesen geringer ist.
- **Ergebnis:** 119 Inselnetze mit einem Wärmebedarf von in Summe 1.540 GWh/a

c) Iteration 2:

- Anschlusspunkte und somit auch der abgedeckte Wärmebedarf bleiben unverändert
- Energiezentralen mit einem Wärmeabsatz von $< 3 \text{ GWh/a}$ werden aussortiert; Mitversorgung der betroffenen Gebiete aus Nachbarstadtteilen
- Manuelle Anpassungen (z.B. Position Energiezentralen bei großer Entfernung zum Wärmenetz)
- Berücksichtigung von städtebaulichen Barrieren Grenzen (z.B. Flüsse, Autobahnen, Bahnstrecken, etc.)
- **Ergebnis:** 102 Inselnetze mit einem Wärmebedarf von in Summe 1.540 GWh/a

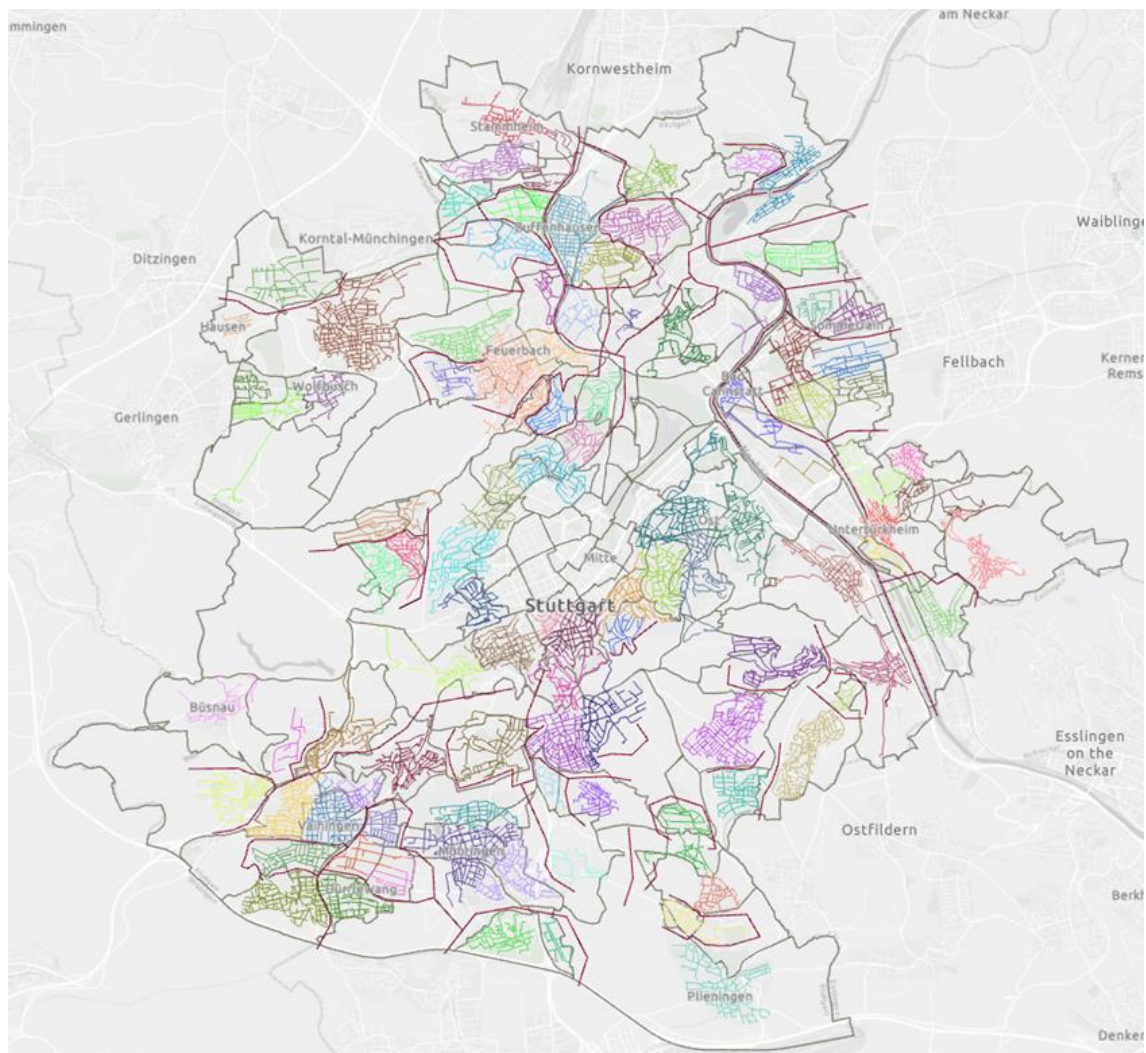


Abbildung 4-19: Topologie der Inselnetze nach Iteration 2

d) Iteration 3:

- Anschlusspunkte und somit auch der abgedeckte Wärmebedarf bleiben unverändert
- Hinzufügen von Energiezentralen an Stellen, an denen eine hydraulische Trennung zur Berücksichtigung der Höhenlagen sinnvoll ist
- Manuelle Anpassungen zur klaren Abgrenzung von Netzgebieten
- **Ergebnis:** 104 Inselnetze mit einem Wärmebedarf von in Summe 1.540 GWh/a

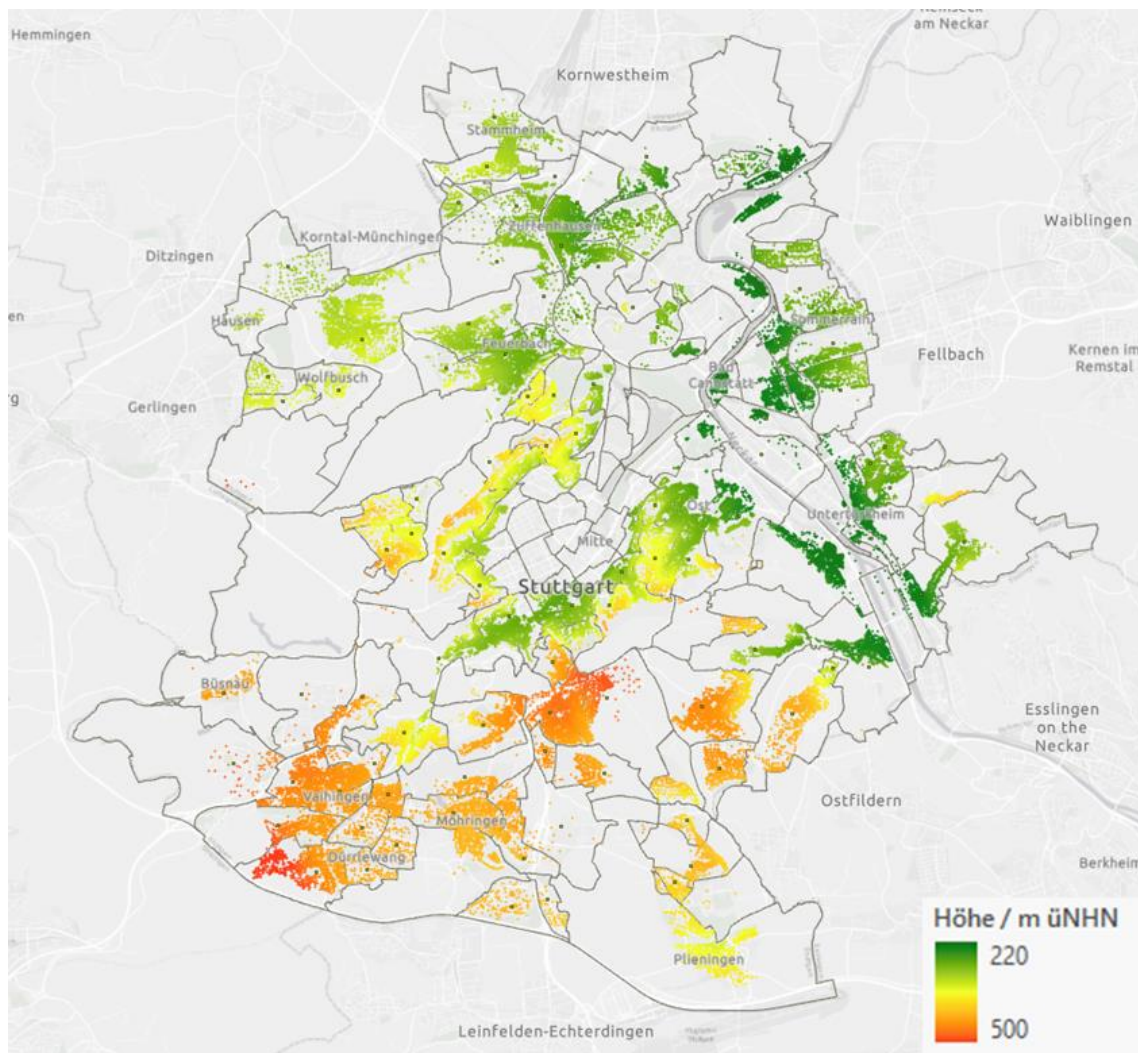


Abbildung 4-20: Höhenlagen der betrachteten Flurstücke

e) Iteration 4:

- Aussortieren aller Trassenabschnitte mit einer WLD <500 kWh/ma
- Manuelle Anpassungen zur klaren Abgrenzung von Netzgebieten
- **Ergebnis:** 104 Inselnetze mit einem Wärmebedarf von in Summe 1.511 GWh/a

f) Iteration 5:

- Wiederholung von Iteration 4
- Manuelle Anpassungen zur klaren Abgrenzung von Netzgebieten
- **Ergebnis:** 104 Inselnetze mit einem Wärmebedarf von in Summe 1.504 GWh/a

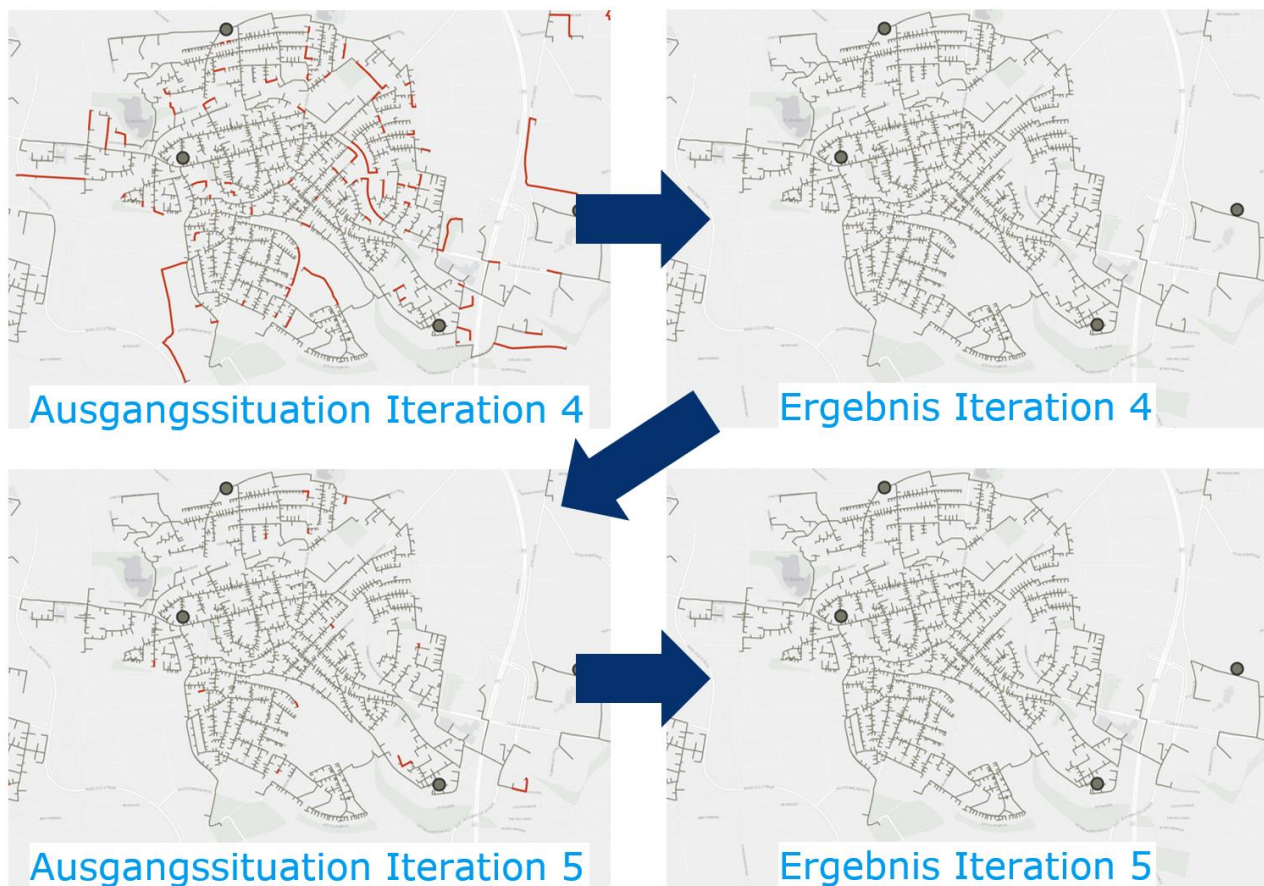


Abbildung 4-21: Ergebnisdarstellung Iteration 4 und 5 (Ausschnitt des Stadtgebiets). In Rot dargestellt sind die Trassenabschnitte, die aufgrund der Wärmelinienichte in der jeweiligen Iteration entfernt werden.

g) Iteration 6:

- Identifikation aller städtischen Flurstücke mit einer unbebauten Fläche von mehr als 400 m² unter Berücksichtigung von 1 m Abstand zur Flurstückgrenze und Zuordnung der Flurstücke zu den Inselnetzen als potenzieller Standort einer Energiezentrale
- Verschieben der Energiezentralen vom ursprünglich gewählten Standort auf das am nächsten gelegenen geeigneten städtischen Flurstück; Anpassung des Netzverlaufes
- Manuelle Anpassung zur klaren Abgrenzung von Netzgebieten
- **Ergebnis:** 104 Inselnetze mit einem Wärmebedarf von in Summe 1.504 GWh/a



Abbildung 4-22: Ergebnisdarstellung Iteration 6 (repräsentativer Ausschnitt des Stadtgebiets). In Grau markiert sind die alten und in Rot die neuen Standorte einer potenziellen Energiezentrale.

h) Iteration 7:

- Aussortieren aller Netzabschnitte mit einer WLD < 500 kWh/ma
- Manuelle Anpassung zur klaren Abgrenzung von Netzgebieten
- **Ergebnis:** 104 Inselnetze mit einem Jahreswärmebedarf von in Summe 1.493 GWh/a



Abbildung 4-23: Ergebnisdarstellung Iteration 7 (repräsentativer Ausschnitt des Stadtgebiets)

4.5.2 Netztopologie zur vorrangigen Versorgung öffentlicher Liegenschaften

Gebäude in öffentlicher Hand haben laut GEG eine Vorbildfunktion hinsichtlich der ausgegeben Klimaziele zu erfüllen. Damit ergibt sich ein Handlungsdruck zur Umsetzung einer klimaneutralen Energieversorgung für öffentliche Gebäude.

Aus dieser Motivation heraus wird eine weitere Netztopologie erstellt, die alle öffentlichen Gebäude des jeweiligen Inselnetzes erschließt. Darüber hinaus werden alle Gebäude angeschlossen, die direkt an den Verbindungsleitungen zwischen Energiezentrale und öffentlichen Gebäuden liegen. Ausgangspunkt für die Betrachtung sind alle nach Iteration 7 unter 4.5.1-0 verbliebenen Anschlüsse.

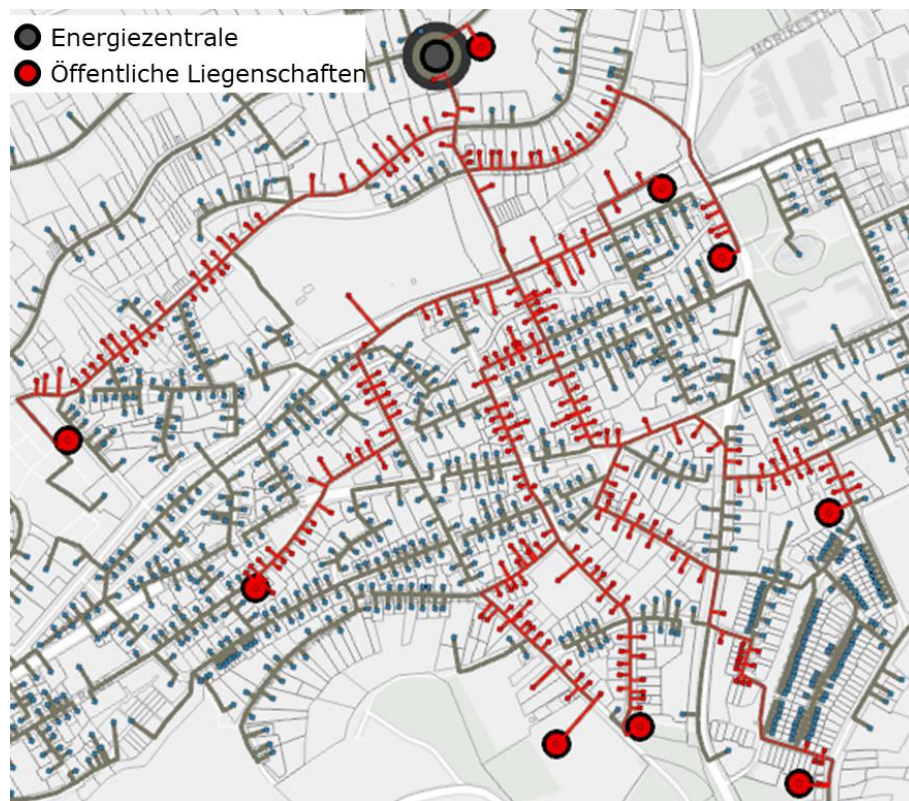


Abbildung 4-24: Netztopologie mit öffentlichen Gebäuden als Ankerkunden (repräsentativer Ausschnitt des Stadtgebiets).

Ergebnis: 86 Inselnetze mit einem Jahreswärmebedarf von in Summe 264 GWh/a

4.5.3 Netztopologie für die gemeinschaftliche Versorgung lokaler Ortszentren

Es wurden lokale Netze entwickelt, für Bereiche, in denen eine Versorgung mit Luftwärmepumpen aufgrund der Schallproblematik mit großen Hindernissen verbunden wäre. Dies betrifft insbesondere lokale Ortszentren (City-Lagen).

Die Aufstellung und der Betrieb von Luftwärmepumpen kann aufgrund des von Luftwärmepumpen emittierten Schalls an der Verdampfereinheit problematisch sein.

Die „Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm“ (TA-Lärm) ist eine allgemeine Verwaltungsvorschrift. Die TA-Lärm dient dem Schutz der Allgemeinheit und der Nachbarschaft vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Geräusche. Die TA-Lärm ist Grundlage bei Genehmigungsverfahren von Gewerbe- und Industrieanlagen. Die TA-Lärm ist im Ein- bzw. Mehrfamilienhaus Bereich nicht zwingend erforderlich. Sie wird im Streitfall jedoch meist als Beurteilungsgröße herangezogen.

Wenn in einem Wohngebiet im Garten ein Gerät aufgestellt wird, dann darf ein definierter Grenzwert am Immissionsort nicht überschritten werden. Ein möglicher Immissionsort ist z. B. das Fenster des Nachbarn.

Bei bebauten Flächen ist der Messpunkt 0,5 m außerhalb vor der Mitte des geöffneten Fensters des vom Geräusch am stärksten betroffenen schutzbedürftigen Raums. Ein schutzbedürftiger Raum ist z. B. ein Schlafzimmer. In Tabelle 4-4 sind einzuhaltende Grenzwerte zusammengefasst, die am Fenster des schutzbedürftigen Raums nicht überschritten werden dürfen.

Tabelle 4-4: Grenzwerte des bewerteten Schalldruckpegels nach Flächennutzung und Uhrzeit

Gebiet	Zeitraum Grenzwerteinhaltung	Grenzwert Schall / dB(A)
Gewerbliche Wohngebiete	6-22 Uhr	60
	22-6 Uhr	50
Allgemeine Wohngebiete	6-22 Uhr	55
	22-6 Uhr	40
Ausschließlich Wohngebiete	6-22 Uhr	50
	22-6 Uhr	35

Detaillierte Schallberechnungen sind komplex und vom individuellen Aufstellungsort, den umgebenden Wänden als Schallreflektoren und der Lage potenziell kritischer Immissionsorte abhängig. Werden gewisse Abstände zu umgebenden Wänden nicht eingehalten, fallen nach dem „Leitfaden Schall“ des Bundesverband Wärmepumpe e.V. Zuschläge für den Schallpegel bei der Berechnung zur Beurteilung der Schallimmission an.

Es wird eine GIS-gestützte Analyse der Eignung aller Liegenschaften für die Aufstellung von Luftwärmepumpen durchgeführt. Dabei wird analysiert, wie gut sich ein Flurstück für die Aufstellung einer Luftwärmepumpe voraussichtlich eignet. Es wird angenommen, dass eine Luftwärmepumpe 5 m Entfernung zu Gebäuden und 1 m Entfernung zur nächsten Flurstücksgrenze aufweisen muss.

Es werden für das gesamte Stadtgebiet Gebäude-Cluster in Gebieten gebildet, mit großen Anzahlen an Flurstücken, die nach oben beschriebener Methodik als nicht geeignet für die Installation einer individuellen Luftwärmepumpe identifiziert wurden. Im Detail können diese Ergebnisse Abschnitt 5.3.5 entnommen werden.

Abbildung 4-25 fasst alle identifizierten Gebäude-Cluster in Intervallen bezogen auf den jeweiligen Jahreswärmebedarf zusammen und zeigt, welche Cluster für die Erstellung der Netztopologie ausgewählt wurden (ab Jahreswärmebedarf 600MWh).

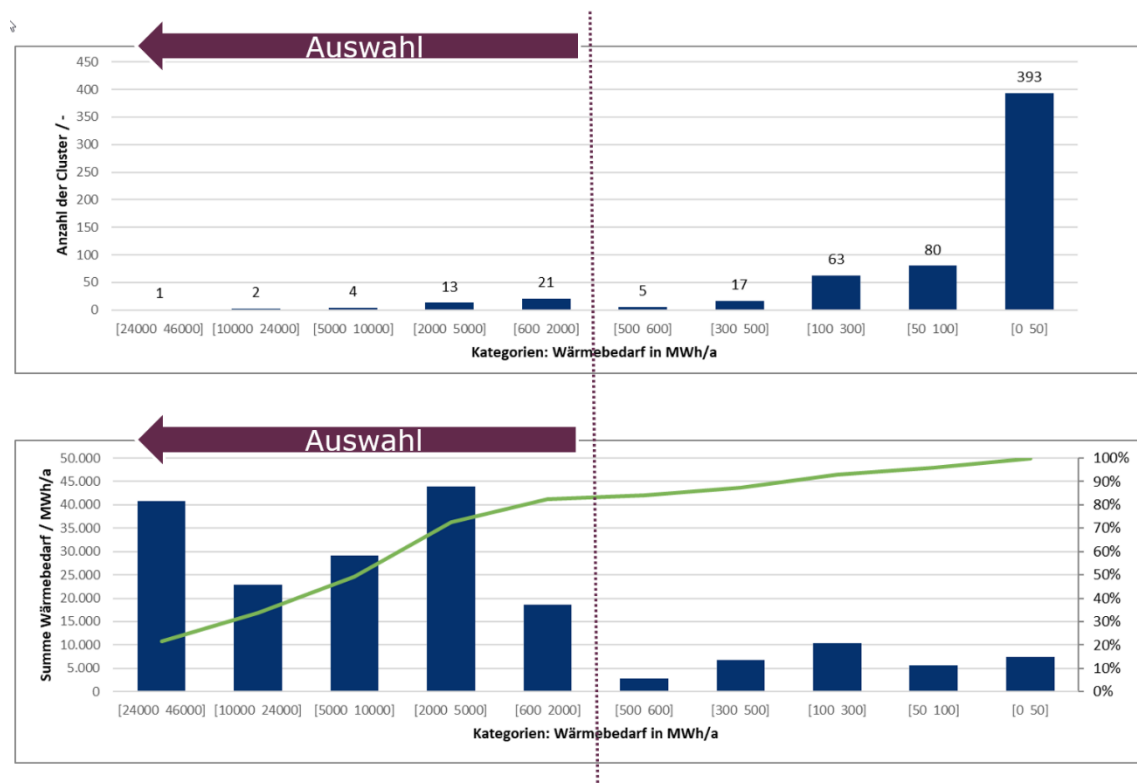


Abbildung 4-25: Auswertung zu den identifizierten Gebäude-Clustern.

Für die Erstellung der Netztopologie werden neben den für den individuellen Wärmepumpenbetrieb nicht geeigneten auch alle nach Iteration 7 unter 4.5.1-0 verbliebenen Anschlüsse berücksichtigt, die unmittelbar an den Verbindungsleitungen zwischen Energiezentralen und den zum Cluster gehörenden Gebäuden liegen.

Ergebnis: 37 Inselnetze mit einem Jahreswärmebedarf von in Summe 329 GWh/a

4.6 Hydraulik

Es werden zunächst die im Betrieb maximal zu berücksichtigenden Differenzdrücke je Inselnetz sowie die Drucklage der Netze bezogen auf NHN (Normalhöhennull) für die Netztopologie nach 4.5.1-h) abgeschätzt. Auf dieser Grundlage erfolgt eine Zuordnung der Inselnetze zu einem Netzgebiet Nord und einem Netzgebiet Süd. Es werden Transportleitungen ausgelegt, welche die Inselnetze im Netzgebiet Nord und im Netzgebiet Süd jeweils in Verbundnetzen zusammenfassen.

4.6.1 Kennzahlenbasierte Vordimensionierung der Inselnetze

Auf Grundlage der entwickelten Netztopologien (entsprechend Methodik nach 4.5.1-4.5.3) wird eine kennzahlenbasierte Vordimensionierung der Rohrleitungstrassen vorgenommen. Folgende Annahmen liegen der Vorauslegung zugrunde:

- Temperaturspreizung zwischen Vorlauf und Rücklauf: 30 K
- Vollbenutzungsstunden der Hausanschlüsse: 1.200 h/a
- Gleichzeitigkeitsfaktor: 0,7-1,0 (in Abhängigkeit der Anzahl versorgter Gebäude)
- max. Strömungsgeschwindigkeiten in den Rohrleitungen: 0,7-3,15 m/s (in Abhängigkeit der Nenndurchmesser)

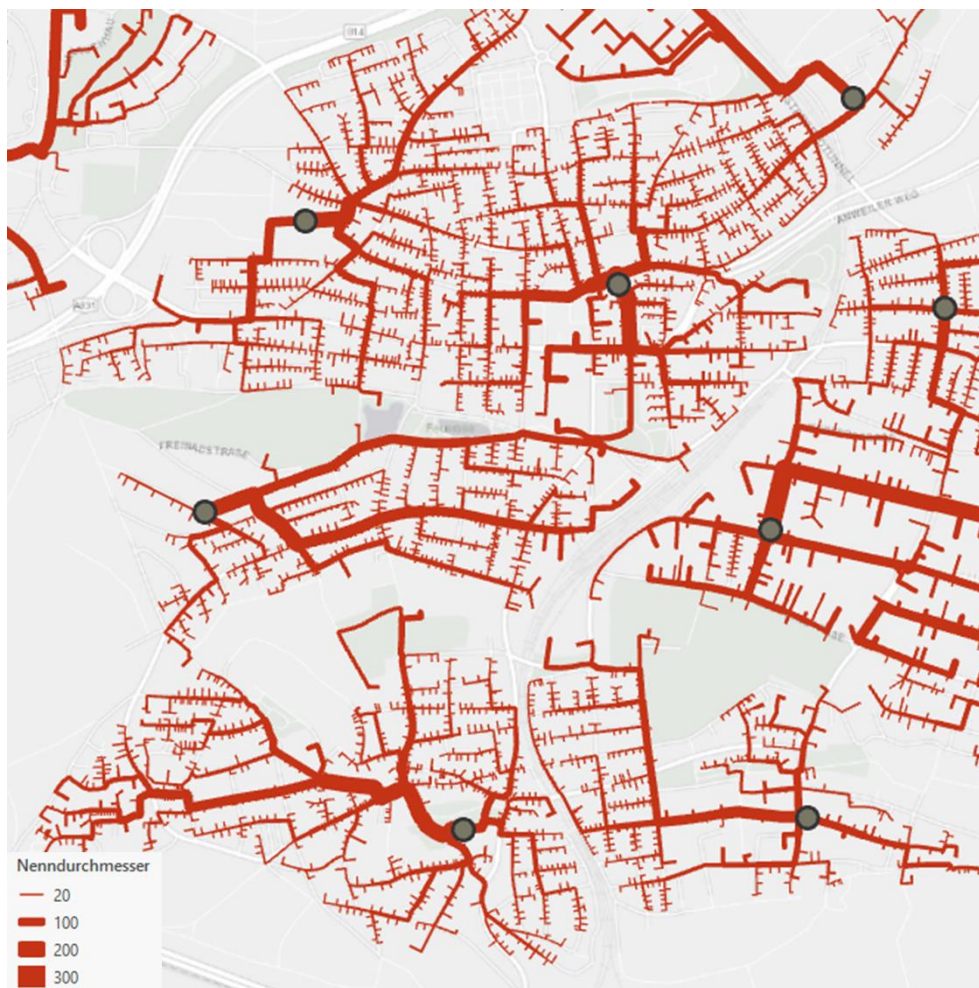


Abbildung 4-26: Exemplarische Darstellung der vordimensionierten Inselnetze (Ausschnitt).

4.6.2 Druckverhältnisse in den Inselnetzen

Abbildung 4-27 zeigt den methodischen Ansatz zur Bestimmung der in den Inselnetzen vorherrschenden Druckverhältnisse. Das maximale Druckniveau bezogen auf NHN setzt sich zusammen aus der minimalen Höhe über NHN (weißer Balken), dem maximalen Höhenunterschied der Wärmetrasse innerhalb des Inselnetzes (hellblauer Balken) und den aus dem Betrieb des Wärmenetzes resultierenden Druckverlusten sowie Sicherheitsaufschlägen für den Betrieb (dunkelblauer Balken).

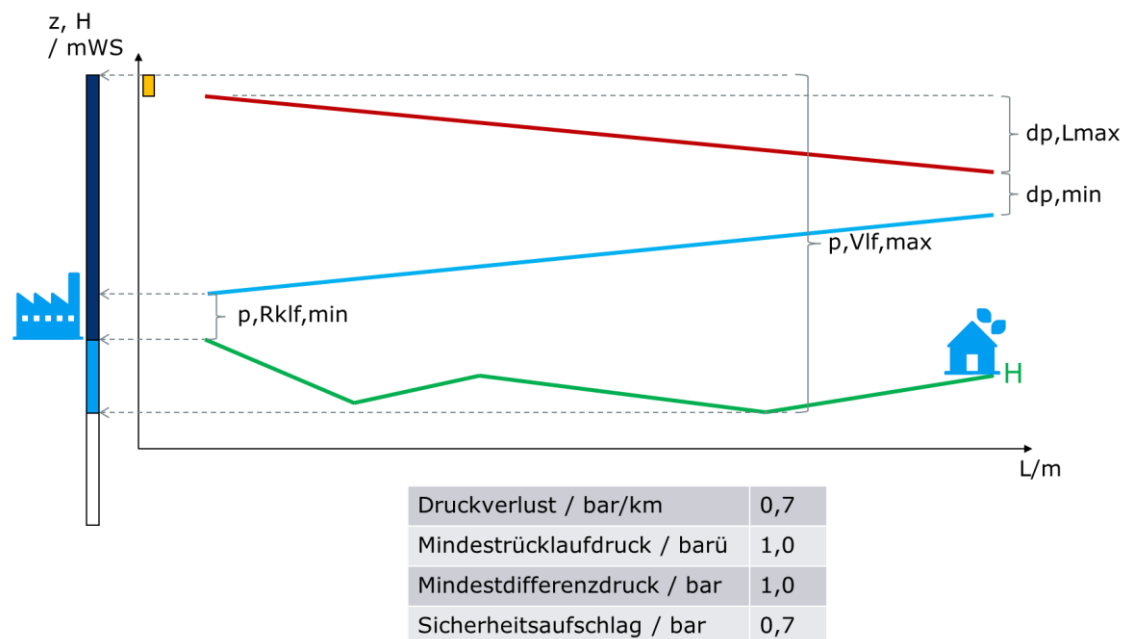


Abbildung 4-27: Methodik zur Bestimmung der vorherrschenden Druckverhältnisse in den Inselnetzen.

In Abbildung 4-28 ist das Ergebnis der vorgehend beschriebenen Methodik für einen Ausschnitt des Stadtgebiets grafisch dargestellt.

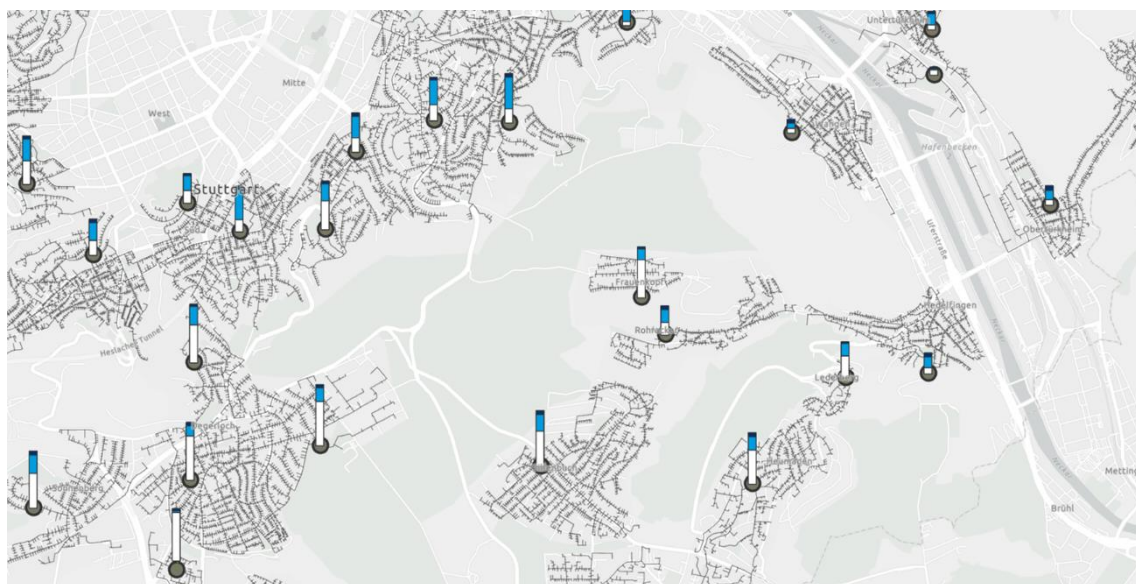


Abbildung 4-28: Darstellung der Druckverhältnisse in den Inselnetzen (Ausschnitt des Stadtgebiets).

4.6.3 Zusammenschluss der Inselnetze

Unter Berücksichtigung der jeweiligen geografischen Lage sowie der Höhenlage werden die Inselnetze für einen möglichen Verbundbetrieb zu den Druckzonen „Nord“ und „Süd“ zusammengefasst (vgl. Abbildung 4-29).

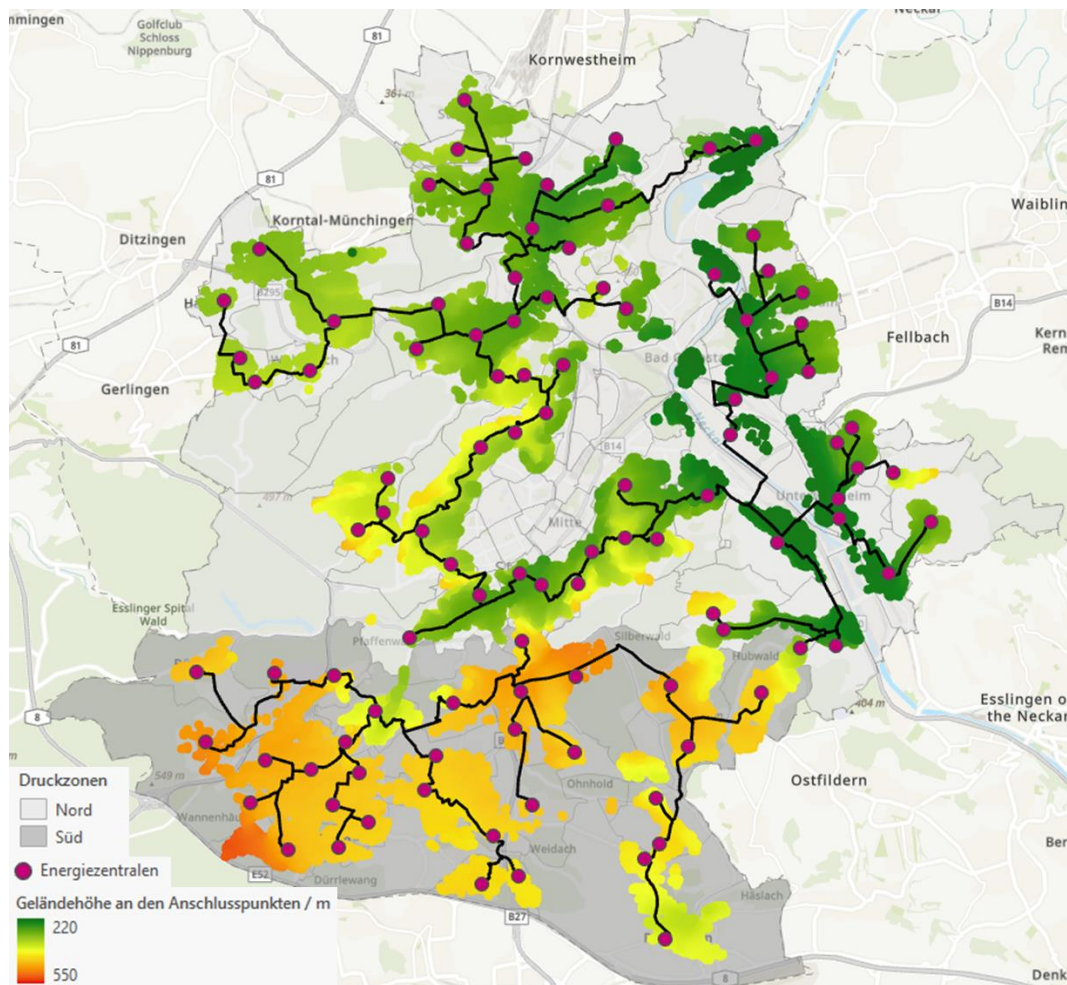


Abbildung 4-29: Zuordnung der Inselnetze zu den Druckzonen Nord und Süd.

Die Zuordnung der Inselnetze zu den beiden Druckzonen Nord und Süd ermöglicht im Vergleich zu einem Gesamtverbund die Reduzierung der maximal auftretenden Betriebsüberdrücke im Netzbetrieb und damit auch die Auslegung der Netzkomponenten auf geringere Druckstufen. In Abbildung 4-30 sind die ermittelten Druckverhältnisse aller Inselnetze nach der in 4.6.1 beschriebenen Methodik dargestellt. Die grün markierten Bereiche für die Netzgebiete Nord und Süd zeigen, dass mithilfe weniger hydraulischer Maßnahmen (bspw. Druckerhöhungsstation, hydraulische Trennung über Wärmeübertrager) die Auslegung der Netzkomponenten im Netzgebiet Süd auf PN16 und im Netzgebiet Nord auf PN 25 erfolgen kann.

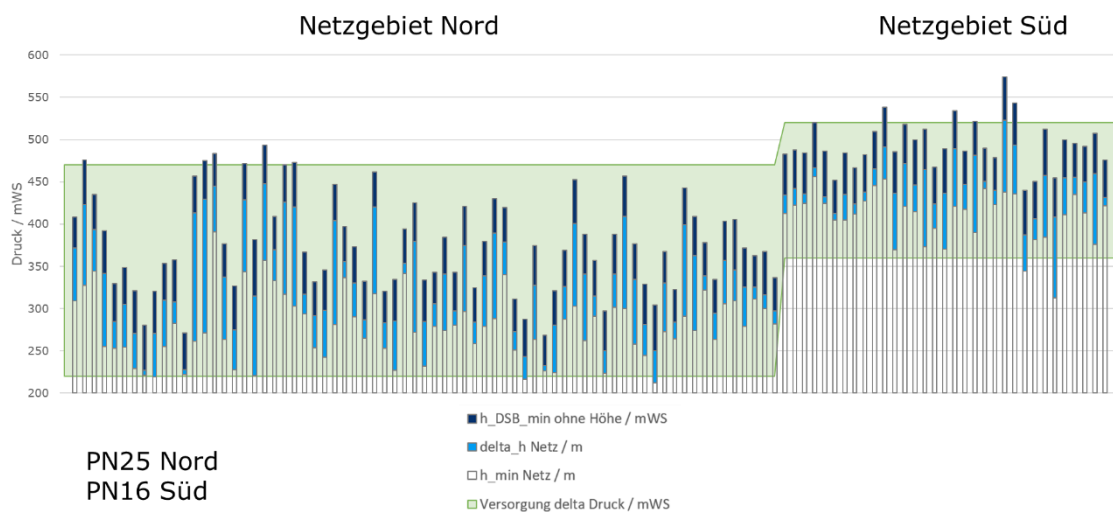


Abbildung 4-30: Gewählte Druckstufen für die Verbundnetze Nord und Süd

Über eine thermo-hydraulische Simulation mit der Ramboll-Software *System Rørnet* werden Transportleitungen zwischen den Energiezentralen für den Verbundbetrieb in den Druckzonen Nord und Süd dimensioniert. Folgende Annahmen liegen diesen Simulationen zugrunde:

- Gleiche Erzeugerleistung an jeder Energiezentrale
- Spitzenlast gesamt (inkl. Netzverluste): 721 MW_{th}, davon:
 - 489 MW_{th} im Netzverbund Nord
 - 233 MW_{th} im Netzverbund Süd
- Temperaturspreizung zwischen Vorlauf und Rücklauf: 30 K
- Minimaler Differenzdruck am Schlechtpunkt: 1 bar

Das Ergebnis der Simulation ist in Abbildung 4-31 dargestellt. Die Gesamtlänge des Transportleitungsnetzes (Trassenlänge) beträgt 140 km.

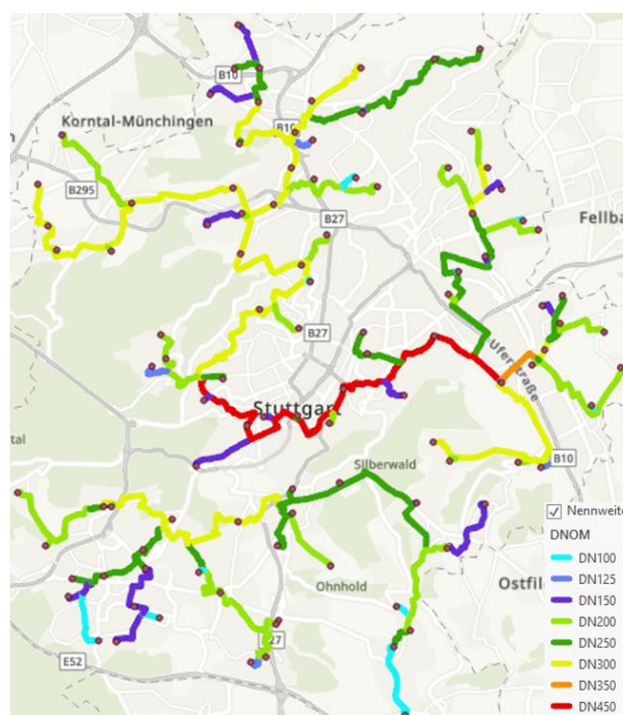


Abbildung 4-31: Dimensionierung der Transportleitungen zwischen den Energiezentralen der Inselnetze.

5. ERGEBNISSE UND BEWERTUNG

5.1 Kartografische und tabellarische Darstellung von Wärmepotenzialen und -gebieten

Das grundsätzlich verfügbare energetische Potenzial für eine gemeinschaftliche Wärmeversorgung im Ist-Zustand und in der Zukunft ist in Abbildung 5-1 zusammengefasst. Im Gebiet Netzneubau (Außerhalb Fernwärmegebiet EnBW) ist ein zukünftiges Potenzial von 1671 GWh/a identifiziert worden. Inwiefern dieses Potenzial auch wirtschaftlich erschlossen werden kann, wird in Abschnitt 5.4 untersucht. Für das Verdichtungsgebiet (bestehendes Versorgungsgebiet der EnBW Fernwärme) beträgt das identifizierte Potenzial für die Zukunft 442 GWh/a.

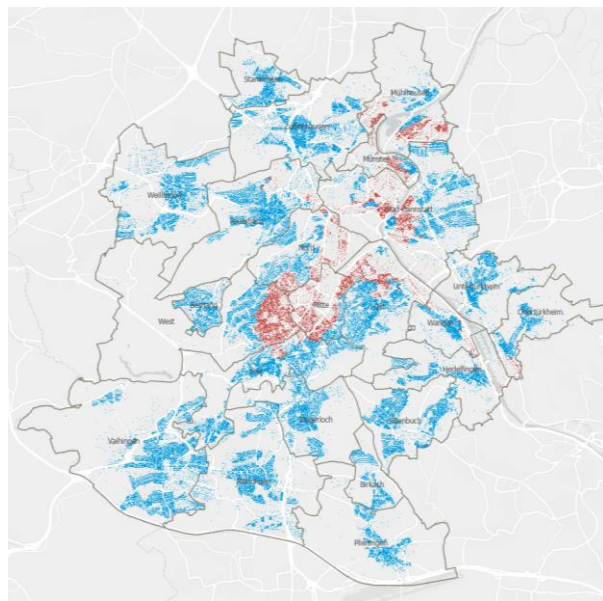
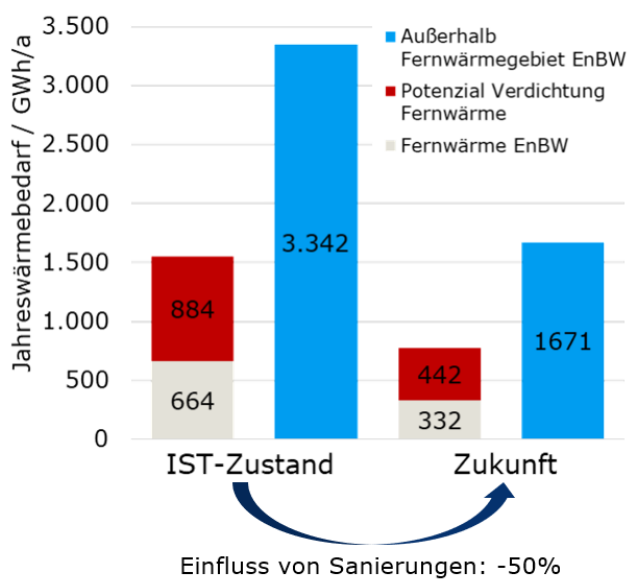


Abbildung 5-1: Potenzial für gemeinschaftliche Versorgung: Verdichtung und Netzneubau.

In Abbildung 5-2 ist die zukünftige Wärmebedarfsdichte des gesamten Untersuchungsgebiets dargestellt - exklusiv der Wärmebedarfe, die aktuell mit Fernwärme gedeckt werden. Es ist zu erkennen, dass in einigen Gebieten außerhalb des Verdichtungsgebiets moderate bis hohe Wärmebedarfsdichten von 1000 MWh/(ha*a) und höher vorliegen. In diesen Gebieten könnte eine gemeinschaftliche Wärmeversorgung wirtschaftlich darstellbar sein. Insbesondere in Bereichen mit roten Hotspots können evtl. Ankerkunden mit sehr hohen Wärmebedarfen identifiziert werden. Generell ist auch erkennbar, dass im Bestandsnetzgebiet in der Innenstadt nur noch ein moderates bis geringes Potenzial vorhanden ist. Dies lässt darauf schließen, dass dort flächendeckend ein großer Teil des Potenzials schon erschlossen ist. Es sind aber durchaus noch Potenziale vorhanden. In jedem Fall ist die Erschließung dort deutlich einfacher als in den Bereichen, die einen Netzneubau erforderlich machen.

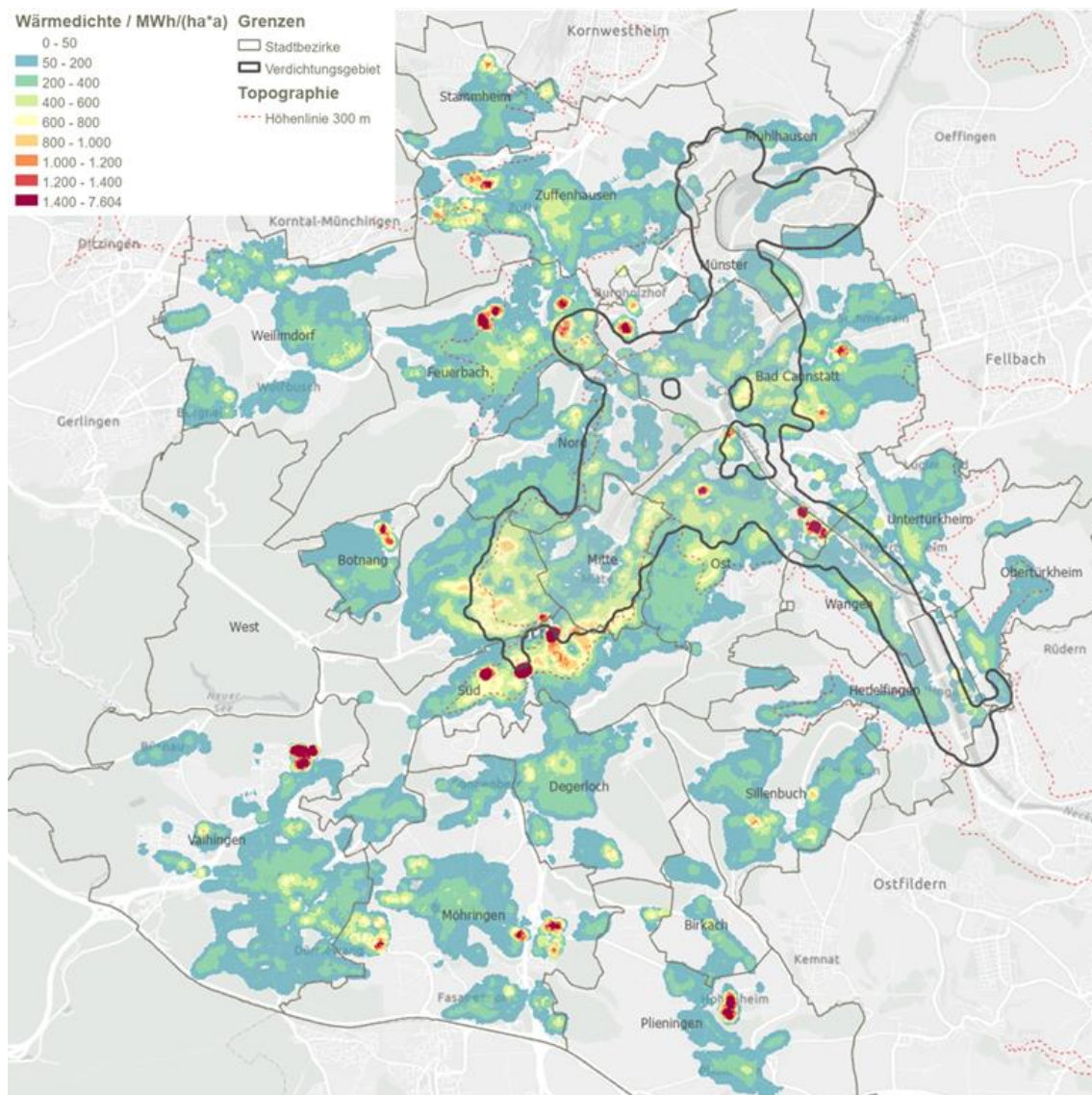


Abbildung 5-2: Wärmedichtekarte des gesamten Untersuchungsgebiets exkl. Fernwärme.

Die Verteilung der Wärmeversorgungstechnologien in den Baublöcken kann Abbildung 5-3 entnommen werden. In der Innenstadt ist die Erschließung durch Fernwärme teilweise schon stark vorangeschritten. In den Gebieten innerhalb des Fernwärmegebiets, in denen die Fernwärmeerschließung noch nicht abgeschlossen ist, ist gleichzeitig ein höherer Anteil an Etagenheizungen als Restanteil in der Technologieverteilung zu beobachten. Außerhalb des Fernwärmegebiets sind größere Anteile an Zentralheizungen vorhanden. In diesen Gebieten ist sowohl der Anschluss an eine gemeinschaftliche Wärmeversorgung als auch die Umrüstung zu einer dezentralen und klimaneutralen Wärmeversorgung einfacher umzusetzen als in Gebieten mit hohem Anteil an Etagenheizungen.

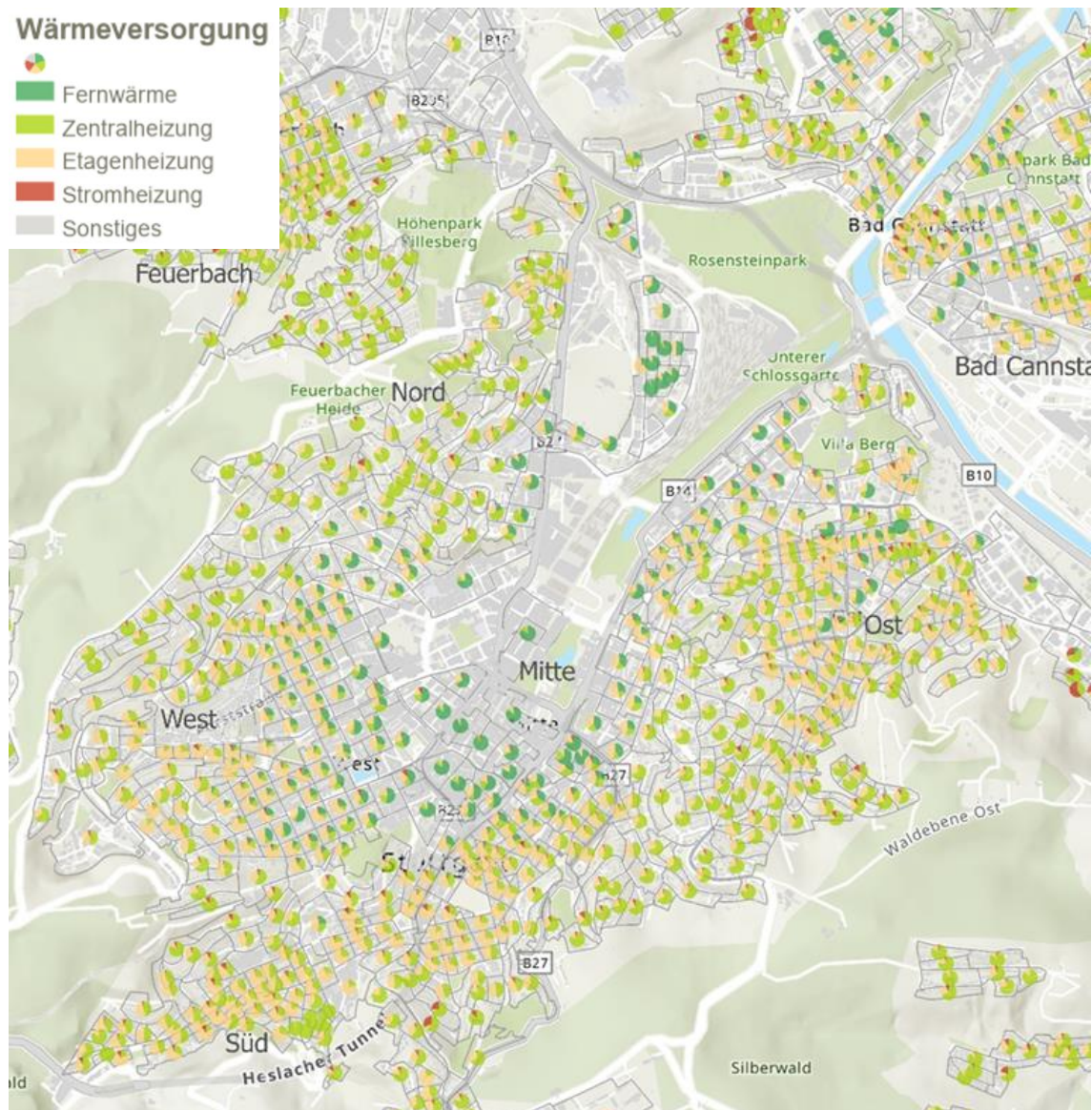


Abbildung 5-3: Verteilung der Wärmeversorgungstechnologien in den Baublöcken im Ist-Zustand.

Die low-hanging-fruits zur Umstellung auf eine gemeinschaftliche Wärmeversorgung – also Gebiete, in denen aktuell Zentralheizungen zum Einsatz kommen – sind in Abbildung 5-4 näher dargestellt. Hierfür ist die Wärmedichte exkl. Fernwärme mit dem lokalen Anteil der Zentralheizungen skaliert. In der Darstellung ist erkennbar, dass es sowohl Gebiete am Rand des Fernwärmegebiets als auch einige Gebiete in den weiter außerhalb liegenden Stadtteilen gibt, in denen konzentrierte Potenziale zur Umstellung der Wärmeversorgung vorhanden sind.

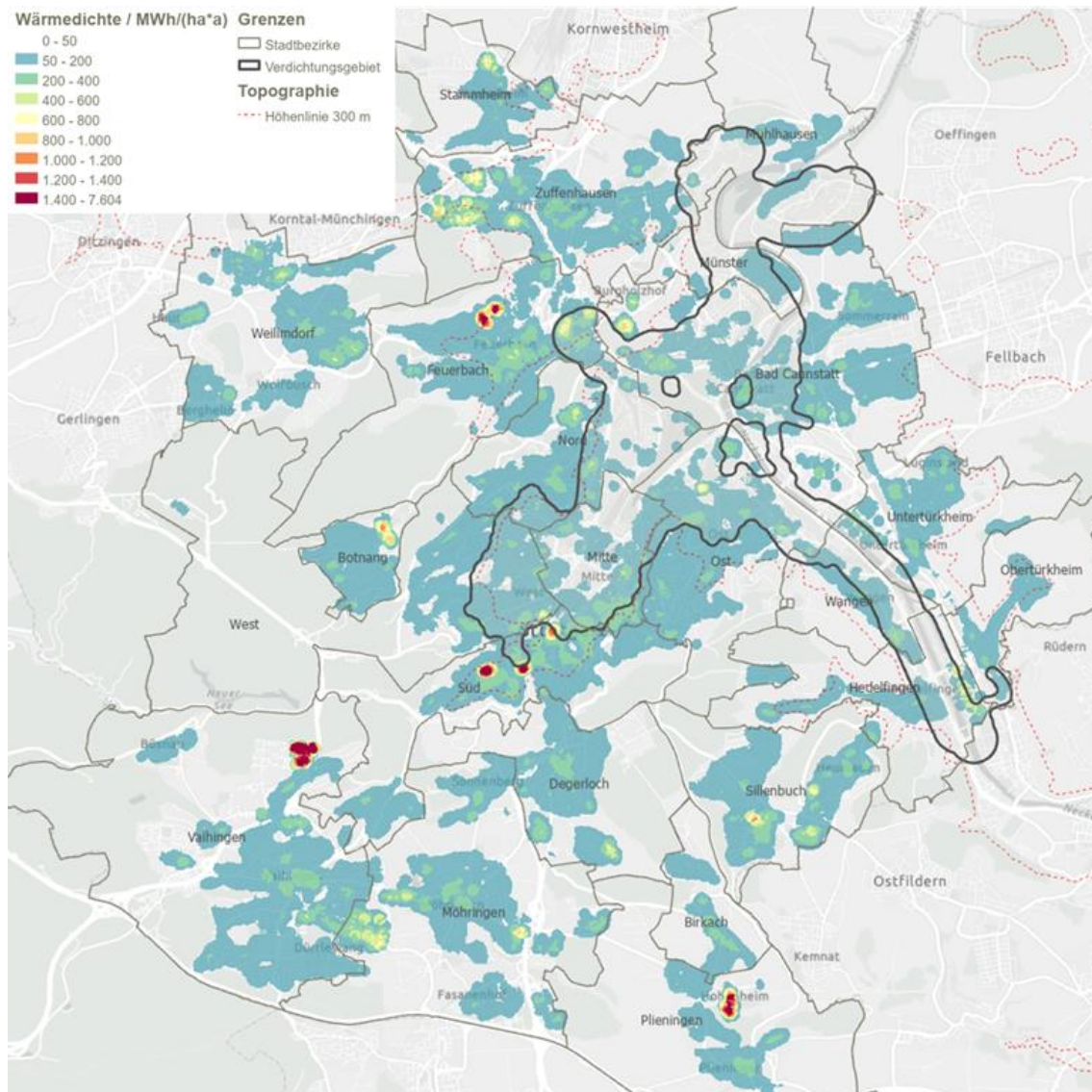


Abbildung 5-4: Wärmedichtekarte des gesamten Untersuchungsgebiets exkl. Fernwärme und mit dem lokalen Anteil der Zentralheizungen skaliert.

5.2 Verdichtung im bestehenden Fernwärmenetz der EnBW

Wie schon in Abbildung 5-1 dargestellt, wird für das Fernwärmenetz der EnBW ein zusätzliches Verdichtungspotenzial von ca. 442 GWh/a identifiziert. Dieses Potenzial müsste zusätzlich erzeugt und durch die Wärmenetzinfrastruktur verteilt werden.

Kurzfristige Verdichtung

Für die kurzfristige Verdichtung bietet sich insbesondere der Anschluss von Gebäuden an, die zurzeit mit einer Zentralheizung versorgt werden und die Fernwärme in der Straße bereits verfügbar ist. Hier ist eine Umrüstung innerhalb des Gebäudes mit geringem Aufwand durchführbar. Der Anteil der Liegenschaften mit Zentralheizung am gesamten Verdichtungspotenzial beträgt in etwa 170 GWh/a. Unter der Annahme von 1200 VBh/a in den Anschlussobjekten ergibt sich dann eine Erhöhung der Anschlussleistung und damit der erforderlichen Erzeugerleistung um ca. 140 MW, wenn diese Leistung nicht zeitgleich durch Sanierungen in den aktuell fernwärmeversorgten Liegenschaften frei wird. Im Fernwärmenetz ist das hydraulisch verfügbare Potenzial für diese Verdichtung grundsätzlich vorhanden. Ggf. werden bei der Verdichtung Anpassungen am Netz mit geringem Aufwand erwartet.

Langfristige Verdichtung

Langfristig sollten nahezu alle Gebäude an die Fernwärme im Bestandsnetzgebiet angeschlossen werden. Gleichzeitig wird aber davon ausgegangen, dass der zurzeit durch das Fernwärmenetz bereits gedeckte Wärmebedarf von 664 GWh/a aufgrund von Sanierungsmaßnahmen auf 332 GWh/a sinkt. Damit würde der Gesamtwärmebedarf bei kompletter Verdichtung von derzeit 664 auf zukünftig 774 GWh/a ansteigen. Dies entspricht netto einer Erhöhung um 110 GWh/a. Unter der Annahme von 1200 VBh/a ergibt sich damit eine Erhöhung der Anschlussleistung um ca. 92 MW. Bei geringeren Sanierungsraten und -tiefen wird zukünftig eine dementsprechend noch höhere Spitzenlast benötigt. Für die Entwicklung der Spitzenlast in der Zukunft ist also entscheidend in welcher Geschwindigkeit Neuanschlüsse an das Netz realisiert werden und wie schnell und tief die Sanierungstätigkeit im Bestandsnetzgebiet zeitgleich voranschreitet. Bei einer geringeren Sanierungstätigkeit und einer gleichzeitig hohen Verdichtungsrate, könnten auch die hydraulischen Kapazitäten an ihre Grenze stoßen.

Es wird sowohl kurzfristig als auch langfristig von einer Erhöhung der Anschlussleistung im Fernwärmenetz durch die forcierte Verdichtung ausgegangen. Das hydraulische Potenzial für diese Verdichtung ist noch vorhanden. Für die hydraulisch mögliche Verdichtung fehlt momentan jedoch die notwendige Erzeugerkapazität. Die heutigen Erzeugerkapazitäten sind nicht für einen derart starken Zuwachs der Spitzenlast binnen weniger Jahre ausgelegt. Um den notwendigen Ausbau der Erzeugerkapazität zu ermöglichen, muss auch von kommunaler Seite Planungssicherheit geschaffen werden, damit Investitionen getätigt werden können.

Workshop zur Fernwärmekonversion von Bestandsgebäuden

Es wurde ein Workshop mit Vertretern der Stadt und EnBW durchgeführt, zur Steigerung des gegenseitigen Verständnisses und ggf. daraus Ermittlung von Synergien und Bildung von Partnerschaften. Dabei wurden Hemmnisse bei der weiteren Verdichtung im Fernwärmenetz der EnBW identifiziert, sowie Lösungsansätze erarbeitet, um den Fernwärmeausbau und die Verdichtung zu beschleunigen.

Identifizierte „Haupt-Hemmnisse“	Lösungsansätze
Generelle Unsicherheit im Energiebereich (Kosten, Gesetze)	Szenario-basierte Entwicklung standardisierter und technisch/ökonomisch umsetzbarer Konzeptbaukästen
Fehlende Planungssicherheit	Stadt legt abgestimmt mit Stadtwerken und EnBW auf Basis standardisierter und technisch/ökonomisch umsetzbarer Konzepte Umsetzungsrichtlinien fest
Bislang Fernwärme nicht klimaneutral	Ab 31.12.2026: Emissionsfaktor 0. Heute schon geringere Emissionen als Erdgas und etwa gleichauf mit Strom-WP ¹⁾
Hohe Investitionskosten	Mit den standardisierten Business-Modellen abgestimmte Förderung
Keine Freigabe der Gebäudeeigentümer	Überzeugende Konzepte und Business-Modelle zum Austausch Bestand-Heizung → Fernwärme, Informationskampagnen, Entscheidungsspielraum entlang der Wärmeleitplanung der Stadt

5.3 Techno-ökonomische Potenzialabschätzung Erneuerbarer Energien und Abwärme

In diesem Abschnitt wird die in Kapitel 4 beschriebene Methodik zur Abschätzung des Potenzials Erneuerbarer Energien (Abschnitt 4.2.2) und zur volkswirtschaftlichen Bewertung derselben (Abschnitt 4.4) angewendet, um das konkrete techno-ökonomische Potenzial für das Stadtgebiet Stuttgart abzuschätzen.

5.3.1 Potenzial Solarthermie

Die Potenzialabschätzung erfolgt zweigeteilt nach der bereits in Kapitel 4 definierten Unterteilung in Solarthermie-Aufdachanlagen und Solarthermie-Freiflächenanlagen. Beide Varianten können aufgrund der über das Jahr stark fluktuierenden solaren Einstrahlung nur als Ergänzung des Wärmerezeugerarks betrachtet werden.

5.3.1.1 Solarthermie-Aufdachanlagen

Das theoretisch vorhandene Potenzial dezentraler Solarthermie-Aufdachanlagen ist für das Stadtgebiet Stuttgart in Abbildung 5-5 grafisch dargestellt.

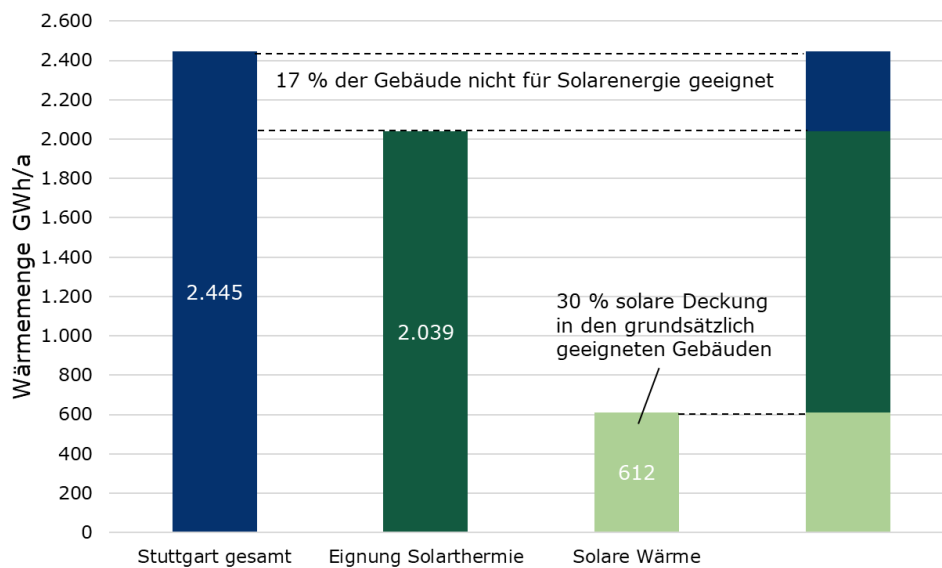


Abbildung 5-5: Potenzial Solare Deckung am Jahreswärmebedarf Stuttgart.

Nachfolgend wird eine volkswirtschaftliche Bewertung der Installation dezentraler Solarthermieranlagen im Zusammenhang mit einer gemeinschaftlichen netzgebundenen Wärmeversorgung vorgenommen. Der durchschnittliche Jahreswärmebedarf der untersuchten Versorgungseinheiten entsprechend Abschnitt 5.1 (Gebiet außerhalb des Bestands- und Verdichtungsgebiets) beträgt ca. 22 MWh/a. Ausgehend von diesem Jahreswärmebedarf wird eine repräsentative Anlage dimensioniert:

- Bruttokollektorfläche: 11 m²
- Volumen Pufferspeicher: 750 L
- Solare Deckung: 30 %
 - Die Investitionskosten je Anlage ergeben sich zu ca. 12.000 €
 - Es ergeben sich annualisierte Investitionskosten von ca. 830 €/a

Den dezentral anfallenden annualisierten Investitionskosten, steht ein verminderter Energieaufwand in der Energiezentrale der gemeinschaftlichen Versorgung gegenüber. Darüber hinaus sind keine Kosteneinsparungen zu erwarten, da die Dimensionierung von Wärmenetz und zentraler Wärmeerzeugung aufgrund der gleichbleibenden Spitzenlastanforderung (kalter, dunkler Wintertag) unverändert bleibt. Eine Einspeisung überschüssiger Wärme in das Wärmenetz wird nicht betrachtet, da diese bislang nicht Stand der Technik ist.

Annahmen für die vereinfachte Gegenüberstellung:

- Zentrale Wärmeerzeugung über eine Groß-Luftwärmepumpe
- JAZ der Wärmepumpe beträgt 3

Ergebnis der Gegenüberstellung für die repräsentative Anlage:

- Jahreswärmebedarf: 22 MWh/a → 30 % solare Deckung: 6,6 MWh/a → resultierende Stromeinsparung der zentralen Wärmepumpe unter Anwendung der definierten JAZ: **2,2 MWh_{el}/a**
- Beträgt der Netto-Strompreis dauerhaft ca. 380 €/MWh wäre nach dieser vereinfachten Betrachtung die Installation der Solarthermie-Aufdachanlage volkswirtschaftlich vertretbar. Unter Berücksichtigung von Betriebs- und Wartungskosten der dezentralen Anlage ist davon auszugehen, dass der Netto-Strompreis dauerhaft noch etwas höher im Bereich von **400 €/MWh** liegen müsste.

Fazit: In Kombination mit einer gemeinschaftlichen Wärmeversorgung ist die Installation dezentraler Solarthermie-Aufdachanlagen aus volkswirtschaftlicher sowie technischer Sicht und aktueller Perspektive nicht sinnvoll. Der Einsatz dezentraler Aufdachanlagen birgt keinerlei Einsparpotenzial bezüglich Investitionskosten in der gemeinschaftlichen Versorgung. Die verbrauchsgebundenen Einsparungen im Betrieb der zentralen Erzeugungsanlage würden die dezentral anfallenden Mehrkosten erst bei einem dauerhaften Strompreis von über 400 €/MWh übertreffen.

5.3.1.2 Freiflächensolarthermie

Der Daten- und Kartendienst des LUBW weist in Summe 400 Flächen (im folgenden „Teilflächen“) aus, die für die Nutzung von PV-Freiflächenanlagen (hier gleichgesetzt mit potenziellen Flächen für Solarthermie-Freiflächenanlagen) in Betracht gezogen werden können. Nach Aggregation räumlich zusammenhängender Teilflächen verbleiben 61 Flächen, die jeweils hinsichtlich ihres solarthermischen Potenzials bewertet werden.

Tabelle 5-1: Zusammenfassung Flächenangebot Freiflächensolarthermie.

	Teilflächen	Aggregierte Flächen
Anzahl	400	61
Flächeninhalt gesamt	200 ha	200 ha
Potenzialfläche*	150 ha	150 ha
Mittlerer Flächeninhalt*	3.800 m ²	25.000 m ²

*Faktor 0,5 für „bedingt geeignete“ Flächen entsprechend der beschriebenen Methodik in 4.3.1 ist hier berücksichtigt.

Grundlage nachfolgender Betrachtungen sind immer die aggregierten Flächen (nicht die Teilflächen) unter Berücksichtigung der Eignung für die Nutzung (Faktor 0,5 für „bedingt geeignete Flächen“), falls nicht explizit anders benannt.

Abbildung 5-6 zeigt, dass eine große Zahl der betrachteten Flächen aufgrund ihrer Größe nur bedingt geeignet für eine solarthermische Nutzung sind. So ist etwa die Hälfte der Flächen kleiner als 6.000 m². Gleichzeitig wird in der Abbildung deutlich, dass die zehn größten Flächen gemeinsam 70% der betrachteten Potenzialfläche ausmachen. Das bedeutet, mit der Installation von Solarthermieranlagen auf etwa 16,5% der identifizierten Freiflächen, können 70% des solarthermischen Potenzials gehoben werden. Die Lage der zehn größten Flächen im Stadtgebiet ist in Abbildung 5-7 dargestellt. Dazugehörige Kennzahlen können Tabelle 5-2 entnommen werden.

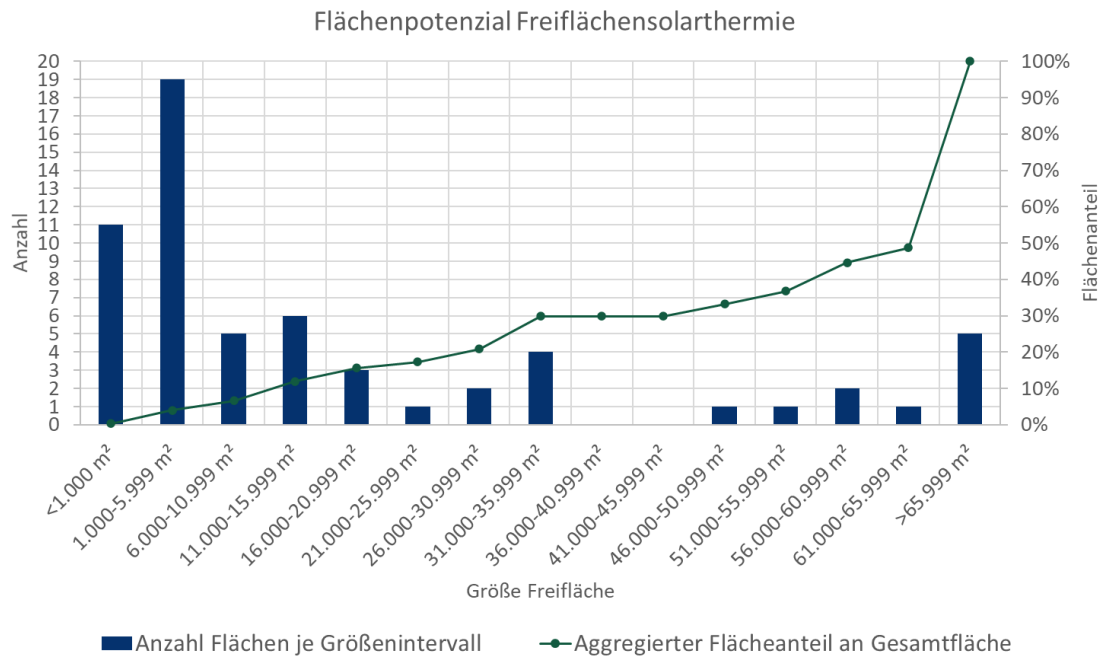


Abbildung 5-6: Verteilung der identifizierten Flächen nach Flächeninhalt.

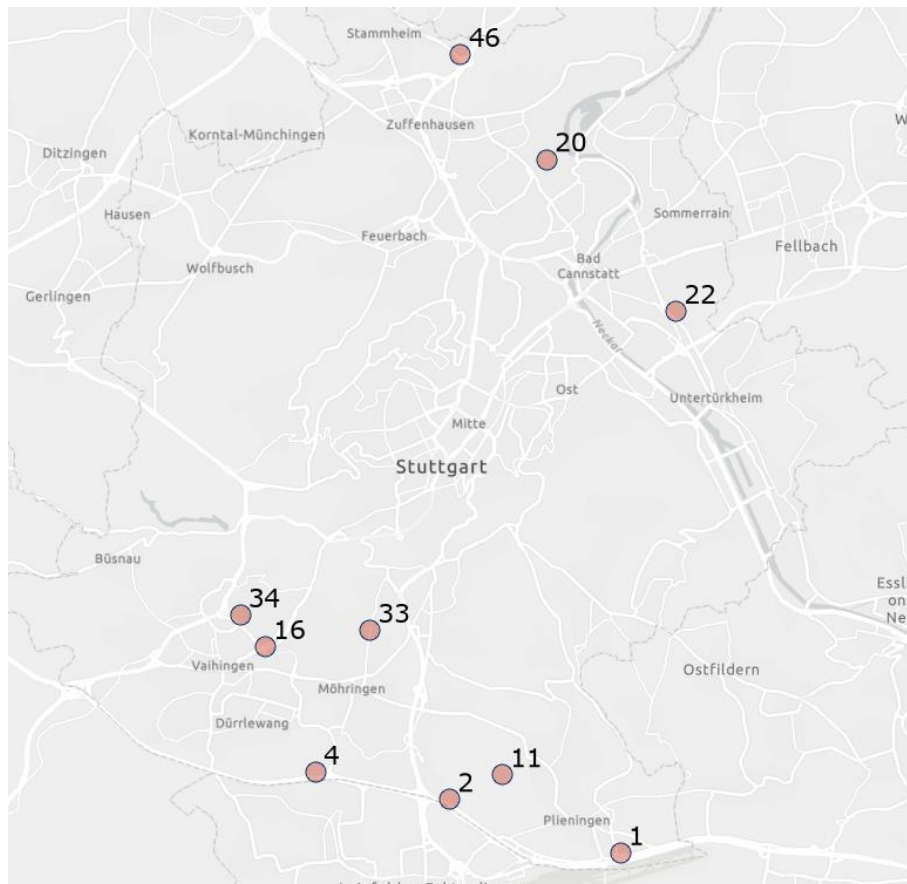


Abbildung 5-7: Lage der zehn größten Potenzialflächen zur Errichtung von Freiflächensolarthermieranlagen im Stuttgarter Stadtgebiet.

Tabelle 5-2: Kennzahlen der zehn größten Potenzialflächen zur Errichtung von Freiflächensolarthermieranlagen

Nr.	Flächeninhalt* / m ²	Installierbare Bruttokollektorfläche* / m ²	Jahreswärmeertrag* / MWh/a	Max. Einspeiseleistung* / MW
1	165.389	66.155	29.770	46
2	110.829	44.332	19.949	31
4	199.159	79.664	35.849	56
11	172.375	68.950	31.027	48
20	124.899	49.960	22.482	35
22	60.290	24.116	10.852	17
33	62.437	24.975	11.239	17
44	50.828	20.331	9.149	14
45	53.746	21.498	9.674	15
46	57.885	23.154	10.419	16

* Bestimmung der Kennzahlen entsprechend der Methodik in 4.3.1

Nach Erfahrungswerten können solarthermische Anlagen in Wärmenetzen – unter Berücksichtigung ökonomischer Randbedingungen – ca. 10% solaren Deckungsgrad ohne Integration eines saisonalen Wärmespeichers erreichen. In Abbildung 5-8 ist das solarthermische Potenzial sowohl aller potenziellen Flächen als auch der zehn größten Potenzialflächen bezogen auf den zukünftigen Jahreswärmebedarf der Stadt Stuttgart dargestellt. Bei Projektierung von Solarthermieranlagen auf den 10 größten verfügbaren Flächen könnten ca. 8 % des jährlichen Wärmebedarfs gedeckt werden. Allerdings ist zu beachten, dass die sommerliche maximale Einspeiseleistung die sommerliche Spitzenlast deutlich überragt und somit i.d.R. Pufferspeicher erforderlich werden. Die volkswirtschaftlich sinnvollste Dimensionierung der Anlagen ergibt sich aus einer Systembetrachtung, bei der z.B. auch die Lage der Solarthermieranlagen sowie die Wärmeleitungen zu deren Anbindung eine Rolle spielen.

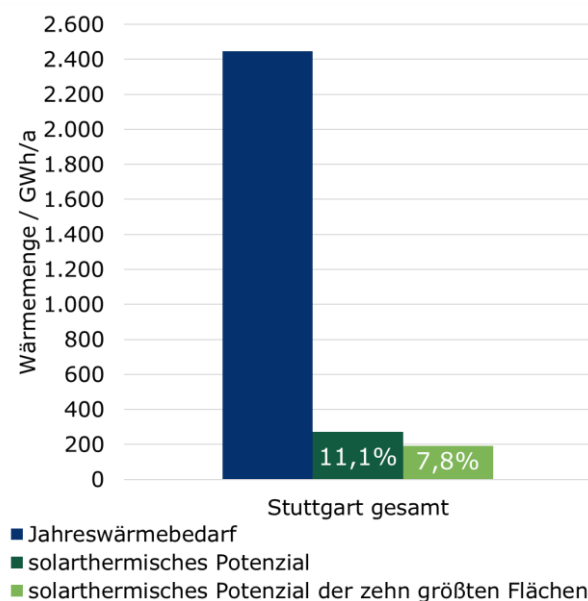


Abbildung 5-8: Solarthermisches Potenzial (Freiflächenanlagen) im Kontext des zukünftigen Jahreswärmebedarfs aller Liegenschaften in Stuttgart.

Auf den in unmittelbarer Nähe zu potenziellen neuen Inselnetzen liegenden Freiflächen kann die Solarthermie bei richtiger Dimensionierung eine sinnvolle Ergänzung des Erzeugerparks darstellen. Dies gilt insbesondere für Gebiete am Stadtrand, da nur dort Freiflächen signifikanter Größe verfügbar sind (vgl. Abbildung 5-7). Das solarthermische Potenzial ist für die betrachteten Inselnetze damit individuell

sehr unterschiedlich zu bewerten.

Vor der potenziellen Umsetzung von Freiflächensolarthermieranlagen ist die Konkurrenz zur Freiflächenphotovoltaik zu untersuchen und zu bewerten. Insbesondere, wenn als regenerative Energieerzeuger strombetriebene Kompressions-Wärmepumpen zum Einsatz kommen, kann durch den Einsatz von PV-Anlagen eine Synergie erzeugt werden. PV-Anlagen können im Gegensatz zu Solarthermieranlagen unabhängig vom Wärmebedarf des Netzes geplant und somit hinsichtlich wirtschaftlichen Betriebes optimal ausgelegt werden. Stromüberschüsse (keine direkte Nutzung des Stroms in den Wärmepumpen) können in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden, bzw. das Gesamtsystem mit PV und Wärmepumpe stromnetzdienlich gefahren werden. Ein weiterer Vorteil von PV-Anlagen ist, dass sie nicht notwendigerweise in unmittelbarem räumlichem Kontext zum Ort des Wärmebedarfs installiert werden müssen.

Ein politisches Hemmnis zur Umsetzung von Freiflächensolarthermieranlagen stellt außerdem der Regionalplan Region Stuttgart 2009⁴ dar. In diesem heißt es: „Zur Sicherung des Freiraumschutzes und zur Verhinderung einer Zersiedelung sind im baulichen Außenbereich in der Regel keine Solarthermie-Anlagen zuzulassen.“

Für die volkswirtschaftliche Bewertung erfolgt eine Gegenüberstellung der solaren Wärmegestehungskosten aus den 10 größten Freiflächenanlagen (annualisierten Investitionskosten und Betriebskosten) und der aus deren Betrieb resultierenden Einsparungen in einer angenommenen zentralen Erzeugungsanlage.

Annahmen für die vereinfachte Gegenüberstellung:

- Zentrale Wärmeerzeugung über eine Groß-Luftwärmepumpe
- JAZ der Wärmepumpe beträgt 3

Ergebnis der Gegenüberstellung:

- Investitionskosten Freiflächensolarthermie (10 größten identifizierten Flächen Stuttgart): ca. 140 Mio. €
- Annualisierte Investitionskosten Freiflächensolarthermie: ca. 10,1 Mio. €/a;
- Betriebskosten: ca. 1,4 Mio. €/a;
- solare Wärmegestehungskosten: ca. **11,5 Mio. €/a**
- Max. solarer Jahreswärmeertrag auf den 10 größten Freiflächen: 190 GWh/a → resultierende Stromeinsparung der zentralen Wärmepumpe unter Anwendung der definierten JAZ: **63 GWh_{el}/a**
- Bei einem Netto-Strompreis von dauerhaft oberhalb **180 €/MWh** wäre nach dieser vereinfachten Betrachtung die Installation von Freiflächensolarthermie-Anlagen volkswirtschaftlich vertretbar.

Fazit: Insbesondere vor dem Hintergrund der Unsicherheit der Strompreisentwicklung kann auf rein ökonomischer Grundlage keine klare Empfehlung für oder gegen die Integration solarthermischer Freiflächenanlagen in den Erzeugerpark gegeben werden. In Zusammenhang mit der entwickelten „All-electric“-Wärmeversorgung als Technologieblaupause für die gemeinschaftliche Versorgung scheint die flächendeckende Nutzung von Solarthermie allerdings insbesondere aufgrund der Konkurrenz zur PV-Freiflächen-Nutzung wenig vorteilhaft (s. Erläuterungen oben). Weiterhin schränken politische Hemmnisse und Flächenverfügbarkeiten eine umfangreiche Errichtung solarthermischer Freiflächenanlagen stark ein.

5.3.2 Potenzial Unvermeidbare Abwärme

In Abbildung 5-9 sind die in Kapitel 4.3.2 beschriebenen Kühlcluster bezüglich ihrer Leistung in einem Histogramm aufgetragen. Dabei ist zu erkennen, dass sich der Großteil der Cluster im Leistungsbereich

⁴ <https://www.region-stuttgart.org/index.php?eID=dumpFile&t=f&f=682&token=5d584afc521d2491a202126da5d2d600e8192c77>

zwischen 100 und 1000 kW befindet. Über 2000 kW gibt es in der Auswertung 27 von insgesamt ca. 350 Clustern. Diese 27 Cluster machen aggregiert jedoch bereits ca. ein Drittel der Gesamtkühlleistung aus. Durch die Erschließung der größten Abwärmequellen könnte also bereits ein wesentlicher Anteil des Abwärmepotenzials gehoben werden.

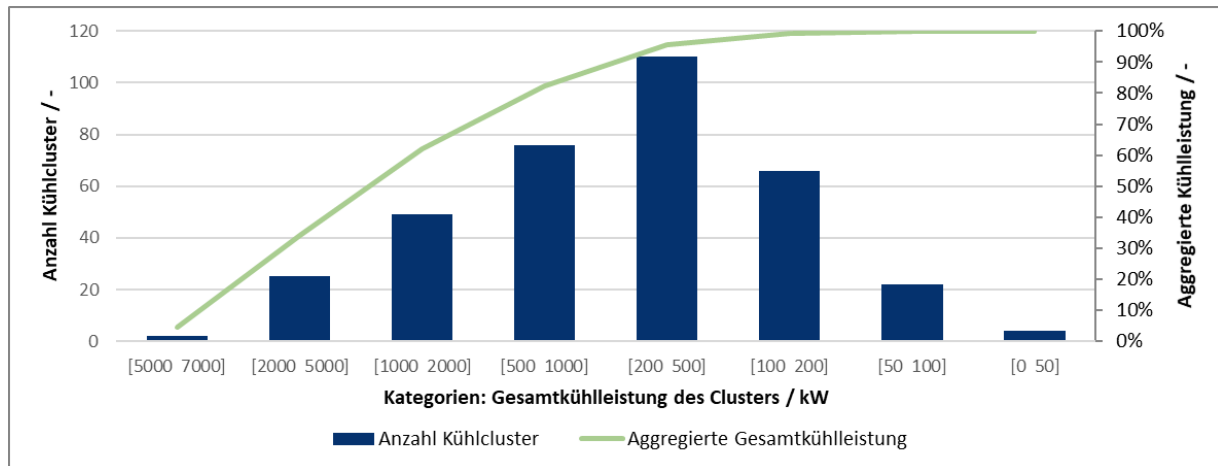


Abbildung 5-9: Histogramm Kühlleistung der Abwärmecluster.

In Abbildung 5-10 sind alle Cluster mit einer Kühlleistung größer als 2000 kW aufgetragen. Insbesondere an den Standorten von Mercedes-Benz im Benzviertel und Porsche in Zuffenhausen sind Cluster mit großer Kühlleistung vorhanden. Außerdem sind Potenziale in der Innenstadt identifiziert worden. Hierbei handelt es sich mutmaßlich um Klimatisierungsanwendungen, deren Abwärme für eine Nutzung in Wärmenetzen eher ungeeignet ist, da sie punktuell im Sommer anfällt, wo der Wärmebedarf gering ist.

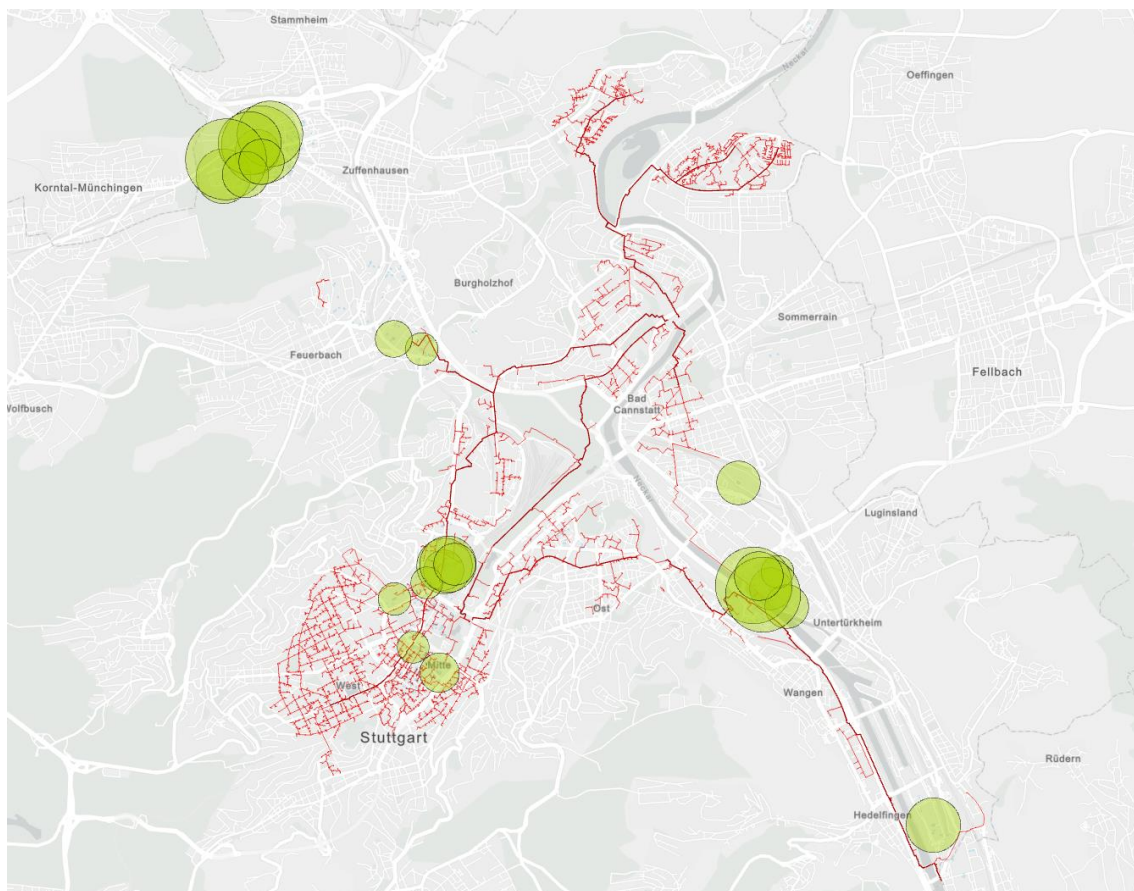


Abbildung 5-10: Identifizierte Abwärmecluster mit einer Kühlleistung von über 2000 kW.

Bei den dargestellten Clustern aus Abbildung 4-10 wird angenommen, dass es sich jeweils um einen gemeinsamen Kühlkreislauf handelt, der für sich als Abwärmequelle erschlossen werden kann. Ein Konzept für die Einbindung industrieller Abwärme in ein Wärmenetz ist beispielhaft in Abbildung 5-11 dargestellt. Da das Temperaturniveau in den Kühlkreisläufen zu gering für eine direkte Verwendung in Wärmenetzen ist, muss die Abwärme in Wärmepumpen auf ein höheres Temperaturniveau gehoben werden, bevor sie in einem Wärmenetz zu den Abnehmern verteilt wird. Je höher die Temperatur im Kühlkreislauf und je geringer die Vorlauftemperatur im Wärmenetz, desto effizienter kann die Wärmepumpe betrieben werden. Es gilt daher, die potenziellen Abwärmequellen hinsichtlich Temperatur und Jahreslastgang näher zu analysieren, bevor eine Eignung zur Nutzung in einem Wärmenetz beurteilt werden kann.

Eventuell können auch mehrere Kühlkreisläufe gemeinsam erschlossen werden und dann zentral mit einer Wärmepumpe auf ein für die Fernwärme ausreichendes Temperaturniveau gehoben werden. Durch die Bündelung mehrerer Abwärmequellen können Synergien geschaffen werden. So kann dies zu einer Vergleichmäßigung des Abwärmestroms und somit einer besseren Auslastung und einem stabileren Betrieb der Wärmepumpe führen. Außerdem wird für die Erschließung mehrerer Quellen dann nur eine gemeinsame Energiezentrale benötigt. Somit können Investitionskosten für Wärmepumpen, Pufferspeicher und weitere Infrastruktur reduziert werden.

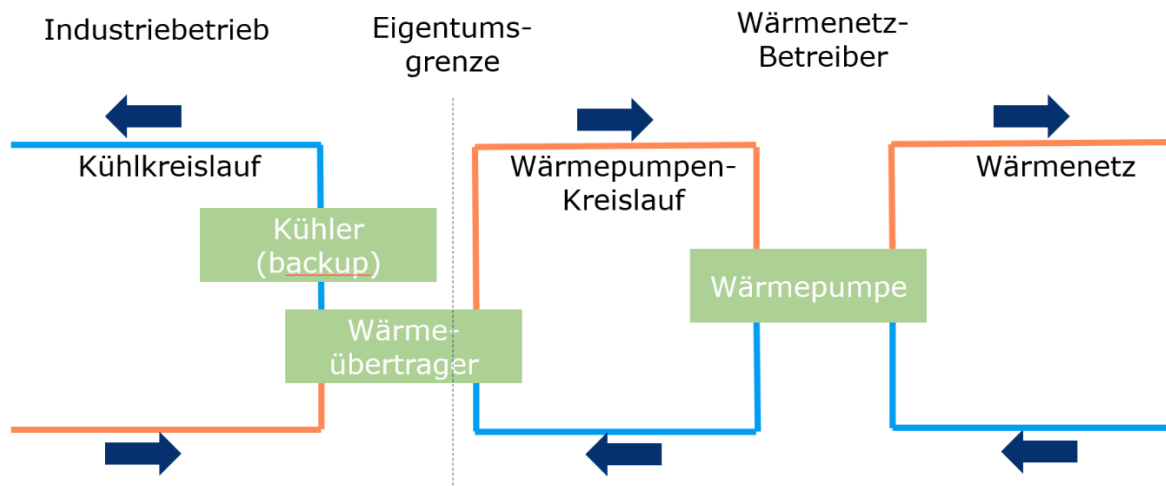


Abbildung 5-11: Beispielhafte Konzeptskizze zur Einbindung industrieller Abwärme in ein Wärmenetz.

Fazit: Generell gilt, dass die Abwärmepotenziale in der Nähe des Bestandsnetzes sinnvollerweise für die Dekarbonisierung des Bestandsnetzes genutzt werden sollten, während die Abwärmepotenziale außerhalb des Bestandsnetzes als potenzielle Grundlage für Wärmeerzeugung in Wärmenetzneubaugebieten angesehen werden können, welche idealerweise direkt in ein übergeordnetes Erzeugerkonzept integriert wird.

5.3.3 Potenzial Geothermie

Wie bereits in Abschnitt 4.3.3 erläutert, können ohne umfangreiche hydrogeologische Untersuchungen keine hydrothermalen oder petrothermalen geothermischen Potenziale ausgewiesen werden. In diesem Abschnitt wird deshalb nur das Potenzial des Einsatzes tiefer Erdwärmesonden näher betrachtet.

Das theoretische technische Potenzial ist vorbehaltlich einer umfangreichen Untersuchung des Untergrundes quasi unbegrenzt. Erforderliche Bohrtiefe, Anzahl an Bohrungen und Abstände zwischen den Bohrungen müssen unter Berücksichtigung der thermophysikalischen Eigenschaften des Untergrundes bestimmt werden.

Folgende Faktoren schränken das theoretisch vorhandene technische Potenzial ein:

- Verfügbare Freiflächen im Stadtgebiet
- Genehmigungsrechtliche Einschränkungen durch Heilquellenschutzgebiete (vgl. Abbildung 5-12)

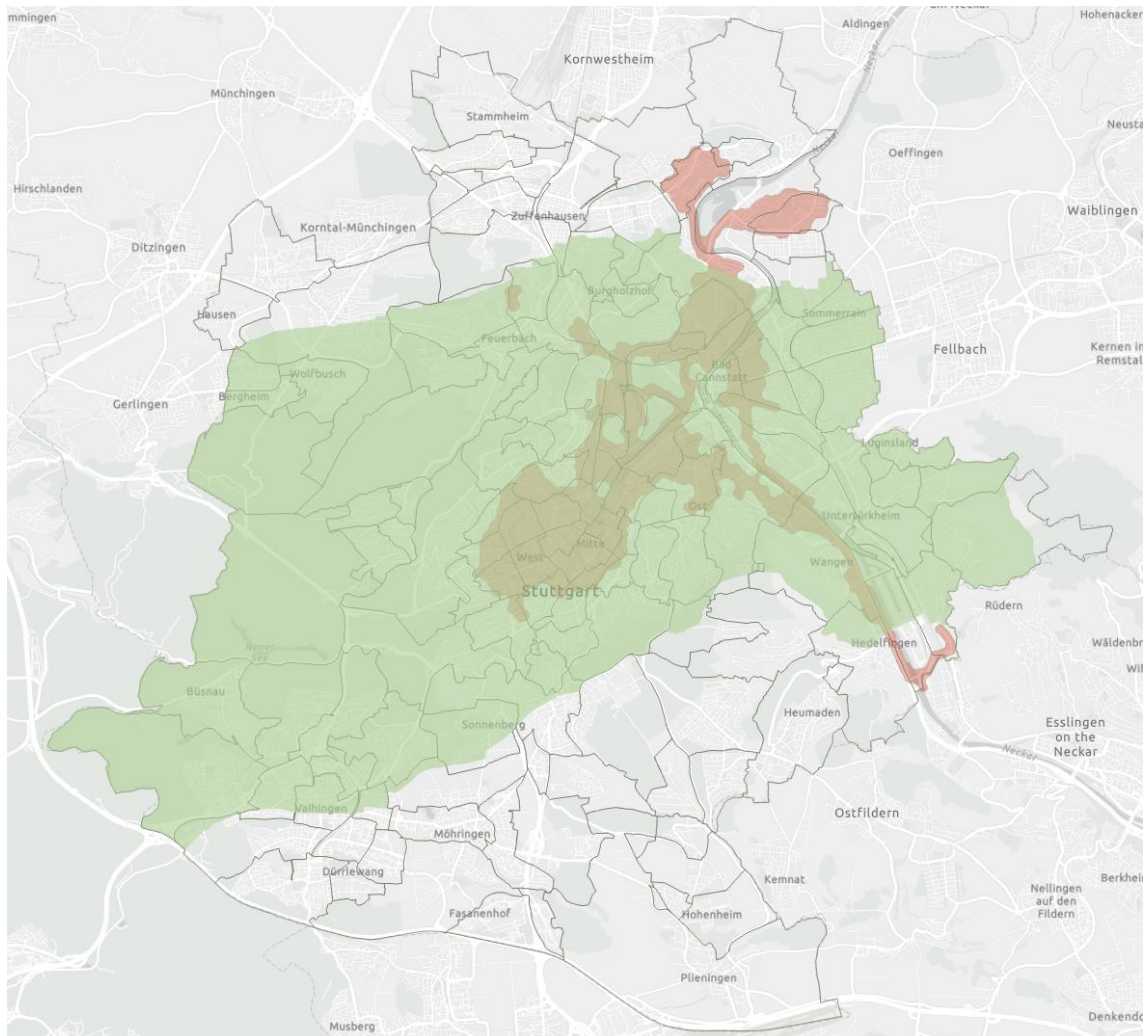


Abbildung 5-12: Heilquellenschutzgebiet (grün) in Stuttgart mit Fernwärmenetzgebiet der EnBW (rot).

Die volkswirtschaftliche Bewertung des Einsatzes tiefer Erdwärmesonden wird anhand eines überschlägigen Kosten-Vergleichs mit einer Referenz-Wärmeerzeugung vorgenommen. Als Referenz dient das in 4.4.2.4 beschriebene und als Technologieblaupause definierte Erzeugerkonzept bestehend aus Luftwärmepumpe, Elektrodenkessel und Pufferspeicher.

Die geothermische Wärmeerzeugung wird der Referenz in zwei unterschiedlichen Varianten gegenübergestellt. Es werden eine „best case“-Variante und eine „realistic case“-Variante betrachtet. Die Unterscheidung in die beiden Varianten spiegelt die große Planungsunsicherheit in Bezug auf den realisierbaren energetischen Ertrag geothermischer Anlagen wider. Projektspezifisch belastbare Zahlen können nur auf Grundlage umfangreicher hydrogeologischer Untersuchungen des Untergrundes ermittelt werden.

Annahmen „best case“-Variante (diese sind als sehr optimistisch anzusehen):

- Temperatur aus der Erzeugungsanlage ist ausreichend hoch für eine direkte Nutzung im Wärmenetz
- Analog zu den Annahmen in der Technologieblaupause werden 50% der Auslegungswärmeleistung über die geothermische Anlage bereitgestellt und 50 % über einen Elektrodenheizkessel
- Spezifische Investitionskosten für die Bohrung: 1,5 Mio. €/km

- Spezifische Wärmeentzugsleistung: 150 kW/km

Annahmen „realistic-case“-Variante:

- Temperatur aus der Erzeugungsanlage reicht nicht für eine direkte Nutzung im Wärmenetz aus
→ der Einsatz einer Wärmepumpe zur Temperaturanhebung ist erforderlich
- Analog zu den Annahmen in der Technologieblaupause werden 50% der Auslegungswärmeleistung über die geothermische Anlage bereitgestellt und 50 % über einen Elektrodenheizkessel
- Spezifische Investitionskosten für die Bohrung: 2,25 Mio. €/km
- Spezifische Wärmeentzugsleistung: 75 kW/km

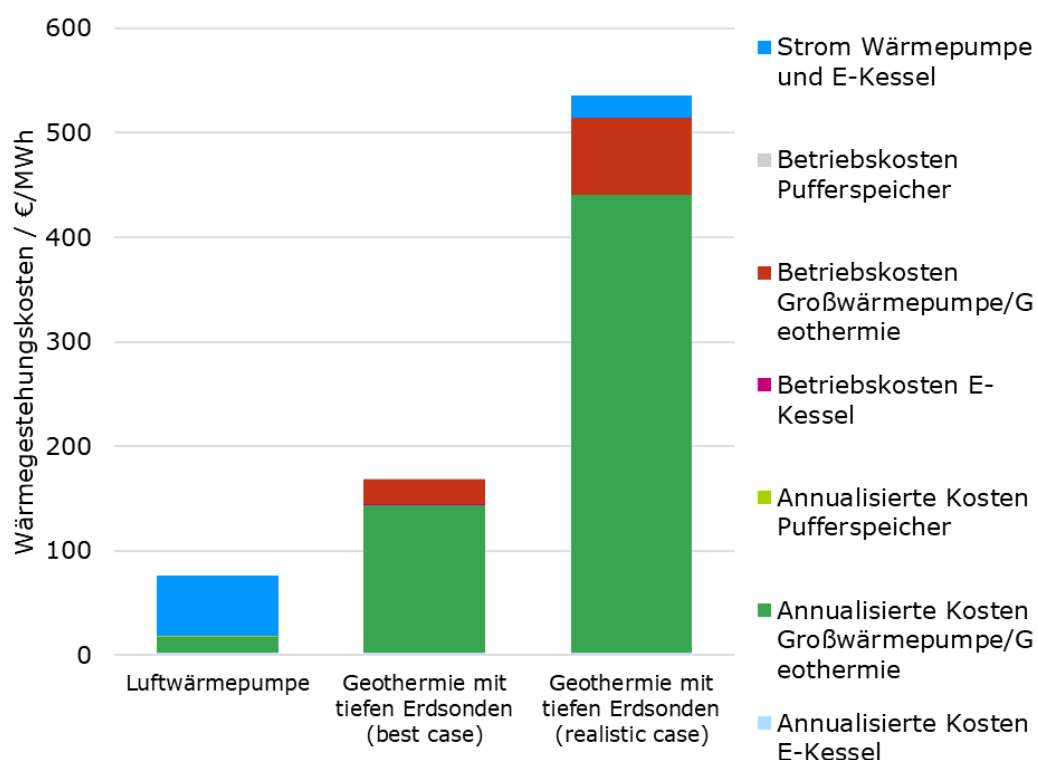


Abbildung 5-13: Vergleich Wärmegestehungskosten unterschiedlicher Erzeuger-Anlagen.

Wie Abbildung 5-13 zeigt, ist der Einsatz tiefer Erdwärmesonden in der Variante „realistic case“ volkswirtschaftlich nicht konkurrenzfähig mit der Referenz, in der Luftwärmepumpen als Haupterzeuger zum Einsatz kommen. Auch wenn Untersuchungen des Untergrundes ergeben sollten, dass für einen konkreten Standort eine Verschiebung in Richtung „best case“-Variante vorliegen, werden die Wärmegestehungskosten der Referenz noch zu etwa 100% übertroffen.

Fazit: Die vorangehenden Betrachtungen zeigen deutlich, dass der Einsatz tiefer Erdwärmesonden, keine grundsätzlich ökonomisch sinnvolle Möglichkeit für die flächendeckende Wärmeversorgung im Stadtgebiet Stuttgart darstellt. Als flächendeckende Option kommt die Geothermie auch aus genehmigungsrechtlicher Sicht (Heilquellenschutzgebiete) und mangelnder Flächenverfügbarkeit im Stadtgebiet nicht in Frage. Bei lokal positiver Indikation können Potenziale genauer untersucht werden,

um für einzelne Inselnetze zu prüfen, ob der Einsatz eine sinnvolle Alternative/Ergänzung zu anderen Erzeugern sein kann.

5.3.4 Potenzial Großwärmepumpen

Nachfolgend werden Wärmepumpen mit den Umweltenergiequellen Flusswasser (Neckar) und Umgebungsluft näher betrachtet. Weitere Wärmequellen könnten Geothermie oder unvermeidbare Abwärme sein. Diese wurden in den beiden vorhergehenden Abschnitten bereits betrachtet (da in Abhängigkeit der konkreten Randbedingungen ggf. auch eine direkte Nutzung von Geothermie und Abwärme ohne Wärmepumpen-Einsatz möglich ist) und sind hier deshalb nicht noch einmal explizit aufgeführt.

Abwasser als Wärmequelle wird in dieser Studie nicht separat betrachtet. Gegebenenfalls können vereinzelt lokale Potenziale gehoben werden. Da diese Potenziale jedoch bezogen auf die für das gesamte Stadtgebiet benötigte Wärme lediglich im niedrigen einstelligen Prozentbereich liegen, werden sie in diesem Gutachten nicht näher berücksichtigt.

5.3.4.1 Flusswärmepumpe

Die Betrachtung von zwei exemplarischen – im jährlichen Betriebszeitraum (März-November) minimal erzielbaren – FW-Einspeiseleistungen (20 MW bzw. 60 MW), erfordert Entnahmeleitungen mit Nenndurchmesser DN 700 bzw. DN 1300. (Annahme: ganzjähriges Temperaturniveau auf der FW-Seite von 90/60 °C)

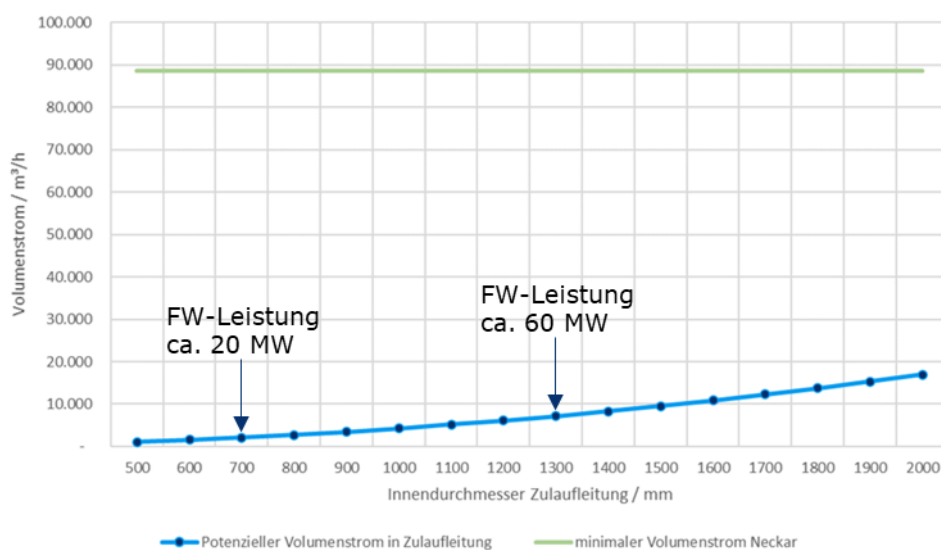


Abbildung 5-14: Dimensionierung Zulaufleitung Flusswärmepumpe.

Abbildung 5-15 zeigt die überschlägig bestimmten Betriebsparameter COP und elektrische Antriebsleistung für die exemplarisch ausgewählten Anlagengrößen (20 MW bzw. 60 MW FW-Einspeiseleistung).

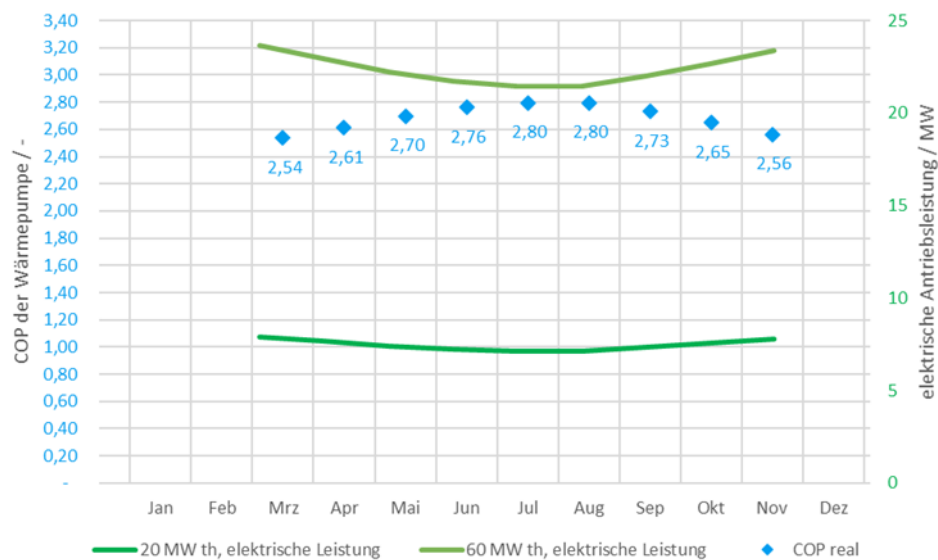


Abbildung 5-15: Betriebsparameter der überschlägig ausgelegten Flusswärmepumpe.

Ein für die Genehmigung relevanter Parameter bei der Planung von Wärmepumpen ist die aus dem Anlagenbetrieb resultierende Auskühlung des Fließgewässers. Diese beträgt bezogen auf den Gesamtvolumenstrom des Neckars in der Variante 60 MW FW-Einspeiseleistung im Jahresverlauf bis zu 0,36 K. Eine Gewässer-Auskühlung ist aus genehmigungsrechtlicher Sicht als weniger kritisch zu betrachten als eine Erwärmung. Als Annäherung an eine Maximalabschätzung für die thermische Leistung einer Fluss-Wärmepumpe wird angenommen, dass eine Auskühlung des Neckar in Folge des Wärmepumpen-Betriebs um 1 K genehmigungsfähig ist (Klärung mit zuständiger Genehmigungsbehörde erforderlich!). Das daraus resultierende Wärmeleistungspotenzial beträgt ca. 170 MW. Dies entspricht knapp 20 % der im Bestandsnetz der EnBW installierten Erzeugerleistung.

Fazit: Es ist ein begrenztes (genaue Grenze abhängig vom Genehmigungsprozess) Potenzial vorhanden, welches für die Dekarbonisierung des Bestandsnetzes der EnBW oder auch für die Versorgung einzelner neuer Inselnetze infrage kommt. Das Potenzial ist jedoch nicht groß genug, um als skalierbare Technologieblaupause für die gemeinschaftliche Wärmeversorgung im Rahmen dieser Studie betrachtet werden zu können. Außerdem ist zu beachten, dass die Wärmepumpe in der Heizperiode aufgrund der in diesem Zeitraum geringen vorherrschenden Wassertemperatur nicht einsatzfähig ist.

5.3.4.2 Luftwärmepumpen

Wie bereits in 4.3.4.4 beschrieben, ist das Potenzial der Wärmequelle Luft quasi unerschöpflich und überall verfügbar.

Die volkswirtschaftlichen Betrachtungen in den vorherigen Abschnitten zeigen, dass die Luftwärmepumpe – als flächendeckende skalierbare Erzeugungsanlage – in einer gemeinschaftlichen Wärmeversorgung anderen Technologien vorzuziehen ist. Weder die Geothermie (vgl. 5.3.4.2) als Alternative zur Luftwärmepumpe noch eine Kombination mit solarthermischen Anlagen (vgl. 5.3.1) als Ergänzung des Erzeugerarks können demnach für den flexiblen flächendeckenden Einsatz empfohlen werden.

Hinsichtlich des Flächenbedarfs bietet die Technologie signifikante Vorteile gegenüber solarthermischen Freiflächen-Anlagen.

Im Vergleich benötigen die Tischkühler zur Ansaugung der Außenluft bei Luftwärmepumpen lediglich ca. 25-30 m²/MW. Für eine Wärmepumpe mit 3,5 MW Wärmeleistung sind dementsprechend etwa 100 m² Fläche erforderlich. Die Installation der Tischkühler kann damit voraussichtlich auf dem Dach der Energiezentrale erfolgen, womit der Flächenbedarf minimal gehalten werden kann.

Nachfolgend wird die Wirtschaftlichkeit einer Energiezentrale mit Luftwärmepumpe als Hauptwärmeerzeuger sowie einem Elektrodenkessel als Spitzenlasterzeuger und einem Pufferspeicher zur Betriebsoptimierung betrachtet. Die durchschnittliche Auslegungswärmeleistung der in 4.5.1 identifizierten Inselnetze beträgt ca. 7 MW bei einem Jahreswärmeabsatz von ca. 14.360 MWh/a. Der Jahreswärmebedarf inklusive Netzverlusten beträgt ca. 15.960 MWh/a. Damit ergibt sich folgende Dimensionierung für eine exemplarische Energiezentrale (unter Berücksichtigung der Annahmen aus 4.4.2.4):

- Luftwärmepumpe: 3,5 MW_{th}
- Elektrodenkessel: 3,5 MW_{th}
- Pufferspeicher: 320 m³

Unter Berücksichtigung der in 4.4.2.4 definierten wirtschaftlichen Randbedingungen ergeben sich für die Energiezentrale

- Gesamtinvestitionskosten von ca. 3,8 Mio. €,
- annualisierte Gesamtinvestitionskosten von ca. 260.000 €/a,
- Wartungs- und Instandhaltungskosten von ca. 13.000 €/a,
- Verbrauchsgebundene Betriebskosten (Strom) von ca. 815.000 €/a

Die resultierenden Wärmegestehungskosten bezogen auf den Wärmeabsatz des exemplarischen Wärmenetzes betragen entsprechend Abbildung 5-16 ca. 76 €/MWh.

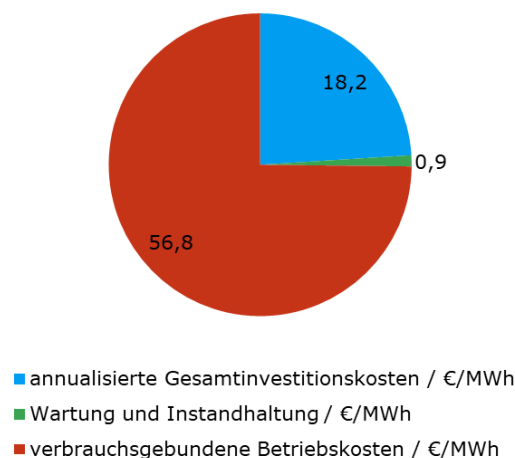


Abbildung 5-16: Aufteilung der Wärmegestehungskosten auf Kapitalkosten, Wartung- und Instandhaltung und verbrauchsgebundene Kosten.

Fazit: Die Luftwärmepumpe bietet hinsichtlich Verfügbarkeit, Ökonomie, Flächenbedarf und genehmigungsrechtlicher Fragestellungen gute Voraussetzungen für einen flächendeckenden Einsatz im städtischen Gebiet.

5.3.5 Potenzial individuelle Luftwärmepumpen

Die Ergebnisse der GIS-gestützten Analyse für die Eignung von Liegenschaften zur Aufstellung von Luftwärmepumpen nach der in Abschnitt 4.5.3 beschriebenen Methodik sind in Abbildung 5-17 exemplarisch dargestellt. Es ist zu erkennen, dass sich insbesondere im Bereich der City-Lagen Schwierigkeiten bei dem Betrieb von Luftwärmepumpen ergeben, da hier viele Liegenschaften als nicht geeignet oder nur bedingt geeignet identifiziert sind.

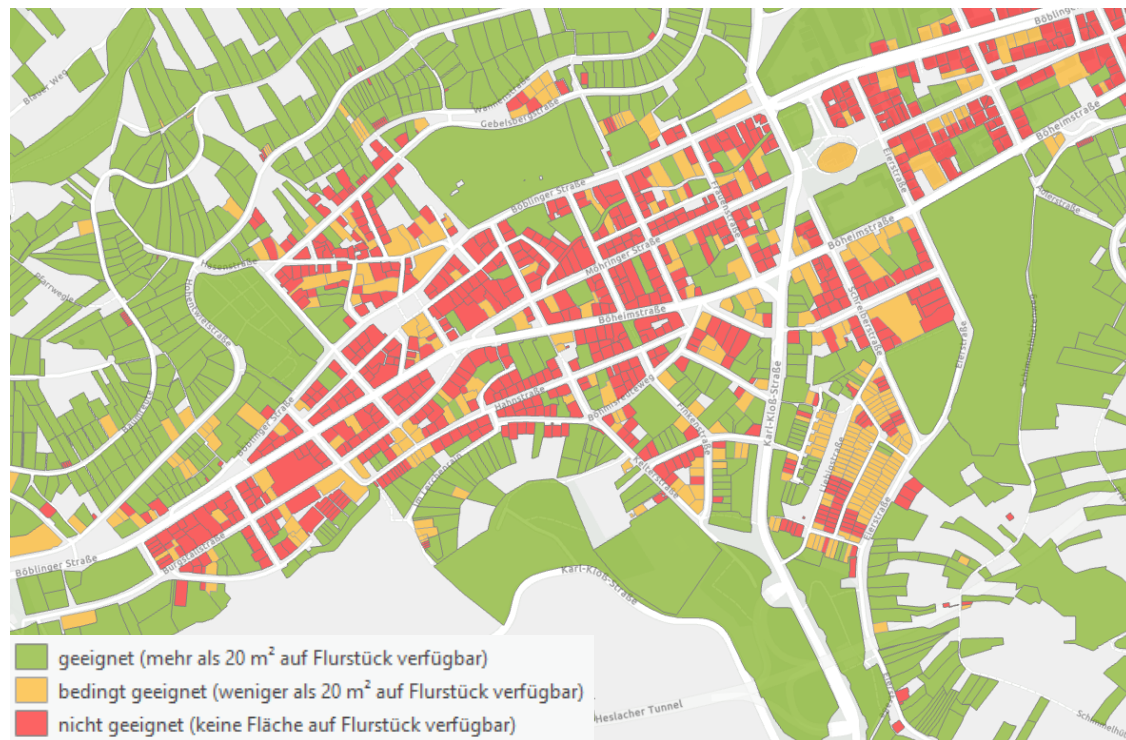


Abbildung 5-17: Eignung von Flurstücken für eine Versorgung mit Luftwärmepumpen hinsichtlich der Schallimmissionen (Ausschnitt Stadtteil Heslach).

Das bedeutet nicht, dass in diesen Bereichen eine Versorgung durch individuelle Luftwärmepumpen kategorisch ausgeschlossen ist. Durch spezielle Schallschutzeinhausungen kann der Schallpegel reduziert werden. Außerdem ist unter Umständen eine Aufstellung der Verdampfereinheit auf dem Dach der Gebäude denkbar, sofern die statische Traglast des Daches dies zulässt. Dies müsste jeweils individuell geprüft werden. Außerdem kann auch bei einer Aufstellung der Verdampfereinheit auf dem Dach die Schallproblematik eine Limitierung darstellen. Die Aufstellung in den Kellern der Gebäude ist ebenfalls denkbar, jedoch müssten hierfür zusätzlich Luftkanäle mit großem Querschnitt verlegt werden. Die beschriebenen Hindernisse sorgen dafür, dass in den identifizierten Bereichen eine Versorgung mit Luftwärmepumpen mit zusätzlichen Kosten verbunden ist. Dies macht die Technologie für einen Großteil der Gebäudeeigentümer sowohl finanziell unattraktiv als auch genehmigungsrechtlich unsicher.

5.3.6 Gesamtfazit Potenzialabschätzung

Die Untersuchung diverser erneuerbarer Energien und Abwärmepotenziale hat viele Restriktionen hinsichtlich Genehmigungsfähigkeit, Flächenbedarf, ökonomischem Betrieb, Kombinierbarkeit, sowie der Verfügbarkeit erforderlicher Informationen aufgezeigt. Bewertet man die untersuchten Potenziale hinsichtlich dieser Kriterien bleibt als favorisierte Erzeugeroption für die gemeinschaftliche Versorgung die Luftwärmepumpe übrig (vgl. Tabelle 5-3).

Tabelle 5-3: Zusammenfassung Potenzialabschätzung.

	Genehmigung	Flächenbedarf	Ökonomie	Verfügbarkeit erforderlicher Informationen	Gesamt
Aufdachsolarthermie					im Kontext einer gemeinschaftlichen Wärmeversorgung nicht sinnvoll
Freiflächensolarthermie					kann lokal eine Ergänzung der Wärmeversorgung darstellen
Unvermeidbare Abwärme					Als lokale Ergänzung weiterverfolgen
Geothermie					Nur im Einzelfall unter sehr günstigen Rahmenbedingungen vorstellbar
Flusswärmepumpe					Insbesondere eine interessante Option zur Ergänzung des Erzeugerarks im Bestandsnetz
Luftwärmepumpe					Einzige flächendeckende, beliebig skalierbare Erzeugertechnologie

Einschätzung positiv
Einschätzung neutral
Einschätzung negativ

Als skalierbare Technologieblaupause für die gemeinschaftliche Versorgung wird, im Ergebnis der Potenzialabschätzung, die Luftwärmepumpe (als Hauptwärmeerzeuger) in Kombination mit einem Elektrodenkessel (zur Spitzenlastabdeckung) und einem Pufferspeicher (für die Betriebsoptimierung der Erzeuger) genutzt.

Für die meisten anderen betrachteten Potenziale gilt, dass sie für vereinzelte Inselnetze in Abhängigkeit der lokalen (genauer zu prüfenden) Rahmenbedingungen eine sinnvolle Ergänzung des Anlagenparks darstellen können.

Unabhängig vom letztlich konkret genutzten Potenzial zeigt Abschnitt 5.3.5, dass die gemeinschaftliche Versorgung in stark verdichteten Gebieten insbesondere aufgrund genehmigungsrechtlicher Fragestellungen der individuellen Versorgung vorzuziehen ist.

5.4 Konzepte für die Wärmeversorgung außerhalb des Bestandsnetzgebiets

Auf Grundlage der in Abschnitt 4.5 beschriebenen Methodik zur Erstellung von Netztopologien werden vier unterschiedliche Konzepte für die Wärmeversorgung außerhalb des Bestands- und Verdichtungsgebiets der EnBW entwickelt.

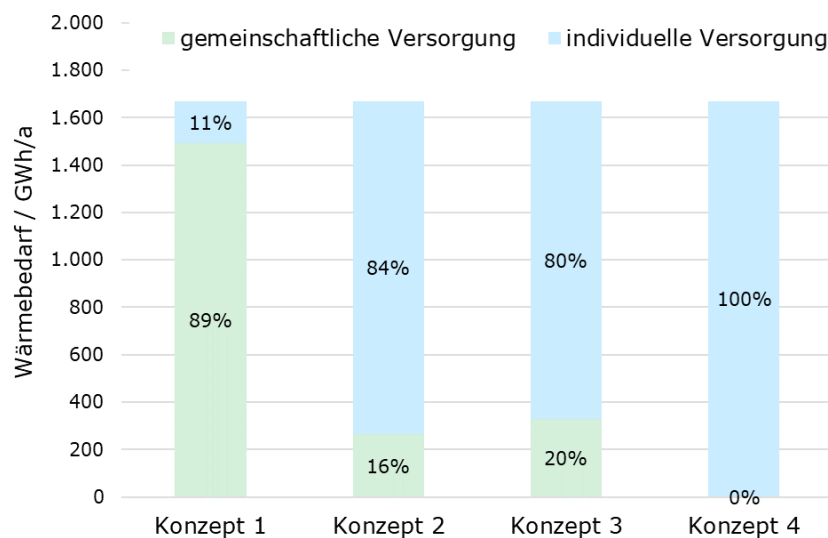
In Tabelle 5-4 sind die grundlegenden Unterschiede zwischen den entwickelten Konzepten stichpunktartig zusammengefasst.

Für alle Konzepte gilt, dass die Wärmeversorgung der nicht an ein Wärmenetz angeschlossenen Gebäude energetisch und wirtschaftlich über eine individuelle Wärmeversorgung (vgl. Abschnitt 4.4.1) abgebildet wird.

Tabelle 5-4: Zusammenfassung der grundlegenden Annahmen für die Konzepterstellung.

Konzept 1: Netzneubau großflächig	Konzept 2a/2b: Netzneubau mit Ankerkunden	Konzept 3: Netzneubau in lokalen Ortszentren	Konzept 4: Nur individuelle Versorgung
Aufbau einer umfassenden Wärmenetzinfrastruktur	Städtische Liegenschaften als Ankerkunden	Problematic Luftwärmepumpe in Ortszentren begegnen	<i>Kein</i> Aufbau einer Wärmenetzinfrastruktur
Optimierung hinsichtlich Wärmeliniendichte	Verdichtungspotenziale zwischen Erzeuger und städtischen Liegenschaften werden erschlossen	Optimierung hinsichtlich Wärmeliniendichte	
	a: hydraulische Reserve für Erweiterungen zu Konzept 1 vorgehalten (Rohrleitungsdurchmesser)		
	b: keine hydraulische Reserve für Erweiterungen vorgehalten		

Abbildung 5-18 zeigt die Deckung des Wärmebedarfs aufgeteilt auf die individuelle und gemeinschaftliche Wärmeversorgung. Die Darstellung gibt einen ersten Eindruck über den in den unterschiedlichen Konzepten resultierenden Versorgungsanteil, bezogen auf die Jahresarbeit. Während im Konzept 1 etwa 90% des Wärmebedarfs über eine gemeinschaftliche Versorgung bezogen werden, sind es in den Konzepten 2 und 3 nur zwischen 15% und 20%.


Abbildung 5-18: Jahreswärmebedarf des betrachteten Gebäudebestands aufgeteilt auf gemeinschaftliche und individuelle Versorgung in den Konzepten 1-4.

Entsprechend eines Beschlusses des Stuttgarter Gemeinderats ist es ein erklärtes Ziel, Stuttgart bis 2035 zur klimaneutralen Landeshauptstadt zu transformieren. In Abbildung 5-19 ist der dafür notwendige Emissionsreduktionspfad in der Wärmeversorgung bis 2035 dargestellt. Dieser Reduktionspfad muss unabhängig von der im Einzelfall getroffenen Entscheidung für eine gemeinschaftliche oder individuelle Wärmeversorgung eingehalten werden. Dem dargestellten Reduktionspfad liegen folgende Annahmen zugrunde:

- Ab sofort: Stetige Sanierung der Bestandsgebäude, sodass der Wärmebedarf bis 2035 um 50 % gegenüber dem Ist-Zustand verringert werden kann
- Mit 3-jährigem Vorlauf für Planung/Genehmigung/Bau: sukzessive Inbetriebnahme klimaneutraler Wärmeversorgungssysteme (Kombination aus gemeinschaftlichen und individuellen Systemen)

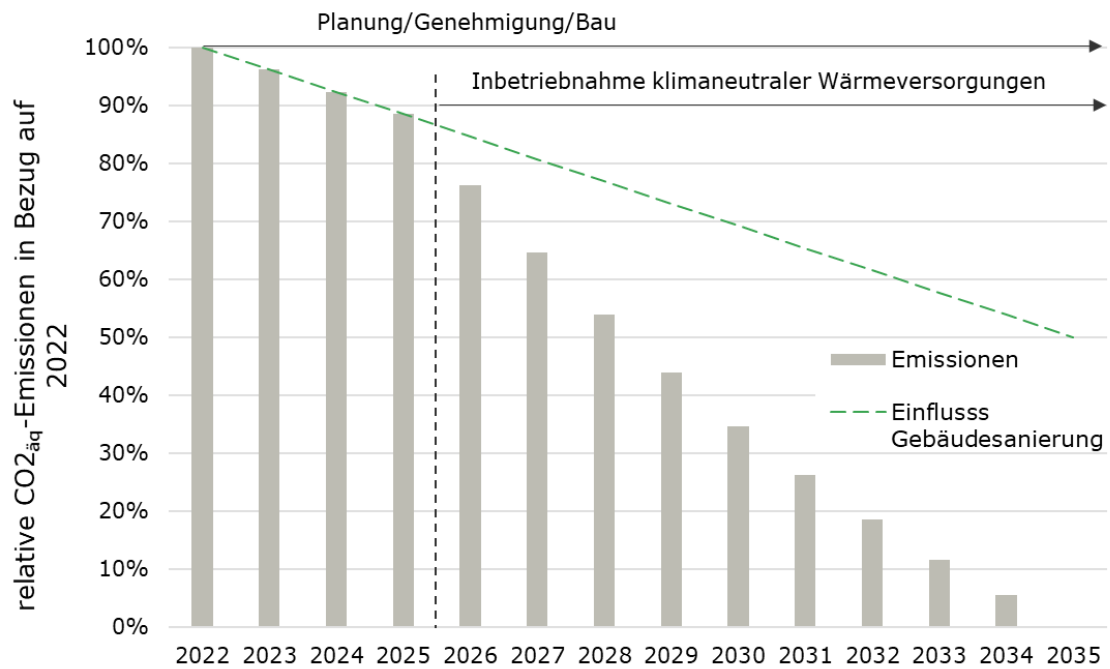


Abbildung 5-19: Emissionsreduktionspfad zur Erreichung von Klimaneutralität in der Wärmeversorgung bis 2035.

5.4.1 Konzept 1 – Netzneubau großflächig

In Abbildung 5-20 ist das Ergebnis der Netzerstellung nach 4.5.1 (Netztopologie flächendeckende gemeinschaftliche Versorgung) visualisiert.

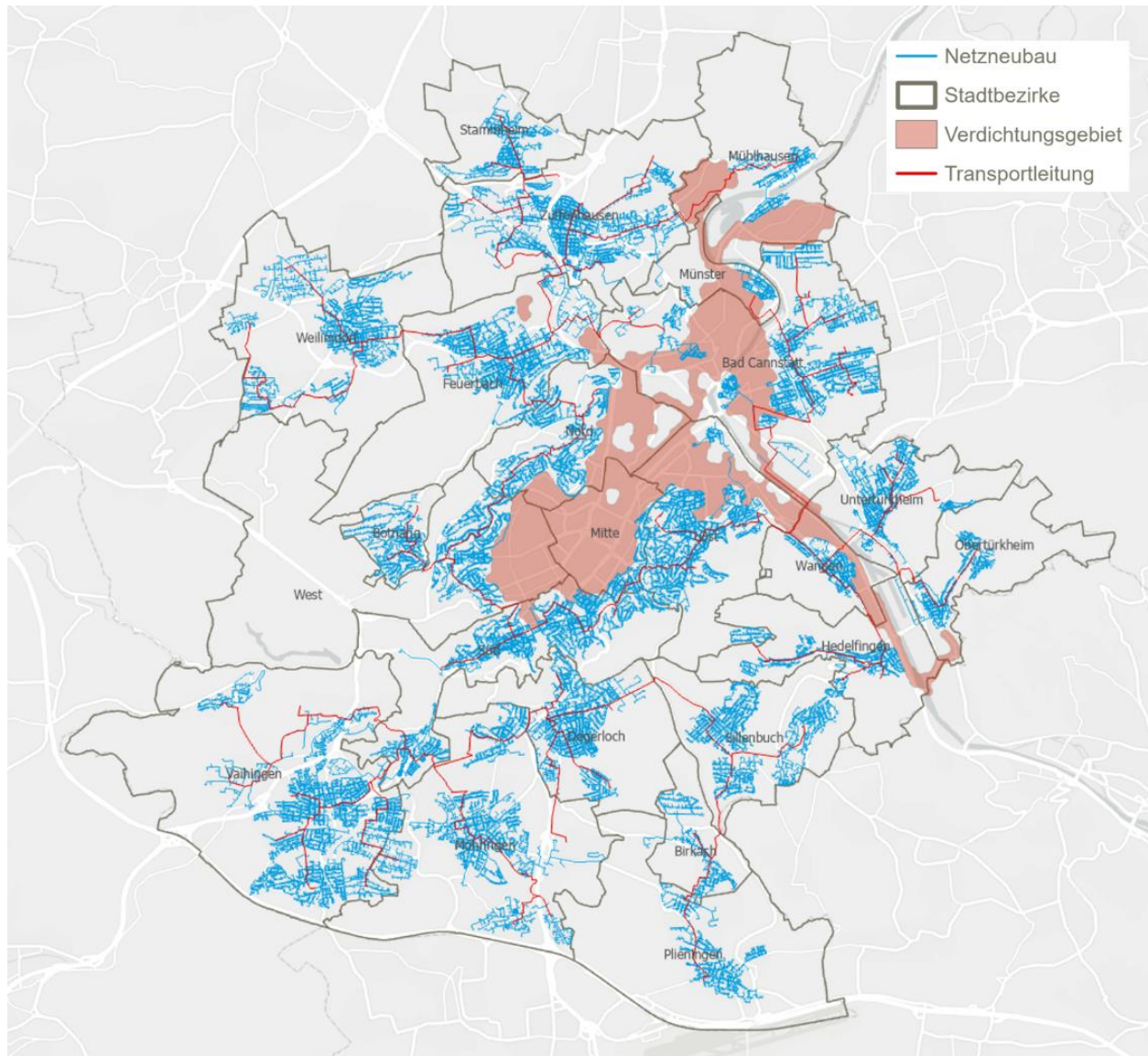


Abbildung 5-20: Netztopologie Konzept 1 - Netzneubau großflächig.

In Abbildung 5-21 ist für einen Stadtausschnitt visualisiert, welche Gebäude über das Wärmenetz gemeinschaftlich und welche Gebäude individuell mit Wärme versorgt werden. Außerdem ist die Aufteilung des jährlichen Wärmebedarfs im gesamten betrachteten Gebiet (Stadtgebiet ohne Bestands- und Verdichtungsgebiet EnBW) auf die individuelle und gemeinschaftliche Wärmeversorgung visualisiert.

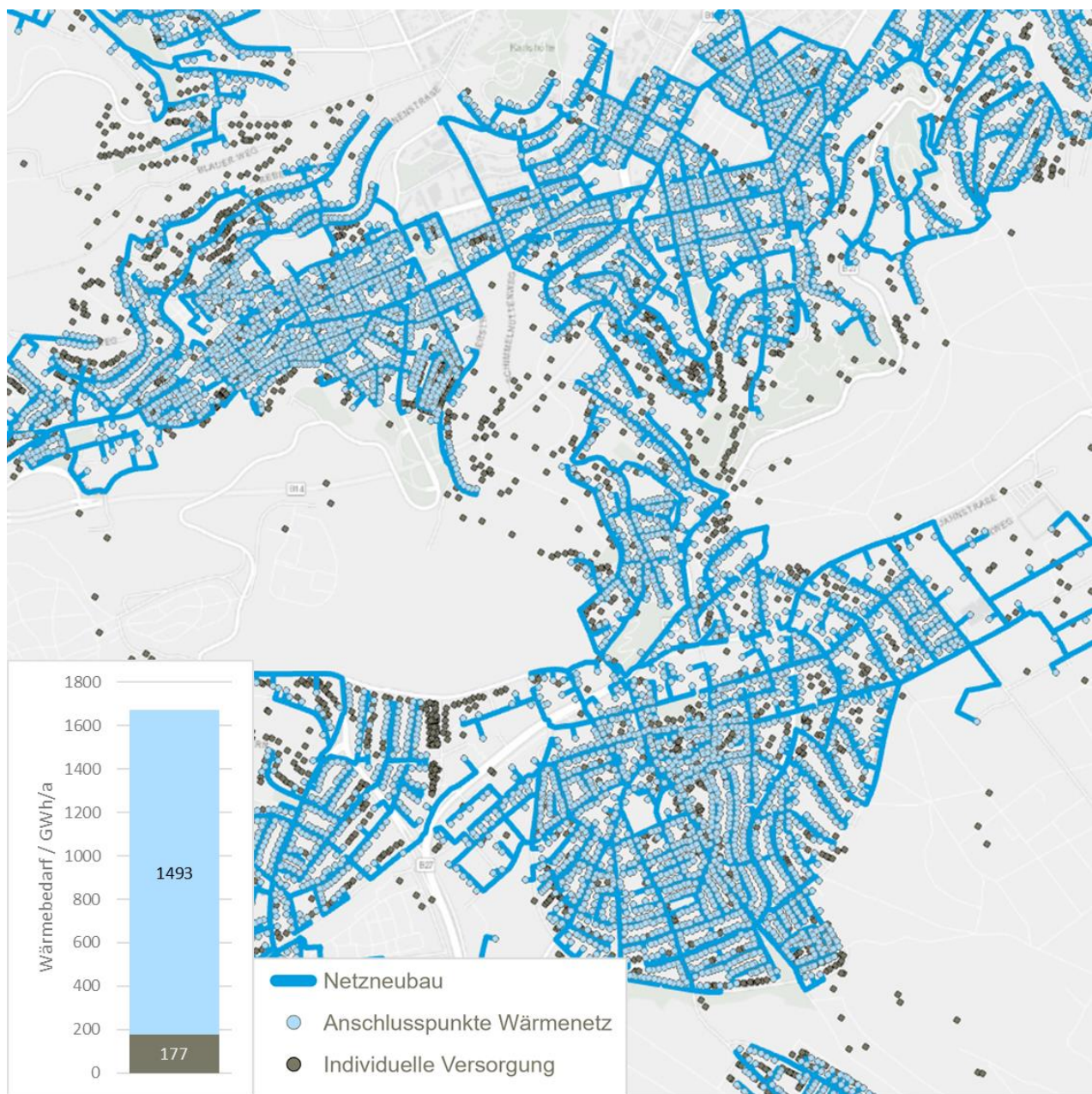


Abbildung 5-21: Detailansicht mit Visualisierung individuell und gemeinschaftlich versorgter Gebäude – Konzept 1.

Zur Identifizierung von Gebieten, die geeignet für eine gemeinschaftliche Wärmeversorgung erscheinen, erfolgt eine objektscharfe Gegenüberstellung der ermittelten Wärmevervollkosten für die individuelle und die gemeinschaftliche Wärmeversorgung aller Gebäude, die im Konzept über ein Wärmenetz erschlossen sind.

Das Ergebnis dieser Gegenüberstellung ist in Abbildung 5-22 als „Wärmevervollkostenquotient“ dargestellt. Aus der Darstellung lässt sich die „Fernwärmeeignung“ für jedes Gebäude und im Gesamtbild auch für ganze Stadtgebiete abschätzen. Dabei sind grüne Bereiche besser und rote Bereiche schlechter für eine gemeinschaftliche Wärmeversorgung geeignet.

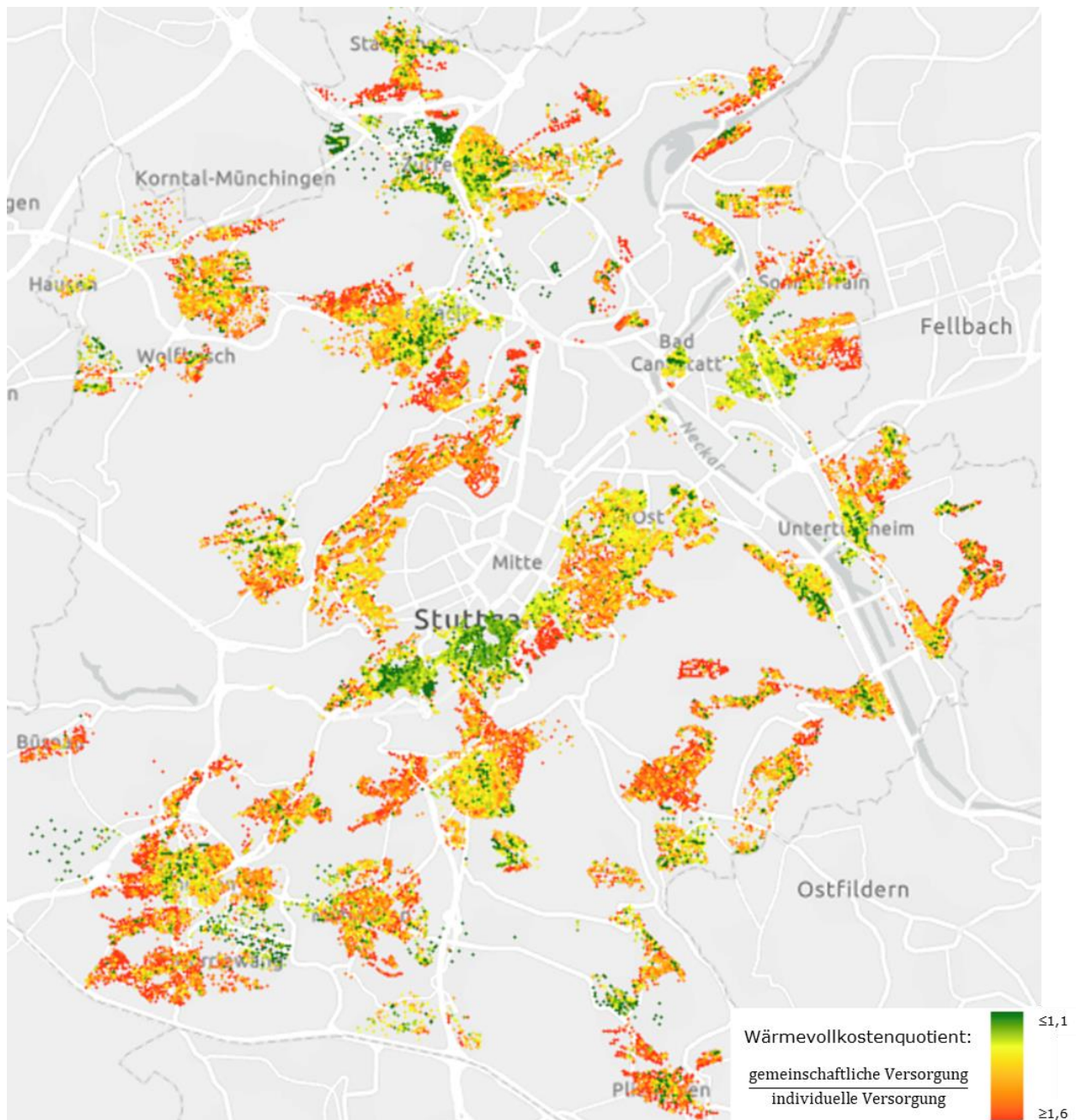
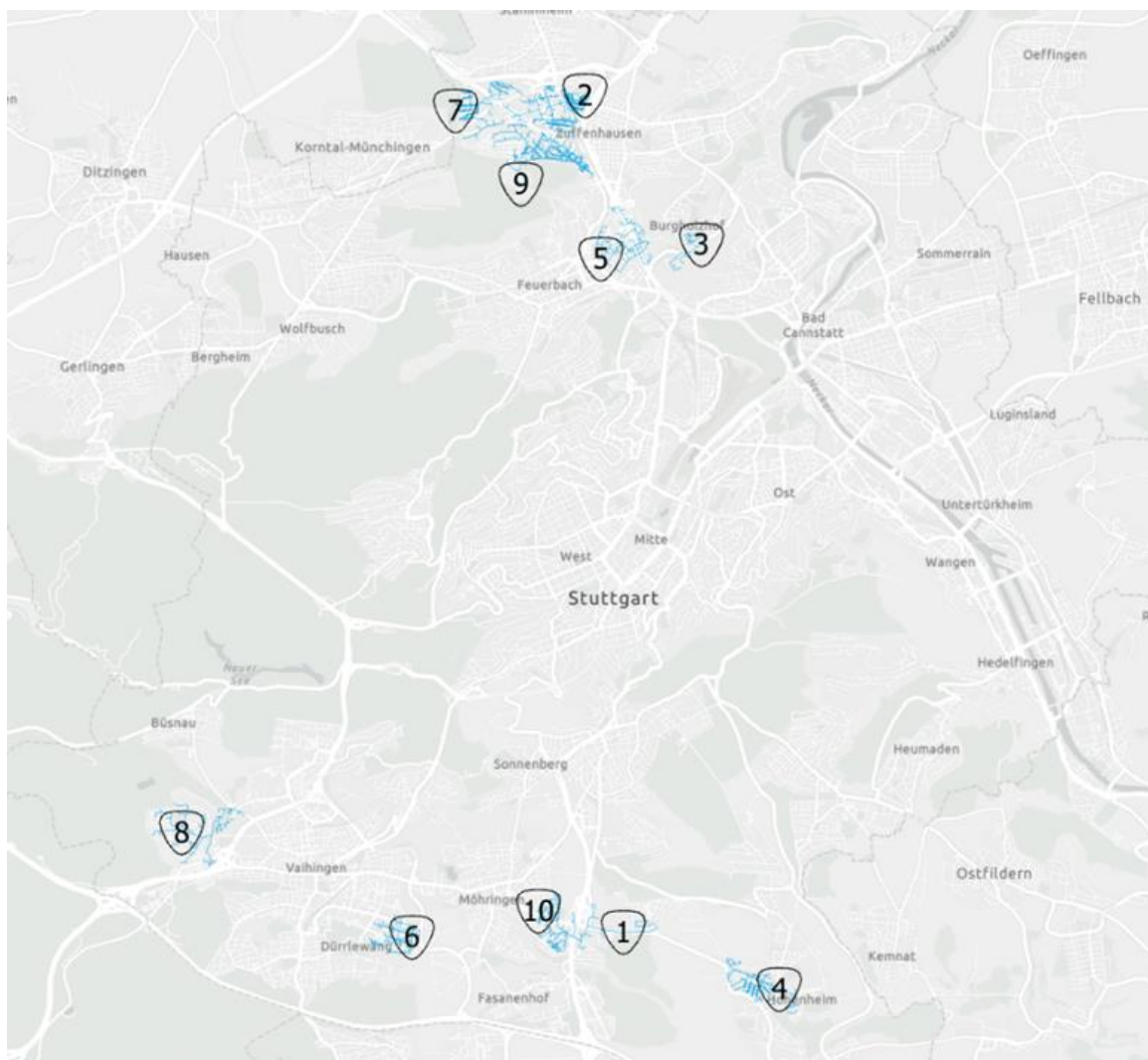


Abbildung 5-22: Objektscharfe Fernwärmeeignung - Gemeinschaftliche vs. Individuelle Wärmeversorgung – Konzept 1.

Als Entscheidungshilfe, für welche Inselnetze eine Implementierung einer gemeinschaftlichen Wärmeversorgung am vorteilhaftesten ist, wurde der vorhergehende objektscharfe Vergleich zusätzlich aggregiert für jedes Inselnetz vorgenommen. Die 10 Inselnetze mit dem geringsten Quotienten aus den Wärmevollkosten der gemeinschaftlichen Versorgung und der individuellen Versorgung werden als „Top10 Inselnetze“ ausgewiesen. Relevante Kennzahlen der Gegenüberstellung sind in Tabelle 5-5 zusammengefasst. Abbildung 5-23 zeigt Lage und Ausdehnung der Top10 Inselnetze für Konzept 1. Wenn die Inselnetze einzeln und nicht großflächig im gesamten Stadtgebiet realisiert werden, entfallen die Kosten für die Transportleitungen. Es werden dann Kosten in ähnlicher Höhe für zusätzliche Redundanz-Erzeugerleistung in den Energiezentralen fällig.

Tabelle 5-5: Kennzahlen der Top10 Inselnetze aus Konzept 1 – gemeinschaftlich oder individuell versorgt.

Konzept 1 - Top10 Inselnetze		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inselnetznummer		9	104	55	83	51	103	75	26	19	16
Wärmemenge / MWh/a		24.984	28.302	8.995	10.356	9.055	5.838	6.243	12.697	11.677	11.646
Gemeinschaftliche Versorgung	Gesamtlänge Inselnetze Verteilleitungen / m	2.636	7.295	2.162	5.350	5.178	3.084	5.118	6.503	8.143	5.049
	Gesamtlänge Hausanschlussleitungen / m	393	5.574	485	2.569	2.162	2.774	2.557	1.421	6.322	2.446
	Wärmelinienichte / kWh/(m*a)	8.248	4.750	5.093	3.651	3.535	2.949	2.447	2.951	2.240	1.759
	Investitionskosten Energiezentrale / Tsd. €	6.576	16.091	3.549	7.611	6.830	4.547	4.945	6.154	8.531	3.470
	Investitionskosten Transportleitungen / Tsd. € *	511	1.250	276	591	530	353	384	478	662	269
	Investitionskosten Verteilleitungen / Tsd. €	7.799	15.453	5.310	11.626	11.488	6.381	10.174	14.655	17.878	9.033
	Investitionskosten Hausanschlussleitungen / Tsd. €	1.017	8.510	986	3.733	3.734	4.333	3.936	2.534	9.386	3.607
	Investitionskosten Hausanschlussstationen / Tsd. €	1.652	5.568	897	2.690	2.001	1.564	2.349	1.981	4.273	1.627
	Gesamtinvestitionskosten / Tsd. €	17.555	46.871	11.018	26.250	24.584	17.179	21.788	25.803	40.730	18.006
	Annualisierte Investitionskosten / Tsd. €/a	1.576	4.084	940	2.169	2.007	1.383	1.685	2.021	3.091	1.341
Individuelle Versorgung	Betriebskosten (Wartung & Instandhaltung) / Tsd. €/a	594	1.483	320	703	622	419	469	564	813	328
	Verbrauchsgebundene Betriebskosten / Tsd. €/a	1.419	3.471	765	1.642	1.473	981	1.067	1.327	1.840	749
	Gesamtinvestitionskosten / Tsd. €	13.953	35.962	7.545	17.322	14.816	10.025	12.494	13.581	20.841	8.364
	Annualisierte Investitionskosten / Tsd. €/a	1.171	3.019	633	1.453	1.242	839	1.047	1.138	1.743	700
Wärme-kosten	Betriebskosten (Wartung & Instandhaltung) / Tsd. €/a	204	527	110	253	216	146	183	198	304	122
	Verbrauchsgebundene Betriebskosten / Tsd. €/a	2.452	5.999	1.323	2.837	2.547	1.695	1.844	2.294	3.181	1.294
	Wärmevollkosten gemeinschaftliche Versorgung / €/MWh	144	319	225	436	453	477	516	308	492	208
Wärme-kosten	Wärmevollkosten individuelle Versorgung / €/MWh	153	337	230	439	442	459	492	286	448	182
	Wärmevollkostenquotient / -	0,94	0,95	0,98	0,99	1,02	1,04	1,05	1,08	1,10	1,14

**Abbildung 5-23: Lage und Ausdehnung der Top10 Inselnetze aus Konzept 1.**

5.4.2 Konzept 2a/b – Netzneubau mit Ankerkunden

In Abbildung 5-24 ist das Ergebnis der Netzerstellung nach 4.5.2 (Netztopologie zur vorrangigen Versorgung öffentlicher Liegenschaften) visualisiert.

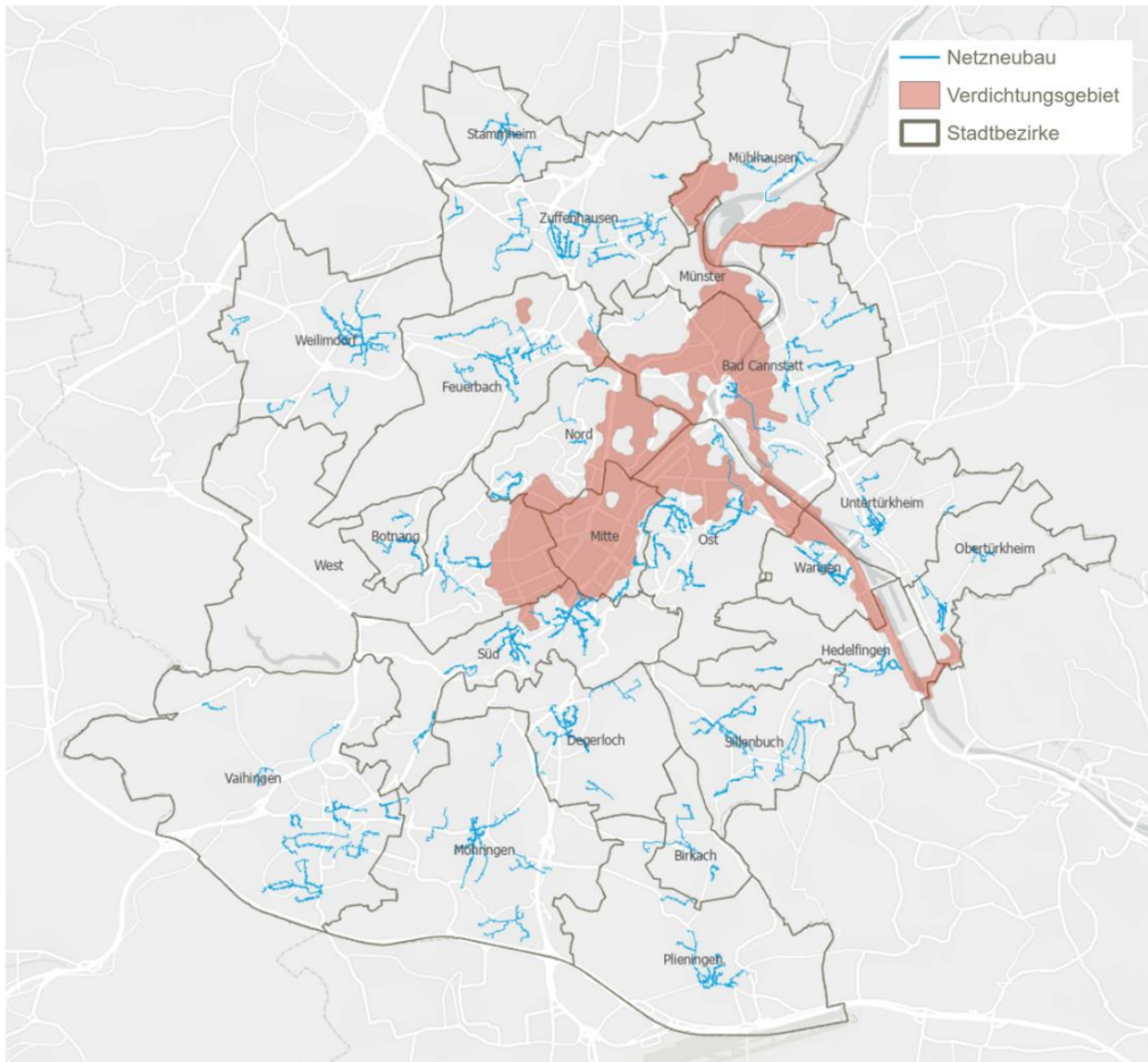


Abbildung 5-24: Netztopologie Konzept 2 - Netzneubau mit Ankerkunden.

In Abbildung 5-25 ist für einen Stadtausschnitt visualisiert, welche Gebäude über das Wärmenetz gemeinschaftlich und welche Gebäude individuell mit Wärme versorgt werden. Außerdem ist die Aufteilung des jährlichen Wärmebedarfs im gesamten betrachteten Gebiet (Stadtgebiet ohne Bestands- und Verdichtungsgebiet EnBW) auf die individuelle und gemeinschaftliche Wärmeversorgung visualisiert.

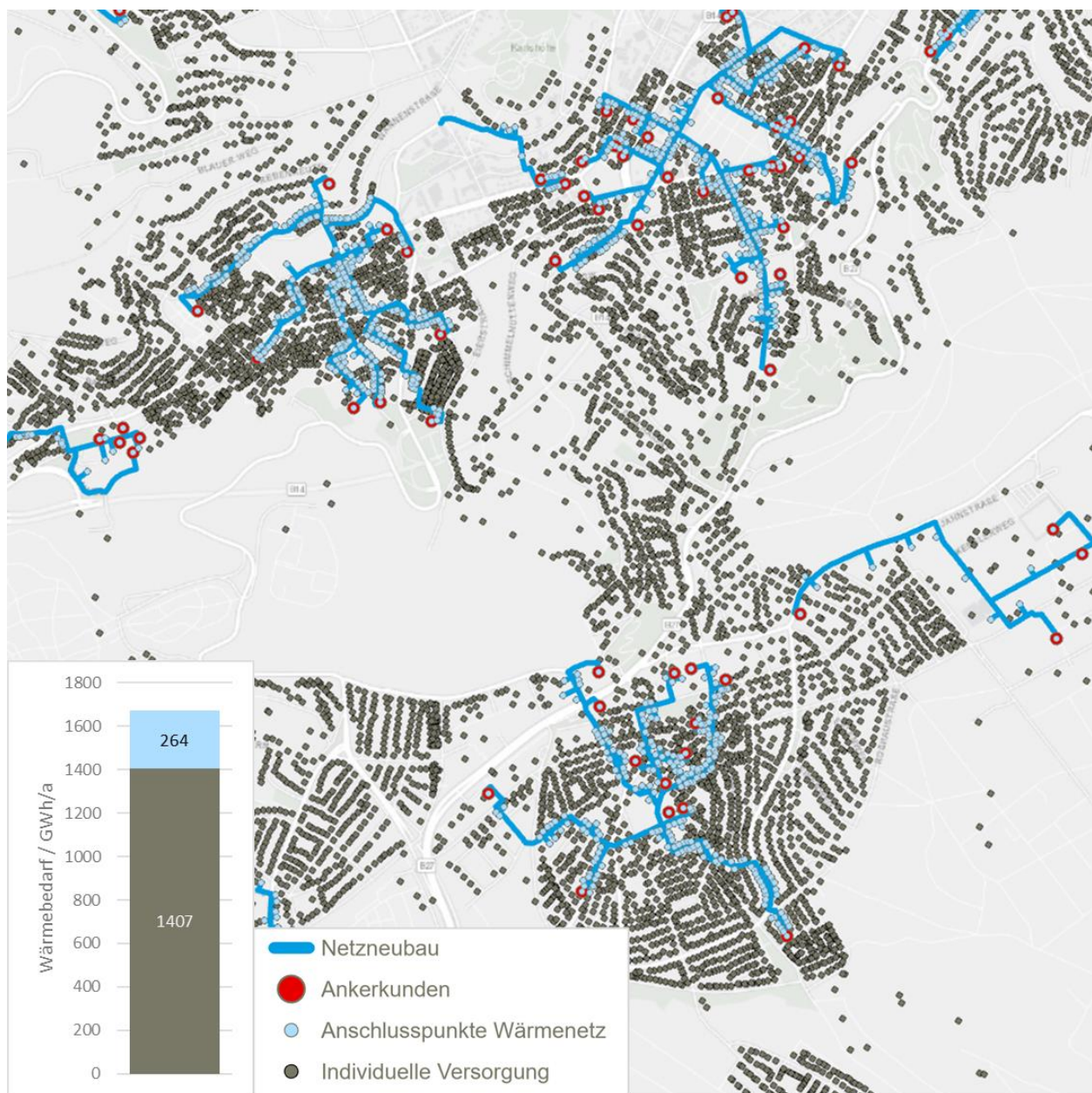


Abbildung 5-25: Detailansicht mit Visualisierung individuell und gemeinschaftlich versorgter Gebäude – Konzept 2.

Zur Identifizierung von Gebieten, die geeignet für eine gemeinschaftliche Wärmeversorgung erscheinen, erfolgt eine objektscharfe Gegenüberstellung der ermittelten Wärmevervollkosten für die individuelle und die gemeinschaftliche Wärmeversorgung aller Gebäude, die im Konzept über ein Wärmenetz erschlossen sind.

Das Ergebnis dieser Gegenüberstellung ist in Abbildung 5-26 als „Wärmevervollkostenquotient“ für Konzept 2b dargestellt. Aus der Darstellung lässt sich die „Fernwärmeeignung“ für jedes Gebäude und im Gesamtbild auch für ganze Inselnetze abschätzen. Dabei sind grüne Bereiche besser und rote Bereiche schlechter für eine gemeinschaftliche Wärmeversorgung geeignet.

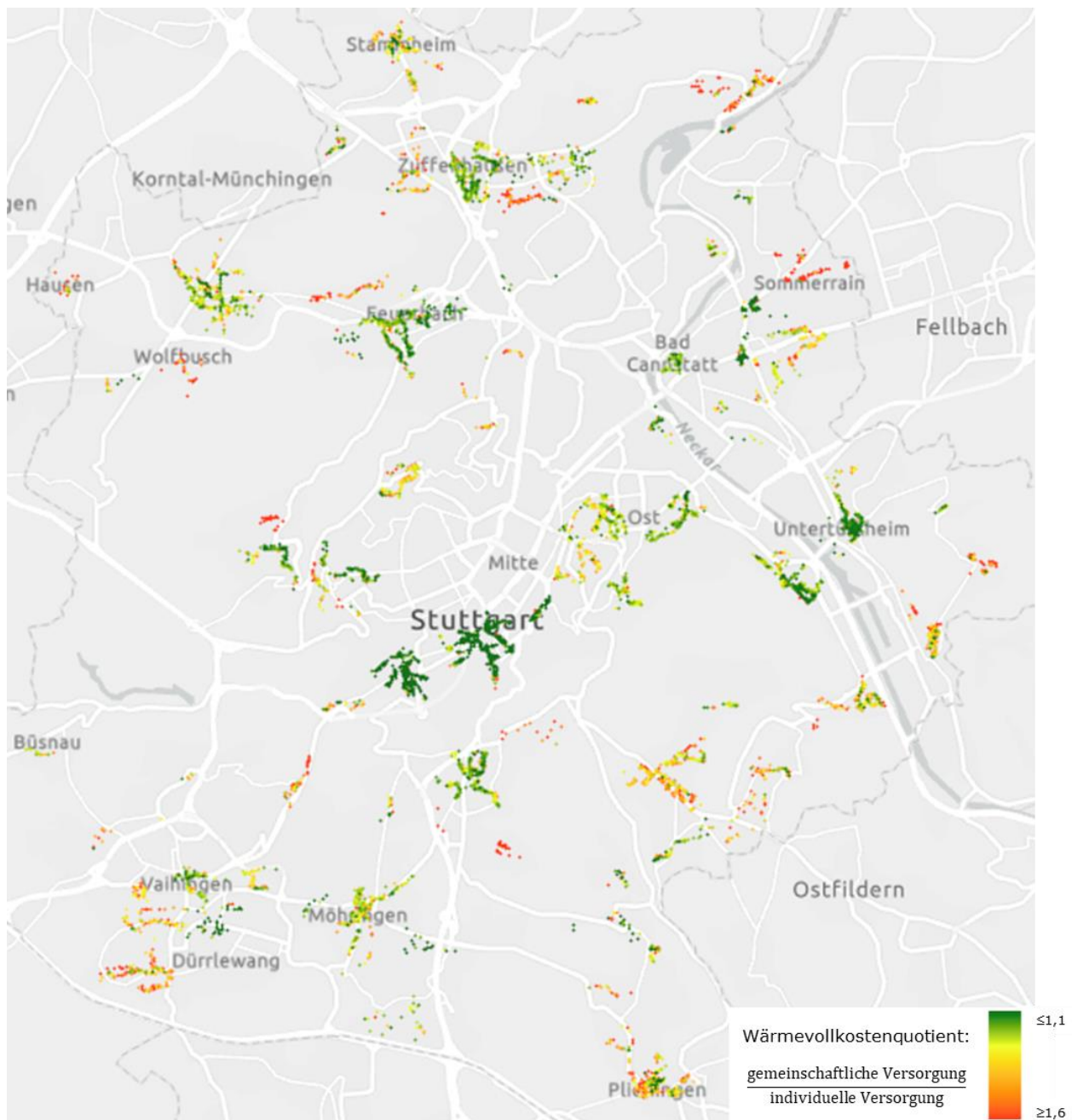
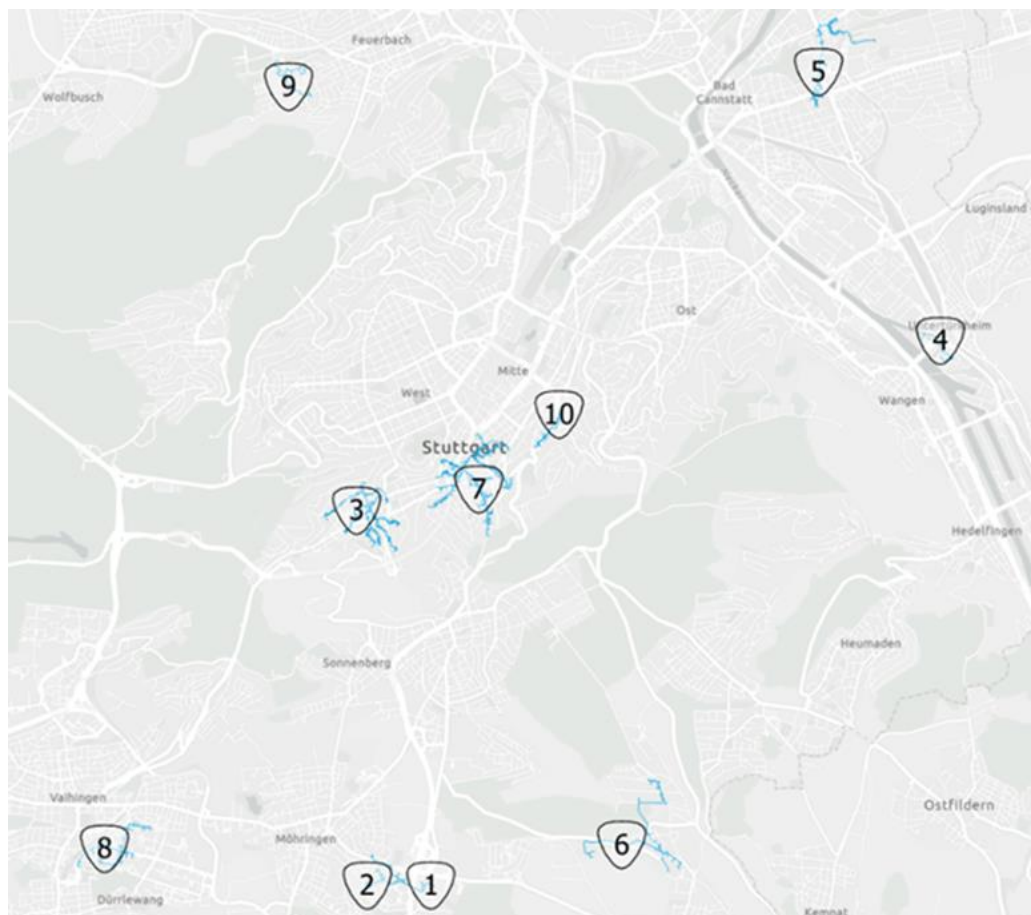


Abbildung 5-26: Objektscharfe Fernwärmeeignung - Gemeinschaftliche vs. Individuelle Wärmeversorgung – Konzept 2b.

Als Entscheidungshilfe, für welche Inselnetze eine Umsetzung der gemeinschaftlichen Wärmeversorgung besonders vorteilhaft ist, wurde der vorhergehende objektscharfe Vergleich zusätzlich aggregiert für jedes Inselnetz vorgenommen. Die 10 Inselnetze mit dem geringsten Quotienten aus den Wärmevollkosten der gemeinschaftlichen Versorgung und der individuellen Versorgung werden als „Top10 Inselnetze“ ausgewiesen. Relevante Kennzahlen der Gegenüberstellung sind in Tabelle 5-6 zusammengefasst. Abbildung 5-27 zeigt Lage und Ausdehnung der Top10 Inselnetze für Konzept 2.

Tabelle 5-6: Kennzahlen der Top10 Inselnetze aus Konzept 2 (blau: Konzept 2b wenn abweichend) – gemeinschaftlich oder individuell versorgt.

Konzept 2a/2b - Top10 Inselnetze		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inselnetznummer		9	16	92	73	13	37	21	18	96	56
Wärmemenge / MWh/a		1.679	6.604	15.934	2.444	12.075	11.000	17.872	5.657	2.496	2.124
Gemeinschaftliche Versorgung	Gesamtlänge Inselnetze Verteilleitungen / m	179	1.628	4.007	632	2.376	3.311	5.369	1.875	1.104	617
	Gesamtlänge Hausanschlussleitungen / m	202	355	3.816	277	1.636	832	5.629	1.264	489	944
	Wärmelinienendichte / kWh/(m*a)	4.406	3.330	2.037	2.687	3.010	2.655	1.625	1.802	1.567	1.360
	Investitionskosten Energiezentrale / Tsd €	442	1.738	4.194	643	3.179	2.896	4.705	1.489	657	559
	Investitionskosten Transportleitungen / Tsd. €	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Investitionskosten Verteilleitungen / Tsd. €	249	3.492	8.964	1.460	7.725	8.188	11.925	3.854	2.186	1.560
	Investitionskosten Verteilleitungen / Tsd. €	249	2.999	7.566	1.413	6.459	7.479	9.846	3.541	1.928	1.127
	Investitionskosten Hausanschlussleitungen / Tsd. €	371	618	5.442	497	2.362	1.304	7.956	1.937	759	1.317
	Investitionskosten Hausanschlussstationen / Tsd. €	137	488	2.784	193	1.290	917	3.244	622	248	449
	Gesamtinvestitionskosten / Tsd €	1.199	6.336	21.384	2.793	14.556	13.305	27.829	7.903	3.851	3.885
	Gesamtinvestitionskosten / Tsd €	1.199	5.842	19.987	2.746	13.290	12.596	25.751	7.589	3.592	3.452
	Annualisierte Investitionskosten / Tsd €/a	75	388	1.292	170	883	807	1.673	477	232	232
	Annualisierte Investitionskosten / Tsd €/a	75	359	1.211	167	809	766	1.552	459	217	207
	Betriebskosten (Wartung & Instandhaltung) / Tsd €/a	39	152	399	57	286	256	450	134	59	55
	Betriebskosten (Wartung & Instandhaltung) / Tsd €/a	39	152	399	57	286	256	450	134	59	55
Individuelle Versorgung	Verbrauchsgebundene Betriebskosten / Tsd €/a	95	375	905	139	686	625	1.015	321	142	121
	Gesamtinvestitionskosten / Tsd €	980	3.776	11.087	1.417	7.335	6.396	12.029	3.367	1.458	1.493
	Annualisierte Investitionskosten / Tsd €/a	82	317	925	119	614	536	998	281	122	124
	Betriebskosten (Wartung & Instandhaltung) / Tsd €/a	14	55	161	21	107	94	174	49	21	22
Wärme-kosten	Verbrauchsgebundene Betriebskosten / Tsd €/a	165	648	1.564	240	1.185	1.080	1.754	555	245	208
	Wärmevollkosten gemeinschaftliche Versorgung / €/MWh	124	139	163	149	154	153	176	165	173	192
	Wärmevollkosten gemeinschaftliche Versorgung / €/MWh	124	134	158	148	147	150	169	162	167	180
	Wärmevollkosten individuelle Versorgung / €/MWh	156	154	166	155	158	155	164	157	156	166
Wärme-kosten	Wärmevollkostenquotient / -	0,80	0,90	0,98	0,96	0,97	0,99	1,07	1,05	1,11	1,15
	Wärmevollkostenquotient / -	0,80	0,87	0,95	0,95	0,93	0,96	1,03	1,03	1,07	1,08

**Abbildung 5-27: Lage und Ausdehnung der Top10 Inselnetze aus Konzept 2.**

5.4.3 Konzept 3 – Netzneubau in lokalen Ortszentren

In Abbildung 5-28 ist das Ergebnis der Netzerstellung nach 4.5.3 (Netztopologie für gemeinschaftliche Versorgung lokaler Ortszentren) visualisiert.

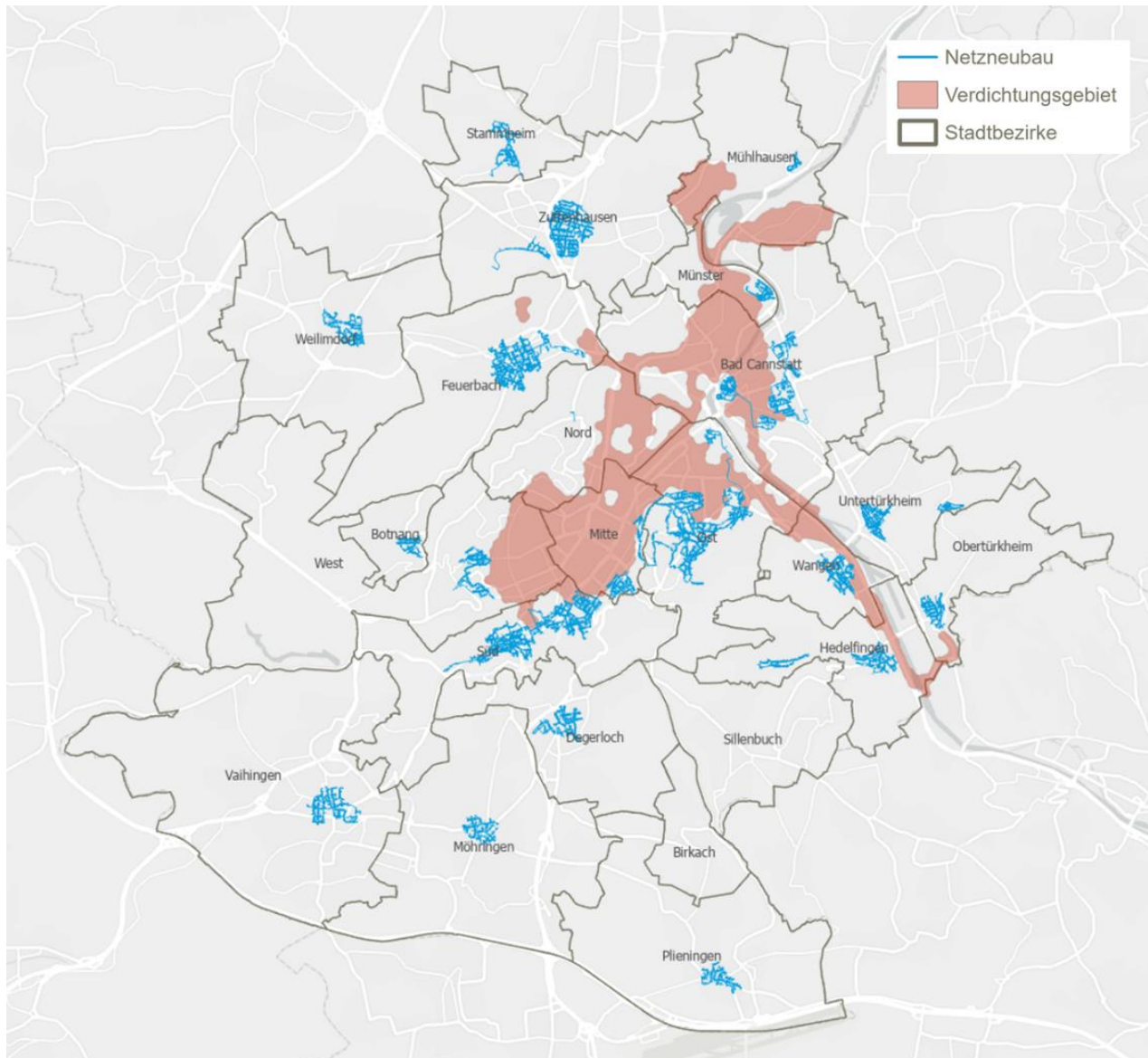


Abbildung 5-28: Netztopologie Konzept 3 - Netzneubau in lokalen Ortszentren.

In Abbildung 5-29 ist für einen Stadtausschnitt visualisiert, welche Gebäude über das Wärmenetz gemeinschaftlich und welche Gebäude individuell mit Wärme versorgt werden. Außerdem ist die Aufteilung des jährlichen Wärmebedarfs im gesamten betrachteten Gebiet (Stadtgebiet ohne Bestands- und Verdichtungsgebiet EnBW) auf die individuelle und gemeinschaftliche Wärmeversorgung visualisiert.

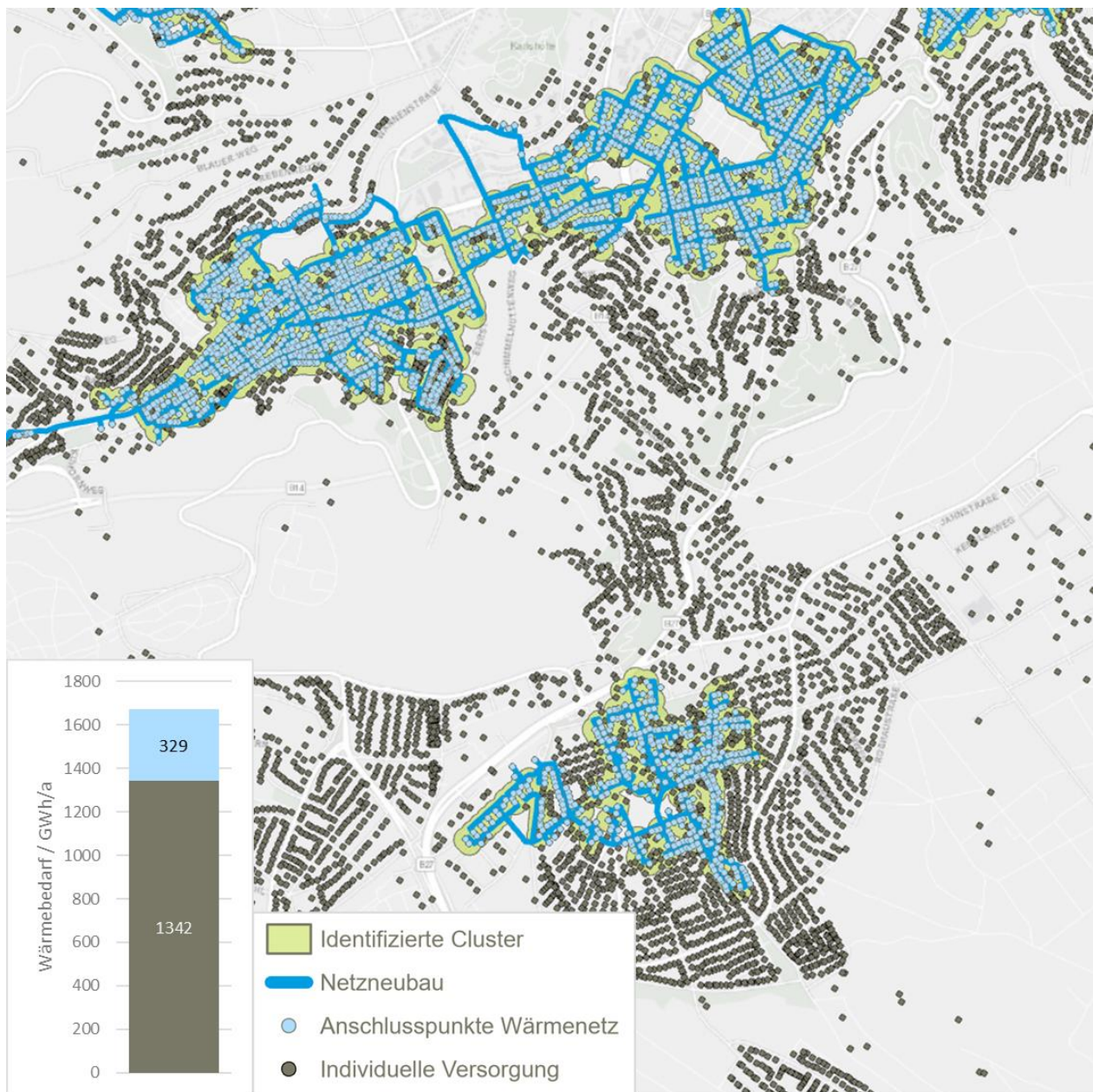


Abbildung 5-29: Detailansicht mit Visualisierung individuell und gemeinschaftlich versorgter Gebäude – Konzept 3.

Zur Identifizierung von Gebieten, die geeignet für eine gemeinschaftliche Wärmeversorgung erscheinen, erfolgt eine objektscharfe Gegenüberstellung der ermittelten Wärmevervollkosten für die individuelle und die gemeinschaftliche Wärmeversorgung aller Gebäude, die im Konzept über ein Wärmenetz erschlossen sind.

Das Ergebnis dieser Gegenüberstellung ist in Abbildung 5-30 als „Wärmevervollkostenquotient“ dargestellt. Aus der Darstellung lässt sich die „Fernwärmeeignung“ für jedes Gebäude und im Gesamtbild auch für ganze Stadtgebiete abschätzen. Dabei sind grüne Bereiche besser und rote Bereiche schlechter für eine gemeinschaftliche Wärmeversorgung geeignet.

Im Vergleich zu den Konzepten 1 und 2 fällt auf, dass die grünen Bereiche im Gesamtbild deutlich überwiegen. Es ist positiv zu bewerten, dass Netze, die methodisch auf hochverdichtete Gebiete zugeschnitten werden, im Vergleich zum großflächigen Netzneubau (Konzept 1) offenbar geringere Wirtschaftlichkeitslücken gegenüber der individuellen Versorgung aufweisen. Denn wie in 4.5.3

beschrieben, werden in Konzept 3 insbesondere die Verbraucher versorgt, bei denen eine individuelle klimaneutrale Wärmeversorgung aufgrund sehr enger Bebauung nicht ohne weiteres realisierbar ist.

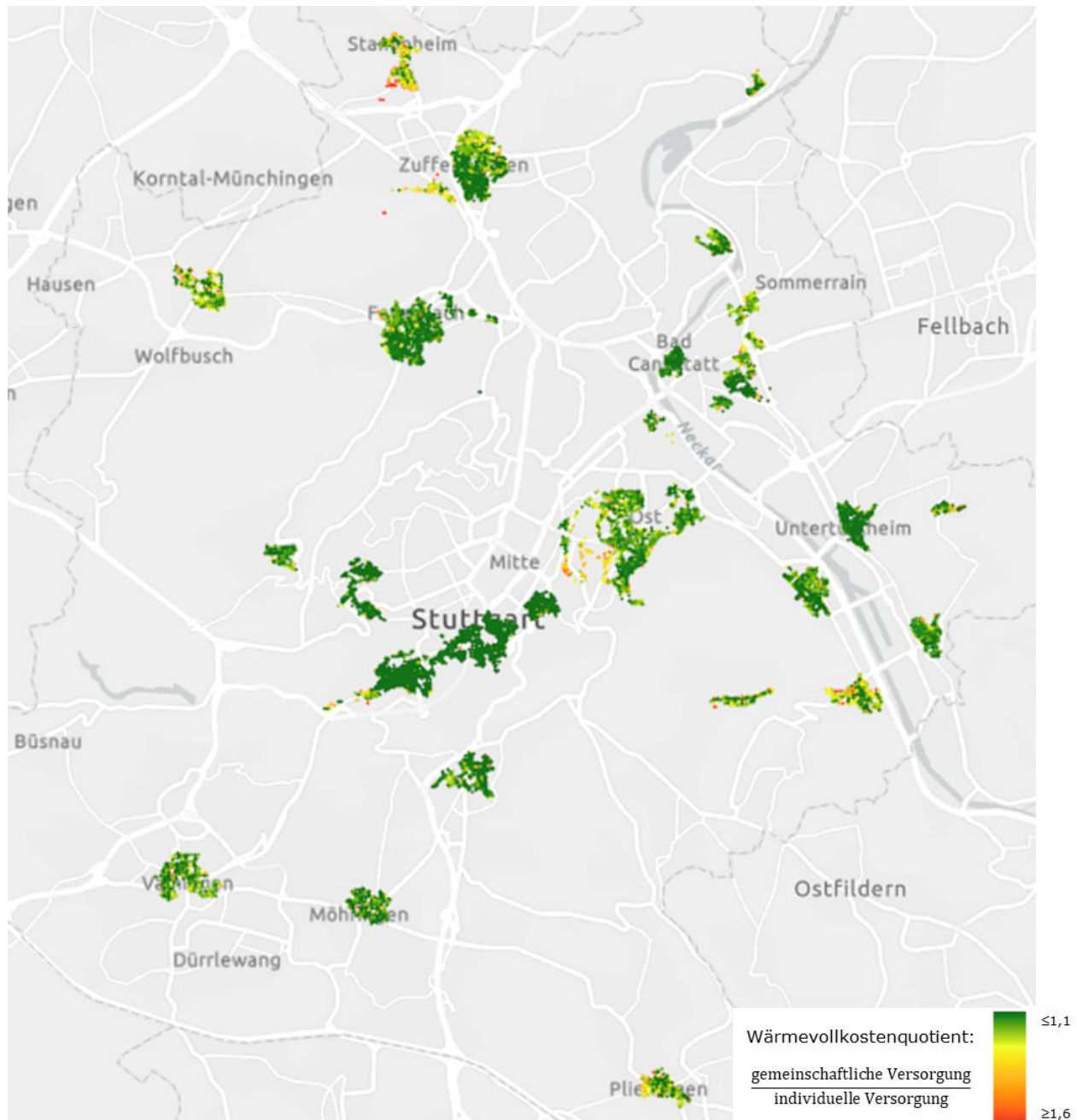
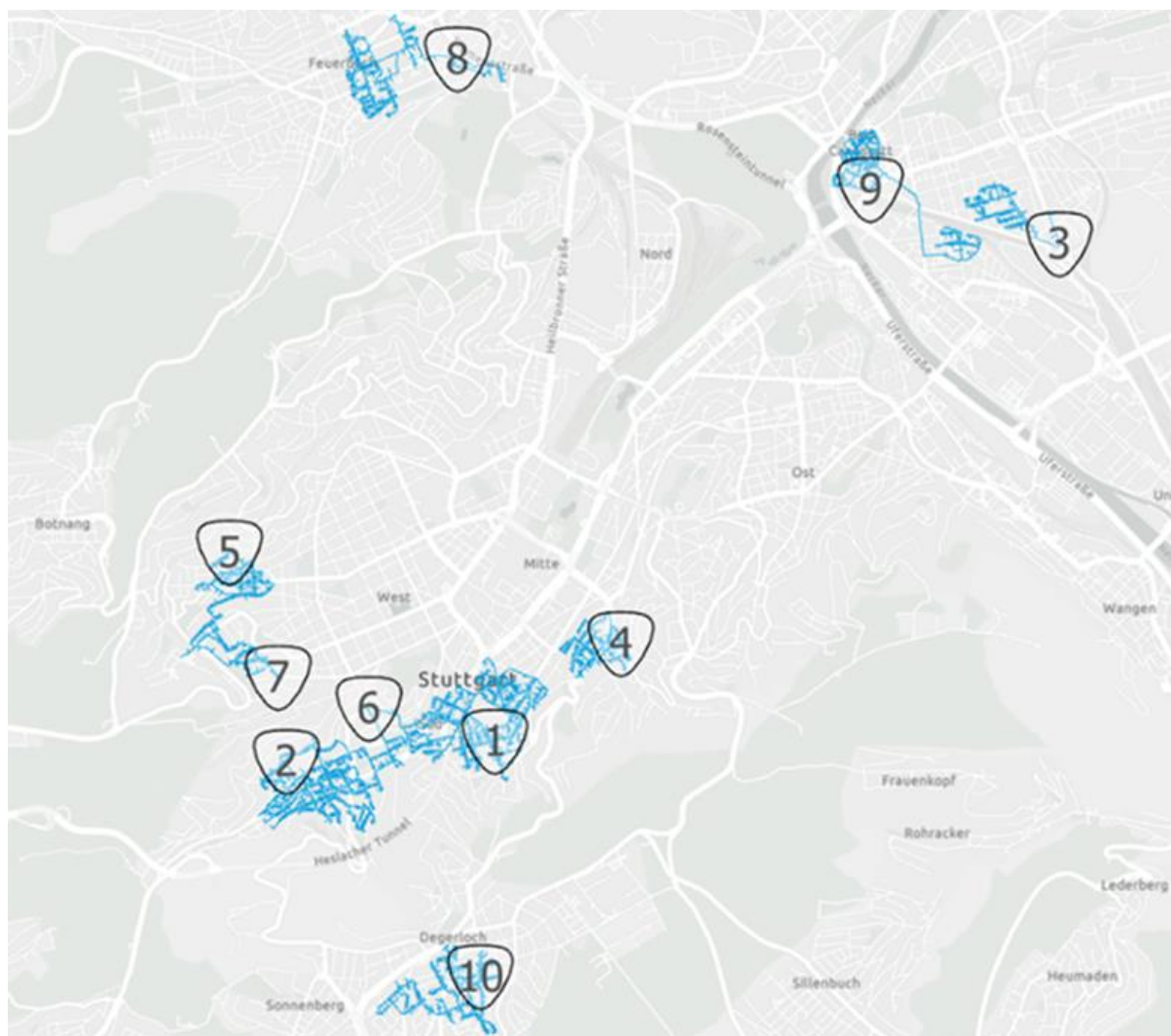


Abbildung 5-30: Objektscharfe Fernwärmeeignung - Gemeinschaftliche vs. Individuelle Wärmeversorgung – Konzept 3.

Als Entscheidungshilfe, für welche Inselnetze eine Umsetzung der gemeinschaftlichen Wärmeversorgung besonders vorteilhaft ist, wurde der vorhergehende objektscharfe Vergleich zusätzlich aggregiert für jedes Inselnetz vorgenommen. Die 10 Inselnetze mit dem geringsten Quotienten aus den Wärmevollkosten der gemeinschaftlichen Versorgung und der individuellen Versorgung werden als „Top10 Inselnetze“ ausgewiesen. Relevante Kennzahlen der Gegenüberstellung sind in Tabelle 5-7 zusammengefasst. Abbildung 5-31 zeigt Lage und Ausdehnung der Top10 Inselnetze für Konzept 3.

Tabelle 5-7: Kennzahlen der Top10 Inselnetze aus Konzept 3– gemeinschaftlich oder individuell versorgt.

Konzept 3 - Top10 Inselnetze		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inselnetznummer		21	92	11	56	39	24	38	62	12	32
Wärmemenge / MWh/a		35.929	28.302	8.995	10.356	9.055	5.838	6.243	12.697	11.677	11.646
Gemeinschaftliche Versorgung	Gesamtlänge Inselnetze Verteilungen / m	9.614	9.393	2.727	3.312	3.156	2.509	2.406	6.070	6.107	5.805
	Gesamtlänge Hausanschlussleitungen / m	11.943	10.521	2.995	4.115	3.698	2.011	2.698	5.822	4.038	6.372
	Wärmeliniendichte / kWh/(m*a)	1.667	1.421	1.572	1.394	1.321	1.292	1.223	1.068	1.151	956
	Investitionskosten Energiezentrale / Tsd. €	9.458	7.450	2.368	2.726	2.384	1.537	1.643	3.342	3.074	3.066
	Investitionskosten Transportleitungen / Tsd. €	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Investitionskosten Verteilungen / Tsd. €	17.811	16.794	5.616	6.199	5.353	4.601	4.531	10.600	11.674	9.864
	Investitionskosten Hausanschlussleitungen / Tsd. €	16.777	14.693	4.237	5.729	5.176	2.843	3.755	8.185	5.654	8.866
	Investitionskosten Hausanschlussstationen / Tsd. €	6.899	7.097	1.747	2.214	2.014	1.152	1.519	3.240	2.884	3.569
	Gesamtinvestitionskosten / Tsd. €	50.945	46.034	13.968	16.868	14.927	10.132	11.448	25.368	23.285	25.365
	Annualisierte Investitionskosten / Tsd. €/a	3.072	2.764	840	1.013	896	607	685	1.515	1.391	1.512
Individuelle Versorgung	Betriebskosten (Wartung & Instandhaltung) / Tsd. €/a	811	672	203	238	210	132	147	303	276	289
	Verbrauchsgebundene Betriebskosten / Tsd. €/a	2.040	1.607	511	588	514	331	354	721	663	661
	Gesamtinvestitionskosten / Tsd. €	24.458	22.669	6.333	7.367	6.534	4.019	4.695	10.111	9.077	10.215
	Annualisierte Investitionskosten / Tsd. €/a	2.027	1.885	526	610	541	334	389	841	754	849
Wärme-kosten	Betriebskosten (Wartung & Instandhaltung) / Tsd. €/a	353	328	92	106	94	58	68	147	131	148
	Verbrauchsgebundene Betriebskosten / Tsd. €/a	3.526	2.778	883	1.016	889	573	613	1.246	1.146	1.143
	Wärmeverkostungen gemeinschaftliche Versorgung / €/MWh	165	178	173	178	179	183	190	200	200	211
	Wärmeverkostungen individuelle Versorgung / €/MWh	164	176	167	167	168	165	171	176	174	184
	Wärmeverkostenquotient / -	1,00	1,01	1,04	1,06	1,06	1,11	1,11	1,14	1,15	1,15


Abbildung 5-31: Lage und Ausdehnung der Top10 Inselnetze aus Konzept 3.

5.4.4 Konzept 4 – Nur individuelle Versorgung

In Konzept 4 ist keine gemeinschaftliche Wärmeversorgung außerhalb des Bestands- und Verdichtungsgebiets der EnBW vorgesehen. Alle Verbraucher sind mit einer individuellen Wärmeversorgung ausgestattet.

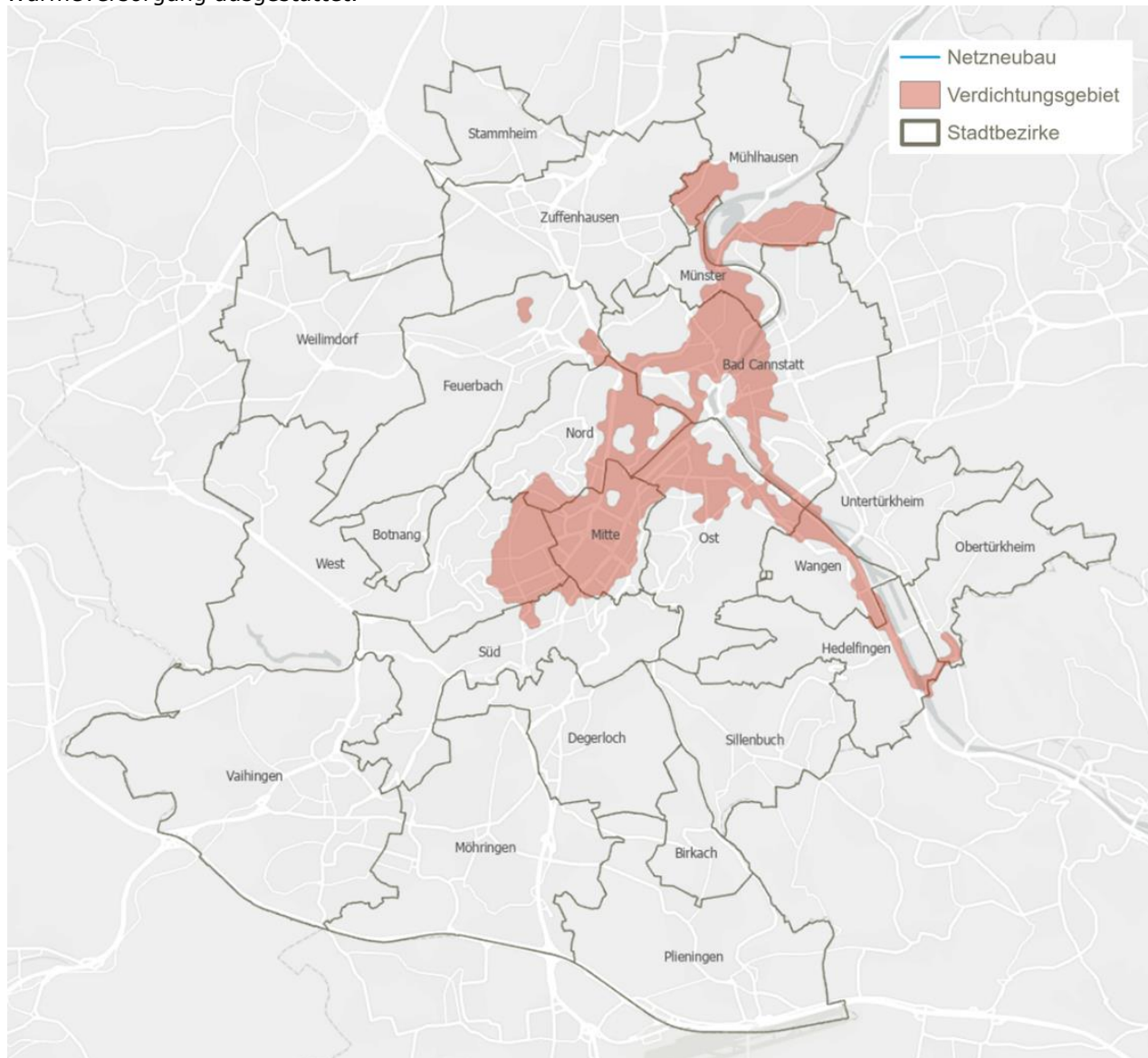


Abbildung 5-32: Konzept 4 - Nur individuelle Versorgung.

5.4.5 Vergleichende Bewertung der Wirtschaftlichkeit

In diesem Kapitel erfolgen eine volkswirtschaftliche Bewertung und Gegenüberstellung der untersuchten Konzepte. Dafür werden aus den annualisierten Investitionskosten, den jährlichen Betriebskosten und dem jährlichen Wärmebedarf die spezifische Wärmevervollkosten je Konzept berechnet.

Die für das gesamte Betrachtungsgebiet aggregierten Kennzahlen zur Gesamtwirtschaftlichkeit sind je Konzept in Tabelle 5-8 in den Kategorien gemeinschaftliche und individuelle Versorgung zusammengefasst.

Kosten für den wahrscheinlich notwendigen Ausbau des Stromnetzes (entwickelte Wärmeversorgungskonzepte sowohl für die gemeinschaftliche als auch die individuelle Versorgung sind „All-electric“-Konzepte) sind nicht berücksichtigt.

Tabelle 5-8: Gesamtwirtschaftlichkeit der Konzepte.

		Konzept 1 - Netzneubau großflächig	Konzept 2a - Netzneubau mit Ankerkunden inkl. Reserve	Konzept 2b - Netzneubau mit Ankerkunden ohne Reserve	Konzept 3 - Netzneubau in lokalen Ortszentren	Konzept 4 - Nur individuelle Versorgung
Gemeinschaftliche Versorgung	Fernwärmeabsatz / GWh/a	1.493	264	264	329	0
	Fernwärmeerzeugung / GWh/a	1.659	293	293	366	0
	Anzahl Inselnetze / -	104	86	86	37	0
	Anzahl zu konvertierender Anlagen / -	42.391	6.103	6.103	12.417	0
	Gesamtlänge Transportnetz / km	140	0	0	0	0
	Gesamtlänge Inselnetze Verteilleitungen / km	890	165	165	172	0
	Gesamtlänge Hausanschlussleitungen / km	685	102	102	175	0
	Wärmelinieindichte / kWh/(m*a)	871	987	987	948	0
	Gesamtinvestitionen / Mio. €	3.807	641	564	731	0
	Annualisierte Investitionskosten / Mio €/a	226	38	34	44	0
	Verbrauchsgebundene Betriebskosten / Mio €/a	85	15	15	19	0
Individuelle Versorgung	Wärmemenge individuelle Versorgung / GWh/a	177	1.407	1.407	1.342	1.671
	Anzahl zu konvertierender Anlagen / -	34.468	70.756	70.756	64.442	76.859
	Gesamtinvestitionen / Mio. €	452	1.456	1.456	1.366	1.655
	Annualisierte Investitionskosten / Mio €/a	38	121	121	114	138
	Verbrauchsgebundene Betriebskosten / Mio €/a	17	138	138	132	164
Wärme- kosten	Wärmevollkosten Wärmenetz / €/MWh	236	227	210	214	
	Wärmevollkosten individuelle Versorgung / €/MWh	348	199	199	198	195
	Wärmevollkosten / €/MWh	248	204	201	201	195

Der Vergleich der Wärmevollkosten bezogen auf das gesamte Betrachtungsgebiet zeigt, dass die in Summe geringsten Kosten für die rein individuelle Versorgung zu erwarten sind. Insbesondere die Konzepte 2b und 3 können mit ca. 3% höheren Wärmevollkosten als Konzept 4, unter Berücksichtigung von Modell- und Datenungenauigkeiten, jedoch als wirtschaftlich gleichwertig betrachtet werden. Im Durchschnitt liegen die Wärmevollkosten in den Konzepten 1-3 im kleinen Leistungsbereich über denen der individuellen Versorgung. Für größere Leistungsklassen (ab ca. 500 kW) können die Kosten aus der individuellen Versorgung insbesondere in Konzept 3 jedoch unterboten werden. Die Darstellung der „Fernwärmeeignung“ und der Top10 Inselnetze in den vorhergehenden Kapiteln zeigt außerdem, dass bei differenzierterem objektscharfem Blick in die Konzepte durchaus Gebäudecluster identifizierbar sind, für die eine gemeinschaftliche Versorgung wirtschaftliche Vorteile gegenüber der individuellen Versorgung bringt.

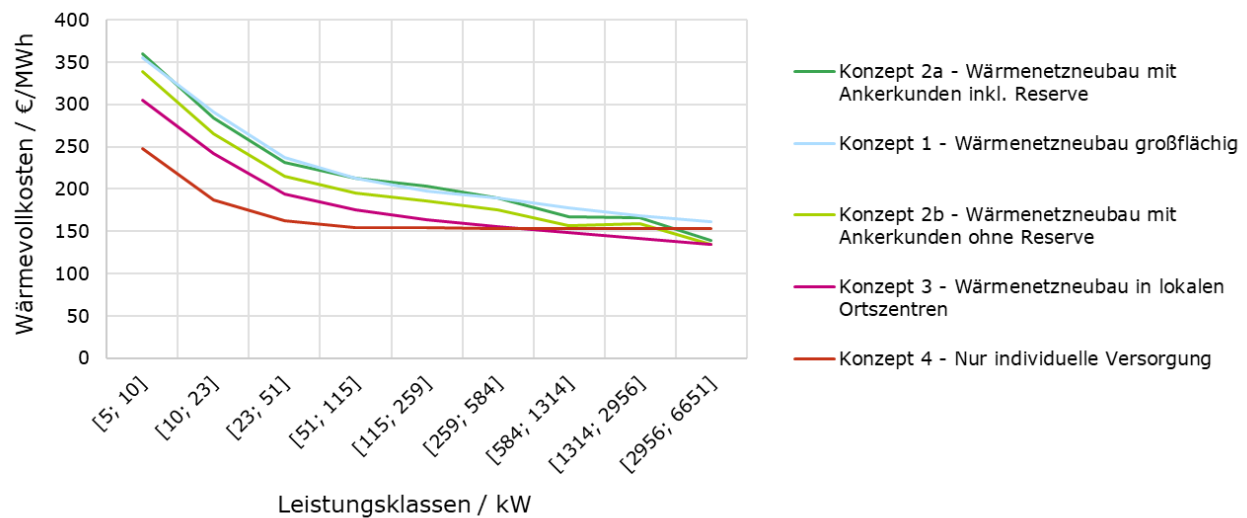


Abbildung 5-33: Durchschnittliche Wärmevollkosten je Konzept nach Leistungsklassen.

In Abbildung 5-34 sind die jährlichen Investitionskosten je Konzept dargestellt, die bei einem angenommenen Transformationszeitraum der Stuttgarter Wärmeversorgung von 10 Jahren anfallen würden. Diese stellen den tatsächlichen Umfang der in einem Jahr umzusetzenden Baumaßnahmen dar. Sie können als Vergleichswert mit aktuellen Umsatzzahlen des beteiligten Handwerks im Untersuchungsgebiet herangezogen werden. So kann eine Abschätzung erfolgen, inwieweit das Handwerk den anstehenden Aufgaben insbesondere in Bezug auf vorhandene Fachkräfte gewachsen ist und gegebenenfalls politische Maßnahmen getroffen werden, um einem wahrscheinlichen Mangel entgegenzuwirken.

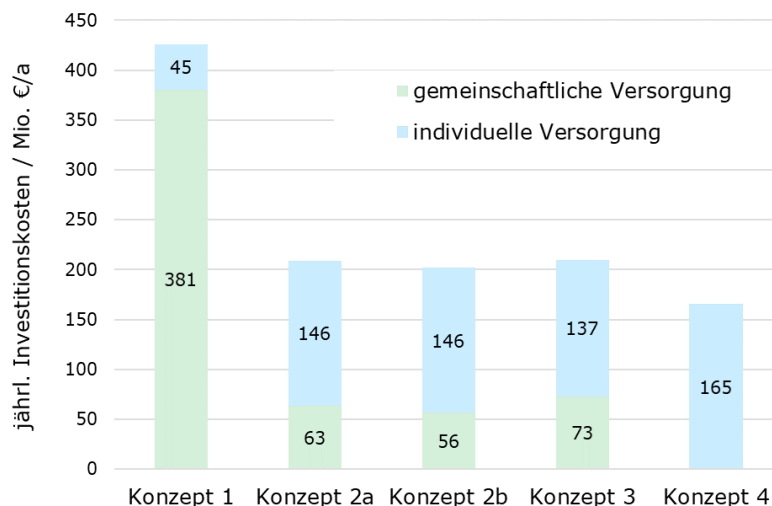


Abbildung 5-34: jährlich anfallende Investitionskosten bei einem angenommenen Transformationszeitraum des Wärmeversorgungssystems von 10 Jahren.

Abbildung 5-35 zeigt in Abgrenzung zu Abbildung 5-34 die *annualisierten* Investitionskosten je betrachtetem Konzept bei der vollständigen Umsetzung. Diese stellen die jährlichen Zahlungsströme zur Finanzierung der Baumaßnahmen dar, welche zur Bedienung der aufgenommenen Kredite erforderlich sind.

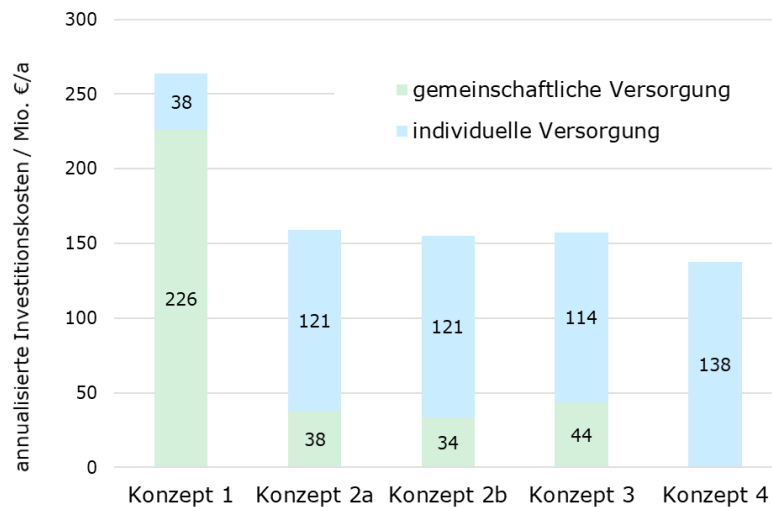


Abbildung 5-35: annualisierte Investitionskosten der Transformation des Wärmeversorgungssystems in den Konzepten 1-4.

5.5 Beschreibung von Fördermöglichkeiten durch die Stadt zur Beschleunigung des Fernwärmeneubaus und der Verdichtung

- Start einer Ausbildungsinitiative, um den bestehenden Fachkräftemangel mittel- und langfristig zu beheben. Um den Netzausbau in der Stadt kontinuierlich zu beschleunigen, bedarf es Fachkräfte in unterschiedlichen Gewerken, wie Rohrleitungsbau, Heizungstechnik, Tiefbau und Schweißen.
- Die Stadt übernimmt den Bau von Netzen, um die städtischen Liegenschaften an das Fernwärmesystem anzuschließen und damit die Dekarbonisierung dieser Gebäude zu erreichen. Damit geht die Stadt mit gutem Beispiel voran und reduziert die Kosten zum Anschluss privater, gewerblicher und industrieller Liegenschaften.
- Durch den Fernwärmenetzneubau werden die hohen Investitionssummen in die Hand der Stadt gelegt. Damit wird vielen Einwohnerinnen, die über kein oder nur wenig Eigenkapital verfügen, eine Dekarbonisierung Ihrer Wärmeversorgung ermöglicht. Es ist davon auszugehen, dass Investitionen in Sanierung und neue, regenerative individuelle Wärmeerzeugungsanlagen nicht von allen Eigentümern geleistet werden können. Zusätzlich müssten Programme für Gebiete ohne Wärmenetzinfrastruktur initiiert werden, die Förderungen für Sanierungsmaßnahmen und regenerative individuelle Wärmeerzeugungsanlagen enthalten und die Kreditaufnahme für Eigentümer erleichtert. Investitionstarife und spezielle Stromtarife für Wärmepumpen, vor allem in Bereichen ohne Wärmenetzinfrastruktur, können zusätzlich die Privatinvestitionen in die individuellen Anlagen erhöhen und für eine allgemeine Akzeptanz der Technologie sorgen.
- Zentrale Steuerung der Werbungs-, Planungs- und Genehmigungsaktivitäten zur Beschleunigung des Baus von Energiezentralen sowie Fernwärmeleitungen. Diese Art von Bauvorhaben ziehen städtische (insbesondere verkehrstechnische) Beeinträchtigungen mit sich und benötigen einen großen zeitlichen Vorlauf. Die Akzeptanz durch Bürger des Baugebiets ist dementsprechend in der Regel gering und sollte proaktiv durch die Stadt durch passende Kommunikation und Maßnahmen erhöht werden, um weitere Verzögerungen zu vermeiden.
- Die Stadt stellt Flächen zur Verfügung, die zum Bau neuer Energiezentralen erforderlich werden. Zum einen geht es um eher kleinere Flächen zur Errichtung von Gebäuden der benötigten Anlagentechnik, wie Wärmepumpen. Diese Flächen werden sowohl in dichtbesiedelten Gebieten der Stadt zur Verdichtung des bestehenden Wärmenetzes als auch in Außenbereichen für den Neubau von Wärmenetzen benötigt. Zum anderen geht es ggf. um große Flächen zum Aufbau von Solarthermie oder Photovoltaik sowie zur oberflächennahen oder tiefen Nutzung von

Geothermie. Diese Flächen werden sich aufgrund der Größe eher in Außenbereich oder außerhalb des Stadtgebiets befinden.

- Angebot von passgenauen Förderungen zum Austausch von Erdgas-Heizungen. Die Stadt sollte gemeinsam mit Stadtwerken und EnBW standardisierte und technisch/ökonomisch umsetzbare Konzepte zum Austausch sowohl zentraler als auch Gas-Etagenheizungen entwickeln. Um die Umsetzung dieser Konzepte voranzutreiben, sollten von der Stadt Umsetzungsrichtlinien und je Konzept eine auf das jeweils dazugehörige standardisierte Business-Modell abgestimmte Förderung festgelegt werden.

5.6 Realisierungszeitplan für die Transformation des Stuttgarter Wärmeversorgungssystems

Wie bereits in 5.4 erläutert, soll das Stuttgarter Wärmeversorgungssystem bis 2035 klimaneutral betrieben werden. Es ergibt sich ein Zeitraum zur vollständigen Dekarbonisierung des Systems von 13 Jahren (Anfang 2023 bis Ende 2035). Abbildung 5-36 zeigt einen vereinfachten Ablaufplan zur Realisierung des ambitionierten Ziels. Die wesentlichen Dekarbonisierungsmaßnahmen sind die stetige Gebäudesanierung und die Transformation der bestehenden hin zu klimaneutralen Wärmeversorgungssystemen. Die Transformation der Wärmeversorgungssysteme ist im Ablaufplan in Maßnahmenpaketen dargestellt, welche jeweils Planung/Genehmigung sowie Bau und Inbetriebnahme der gemeinschaftlichen und individuellen Wärmeversorgungssysteme beinhalten. Dabei wird für die gemeinschaftliche Versorgung ein Zeitraum von 4 Jahren je Maßnahmenpaket veranschlagt. Für die individuelle Versorgung wird von einem Zeitraum von 2-3 Jahren für das jeweilige Stadtgebiet ausgegangen. Aufgrund der Vielzahl zu transformierender Gebiete, wird angenommen, dass die Umsetzung der Maßnahmenpakete in den Stadtgebieten zeitlich versetzt entsprechend einer festzulegenden Priorität startet.

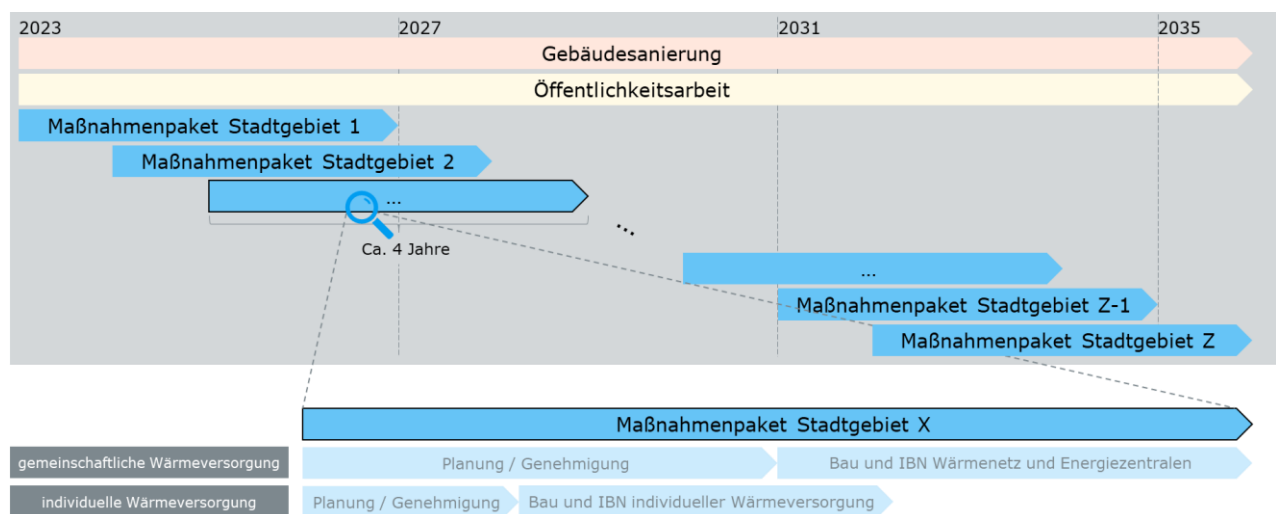


Abbildung 5-36: Ablaufplan zur Umsetzung der Dekarbonisierungsmaßnahmen.

Zur Verdeutlichung der enormen Herausforderungen, die mit der Transformation des Wärmeversorgungssystems einhergehen, ist in Abbildung 5-37 für die vier betrachteten Konzepte dargestellt, wie viele Wärmeversorgungsanlagen jährlich konvertiert und wie viele Kilometer Rohrleitungstrasse jährlich gebaut werden müssen, um das gesteckte Ziel der Klimaneutralität bis 2035 zu erreichen.

Stellt man den dargestellten Zahlen aus den Konzepten 1-4 aktuelle Werte zum Anlagenbestand in Stuttgart gegenüber, zeigt sich eine deutliche zu überwindende Diskrepanz. Die in Konzept 1 ausgewiesene Anzahl von jährlich zu installierenden dezentralen Wärmepumpen von ca. 3.350 steht beispielsweise einer aktuell jährlichen Zubaurate von ca. 100 Anlagen gegenüber.

Hinweis: Laut Ablaufplan verbleiben noch etwa 13 Jahre Zeit bis zur vollständigen Transformation des Wärmeversorgungssystems. Es muss aber aufgrund der umfangreichen erforderlichen Maßnahmen davon ausgegangen werden, dass die Projektinitialisierung einige Zeit in Anspruch nehmen wird. Berücksichtigt man außerdem den notwendigen Vorlauf für Planung und Genehmigung, verbleiben noch ca. 10 Jahre zur Umsetzung der tatsächlichen Baumaßnahmen. Deshalb ist der Transformationszeitraum in Abbildung 5-37 abweichend vom Ablaufplan auf 10 Jahre festgelegt.

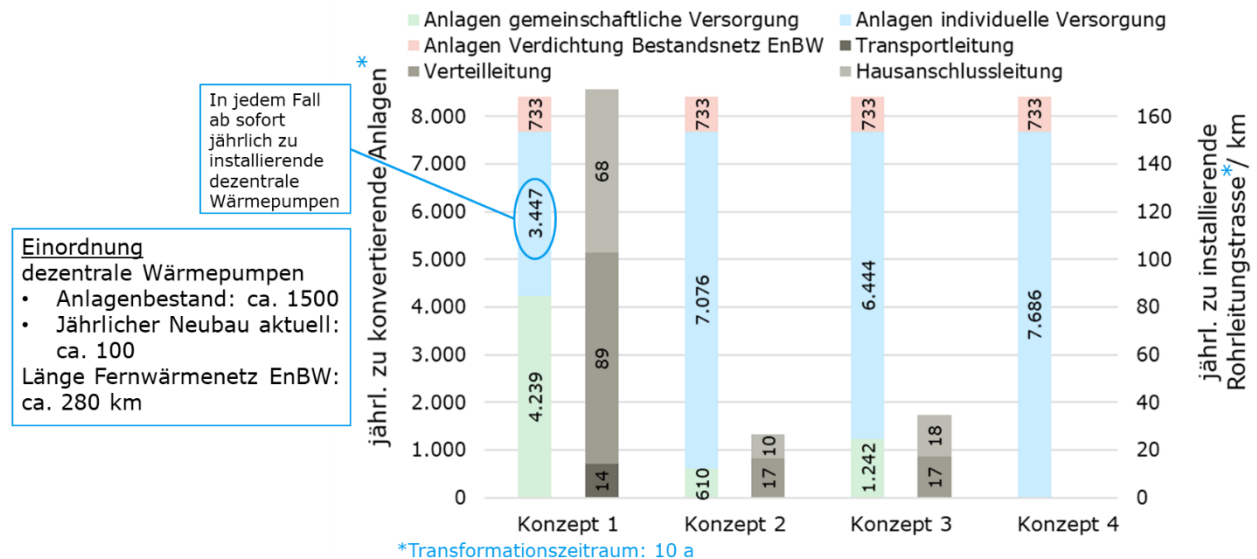


Abbildung 5-37: jährlicher Umfang von Baumaßnahmen bei einem angenommenen Transformationszeitraum des Wärmeversorgungssystems von 10 Jahren.

6. FAZIT UND AUSBLICK

Die Untersuchung hat sehr deutlich hervorgebracht, dass Fernwärme per se weder regenerativ noch besonders kostengünstig ist. Vielmehr ist sie eine hochinvestive Infrastruktur zur Verteilung von Wärme. Sie kann nur dann die Bezahlbarkeit von Wärme gegenüber individuellen Lösungen verbessern, wenn eine kostengünstige (regenerative) Wärmequelle mit einem hohen Temperaturniveau vorliegt bzw. lokale Rahmenbedingungen individuelle Lösungen verteuern.

In Stuttgart liegen über die Umweltwärme hinaus nur sehr geringe Potenziale erneuerbarer Wärme vor. Die ermittelten Quellen beschränken sich im Wesentlichen auf einige wenige Industriebetriebe und weisen keine unmittelbar nutzbaren Temperaturniveaus auf. Somit kämen als Erzeugungsanlagen sowohl für individuelle Versorgungen als auch für eine gemeinschaftliche Wärmeversorgung im großen Stil einzig mit regenerativ erzeugtem Strom betriebene Wärmepumpen in Frage, welche sich, je nach Größe und Einbindung, marginal in ihrer Effizienz unterscheiden würden. Eine systeminhärente Resilienz, wie bei Fernwärmesystemen mit diversifizierten Erzeugerportfolios, wäre durch die singuläre Abhängigkeit vom Strom nicht gegeben. Damit bietet eine gemeinschaftliche Wärmeversorgung keine grundsätzlichen (Kosten-)Vorteile gegenüber individuellen Versorgungen.

Ein wirtschaftlicher Vorteil gemeinschaftlicher Wärmeversorgungen konnte bei einzelnen Quartieren ermittelt werden, wenn günstige Bedingungen hinsichtlich der Verbraucherstruktur vorliegen, bei lokalen Wärmepotenzialen (Abwärme, Solarthermie, Geothermie), oder dort, wo individuelle Luft-Wärmepumpen nur unter großen Anstrengungen zu implementieren sind (insb. in Ortszentren wegen Schallemissionen und fehlender Aufstellflächen).

Es wird daher empfohlen

- die lokalen Potenziale industrieller Abwärme genauer zu identifizieren und sie ggf. durch Nahwärmenetze nutzbar zu machen,
- die Wärmeplanung für Ortszentren anzustoßen und Wärmenetzinfrastruktur aufzubauen, wo die Nutzung von Luftwärmepumpen problematisch ist,
- den Business-Case für die Verdichtung im Bestandsnetz zu verbessern,
- das Erfordernis bzw. die Kosten für den Stromnetzausbau bei einem großflächigen Einsatz von Wärmepumpen zu ermitteln und bei insgesamt positiver Wirtschaftlichkeit breit angelegte Installationskampagnen für individuelle Luftwärmepumpen zu forcieren.