

Masterarbeit

Nina Kicherer, B. Eng.

Entwicklung einer Strategie für die
langfristige Transformation des Hamburger
Wärmenetzes

Nina Kicherer, B. Eng.

Entwicklung einer Strategie für die langfristige Transformation des Hamburger Wärmenetzes

Masterarbeit eingereicht im Rahmen der Masterprüfung
im Master-Studiengang Renewable Energy Systems
am Department Umwelttechnik
der Fakultät Life Sciences
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Betreuender Prüfer: Prof. Dr.-Ing. Hans Schäfers
Zweitgutachter: Peter Lorenzen, M.Eng.

Abgegeben am 08.04.2020

Titel der Arbeit

Entwicklung einer Strategie für die langfristige Transformation des Hamburger Wärmenetzes

Schlagworte

Strategische Wärmeplanung, Transformationsstrategie, Wärmenetz, erneuerbare Wärmeerzeugung, Szenarioentwicklung

Kurzzusammenfassung

Strategische Wärmeplanung kann einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung der städtischen Energieversorgung leisten. In Hamburg spielt dabei das städtische Wärmenetz eine bedeutende Rolle, da es nach dem Klimaplan der Stadt zukünftig mindestens 35 % der Hamburger Wärmeversorgung bereitstellen soll. Die vorliegende Arbeit entwickelt deshalb eine Methodik zur Erstellung einer Transformationsstrategie hin zu einer erneuerbaren Versorgung des städtischen Wärmenetzes in Hamburg. Dazu werden aufbauend auf existierenden Studien und Tools zunächst der zukünftige Bedarf sowie die Potentiale für eine erneuerbare Wärmeerzeugung im Jahr 2050 bestimmt. Anhand verschiedener Bewertungskriterien erfolgt eine Einsatzpriorisierung der Erzeuger, mit der ein beispielhaftes Szenario einer erneuerbaren Wärmeerzeugung für das Jahr 2050 erstellt wird. Mit Hilfe einer Entscheidungsmatrix für die Ausbaureihenfolge der erneuerbaren Wärmeerzeuger wird dann ein beispielhafter Ausbaupfad erstellt, in dem nach dem gesetzlich festgeschriebenen Kohleausstieg im Jahr 2030 der Gasausstieg im Jahr 2040 erfolgt. Bis 2050 muss aufgrund der hohen Emissionen zudem die Restmüllverbrennung deutlich reduziert werden. Aufgrund der niedrigen Einspeisetemperaturen der erneuerbaren Wärmeerzeuger sollte außerdem eine deutliche Absenkung der Netztemperaturen angestrebt werden.

Title of the Master Thesis

Development of a Strategy for the Long-term Transition of the District Heating System in Hamburg

Keywords

strategic heat planning, transformation strategy, district heating system, renewable heat generation, scenario development

Abstract

Strategic heat planning can contribute significantly to the decarbonization of urban energy supply. In Hamburg, the municipal district heating system plays an important role since according to the city's climate plan it is supposed to supply at least 35 % of Hamburg's future heat demand. Therefore, the present work proposes a methodology for the development of a transformation strategy for a renewable district heating supply in Hamburg. Referring to existing studies and tools, this thesis estimates the future heat demand as well as the potentials for renewable heat generation in a first step. On the basis of selected assessment criteria, the heat generation technologies are prioritised concerning their merit order. This order serves as the basis for the development of an exemplary scenario for a renewable district heat supply in 2050. To develop an exemplary transformation path towards the considered supply scenario, the installation order of the renewable heat generators is determined with a decision matrix. According to this transformation path, the duty bound phase-out of coal in 2030 in the district heating system of Hamburg is followed by a gas phase-out in 2040. Until 2050, a drastic reduction of municipal waste incineration is necessary due to its high emissions. Because of the low feed-in temperatures of the majority of the renewable heat generators, the temperatures in the district heating system have to be reduced significantly in the long-term.

Nina Kicherer, B. Eng.

Entwicklung einer Strategie für die langfristige Transformation des
Hamburger Wärmenetzes

Für alle meine Kernfamilien

Danksagung

Bei der Erstellung dieser Arbeit haben mich verschiedene Personen fachlich und persönlich unterstützt, denen ich an dieser Stelle nochmal ganz offiziell danken möchte.

Zunächst geht mein Dank an Prof. Dr.-Ing. Hans Schäfers für die fachliche Beratung und besonders an Herrn Peter Lorenzen, der mir mit seiner Unterstützung und seinem unermüdlichen Elan immer wieder weitergeholfen hat. Ein besonderer Dank geht auch an das einzigartige Team am Energiecampus, insbesondere an meine Bürobuddys Ina, Moritz, Lukas, Malte, Fabian und Marco, mit denen ich schon verschiedene Höhen und Tiefen durchgestanden habe.

Unvergessen bleibt selbstverständlich auch meine Hamburger Kernfamilie Peer, Kim und Till, die mich während dieser Zeit aufs Beste mit vorzüglichem Essen, technischem Equipment und der notwendigen Ablenkung versorgt haben. Ebenso dankbar bin ich meiner süddeutsche Kernfamilie, die immer an mich glaubt und mich meinen Weg gehen lässt. Und last, but not least für ihre jahrzehntelange Freundschaft und offenen Ohren: Ann-Sophie und Johanna.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	xix
Tabellenverzeichnis	xxii
1 Einführung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Aufgabenstellung	2
1.3 Aufbau der Arbeit	2
2 Methodik	3
2.1 Methodischer Ansatz	3
2.2 Annahmen für die Strategieentwicklung	6
2.3 Abgrenzung	7
3 Grundlagen	9
3.1 Transformation von Wärmenetzen	9
3.1.1 Bisherige Entwicklung von Wärmenetzen	9
3.1.2 Wärmenetze der 4. Generation	11
3.1.3 Alternative Wärmeerzeuger	13
3.2 Strategische Wärmeplanung	17
3.2.1 Definition und Ansatz	17
3.2.2 Wissenschaftliche Quellen für Wärmedaten	18
4 Bestandsaufnahme	21
4.1 Rahmenbedingungen für Fernwärme	21
4.1.1 Europäische Union	21
4.1.2 Deutschland	23
4.1.3 Hamburg	25
4.1.4 Zusammenfassung der rechtlichen Rahmenbedingungen	26
4.2 Das städtische Wärmenetz in Hamburg	27
4.2.1 Historie des Großwärmenetzes in Hamburg	27
4.2.2 Aktuelle Wärmeversorgung und -bedarf	28
4.3 Bestehende Wärmepläne und vorherige Studien	30

5	Analyse der Einflussfaktoren für das Wärmenetz	35
5.1	Ziele für die Wärmeplanung in Hamburg	35
5.1.1	Nationale und Regionale Klimaschutzziele	35
5.1.2	Versorgungssicherheit	37
5.1.3	Kosten und Wärmepreis	38
5.2	Entwicklung des Wärmebedarfs in Hamburg	39
5.2.1	Entwicklung aus dem bisherigen Bedarf	39
5.2.2	Prognosen aus vorherigen Studien und Ziele der Stadt Hamburg	40
5.2.3	Angenommene Entwicklung des Wärmebedarfs	43
5.3	Potential für erneuerbare Wärmeerzeugung in der Region Hamburg	45
5.3.1	Technisches Potential für Erneuerbare Wärmeerzeuger und Wärmespeicher in Hamburg	46
5.3.2	Zusammenfassung des technischen Potentials	64
6	Bewertung der Wärmeerzeuger und Speicher	67
6.1	Kosten	67
6.2	Systemintegration	79
6.3	Standorte möglicher Anlagen	84
6.4	Emissionen, Umwelt- und Sozialverträglichkeit (USV)	92
6.5	Chancen und Risiken der Wärmeerzeugung	96
6.6	Zusammenfassung Bewertung der Wärmeerzeuger	102
7	Strategieentwicklung für das Hamburger Wärmenetz	105
7.1	Szenario der Wärmenetzentwicklung für 2050	105
7.1.1	Leistung und Wärmemenge der Erzeuger	106
7.1.2	Einsatzreihenfolge der Erzeuger	109
7.1.3	Ergebnis des Szenarios	111
7.1.4	Speicherintegration	115
7.1.5	Erzeugerintegration ins Wärmenetz	118
7.2	Definition einer Strategie für Hamburg	122
8	Diskussion und Handlungsempfehlungen	133
8.1	Evaluation der Strategie	133
8.2	Empfehlungen für den Wärmeplanungsprozess in Hamburg	136
9	Zusammenfassung	139
A	Standortkarten der Wärmeerzeuger	III
A.1	Potential für Freiflächen-Solarthermie	IV
A.2	Potential für Dachflächen-Solarthermie in Hamburg	V
A.3	Nichtwohngebäude in Hamburg	VI
A.4	Potential für tiefe Geothermie in Hamburg	VII

A.5	Standorte für industrielle Abwärme in Hamburg	VIII
A.6	Standorte von Müllverbrennungsanlagen in Hamburg	IX
A.7	Verlauf der U-Bahn-Linien in Hamburg	X
A.8	Standorte von Rechenzentren in Hamburg	XI
A.9	Kombinierte Ansicht aller potentiellen Standorte	XII
B	Digitaler Anhang	XIII
B.1	Excel-Arbeitsblatt zur Kostenkalkulation	XIII
B.2	Excel-Arbeitsblatt zur Szenarioentwicklung	XIII

Abbildungsverzeichnis

2.1	Grafische Darstellung des methodischen Ablaufs	3
2.2	Verschiedene Definitionen von Potentialen; eigene Darstellung nach [111]	5
3.1	Energieträger für Fernwärme in Deutschland im Jahr 2016; nach Daten des Statistischen Bundesamtes zitiert nach [101]	10
4.1	Hamburger Großwärmenetz [138]	28
4.2	Fernwärmeerzeugung im Wärmenetz der Wärme Hamburg GmbH nach Energieträgern [15]	29
4.3	Erzeugungskonzept Energiepark Hafen der Wärme Hamburg GmbH [17]	33
5.1	Prognose und Ziele der CO ₂ -Emissionen der Fernwärme in Hamburg bis 2050 . . .	37
5.2	Bedarfsprognosen aus bisherigem Wärmebedarf im städtischen Wärmenetz . . .	40
5.3	Prognose des Wärmebedarfs im Hamburger Großwärmenetz von Ecofys Germany GmbH [69]	41
5.4	Prognose des Wärmebedarfs in Hamburg von Ecofys Germany GmbH, 2018 [85], eigene Darstellung	42
5.5	Annahmen für die Bedarfsentwicklung im städtischen Wärmenetz bis 2050, basierend auf [13, 85]	44
5.6	Vergleich der errechneten Bedarfsentwicklung mit Ergebnissen der Ecofys-Studie, basierend auf [13, 85]	44
5.7	Theoretisches Potential für Freiflächensolarthermie im Großraum Hamburg [71] .	48
5.8	Theoretisches Potential für Dachflächensolarthermie im Großraum Hamburg [71]	49
5.9	Gebiete mit nachgewiesenem hydrothermischem Potential; Projektion der maximal erreichbaren Temperatur auf die Oberfläche [118]	50
5.10	Mittelwerte für die Monatsminima und -maxima des Elbdurchflusses an der Messstation Neu Darchau für die Jahre 2000-2018 [51]	52
5.11	Tagesmittelwerte für die Wassertemperatur der Elbe an den Messstationen Bunt- haus und Blankenese für die Jahre 2010-2019 [53]	53
5.12	Betrachtete Gebiete im Hamburger Umland zur Bestimmung des thermischen Potentials von Biomasse [71]	54
5.13	Standorte und jährliche Abwärmemenge in Petajoule von industrieller Abwärme in Hamburg [103]	57

5.14	Abwärmepotentiale für verschiedene Anteile von Biokraftstoffen im Verkehrssektor für einen Rückgang im Endenergieverbrauch von 24 und 40 % (eigene Darstellung, nach [18, 48, 126, 125])	60
5.15	Standorte von Abwasseranlagen zur Abwärmenutzung im Großraum Hamburg [103]	61
6.1	Abhängigkeit der Wärmegestehungskosten bei Wärmepumpen von COP, Volllaststunden und Strompreis	71
6.2	Spezifische Investitionen für thermische Speicher [95]	78
6.3	Kollektorwirkungsgrad eines einfachen Flachkollektors in Abhängigkeit von der Globalstrahlung \dot{G} und der Differenz zwischen der Absorbiertemperatur θ_{Abs} und der Umgebungstemperatur θ_e für $\alpha\tau = 0,82$ [75]	79
6.4	Globalstrahlung an der Messstation Hamburg-Marckstraße im Jahr 2019 [10] . .	80
6.5	Geeignete Standorte für Solarthermie auf Freiflächen [71, 138]	85
6.6	Geeignete Standorte für Solarthermie auf Dachflächen [71, 138]	86
6.7	Bruttogeschossflächen von Nichtwohngebäuden im Hamburger Wärmenetzgebiet [71, 138]	86
6.8	Räumliche Korrelation von hydrothermischen Potentialen und dem städtischen Wärmenetz in Hamburg [118, 138]	87
6.9	Standorte von industriellen Abwärmeanlagen in Nähe zum Netzgebiet von Hamburg Wärme[61]	88
6.10	Standorte der existierenden Müllverbrennungsanlagen in Hamburg [138]	89
6.11	Möglich Standorte für zukünftige Biogasanlagen [110]	89
6.12	Streckennetz der Bahnlinien des Hamburger Verkehrsverbunds [81]	91
6.13	Standorte von ausgewählten Rechenzentren im Wärmenetzgebiet von Hamburg Wärme, eigene Darstellung nach [62]	91
6.14	Hierarchie der Abfallverwertungsstrategie der Europäischen Kommission [43] . .	100
7.1	Stündliches Standardlastprofil für einen prognostizierten Gesamtwärmebedarf von 5.280 GWh/a im Jahr 2050	106
7.2	Maximale Wärmemengen und Leistungen der Erzeuger im Szenario 2050	107
7.3	Beispielhaftes Erzeugungsprofil mit flexiblen Wärmeerzeuger im Jahr 2050	112
7.4	Residuallast für das beispielhafte Erzeugungsprofil im Jahr 2050	112
7.5	Prozentualer Anteil der Wärmeerzeuger an der Gesamtwärmelast im Jahr 2050 .	113
7.6	Jahresdauerlinie des Erzeugerszenarios 2050	114
7.7	Vergleich von Residuallastgängen für verschiedene Mittelwerte	115
7.8	Kumulierte Differenz der Lastprofile für verschiedene Mittelwerte zum stündlichen Lastprofil	116
7.9	Volllaststunden für Spitzenlastanlagen für verschiedene Maximalleistungen von Saisonspeichern im Wärmenetz	118
7.10	Erzeugerzusammensetzung für den maximalen Anteil an Hochtemperaturerzeugern	119
7.11	Entscheidungsmatrix für den Ausbau der Wärmeerzeuger	123

7.12	Entscheidungsmatrix für den Ausbau der Wärmeerzeuger	124
7.13	Entscheidungsmatrix für den Ausbau der Wärmeerzeuger	124
7.14	Möglicher Entwicklungspfad für die Wärmeerzeugung im Hamburger Großwärmenetz bis 2050	125
7.15	Kumulierte und jährliche CO ₂ -Emissionen des Hamburger Großwärmenetzes bis 2050	125
7.16	Langfristige Wärmenetzstrategie für Hamburg	127
A.1	Geeignete Standorte für Solarthermie auf Freiflächen [71, 138]	IV
A.2	Geeignete Standorte für Solarthermie auf Dachflächen [71, 138]	V
A.3	Bruttogeschossflächen von Nichtwohngebäuden im Hamburger Wärmenetzgebiet [71, 138]	VI
A.4	Räumliche Korrelation von hydrothermischen Potentialen und dem Wärmenetz der Wärme Hamburg GmbH [118, 138]	VII
A.5	Standorte von industriellen Abwärmeanlagen in Nähe zum Netzgebiet von Hamburg Wärme[61]	VIII
A.6	Standorte der existierenden Müllverbrennungsanlagen in Hamburg [138]	IX
A.7	Streckennetz der U-Bahnlinien des Hamburger Verkehrsverbunds[81]	X
A.8	Standorte von ausgewählten Rechenzentren im Wärmenetzgebiet, eigene Darstellung nach [62]	XI
A.9	Kombinierte Ansicht aller potentiellen Wärmeerzeuger	XII

Tabellenverzeichnis

4.1	Verpflichtender Anteil verschiedener erneuerbarer Wärmequellen am Gesamtenergiebedarf für Wärme und Kälte in Neubauten in Deutschland (nach [60]) . . .	23
4.2	Anforderungen an die Wärmeversorgung aus einem Wärmenetz laut EEWärmeG [60]	24
4.3	Zusammenfassung der wichtigsten rechtlichen Rahmenbedingungen für die Wärmenetzentwicklung in Hamburg	27
4.4	Daten für das städtische Fernwärmesystem [137]	28
4.5	Erzeugungsanlagen im Hamburger Großwärmenetz [16, 138]	29
4.6	Bestehende Studien zur Wärmeversorgung in Hamburg	30
4.7	Daten für das Konzept Energiepark Hafen [17]	34
5.1	Ziele des Energiekonzepts 2010 der Bundesregierung Deutschlands [28]	36
5.2	Angenommener Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser im städtischen Wärmenetz bis 2050	45
5.3	Potentiale für Biomasse in Hamburg und im Hamburger Umland mit einem thermischen Wirkungsgrad für KWK von 68 % und für BHKW von 42 % [71]	55
5.4	Biomassepotentiale verschiedener Studien	55
5.5	Wärmepotentiale aus Abfällen in Hamburg	56
5.6	Industriestandorte in Hamburg mit Abwärmepotential [103]	58
5.7	Abwärmennutzungsgrade bei der Biokraftstoffproduktion	59
5.8	Technische Potentiale für Erneuerbare Wärmeerzeugung in Hamburg bis 2050 in TWh/a	65
6.1	Kostenabschätzung für zwei beispielhafte Solarthermiegroßanlage auf einer Freifläche und auf einer gewerblichen Dachfläche	68
6.2	Kostenabschätzung für eine beispielhafte Geothermieanlage	69
6.3	Kostenabschätzung für eine beispielhafte Großwärmepumpe	70
6.4	Kostenabschätzung für zwei beispielhafte Biomasseanlagen	72
6.5	Kosten für Müllverbrennung	74
6.6	Kostenabschätzung für bestehende Anlagen zur Nutzung von industrieller Abwärme	75
6.7	Kostenabschätzung für eine beispielhafte Wärmepumpe für gewerbliche Abwärmennutzung	76
6.8	Kostenabschätzung für die geplanten PtH- und GuD-Anlagen im Energiepark Hafen	76

6.9	Kostenabschätzung für einen Aquiferspeicher	78
6.10	Zusammenfassung der Wärmeerzeuger Teil 1	103
6.11	Zusammenfassung der Wärmeerzeuger Teil 2	104
7.1	Beispielhafter Erzeugermix im Jahr 2050	111
8.1	Anteile der Wärmeerzeugung im erstellten Szenario am technischen Potential . .	134

1 Einführung

Der Wärmesektor war in den vergangenen Jahren im öffentlichen und fachlichen Diskurs zur Energiewende häufig unterrepräsentiert, obwohl hier etwa die Hälfte des Endenergiebedarfs in Deutschland anfällt [143]. Die Dekarbonisierung des Energiesystems kann allerdings nur mit einer Transformation hin zu einer erneuerbaren Wärmeversorgung gelingen. Dafür sind langfristige Strategien notwendig, da die benötigte Infrastruktur im Wärmesektor planungsintensiv und langlebig ist. Nur mit passenden Strategien können Fehlinvestitionen vermieden und Entwicklungen über lange Zeiträume ermöglicht werden. In Städten wie Hamburg können Wärmenetze durch eine effiziente, zentrale Wärmeversorgung einen wichtigen Beitrag zur Transformation der Wärmeversorgung leisten. In großen Städten bestehen die Wärmenetze allerdings häufig schon seit mehreren Jahrzehnten, sind somit meist nicht auf dem Stand der Technik und beruhen auf veralteten Technologien, die mit fossilen Energieträgern befeuert werden. Eine strategische Wärmeplanung kann die Transformation dieser Wärmenetze unterstützen und dafür sorgen, dass strukturelle Entscheidungen auch über einzelne Legislaturperioden hinaus in der städtischen Verwaltung Bestand haben. In dieser Arbeit wird aus den genannten Gründen eine exemplarische Strategie für das Hamburger Großwärmenetz entwickelt, um einen möglichen Transformationspfad hin zu einer erneuerbaren Fernwärmeversorgung aufzuweisen und wichtige strategische Entscheidungen im Wärmesektor anzustoßen.

1.1 Motivation

Die Idee zu dieser Arbeit entstand im Rahmen des Forschungsprojektes „Smart Heat Grid Hamburg“ des Competence Centers für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz (CC4E) an der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg (HAW). Das Forschungsprojekt entwickelt Betriebskonzepte für ein intelligentes Wärmenetz im Hamburger Stadtteil Wilhelmsburg und befasst sich darüber hinaus mit Transformationsstrategien für große Wärmenetze. Damit soll die Integration von Erneuerbaren Energien im Wärmenetz ermöglicht werden. Allerdings wird über dieses Netz nur ein kleiner Anteil des Hamburger Fernwärmebedarfs gedeckt. Den größten Anteil mit über 80 % an der Fernwärmeversorgung hat das Großwärmenetz der Stadt Hamburg [30] (im Folgenden städtisches Wärmenetz genannt), das in dieser Arbeit untersucht werden soll. Seit 2019 ist dieses Wärmenetz wieder im Besitz der Stadt Hamburg, wodurch sich für die Stadt Handlungsmöglichkeiten bezüglich einer Dekarbonisierung des Wärmenetzes ergeben [14].

Für Großwärmenetze gibt es bisher allerdings kaum Erfahrungen mit Transformationsprozessen hin zu einer erneuerbaren Wärmeversorgung. Aktuell liegen in Hamburg erste Pläne für den Ersatz der bisher aus Kohle erzeugten Fernwärme vor [17]. Diese Arbeit soll einen Ausblick auf darüber hinausgehende Handlungsmöglichkeiten für eine erneuerbare Fernwärmeversorgung geben.

1.2 Aufgabenstellung

Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung einer Methodik zur Erstellung einer langfristigen Strategie für eine erneuerbare Versorgung des städtischen Wärmenetzes in Hamburg. Diese Methodik soll einen Leitfaden für Entscheidungen darstellen, die für die Transformation des Wärmenetzes getroffen werden müssen. Im Rahmen dieser Arbeit wird mit dafür ein beispielhafter Entwicklungspfad des Hamburger Wärmenetzes erstellt, um so Möglichkeiten für die Entwicklung einer weitestgehend erneuerbaren Wärmeerzeugung im Jahr 2050 aufzuzeigen, die mit den Klimaschutzzielen der Stadt Hamburg übereinstimmt. Da sich diese Arbeit nur auf die Transformation des städtischen Wärmenetzes bezieht, erfolgt keine Betrachtung der gesamten Hamburger Wärmeversorgung. Die Entwicklung des Wärmenetzes basiert hierbei auf Vorgaben und Vorstudien der Stadt Hamburg, die entsprechend der in dieser Arbeit aufgezeigten Methodik in einer kommunalen Wärmeplanung erneut überprüft und in das Gesamtenergiesystem eingeordnet werden müssen.

1.3 Aufbau der Arbeit

Zu Beginn wird in Kapitel 2 die angewandte Methodik vorgestellt. Daraufhin erfolgt in Kapitel 3 eine Einführung in die Grundlagen von Wärmenetzen und deren Transformation. Außerdem werden verschiedene erneuerbare Wärmeerzeuger beschrieben und die wissenschaftlichen Quellen der verwendeten Wärmedaten vorgestellt. In Kapitel 4 werden die aktuellen gesetzlichen und politischen Rahmenbedingungen für Fernwärme in Hamburg beschrieben. Es erfolgt außerdem eine Bestandsaufnahme der aktuellen Versorgung im städtischen Wärmenetz. Kapitel 5 definiert langfristige Ziele für die Wärmeplanung und analysiert den zukünftigen Wärmebedarf sowie die verfügbaren Potentiale für erneuerbare Wärmeerzeuger in Hamburg. In Kapitel 6 werden die betrachteten Wärmeerzeuger anhand festgelegter Kriterien bewertet. Diese Bewertung dient in Kapitel 7 als Grundlage zur Entwicklung eines beispielhaften Erzeugerszenarios für das Jahr 2050. Basierend auf einer Entscheidungsmatrix wird dann eine beispielhafte Ausbaustrategie für das städtische Wärmenetz entwickelt. Kapitel 8 beleuchtet diese Strategie kritisch und leitet anschließend allgemeine Handlungsempfehlungen für die Stadt Hamburg bezüglich des Wärmenetzbaus ab, die unabhängig vom betrachteten Erzeugerparks und Ausbauszenario gültig sind. Eine abschließende Zusammenfassung der Arbeit erfolgt in Kapitel 9.

2 Methodik

Das folgende Kapitel beschreibt die Methodik, nach der die vorliegende Arbeit erstellt wird. Außerdem erfolgt eine Abgrenzung zu bestehenden Projekten und Arbeiten.

2.1 Methodischer Ansatz

Wie in der Einleitung beschrieben, wird in dieser Arbeit eine langfristige Strategie für eine erneuerbare Wärmeversorgung für das Wärmenetz in Hamburg entwickelt, mit dem Ziel eines allgemeinen Leitfadens zum Ausbau des Wärmenetzes. Diese Entwicklung orientiert sich am Ansatz zur strategischen Wärmeplanung nach Djörup u. a. [41].

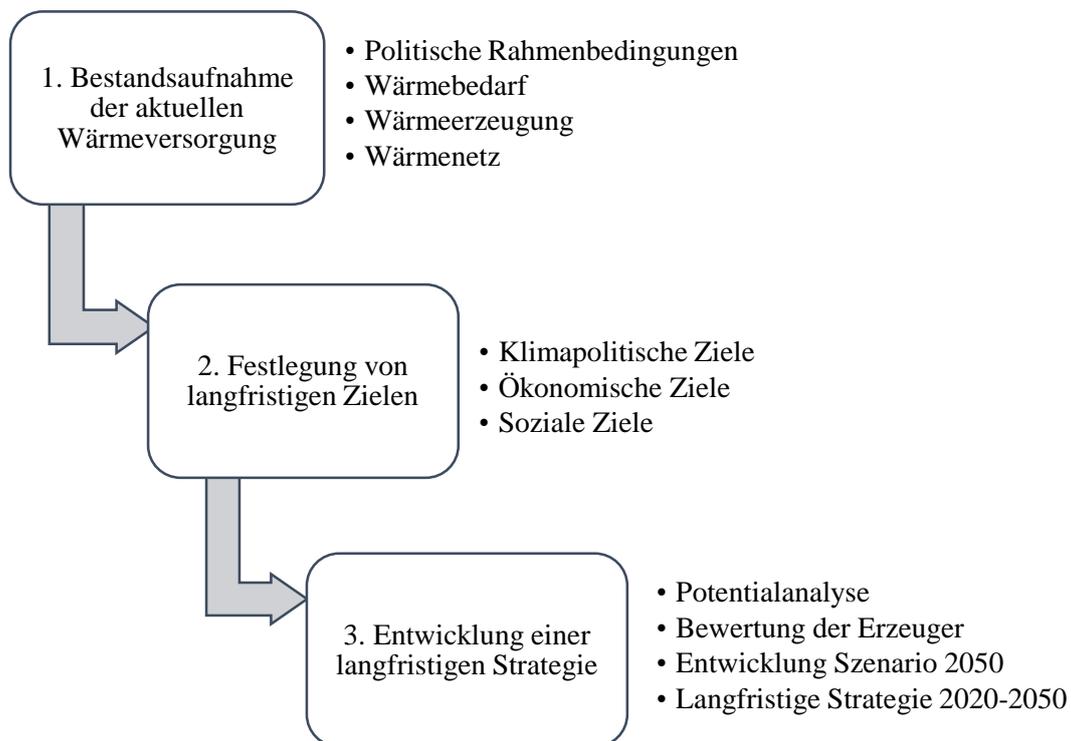


Abbildung 2.1: Grafische Darstellung des methodischen Ablaufs

Nach diesen Leitlinien zur Entwicklung eines Konzeptes für eine nachhaltige Wärmeversorgung werden die folgenden drei Schritte für das Wärmenetz in Hamburg betrachtet, welche in Abbildung 2.1 dargestellt sind.

1. Bestandsaufnahme der aktuellen Wärmeversorgung

Für die Definition von Zielen für ein zukünftiges Wärmenetz müssen zunächst die Probleme und Herausforderungen des aktuellen Netzes identifiziert und analysiert werden. Dies geschieht im Rahmen dieser Arbeit auf Basis einer detaillierten Bestandsaufnahme des Wärmenetzes, der Wärmeerzeugung und des Wärmebedarfs in Hamburg. Dazu werden bereits vorhandene Studien und Gutachten zur Wärmenetzentwicklung in Hamburg recherchiert und herangezogen. Zusätzlich wird auf die bisher veröffentlichten Daten des Hamburger Wärmekatasters zurückgegriffen. Außerdem werden die speziellen Gegebenheiten für Hamburg zu den aktuell bestehenden gesetzlichen Rahmenbedingungen für Fernwärme in der EU und in Deutschland in Kontext gestellt.

2. Definition von langfristigen Zielen

Auf Basis der identifizierten Herausforderungen sowie unter Einbezug von politischen internationalen, nationalen und lokalen Zielsetzungen im Bereich der Energieversorgung werden im nächsten Schritt die anzustrebenden, langfristigen Ziele für eine vollständig erneuerbare Fernwärmeversorgung in Hamburg definiert. Diese beinhalten sowohl technische, soziale als auch politische Zielsetzungen in der Wärmeversorgung.

3. Entwicklung einer langfristigen Strategie

Das Ziel des dritten Schrittes ist die Erstellung eines Langzeitszenarios für das Hamburger Wärmenetz, mit dem die vorher definierten Ziele erreicht werden können. Außerdem werden für dieses Langzeitszenario Zwischenschritte erarbeitet, die eine zielführende Entwicklung des Wärmenetzes sicherstellen sollen. Die Entwicklung des Endszenarios und der Zwischenschritte orientiert sich an Leitlinien zur Szenarientwicklung in der strategischen Wärmeplanung, die in [41] dargestellt sind. Drei Einflussgrößen sind hierbei von besonderer Bedeutung: (erneuerbare) Wärmeerzeugung, Wärmebedarf und Wärmenetzentwicklung.

Zunächst werden die Potentiale für erneuerbare Wärmeerzeugung im Großraum Hamburg bestimmt. Die vorliegende Arbeit greift dafür auf zwei Online-Tools zurück, die in den EU-Projekten „Hotmaps“ und „Heat Roadmap Europe“ entwickelt wurden. In den Tools können Potentiale für Erneuerbare Energien grafisch auf Karten angezeigt und heruntergeladen werden. Die weitere Bearbeitung der verfügbaren Potentiale erfolgt in der Geoinformationssystemsoftware QGIS.

Bei der Abschätzung von Potentialen für Erneuerbare Energien wird zwischen verschiedenen Arten von Potentialen unterschieden. Kaltschmitt u. a. unterscheidet hierbei zwischen

den theoretischen, den technischen, den wirtschaftlichen und den erschließbaren Potentialen [74]. Für die Potentialabschätzung der erneuerbaren Wärmeerzeuger wird dabei in dieser Arbeit das technische Potential bestimmt.

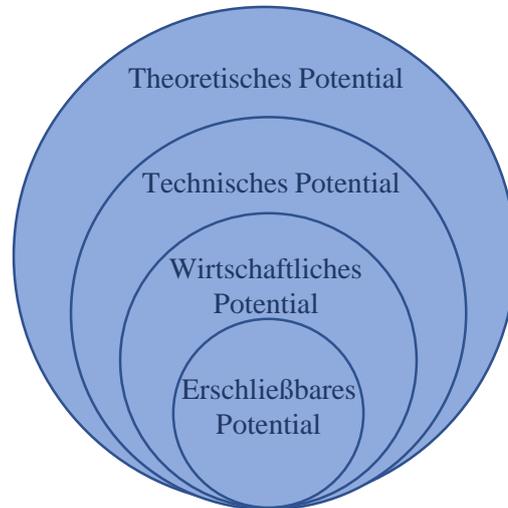


Abbildung 2.2: Verschiedene Definitionen von Potentialen; eigene Darstellung nach [111]

Abbildung 2.2 zeigt die Eingrenzung der verschiedenen Potentiale und in welchem Verhältnis diese zueinander stehen.

Das **theoretische Potential** beschreibt das gesamte physikalisch nutzbare Energieangebot. Es stellt hierbei die Obergrenze der erneuerbaren Energieerzeugung dar. Aufgrund von verschiedenen technischen, ökologischen, sozialen und ökonomischen Restriktionen ist dieses Potential allerdings nur zu einem kleinen Anteil tatsächlich nutzbar [74]. Deshalb wird es in dieser Arbeit nicht näher betrachtet. Unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen kann ein Teil des theoretischen Potentials als **technisches Potential** als nutzbar angesehen werden. Unter die beachteten Restriktionen fallen hierbei auch strukturelle und ökologische Randbedingungen [74]. Im Rahmen dieser Arbeit wird das technische Potential für Hamburg bestimmt und als erste Abschätzung für das insgesamt zur Verfügung stehende Potential für die erneuerbare Wärmeerzeugung ermittelt.

Das **wirtschaftliche Potential** berücksichtigt neben technischen Randbedingungen auch wirtschaftliche Restriktionen. Das wirtschaftliche Potential hängt stark von den gegebenen, oft veränderbaren wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen sowie den zugrunde gelegten Berechnungskriterien ab [74]. Das **erschließbare Potential** stellt den Teil des wirtschaftlichen Potentials dar, der innerhalb eines gesetzten Zeitraumes auch tatsächlich erschlossen werden kann. Da das gesamte wirtschaftliche Potential in der Regel nur über einen sehr langen Zeitraum erschlossen werden kann, ist das erschließbare Potential im Allgemeinen kleiner als das wirtschaftliche [74]. Im Rahmen dieser Arbeit erfolgt aufgrund der starken Abhängigkeiten von veränderlichen, äußeren Einflüssen keine Abschätzung

des wirtschaftlichen und erschließbaren Potentials für erneuerbare Wärmeerzeugung in Hamburg, sondern lediglich eine Betrachtung des technischen Potentials der Erzeuger, die anschließend anhand von festgelegten Kriterien bewertet und priorisiert werden.

Die Entwicklung des Wärmebedarfs in Hamburg wird ausgehend vom aktuellen Bedarf durch entsprechende Prognosen der Sanierungsraten und der Energiestandards von Neubauten dargestellt. Die Prognose der Wärmelast erfolgt mit einem in der Arbeitsgruppe bereits entwickelten Tool für Standardlastprofile in Python. Die identifizierten Wärmeerzeuger werden mit verschiedenen ökonomischen, ökologischen und sozialen Kriterien bewertet. Diese Bewertung erfolgt auf Basis einer Literaturrecherche zu den einzelnen Wärmeerzeugern.

Auf Basis des ermittelten Wärmebedarfs und der Potentiale für erneuerbare Wärmeerzeugung wird anschließend ein Langzeit-Szenario für eine erneuerbare Wärmeversorgung im Jahr 2050 aufgestellt. Dieses stellt eine beispielhafte Zusammensetzung einer zukünftigen Wärmeversorgung dar, welches mit Hilfe von stündlichen Last- und Erzeugungsprofilen in Excel erstellt wird.

In einem letzten Schritt wird ausgehend von diesem Langzeit-Szenario eine Strategie entwickelt, die die Erreichung der festgelegten Ziele ermöglichen soll. Diese orientiert sich an politischen, technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen.

Die Ergebnisse der Strategieentwicklung werden abschließend in Handlungsempfehlungen für die Stadt Hamburg zusammengefasst, die eine langfristige Transformation des Wärmenetzes hin zu einer erneuerbaren Wärmeversorgung unterstützen.

2.2 Annahmen für die Strategieentwicklung

Dieser Arbeit liegen folgende Annahmen zu Grunde, die für die Wärmeerzeugung bis 2050 relevant sind.

Grundsätzlich wird angenommen, dass der Anteil der Wärmeversorgung aus dem betrachteten Netz an der zukünftigen Wärmeversorgung im Vergleich zum heutigen Anteil konstant bleibt. Da zu den CO₂-Emissionen des Großwärmenetzes keine gesonderten Daten vorliegen, wird im Rahmen dieser Arbeit angenommen, dass der Anteil der Emissionen des städtischen Netzes an den Gesamtemissionen der Fernwärme in Hamburg dem Anteil des städtischen Netzes an der Wärmeversorgung entspricht.

Für die Berücksichtigung der Externalitäten verschiedener Wärmeerzeuger wird in dieser Arbeit der CO₂-Preis im Jahr 2050 auf 180 €/t festgelegt. Der Preis entspricht damit einer finanziellen Bewertung der Klimafolgeschäden, die das Umweltbundesamt für die Emissionen in 2016 berechnet hat [97]. Für Emissionen im Jahr 2050 empfiehlt das Umweltbundesamt sogar einen

Kostensatz von 240 €/t [97]. Da der aktuelle Preis allerdings deutlich unter 180 €/t liegt [83] und ein so steiler Preisanstieg in den kommenden Jahren unwahrscheinlich erscheint, wird der Preis auf 180 €/t festgelegt.

2.3 Abgrenzung

Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines allgemeinen Leitfadens für die Wärmenetzentwicklung in Hamburg in den kommenden Jahrzehnten. Dies beinhaltet keine vollständige, detaillierte Ausarbeitung oder Simulation des Großwärmenetzes in Hamburg, sondern lediglich eine Skizzierung der langfristigen Wärmenetzstrategie. Dafür wird diese Arbeit einen Überblick über die wichtigsten Faktoren geben, die für eine weiterführende Planung einer nachhaltigen Fernwärmeversorgung in Hamburg ausführlicher betrachtet und diskutiert werden müssen.

Bestehende Studien leisten keinen detaillierten Ausblick bis 2050. Sie konzentrieren sich bisher lediglich auf erneuerbare Wärmeenerzeugung bis 2030 (vgl. Kapitel 4). Einige der Studien sind außerdem veraltet und legen Annahmen zu Grunde, die sich bisher nicht bestätigt haben.

Das existierende Forschungsprojekt GEWISS, in dem verschiedene Organisationen detaillierte Szenarien zur Entwicklung des Raumwärmesektors aufstellen, fokussiert sich auf die Prognose der Bedarfsentwicklung von heute bis 2050. Im Rahmen des Projekts werden auch Szenarien zur Wärmeversorgung in der Fernwärme entwickelt. Das Projekt bezieht dabei die gesamte Wärmeversorgung ein und nicht nur das Großwärmenetz. Dazu sind allerdings bisher keine Ergebnisse veröffentlicht. Die vorliegende Arbeit unterscheidet sich insofern von GEWISS, da keine örtlich aufgelöste Simulation und Berechnung erfolgt, sondern stattdessen allgemeine Empfehlungen für die Entwicklung einer Wärmenetzstrategie bis 2050 entwickelt werden, die für die detaillierte Ausarbeitung einer Wärmenetzstrategie genutzt werden können.

3 Grundlagen

Das folgende Kapitel führt in die Grundlagen zur Transformation von Wärmenetzen ein und gibt einen Überblick über aktuelle Forschungsarbeiten im Bereich der strategischen Wärmeplanung.

3.1 Transformation von Wärmenetzen

Wärmenetzen wird für die Transformation des Energiesystems eine bedeutende Rolle zugeschrieben. Sie bieten die Möglichkeit zur Nutzung von Wärmequellen, die für eine dezentrale Wärmeversorgung nicht geeignet sind, wie zum Beispiel industrielle Abwärme oder große Solarthermieanlagen [87]. Außerdem können Wärmenetze der Integration von erneuerbaren Wärmeerzeugern dienen und in neue Konzepte zur Kopplung mit dem Elektrizitätssektor eingebunden werden, der durch einen steigenden Anteil von fluktuierenden Erneuerbaren Energien bestimmt wird [116].

Damit sie die Anforderungen eines vollständig erneuerbaren Energiesystems erfüllen können, müssen sich Wärmenetze der sogenannten 3. Generation zu Netzen der 4. Generation transformieren [87]. Diese Transformation beinhaltet neben der Umsetzung von neuen technischen Konzepten zum Bau und Betrieb von Wärmenetzen für die Integration von erneuerbaren Energien auch entsprechende unterstützende Entwicklungen im politischen und rechtlichen Rahmen [116].

Die folgenden Unterkapitel beschreiben typische Eigenschaften von heutigen Wärmenetzen der 3. Generation sowie die notwendigen Anpassungen zur Transformation hin zu Wärmenetzen der 4. Generation.

3.1.1 Bisherige Entwicklung von Wärmenetzen

Heutige Wärmenetze gehören mehrheitlich zur sogenannten 3. Generation der Fernwärme, die seit den Achtzigerjahren des 20. Jahrhunderts errichtet wurden [87]. Diese Wärmenetze werden hauptsächlich von zentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) versorgt, die durch Spitzenlastkessel ergänzt werden. Obwohl die Investitionen für KWK-Anlagen über denen von einfachen Kesseln liegen, ergeben sich aus der gekoppelten Erzeugung von Wärme und

Elektrizität niedrigere Wärmepreise als bei einer reinen Wärmeerzeugung. Aufgrund der vergleichsweise hohen Investitionen für KWK-Anlagen werden diese in der Regel für eine Grundlastversorgung des Wärmenetzes ausgelegt, um eine maximale Auslastung an Volllaststunden zu erreichen. Kessel mit vergleichsweise geringen Investitionen, aber hohen Brennstoffkosten werden dagegen hauptsächlich für die Abdeckung von Spitzenlasten und Ausfallzeiten der KWK-Anlagen eingesetzt [80].

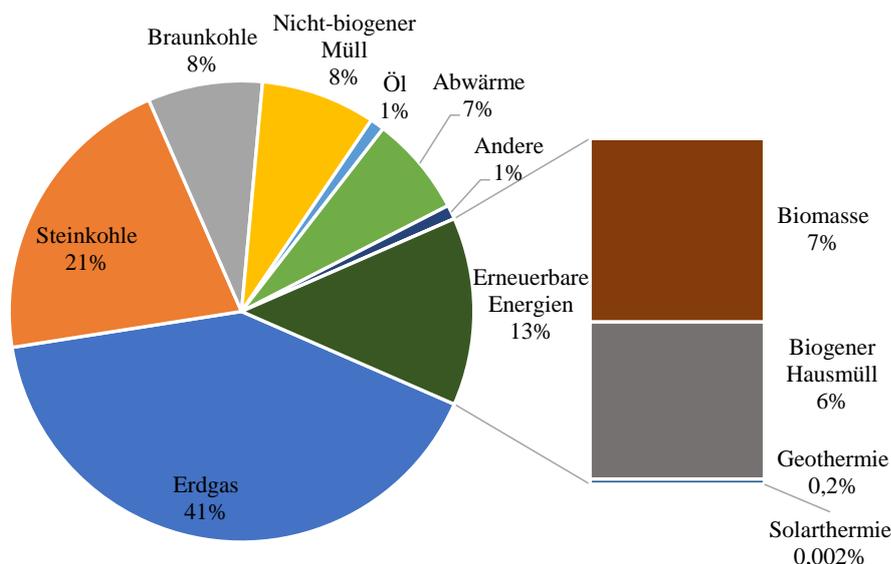


Abbildung 3.1: Energieträger für Fernwärme in Deutschland im Jahr 2016; nach Daten des Statistischen Bundesamtes zitiert nach [101]

Der Großteil der eingesetzten Brennstoffe zur Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen und Spitzenlastkesseln ist immer noch fossil, obwohl der Anteil von Wärmeerzeugung aus Müllverbrennung und Biomasse steigt (s. Abbildung 3.1) [139]. Erdgas hatte 2016 in Deutschland mit 40 % den größten Anteil an der Fernwärmeerzeugung [101]. Erneuerbare Energien, hauptsächlich Biomasse und biologischer Haushaltsmüll, machten im Jahr 2016 einen Anteil von 13 % an der Fernwärmeerzeugung aus. Geothermie und Solarthermie spielen eine untergeordnete Rolle. Industrielle Abwärme stellte 7 % der Fernwärme bereit [101].

Die Wärme aus den Erzeugeranlagen wird über ein isoliertes Zweileiterwärmenetz zu den Wärmeübergabestationen der Wärmeabnehmer transportiert [80]. Das Transportmedium ist meistens Wasser mit einer Vorlauftemperatur zwischen 70 °C und 130 °C und einer Rücklauftemperatur zwischen 70 °C und 50 °C. Niedrigere Temperaturen steigern die Effizienz von KWK-Prozessen und werden deshalb in modernen Systemen angestrebt [80]. Mit hohen Temperaturen können auf der Kundenseite Heizungsanlagen auf mittlerem Temperaturniveau sowie Wärmetauscher mit Wärmespeichern genutzt werden, um die Haushalte mit Raumwärme und Warmwasser zu versorgen [87]. Im Allgemeinen haben Gebäude, die an Wärmenetze der 3. Generation angeschlossen sind, einen höheren Wärmebedarf als moderne Gebäude [139].

Die Wärmeübergabestationen auf der Kundenseite können entweder als direkte oder indirekte Systeme betrieben werden. Indirekte Systeme sind hydraulisch vom Wärmenetz getrennt, wohingegen in direkten Systemen das Wasser des Wärmenetzes auch die Heizkörper beim Kunden durchströmt und die Wärme nicht durch einen Wärmeübertrager an einen getrennten Wasserkreislauf übergeben wird [80]. In den meisten Fällen sind alle Wärmekunden mit derselben Temperatur an das primäre Wärmenetz angeschlossen. Allerdings existieren in einigen Ländern und Regionen auch sogenannte Sekundärnetze mit niedrigeren Temperaturen [139]. Wärmenetze werden vorrangig für die Wärmeversorgung in dicht besiedelten Gebieten genutzt, da eine hohe Wärmebedarfsdichte die verhältnismäßig hohen Wärmeverteilungskosten ausgleicht und das Gesamtsystem so wirtschaftlich macht [139, 116].

Die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für Wärmenetze weisen große regionale und nationale Unterschiede auf. Die verschiedenen Eigentumsmodelle umfassen unter anderem staatliche, städtische sowie private Modelle. Aufgrund der lokalen Charakteristik von Wärmenetzen ist die Einspeisung von Dritten in ein bestehendes Netz im Wärmesektor im Gegensatz zum Elektrizitäts- oder Gassektor kaum verbreitet [139].

3.1.2 Wärmenetze der 4. Generation

Wärmenetze können insbesondere in Städten erheblich zur Dekarbonisierung des Wärmesektors beitragen. Allerdings müssen dazu die aktuellen Wärmenetze einer grundlegenden Transformation unterzogen werden, um alle Vorteile von Fernwärme zu nutzen und sie optimal in das zukünftige Energiesystem zu integrieren [87]. Dieser systemische Wandel ist die Entwicklung von Wärmenetzen der sogenannten 4. Generation.

Eines der Hauptmerkmale der zukünftigen Wärmenetze ist die Absenkung der Netzvorlauftemperaturen auf deutlich unter 100 °C [87]. Niedrige Netztemperaturen bieten verschiedene Vorteile. Alternative Wärmequellen wie Geothermie, Solarthermie und industrielle Abwärme können bei niedrigeren Netztemperaturen in das Wärmenetz integriert werden, da diese Quellen häufig auf einem niedrigen Temperaturniveau betrieben werden [84]. Abgesenkte Netztemperaturen erhöhen außerdem nicht nur die Effizienz dieser alternativen Wärmequellen, sondern auch der Verbrennungs- und Kraft-Wärme-Kopplungsprozesse sowie die von Wärmepumpen [84]. Rosso u. a. führt weitere Vorteile von Niedrigtemperaturnetzen auf, wie zum Beispiel verminderte Wärmeverluste im Netz, verringerte thermische Belastung der Rohrleitungen und eine verbesserte Anpassung von Wärmeerzeugung und -bedarf [113].

Averfalk u. a. schlagen für die Temperaturabsenkung in bestehenden Wärmenetzen drei Schritte vor. Diese beinhalten sowohl Maßnahmen für die Warmwasser- und Raumwärmeversorgung von bestehenden und neuen Gebäuden sowie für den Betrieb des Wärmenetzes [5].

1. Schritt: Absenkung der Rücklauf­temperatur
2. Schritt: Absenkung der Vorlauf- und weitere Absenkung der Rücklauf­temperatur
3. Schritt: Absenkung auf Niedrigsttemperaturen

Die erforderlichen Maßnahmen für jeden der Schritte umfassen dabei jeweils gebäudeseitige Maßnahmen sowie Maßnahmen im Wärmenetz und in der Wärmeerzeugung [5]. Im ersten Schritt erfolgen zur Absenkung der Rücklauf­temperatur verschiedene Maßnahmen in den angeschlossenen Gebäuden, wie zum Beispiel der Einsatz von elektronisch gesteuerten Thermostaten. Wärmenetzbetreiber können die kundenseitige Entwicklung zu niedrigeren Rücklauf­temperaturen zum Beispiel durch die Auszahlung von temperaturabhängigen Boni unterstützen. In diesem Schritt werden bei Instandhaltungsarbeiten im Wärmenetz Rohrleitungen mit geringen Verlusten verlegt und die Anzahl von Netzbypässe minimiert. Die Versorgung wird zunächst auf Biomasseverbrennung umgestellt [5].

Im zweiten Schritt erfolgen umfassende Sanierungsmaßnahmen in den Gebäuden zur Trinkwassererwärmung und Absenkung der Heiztemperatur, um die Vorlauf­temperatur im Netz abzusenken. Im Wärmenetz wird die Vorlauf­temperatur in energetisch sanierten Quartieren bereits abgesenkt. Für nicht sanierte Gebäude bleibt sie zunächst auf einem höheren Niveau. Die Wärmeversorgung erfolgt zunehmend über Abwärme, Geothermie und Wärmepumpen [5].

Im dritten Schritt werden Maßnahmen ergriffen, um die Temperatur im Netz weiter abzusenken, idealerweise auf eine Vorlauf­temperatur zwischen 30 und 45 °C und eine Rücklauf­temperatur zwischen 20 und 25 °C. Dafür müssen weitere Maßnahmen in den Gebäuden erfolgen, wie die Installation von elektrischen Durchlauferhitzern für die Warmwasserversorgung. Die Wärmeversorgung wird größtenteils auf Niedrig­temperaturquellen wie gewerbliche Abwärme umgestellt. Für Spitzenlasten im Winter kommen Wärmepumpen und Biomasseverbrennungsanlagen zum Einsatz. In der Übergangsphase kann außerdem eine kaskadische Wärmeversorgung sanierter Quartiere über den Rücklauf zum Einsatz kommen [5]. Inwiefern eine derart drastische Absenkung bei Bestandsnetzen möglich und wirtschaftlich ist, muss im Einzelfall geprüft werden.

Ein weiterer Aspekt, der für zukünftige Wärmenetze beachtet werden muss, ist die Integration von Wärmenetzen in ein intelligentes Gesamtenergiesystem [87]. In diesem Zusammenhang gewinnen Wärmenetze an Bedeutung für die Kopplung des Wärme- und des Elektrizitätssektors, der mehr und mehr von fluktuierenden erneuerbaren Energien dominiert wird [116]. Zukünftige Wärmenetze sollten deshalb mit einem gewissen Grad an Flexibilität ausgelegt sein, um Fluktuationen in der erneuerbaren Strom- und Wärme­produktion auffangen zu können. Diese Flexibilität kann mit einer Anpassung der Energieerzeugung aus KWK-Anlagen, Wärmepumpen oder Power-to-heat-Anlagen in Kombination mit thermischen Speichern erreicht werden [87].

3.1.3 Alternative Wärmeerzeuger

Der folgende Abschnitt gibt eine kurze Übersicht über die in dieser Arbeit berücksichtigten Technologien zur Wärmeerzeugung in einem zukünftigen Wärmenetz. Neben den klassischen erneuerbaren Wärmequellen wie Solarthermie, Geothermie, Umweltwärme und Biomasse gehören dazu auch industrielle und alternative Abwärmequellen sowie Abfall. Zusätzlich wird die Wärmeerzeugung aus erneuerbarem Wasserstoff und Power-to-Heat-Anlagen betrachtet. Eine genaue Potentialabschätzung und Bewertung der einzelnen Wärmequellen erfolgen in Kapitel 5 und Kapitel 7.

Solarthermie

Die Wärmeerzeugung aus solarer Strahlung erfolgt über Solarkollektoren. Die Kollektoren werden hierbei in Flachkollektoren und Vakuumröhrenkollektoren unterschieden. Bei den Flachkollektoren wird das Arbeitsmedium über einen Absorber erwärmt und anschließend zu einem Wärmetauscher geführt [121]. In Vakuumröhrenkollektoren wird das Arbeitsmedium in einer vakuumierten Röhre verdampft, steigt in der Röhre auf und wird in einem Wärmetauscher wieder kondensiert, sodass die Energie an eine vorbeifließende Wärmeträgerflüssigkeit abgegeben wird. Das kondensierte Arbeitsmedium fließt zurück in das untere Ende der Vakuumröhre und wird erneut verdampft [121].

Die jeweiligen Kollektortypen unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Kosten, ihrer Effizienz sowie der Betriebstemperaturen und Eigenschaften unter verschiedenen Strahlungsbedingungen. Flachkollektoren werden großskaliger produziert und haben geringere Investitionen. Vakuumröhrenkollektoren sind teurer in der Anschaffung, arbeiten aber bei höheren Temperaturdifferenzen zwischen Arbeitsmedium und Umgebung wesentlich effizienter als Flachkollektoren [121]. Die Wahl des Kollektortyps ist abhängig vom jeweiligen Standort und der Größe der Anlage.

Tiefe Geothermie

Tiefe Geothermieanlagen nutzen die in der Erdkruste vorhandene Wärme zu Heizzwecken. Die Wärmeengewinnung aus den tiefen Erdschichten kann in offenen oder geschlossenen Systemen erfolgen.

In offenen Systemen wird heißes Wasser mit Hilfe eines ersten Brunnens aus den Erdschichten entnommen und durch einen Wärmetauscher an der Erdoberfläche gepumpt. Nach der Abkühlung wieder es über einen zweiten Brunnen wieder in den Untergrund verpresst [75]. Bei geschlossenen Systemen wird das Wärmeträgermedium (meist aufbereitetes Wasser) durch heiße Gesteinsschichten im Untergrund gepumpt und nimmt dort die Wärme auf, ohne den Untergrund zu berühren. Die geothermischen Reservoirs werden mit Bohrungen in den Untergrund zugänglich gemacht. Diese beinhalten bei offenen Systemen je nach Beschaffenheit des Untergrunds eine oder mehrere Förderungs- sowie eine oder mehrere Injektionsbohrungen. Bei

geschlossenen Systemen wird das Wärmeträgermedium meist durch ein Bohrloch in den Untergrund eingeleitet und durch dasselbe Loch auch wieder an die Oberfläche zurück gepumpt [75].

Bei geschlossenen Systemen können in der Regel geringere Wärmeströme gefördert werden als bei offenen Systemen, weshalb bei geschlossenen Systemen lediglich thermische Leistungen von bis zu 1 MW genutzt werden können [75]. Offene Systemen hingegen können thermische Leistungen bis in den niedrigen zweistelligen Megawattbereich erreichen und sind deshalb wesentlich verbreiteter [75]. Um die Auskühlung der geothermischen Quelle zu verhindern und so eine langfristige Nutzung von geschlossenen Geothermiesystemen zu gewährleisten, müssen die Anlagen so ausgelegt werden, dass der Wärmeentzug maximal der Wärmeneubildungsrate entspricht. Nur so kann ein regenerativer Betrieb von tiefen Geothermieanlagen gesichert werden [75].

Sonstige Umweltwärme

Bei der Nutzung von Umweltwärme kommen aufgrund der zumeist niedrigen Temperaturen (unter 20 °C) in den meisten Fällen Wärmepumpen zum Einsatz. Als Wärmequelle können prinzipiell Umgebungsluft, Oberflächenwasser, Grundwasser oder oberflächennahe Schichten des Untergrunds genutzt werden [75]. Für die Temperaturerhöhung der Wärme aus der Umwelt wird in der Wärmepumpe zunächst ein Kältemittel bei der Temperatur der Umweltwärmequelle verdampft. Anschließend wird das Kältemittel verdichtet, sodass es bei einer höheren Temperatur kondensieren kann, wobei es die Kondensationswärme an die Wärmesenke abgeben kann. Das kondensierte Kältemittel wird dann über ein Ventil entspannt und zur Wärmequelle zurückgeführt [75]. Für die Fernwärmenutzung wird die Wärmepumpe über einen Wärmetauscher an das Wärmenetz angeschlossen, in dem der Rücklauf des Wärmenetzes die Wärmesenke darstellt.

Bei der Wärmepumpentechnologie wird zwischen Kompressionswärmepumpen und Sorptionswärmepumpen unterschieden. Der wesentliche Unterschied der beiden Technologien liegt in der Energiezufuhr zur Verdichtung des Kältemittels. Bei der Kompressionswärmepumpe erfolgt die Verdichtung über einen Verdichter mit Antrieb, also die Zufuhr von elektrischer Energie. Bei der Sorptionswärmepumpe zirkuliert ein Zweistoffgemisch aus einem Arbeitsmittel und einem Absorptionsmittel [75]. Durch die Wärmezufuhr aus der Wärmequelle verdampft das Arbeitsmittel und wird vom Absorptionsmittel absorbiert. Die dabei entstehende Wärme wird an die Wärmesenke abgegeben. Das Arbeitsmittel wird anschließend im Austreiber unter Zufuhr von Wärme wieder vom Absorptionsmittel getrennt und über einen Kondensator verflüssigt [75]. Da der Einsatz von Kompressionswärmepumpen weitaus verbreiteter ist als der von Absorptionswärmepumpen [75], wird in dieser Arbeit nur die Abwärmenutzung mit Kompressionswärmepumpen betrachtet.

Biomasse

Die eingesetzte Technologie zur Energiegewinnung aus Biomasse hängt von der Art und Beschaffenheit der Biomasse ab. Trockene und feste Biomasse kann direkt in Heizwerken oder Heizkraftwerken verbrannt und so zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Biomasse mit einem hohen Wassergehalt eignet sich aufgrund der hohen Verdampfungswärme von Wasser nicht für die direkte Verbrennung. Biomasse wie Gülle oder Gras wird deshalb zunächst in Biogasanlagen zu Biogas vergärt und gegebenenfalls anschließend zu Biomethan aufbereitet. Das Gas kann anschließend zum Beispiel in Blockheizkraftwerken (BHKW) verbrannt und in Wärme und Strom umgewandelt werden.

Energetische Abfallverwertung

Grundsätzlich ist eine stoffliche Verwertung von Reststoffen durch Recycling oder Kompostierung der energetischen Verwertung aufgrund einer höheren Ressourceneffizienz vorzuziehen [43]. Für die energetische Verwertung von Abfällen, die nicht mehr stofflich verwertet werden können, werden prinzipiell dieselben Technologien eingesetzt wie für Biomasse. Abfall und Reststoffe mit einem geringen Wassergehalt werden in Heizwerken oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen direkt verbrannt. Abfall mit einem hohen Wassergehalt, wie zum Beispiel Grünschnitt oder biogener Abfall, wird in Biogasanlagen vergärt.

Industrielle Abwärme

Industrielle Abwärme bezeichnet die Wärme, die bei Produktionsprozessen oder industriellen Anlagen anfällt und bisher nicht genutzt wird, also durch Kühlanlagen an die Umgebung abgegeben wird [102]. Die Abwärme fällt dabei häufig auf einem hohen Temperaturniveau an, sodass industrielle Abwärme meist direkt und ohne den Einsatz einer Wärmepumpe über Wärmetauscher in das Wärmenetz eingespeist werden kann [90]. Die Temperatur der Abwärme ist durch den Produktionsprozess der industriellen Anlage bestimmt und kann zwischen 60 und 140 °C liegen [102].

Abwasserabwärme

Die Nutzung von Abwärme aus Abwässern steht ganzjährig zur Verfügung. Die Temperatur des Abwassers sollte zwischen 10 und 20 °C liegen und es sollte eine Fließrate von 15 l/s nicht unterschreiten [102]. Aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus ist zur Nutzung der Abwärme eine Wärmepumpe notwendig, die entweder direkt im Abwasserkanal oder zentral im Ablauf des Klärwerks installiert werden kann [102]. Beim Abwärmeentzug aus dem gereinigten Ablauf des Klärwerks ergibt sich der Vorteil, dass der Wärmetauscher nicht so schnell verschmutzt wie im Abwasserkanal und außerdem der biologische Prozess der Abwasserreinigung nicht durch eine Temperaturabsenkung des Abwassers beeinträchtigt wird [102].

Städtische Abwärme

Neben der Abwärme aus Abwasser und Industrieprozessen stehen in Städten weitere Abwärmequellen für die Einspeisung in ein Wärmenetz zur Verfügung. Im Rahmen dieser Arbeit wird hierzu die Abwärmegewinnung aus Rechenzentren, U-Bahn-Systemen und gewerblichen Kühlprozessen genauer betrachtet. Die drei Abwärmequellen haben gemein, dass aufgrund der niedrigen Temperaturen der Abwärme jeweils Wärmepumpen zwischengeschaltet werden müssen, um die Wärme auf das im Wärmenetz erforderliche Temperaturniveau zu heben [106].

Rechenzentren liefern über das Jahr konstante Abwärmeströme mit einer Temperatur zwischen 25 und 35 °C. Die Abwärme entstammt hierbei den verschiedenen Rechnerkomponenten und kann zu großen Teilen wiedergewonnen werden [106]. Bei U-Bahn-Systemen entsteht die Abwärme hauptsächlich durch Bremsvorgänge sowie den elektrischen Antrieb der Züge. In den Lüftungssystemen von U-Bahnen können Wärmepumpen installiert werden, um so der Abluft die Abwärme zu entziehen und zu verwerten, bevor diese nach draußen geleitet wird [106]. Im Gewerbe- und Diensthandelssektor fällt Abwärme hauptsächlich bei Kühlprozessen an. Die Kühlung kann durch verschiedene Anlagentechniken realisiert werden. Die Abwärme dieser Anlagen kann dann ebenfalls durch Wärmepumpen auf das im Wärmenetz benötigte Temperaturniveau angehoben werden [106].

Erneuerbarer Wasserstoff und Power-to-Heat (PtH)

Die strombasierte Herstellung von synthetischen Gasen kann in einem vollständig auf Erneuerbaren Energien beruhenden Stromsystem zur Energiespeicherung genutzt werden und damit einen Ausgleich zwischen Bedarf und fluktuierendem Angebot schaffen [131]. Im Rahmen dieser Arbeit wird dabei lediglich die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff betrachtet, da dieser aktuell auch im Gespräch für die Wärmeversorgung in Hamburg ist (vgl. Kapitel 4). Für die Herstellung von erneuerbarem synthetischem Wasserstoff werden in einem Elektrolyseur unter der Zufuhr von erneuerbarem Strom Wassermoleküle in Sauerstoff und Wasserstoff aufgetrennt [131]. Der Wirkungsgrad beträgt dabei je nach Elektrolyseur zwischen 67 und 80 % [131]. Die dabei anfallende Abwärme kann dann ebenfalls ausgekoppelt und in ein Wärmenetz eingespeist werden. Dieser Wasserstoff kann anschließend in Zeiten eines geringen Stromangebots in GuD-Kraftwerke rückverstromt werden [2]. Aus dem Kraftwerksprozess ausgekoppelte Wärme kann dann in das Wärmenetz eingespeist werden [131].

Der Begriff „Power-to-Heat“ umfasst sämtliche Technologien, die zur Umwandlung von Strom und Wärme genutzt werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird unter Power-to-Heat-Anwendungen allerdings nur die direkt-elektrische Umwandlung in Elektrokesseln verstanden. Bei Elektrokesseln erfolgt die Wärmeerzeugung über das Einfahren von Elektroden in salzhaltiges Wasser. Die Kessel weisen dabei einen thermischen Wirkungsgrad von 98 % auf [102]. Die Nutzung von elektrischen Wärmepumpen zur Umwandlung von Strom in Wärme wird gesondert nach den Wärmequellen betrachtet.

3.2 Strategische Wärmeplanung

Strategische Wärmeplanung ist ein Instrument zur Koordination und Zielführung von Maßnahmen zur Transformation des Wärmesektors in Städten und Gemeinden. Da die Wärmeversorgung aufgrund ihrer physikalischen Eigenschaften räumlich begrenzt ist und die langfristige Planung deshalb auf der kommunalen Ebene stattfindet, wird häufig auch der Begriff der kommunalen Wärmeplanung verwendet.

Strategische Wärmeplanung wird in manchen Ländern bereits seit 40 Jahren angewandt [41]. In Dänemark beispielsweise regelt das Gesetz zur Wärmeversorgung seit 1979 Vorgaben zur Wärmeplanung in Gemeinden [93]. Die Vorgaben enthalten hierbei wesentliche Elemente der strategischen Wärmeplanung wie die Bestandsaufnahme des Wärmebedarfs und der aktuellen Wärmeversorgung sowie einer Abschätzung von Potentialen für die zukünftige Versorgung. Diese langfristige Wärmeplanung ist für alle Gemeinden verpflichtend [93].

Obwohl die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU den Mitgliedsstaaten die Möglichkeit gibt, kommunale Wärmeplanung als verpflichtendes Instrument einzuführen, besteht in Deutschland zur Zeit keine Pflicht für eine kommunale oder sonstige Wärmeplanung. Existierende Wärmeplanungen sind lediglich ein informelles Instrument, dass auf Initiative von einzelnen Kommunen angewandt wird [93].

3.2.1 Definition und Ansatz

Strategische Wärmeplanung zielt auf eine Strategieentwicklung zur langfristigen Transformation hin zu einer dekarbonisierten Wärmeversorgung. Die Wärmeplanung adressiert hierzu Probleme und Handlungsbedarfe im aktuellen Versorgungssystem, um die vorher gesetzten Ziele zu erreichen [41].

Djörup u. a. definiert strategische Wärmeplanung als „Handlungspläne für die Realisation von langfristigen Visionen radikaler Veränderung von Schlüsselfaktoren der Wärmeversorgung“ [41]. Die Wärmeplanung sollte hierbei in die strategische Planung der Gesamtenergieversorgung eingebettet sein, um mögliche Synergien und Wechselwirkungen zu berücksichtigen. Bei der Wärmeversorgung ist allerdings das besondere Merkmal der Regionalität zu beachten, der Wärmesysteme aufgrund der räumlichen physikalischen Beschränkung des Wärmetransports unterliegen [41].

Ein wichtiges Merkmal der strategischen Wärmeplanung ist der radikale Wandel, den diese hervorruft. Strategische Wärmeplanung beinhaltet nicht die Fortführung der bisherigen Zustände (Business-as-usual), sondern setzt neue Ziele an, die radikale Veränderungen notwendig machen

[41]. Zur Bestimmung der notwendigen Veränderungen in der gesamtstädtischen Wärmeversorgung muss durch eine Bestands- und Entwicklungsanalyse ein Gleichgewicht zwischen Investitionen in Fernwärme, Einzelheizungen und Gebäudesanierung zur Minderung des Heizbedarfs ermittelt werden [41]. Methodisch kann strategische Wärmeplanung in drei Phasen unterteilt werden: Erstellung von technischen Szenarien für eine strategische Wärmeversorgung, Bewertung aktueller Rahmenbedingungen und Einbezug von Schlüsselakteuren sowie die Erstellung eines Umsetzungsplanes. Der Rahmen dieser Arbeit fokussiert sich auf die erste Phase der Wärmeplanung, weshalb auf die einzelnen Schritte zur Erstellung des langfristigen Szenarios genauer eingegangen wird.

Djörup u. a. schlägt zur Identifikation von möglichen technischen Szenarios die folgenden sieben Schritte vor [41]:

1. Bestimmung des Wärmebedarfs
2. Bestimmung der Verfügbarkeit von regionalen Wärmequellen
3. Bestimmung des Potentials zur Heizbedarfsreduktion in Gebäuden
4. Identifikation des Gleichgewichts zwischen Investitionen in die Wärmeversorgung und in die Gebäudesanierung
5. Anpassung an die nationalen, regionalen und lokalen Energiepläne
6. Entwicklung von technischen Alternativen und Szenarien für einen strategischen Wärmeversorgungsplan
7. Wiederholung von Schritt 4-6 zur iterativen Bestimmung der besten Lösung

Die entwickelten Szenarien zur Wärmeversorgung werden hierbei nach sozioökonomischen Kriterien bewertet, um eine möglichst ganzheitliche, volkswirtschaftliche optimale Lösung zu entwickeln [41]. Die Entscheidung für oder gegen bestimmte Versorgungssysteme sollte demnach nicht nur auf Basis von betriebswirtschaftlichen Bewertungen erfolgen, sondern auch Sozial- und Umweltauswirkungen sowie die Integration von einzelnen Versorgungssystemen in das Gesamtenergiesystem berücksichtigen [41].

3.2.2 Wissenschaftliche Quellen für Wärmedaten

Diese Arbeit bezieht sich mit der gewählten Methodik und bei der Nutzung bestimmter Daten zum Wärmebedarf und den Potentialen von erneuerbaren Wärmeerzeugern auf verschiedene abgeschlossene und fortlaufende Forschungsprojekte im Bereich der strategischen Wärmeplanung.

Das fortlaufende Projekt „GEWISS“ (Geographisches Wärme- und Informationssystem) der Hochschule für Angewandte Wissenschaften und der Hafencity Universität Hamburg liefert die Daten für ein Wärmekataster der Stadt Hamburg, in dem der Raumwärmebedarf und die Wärmeversorgung gebäudeaggregiert verortet werden [142]. Dabei wird auf der Grundlage der Daten aus dem städtischen Gebäudekataster der Wärmebedarf der Wohngebäude modelliert. Das Projekt soll mit diesem Wärmekataster die Entwicklung eines städtischen Wärmeplans unterstützen.

Das EU-Projekt „Hotmaps“ entwickelt eine Open-Source-Toolbox für die Wärme- und Kälteplanung auf nationaler und lokaler Ebene. Das Projekt stellt dafür Potentialkarten für verschiedene erneuerbare Wärmeerzeuger zur Verfügung, die auf der Basis von europäischen Datenbanken erstellt werden [107]. Das Tool soll dabei insbesondere auch lokale und regionale Behörden bei der strategischen Wärme- und Kälteplanung unterstützen.

Ein weiteres EU-Projekt „Heat Roadmap Europe“ bietet in einem Online-Tool die Visualisierung von Wärmebedarfen und Potentialen von verschiedenen Erzeugern, insbesondere von Abwärmequellen [103]. Mit dem „Pan-European Thermal Atlas 4“ (PETA4) visualisiert es unter anderem die Ergebnisse des EU-Projekts „ReUseHeat“, das Möglichkeiten zur Erschließung von städtischer Abwärme aus Kläranlagen, U-Bahn-Systemen, Rechenzentren und Gewerbe Handel und Dienstleistungen untersucht [106]. Die Ergebnisse der Projekte basieren auf europäischen geografischen Datenbanken sowie Modellierungen zur Verfügbarkeit erneuerbarer Wärmeerzeuger.

4 Bestandsaufnahme

Der erste Schritt in der strategischen Wärmeplanung ist die Bestimmung der geltenden Rahmenbedingungen sowie der bestehenden Wärmeversorgung im Hamburger Großwärmenetz, die im folgenden Kapitel vorgenommen wird.

4.1 Rahmenbedingungen für Fernwärme

Die Entwicklung eines kommunalen Wärmenetzes ist trotz der lokalen Begrenzung in einen übergeordneten politischen und regulatorischen Rahmen auf drei Ebenen eingebettet.

- **Europäischer Rahmen:** Die Europäische Union schafft mit verschiedene Richtlinien und Verordnungen den europarechtlichen Rahmen für eine Umsetzung von gesetzlichen Bestimmungen im Fernwärmesektor.
- **Nationaler Rahmen:** Auf nationaler Ebene findet teilweise auch durch die Umsetzung der EU-Richtlinien die Gestaltung des bundesweit geltenden Gesetzesrahmens für Fernwärme in Deutschland statt.
- **Regionaler/lokaler Rahmen:** Auf regionaler und lokaler Ebene setzen die Behörden vor Ort die geltenden Gesetze in der örtlichen Fernwärmeversorgung um. Aufgrund der räumlichen Begrenzung von Wärmenetzen hat diese Ebene im Fernwärmesektor eine besonders wichtige Bedeutung.

Die folgenden Abschnitte geben einen kurzen Überblick über die geltenden Rahmenbedingungen und Zielsetzungen für Fernwärme in Hamburg und wie diese die Wärmenetzentwicklung beeinflussen.

4.1.1 Europäische Union

In der Europäischen Union hat Fernwärme einen Anteil von 12 % am Gesamtenergiebedarf für Wärme und Kälte [50]. Die Fernwärme wird in den EU28 Ländern zu über 67 % aus fossilen Energiequellen erzeugt, hauptsächlich aus Erdgas und Kohle [8].

Der hohe Gesamtanteil von fossilen Energieträgern an der europäischen Wärme- und Kälteversorgung war einer der Auslöser für die Entwicklung der Europäischen Wärme- und Kältestrategie, die im Jahr 2016 von der Europäischen Kommission veröffentlicht wurde. Ziel der Strategie ist eine geringere Abhängigkeit der Mitgliedsstaaten von Energie- und Brennstoffimporten sowie der Beitrag zu den europäischen Emissionsminderungszielen [42]. Der Schwerpunkt der Strategie liegt auf der Steigerung der Energieeffizienz in den verschiedenen Sektoren und auf der Umstellung von individuellen Heizsystemen auf Erneuerbare Energien. Wärmenetze werden in der Strategie nur am Rande für die Nutzung von Synergien von Müllverbrennung und Fernwärme genannt [42].

2016 verabschiedete die Europäische Kommission das Maßnahmenpaket „Clean Energy for all Europeans“. Dieses Paket beinhaltet unter anderem Änderungen der EU-Richtlinien zu Energieeffizienz und zu Erneuerbaren Energien aus dem Jahr 2012 [44, 45].

Die Energieeffizienzrichtlinie adressiert mehrere Aspekte des europäischen Fernwärmesektors. Zunächst definiert sie effiziente Wärmenetze als solche, deren Wärmeversorgung zu mindestens 50 % aus erneuerbaren Wärmeerzeugern, zu mindestens 50 % aus Abwärme, zu mindestens 70 % aus Kraft-Wärme-Kopplung oder zu mindestens 50 % aus einer Kombination dieser drei Möglichkeiten erfolgt [40]. Des Weiteren fordert die Richtlinie in Artikel 14 von jedem der Mitgliedsstaaten eine umfassende Bewertung des Potentials zu effizienter Fernwärmeversorgung bis Ende 2015. Basierend auf dieser Bewertung werden die Mitgliedsstaaten aufgefordert, geeignete Maßnahmen zu ergreifen, um die identifizierten Potentiale zu nutzen [40]. Die Änderung der Richtlinie im Jahr 2018 umfasst unter anderem Regelungen zu mehr Transparenz für Fernwärmekunden. So müssen zukünftig Fernwärmeabrechnungen Informationen über den Brennstoffmix und die Treibhausgasemissionen der Fernwärme sowie die Preiszusammensetzung enthalten [40].

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie als zweite Richtlinie, die den Fernwärmesektor in Europa maßgeblich betrifft, wurde im Jahr 2018 komplett neu gefasst. In der Neufassung der Richtlinie wird ein deutlich größerer Fokus auf die Fernwärmeversorgung gelegt als noch in der ursprünglichen Version der Richtlinie von 2009. Der neu eingefügte Artikel 24 der Richtlinie befasst sich ausschließlich mit Fernwärme und -kälte. Mitgliedsstaaten müssen demnach entsprechende Maßnahmen ergreifen, um Kunden von nicht effizienten Wärme- und Kältenetzen die Möglichkeit zu geben, sich von diesen Netzen abzukoppeln, um ihre Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Quellen zu beziehen [38]. Mitgliedsstaaten müssen außerdem sicherstellen, dass Wärme- und Kältenetze zu einem erhöhten Anteil von Erneuerbaren Energien beitragen, indem sie entweder eine jährliche Steigerung dieses Anteils festlegen und mit geeigneten Maßnahmen anstreben oder indem sie Betreiber von Wärme- und Kältenetzen dazu verpflichten, Anbietern von Erneuerbarer Wärme und Kälte Zugang zum Netz zu gewähren beziehungsweise ihnen Wärme abzukaufen [38]. Bestimmte Netze werden von diesen Regelungen ausgenommen, zum Beispiel wenn die einzuspeisende Wärme nicht die technischen Anschlussbedingungen erfüllt.

Einen indirekten Einfluss auf den europäischen Fernwärmesektor hat die Gebäudeeffizienzrichtlinie aus dem Jahr 2002 mit geänderten Fassungen von 2010 und 2018. Sie setzt einen allgemeinen Rahmen für die Berechnung der Energieeffizienz in Gebäuden und die Festlegung von Minimalstandards für Gebäudeeffizienz. Die konkrete Umsetzung von Maßnahmen zur Erfüllung der Richtlinie wird den Mitgliedsstaaten überlassen [39]. In Deutschland wird die Gebäudeeffizienzrichtlinie im Energieeinsparungsgesetz umgesetzt [58].

4.1.2 Deutschland

Die nationalen Rahmenbedingungen für Fernwärme in Deutschland sind in den Rahmen der Europäischen Kommission eingebettet. Ähnlich wie in der gesamten EU ist auch in Deutschland über die Hälfte des Endenergiebedarfs dem Wärmesektor zuzuschreiben [143]. Ungefähr 43 % des Wärmebedarfs entfallen auf Haushalte, 40 % auf Industrie und 17 % auf Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Die Hälfte des gesamten Wärmebedarfs wird hierbei für Raumwärme benötigt [143].

Der Wärmesektor in Deutschland wird maßgeblich durch zwei Gesetze beeinflusst, das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) und das Energieeinsparungsgesetz (EnEG).

Ziel des EEWärmeG ist die Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte auf 14 % bis zum Jahr 2020 [60]. Um dieses Ziel zu erreichen, schreibt das EEWärmeG Mindestanteile zur Nutzung von erneuerbaren Wärmequellen im Neubau vor. Tabelle 4.1 zeigt die Mindestanteile am gesamten Endenergiebedarf für Wärme- und Kälte, die in Neubauten mit der jeweiligen Technologie erreicht werden müssen, wenn diese Technologie zur Erzeugung des erneuerbaren Anteils gewählt wird (Paragraph 5 des EEWärmeG).

Tabelle 4.1: Verpflichtender Anteil verschiedener erneuerbarer Wärmequellen am Gesamtendenergiebedarf für Wärme und Kälte in Neubauten in Deutschland (nach [60])

Wärmequelle	Mindestanteil am Gesamtendenergiebedarf für Wärme und Kälte
Solare Strahlungsenergie	15 %
Gasförmige Biomasse in KWK-Anlage	30 %
Flüssige oder feste Biomasse	50 %
Geothermie oder Umweltwärme	50 %

Das EEWärmeG lässt zur Erfüllung dieser Pflicht außerdem verschiedene Ersatzmaßnahmen zu, die anstelle der Nutzung der genannten Mindestanteile an erneuerbaren Wärmeerzeugern durchgeführt werden können. Dazu gehört auch die Nutzung von Fernwärme, wenn die in Tabelle 4.2 dargestellten Mindestanforderungen erfüllt werden. Angerechnet wird nur die Menge der

Fernwärme, die rechnerisch aus Erneuerbaren Energien stammt [60].

Tabelle 4.2: Anforderungen an die Wärmeversorgung aus einem Wärmenetz laut EEWärmeG [60]

Wärmequelle	Mindestanteil an der insgesamt verteilten Wärme
Erneuerbare Energien	wesentlicher Anteil
Abwärme	50 %
KWK-Anlagen	50 %
Kombination aus den Obengenannten	50 %

Das Gesetz legt außerdem fest, dass bestimmte Wärmeerzeugungsanlagen, wie Solarthermie-, Biomasse-, Geothermie- und Umweltwärmeanlagen sowie Wärmenetze, Speicher und Fernwärmeübergabestationen mit öffentlichen Geldern gefördert werden können [60]. Es gibt Gemeinden außerdem das Recht, in bestimmten Gebieten einen Anschlusszwang an ein öffentliches Wärmenetz auszusprechen.

Das zweite Gesetz, das den Wärmesektor in Deutschland maßgeblich beeinflusst, ist das Energieeinsparungsgesetz (EnEG). Es dient der Umsetzung der EU-Gebäudeeffizienzrichtlinie [58]. Das EnEG bildet die gesetzliche Grundlage für die Energieeinsparverordnung (EnEV), die die technischen Standards für die Umsetzung des EnEG festlegt. Das Ziel der EnEV ist die Verbesserung der Energieeffizienz von Gebäuden unter Beibehaltung der wirtschaftlichen Vertretbarkeit, um so zum Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestands bis 2050 beizutragen. Die EnEV definiert Standards für ein Referenzgebäude, die zur Bewertung der Energieeffizienz von bestehenden und neuen Gebäuden herangezogen werden [133]. Der Primärenergieverbrauch eines Gebäudes wird demnach aus dem Endenergieverbrauch und den jeweiligen Primärenergiefaktoren (PEF) der genutzten Energieversorgung berechnet. Für die konkreten Berechnungen wird auf verschiedene Deutsche Industrie Normen (DIN) verwiesen.

Den Einsatz von Fernwärme beeinflusst hier insbesondere die DIN V 18599-1, die Standardwerte und Berechnungsmethodiken für die Fernwärmeversorgung aus bestimmten Wärmequellen vorgibt [37]. Für die Fernwärmeversorgung aus KWK-Anlagen liegt bei dieser Berechnung die Stromgutschriftmethode zu Grunde, bei der angenommen wird, dass der in der KWK-Anlage produzierte Strom die gleiche Menge an Strom aus einem Kraftwerk ohne Wärmeauskopplung verdrängt [37]. Die so verdrängte Primärenergie wird dem PEF der Wärmeauskopplung aus der KWK-Anlage gutgeschrieben, was zu vergleichsweise niedrigen PEF für Wärme aus KWK-Anlagen führt [119].

Den Rahmen für die allgemeinen Geschäftsbedingungen sowie Vertragsschlüsse im Fernwärmesektor setzt die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme

(AVBFernwärmeV). Diese umfasst beispielsweise Regelungen zu Hausanschlüssen, Kundenanlagen und Zahlungsvorgängen [132].

Neben den gesetzlichen Anforderungen an die Fernwärmeversorgung gibt es verschiedene Förderprogramme, die den Ausbau von Wärmenetzen und deren Wärmeversorgung beeinflussen. Dazu gehören das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG), das Fördersätze für KWK-Anlagen und KWK-gespeiste Wärmenetze festlegt [57] sowie das Marktanzreizprogramm (MAP), das speziell effiziente Wärmenetze und den Einsatz von Erneuerbaren Energien zur kommunalen Wärmeversorgung fördert [26].

4.1.3 Hamburg

Im Jahr 1997 verabschiedete die Hamburger Bürgerschaft das Hamburger Klimaschutzgesetz (HmbKliSchG), das 2019 zuletzt überarbeitet wurde [66]. Die aktuelle Fassung des Gesetzes hat zum Ziel das Klima zu schützen sowie die internationalen Ziele der Pariser Klimakonferenz im Jahr 2015 einzuhalten. Das Klimaschutzgesetz legt die Randbedingungen für Maßnahmen zur Einsparung und klimaverträglichen Verwendung von Energie fest [66].

Im Juni 2019 verabschiedete die Hamburger Bürgerschaft eine Gesetzesänderung des HmbKliSchG bezüglich des Kohleausstiegs in der Hamburger Fernwärme. Das Gesetz ist das Ergebnis einer Einigung des Senats mit der Volksinitiative „Tschüss Kohle!“, die im Jahr 2018 mit knapp 22.500 Unterschriften zustande kam und zum Ziel hatte, die Energieversorgung aus Stein- und Braunkohle in Hamburg zu beenden [32]. Mit dem Kohleausstiegsgesetz verpflichtet sich die Stadt Hamburg, ab dem Jahr 2020 keine Wärme von Dritten mehr zu beziehen oder zu vertreiben, die aus der Verbrennung von Kohle erzeugt wurde [66]. Des Weiteren wird die Erzeugung und der Vertrieb von Wärme durch die Stadt, die in stadteigenen Anlagen aus Kohle erzeugt wird, ab 2030 ausgeschlossen. Im Jahr 2025 soll zudem überprüft werden, ob der Ausstieg aus der Kohle im Wärmenetz früher als 2030 erfolgen kann. Städtische Flächen dürfen nach dem Gesetz außerdem nicht mehr für die Verlegung von neuen Wärmenetzen zur Verfügung gestellt werden, die aus Kohle produzierte Wärme führen. Diese Regelung gilt nicht für die Erweiterung von Bestandsnetzen [66].

Ende 2019 legte der Senat einen Entwurf für ein neues Klimaschutzgesetz vor, das im Februar 2020 von der Hamburger Bürgerschaft verabschiedet wurde. Dieses dient der Verankerung der Ziele des Klimaplanes und enthält neben den genannten Bestimmungen zum Kohleausstieg weitere Vorschriften, die Auswirkungen auf den Wärmesektor haben. Wärmeversorgungsunternehmen sind demnach verpflichtet, spätestens vier Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes einen Fahrplan zur Dekarbonisierung ihrer Wärmeversorgung vorzulegen, mit entsprechenden Zielen von 30 % Erneuerbaren Energien bis Ende des Jahres 2029 und einer nahezu klimaneutralen Versorgung bis 2050 [66]. Ab 2022 muss bei einem Heizungstausch ein Mindestanteil von 15 % des Wärmeenergiebedarfs durch Erneuerbare Energien gedeckt werden [66].

Neben der Neufassung des HmbKliSchG hat der Hamburger Senat außerdem eine Fortschreibung des Hamburger Klimaplanes vorgelegt, der 2015 als Weiterentwicklung des Masterplan Klimaschutz und des Aktionsplans Anpassung an den Klimawandel aus dem Jahr 2013 erstellt wurde [33]. Diese Fortschreibung legt neue Klimaziele sowie zu ergreifende Maßnahmen zur Erreichung dieser Ziele für die Stadt Hamburg fest [13]. Demnach strebt Hamburg bis 2030 eine Minderung der CO₂-Emissionen um 55 % und bis 2050 um mindestens 95 %, jeweils gegenüber 1990 an, um spätestens im Jahr 2050 klimaneutral zu sein. Dies entspricht einer Reduzierung der gesamten jährlichen CO₂-Emissionen in Hamburg um etwa 7 Millionen Tonnen bis 2030 und um mindestens 15,2 Millionen Tonnen bis 2050 [13].

Die Fortschreibung des Klimaplanes enthält vier Transformationspfade mit konkreten Maßnahmen, die zur Erreichung dieser Zielmarken beitragen sollen:

1. Transformationspfad Wärmewende inkl. Gebäudeeffizienz
2. Transformationspfad Mobilitätswende
3. Transformationspfad Wirtschaft
4. Transformationspfad Klimaanpassung

Der Fernwärmesektor wird in der Fortschreibung des Klimaplanes hauptsächlich durch den Transformationspfad Wärmewende beeinflusst. Der Anteil der der Fernwärme am Gesamtwärmebedarf soll bis 2035 auf 35 % ansteigen [13]. Durch das Maßnahmenprogramm für diesen Transformationspfad soll bis 2030 im Hamburger Fernwärmesektor eine jährliche CO₂-Einsparung von über 650.000 Tonnen pro Jahr erreicht werden [12]. Die größte Einsparung von etwa 600.000 Tonnen pro Jahr soll hierbei durch die Dekarbonisierung der Fernwärme durch die Abschaltung beziehungsweise Umrüstung der beiden Kohlekraftwerke Wedel und Tiefstack in den Jahren 2025 und 2030 und den Ersatz mit emissionsärmeren Wärmequellen erfolgen [12]. Durch den Bau von neuen und die Erweiterung sowie Sanierung bestehender Wärmenetze sollen weitere Einsparungen erzielt werden.

4.1.4 Zusammenfassung der rechtlichen Rahmenbedingungen

Tabelle 4.3 fasst die wichtigsten rechtlichen Rahmenbedingungen für das städtische Wärmenetz in Hamburg zusammen, auf die im weiteren Verlauf der Arbeit zurückgegriffen wird.

Tabelle 4.3: Zusammenfassung der wichtigsten rechtlichen Rahmenbedingungen für die Wärmenetzentwicklung in Hamburg

Ebene	Gesetz/Richtlinie	Wichtigste Punkte
National	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz	Definition von erneuerbaren Wärmeerzeugern Anforderungen an Fernwärme als Ersatzmaßnahme
	Energieeinspargesetz	Effizienzstandards für Neubauten Sanierungsstandards für Bestandsgebäude
Lokal	Hamburger Klimaschutzgesetz	Kohleausstieg in der Fernwärme bis 2030 Aufstellung von Dekarbonisierungsfahrplänen für Wärmeversorgungsunternehmen bis 2024
	Klimaplan	Ausbau Fernwärme bis 2035 auf 35 % am Gesamtwärmebedarf CO ₂ -Einsparungen um von 600.000 t bis 2030 durch Dekarbonisierung der Fernwärme

4.2 Das städtische Wärmenetz in Hamburg

In Hamburg werden aktuell etwa 25 % des Wärmebedarfs von Wohn- und Nichtwohngebäude mit Fernwärme von verschiedenen Wärmenetzen und Netzbetreibern gedeckt [91]. Der größte Anteil dieser Wärme, über 80 %, wird über das städtische Wärmenetz vertrieben [30]. Aufgrund der besonderen Bedeutung des Großwärmenetzes für Hamburg wird sich diese Arbeit hauptsächlich auf die Strategieentwicklung für dieses Wärmenetz fokussieren.

4.2.1 Historie des Großwärmenetzes in Hamburg

Bis zum Jahr 2019 hatte die Stadt Hamburg einen Besitzanteil von 25,1 % am Hamburger Großwärmenetz. Die restlichen 74,9 % waren Eigentum des schwedischen Unternehmens Vattenfall GmbH. Im Jahr 2013 stimmte die Mehrheit der Hamburger Bevölkerung im Volksentscheid „Unser Hamburg - Unser Netz“ für die vollständige Rekommunalisierung der Hamburger Energienetze [14]. Nach Verhandlungen über mehrere Jahre sowie einer beihilferechtlichen Untersuchung der Europäischen Kommission kaufte die Stadt Hamburg die fehlenden 74,9 % des Wärmenetzes rückwirkend zum 01.01.2019 für 625 Millionen Euro von Vattenfall GmbH zurück [14]. Der Rückkauf beinhaltete nicht nur das Wärmenetz, sondern auch die dazugehörigen Erzeugungsanlagen

(siehe Unterabschnitt 4.2.2). Das Großwärmnetz wird nun von der städtischen Gesellschaft Wärme Hamburg GmbH (WHH) betrieben.

4.2.2 Aktuelle Wärmeversorgung und -bedarf

Das städtische Wärmenetz erstreckt sich zum Zeitpunkt dieser Arbeit vornehmlich in der Stadtmitte Hamburgs rund um die Außenalster.



Abbildung 4.1: Hamburger Großwärmnetz [138]

Der aktuelle Verlauf der Rohrleitungen ist Abbildung 4.1 zu entnehmen. Neben den Rohrleitungen sind in dieser Karte auch Erzeugungsanlagen sowie Pump- und Druckregelstationen verzeichnet.

Die WHH gibt für das Großwärmnetz die in Tabelle 4.4 angeführten Kennzahlen an.

Tabelle 4.4: Daten für das städtische Fernwärmesystem [137]

Länge der Rohrleitungen	845 km
Angeschlossene Wohneinheiten	489.000
Maximaler Druck in den Rohren	20 bar
Vorlauftemperatur (Raumheizung)	90 bis 130 °C
Rücklauftemperatur	50 °C
Leistung thermisch	1.800 MW
Wärmeabsatz	4.000 GWh
Anteil Erneuerbarer Energien	13,8 %
Primärenergiefaktor bis 2022	0,57
spezifischer Emissionsfaktor	146 kg CO ₂ /MWh

Die Wärmeerzeugung erfolgt zum jetzigen Zeitpunkt in drei Heizkraftwerken, und acht Heizwerken und Blockheizkraftwerken (BHKW). Über 90 % der Fernwärme wird in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erzeugt [137]. Die Energieerzeugungsanlagen und ihre technischen Daten werden in Tabelle 4.5 aufgelistet.

Tabelle 4.5: Erzeugungsanlagen im Hamburger Großwärmenetz [16, 138]

Anlage	Technologie	Brennstoff	P_{th} in MW	P_{el} in MW
HKW Wedel	KWK	Steinkohle	389	250
HKW Tiefstack	KWK	Steinkohle	290	181
	Gas und Dampf	Erdgas	140	140
	Kessel	Erdgas	320	
MV Borsigstraße Linie 3	KWK	Altholz	15	20
MV Borsigstraße Linie 1 u. 2	Kessel	Hausmüll	89	
HW Hafencity	Kessel	Erdgas	315	
HW Haferweg	Kessel	Erdgas	150	
HW Eppendorf	Kessel	Heizöl, Erdgas	25	
HW Barmbek	Kessel	Heizöl, Erdgas	45	
HW Elbe Einkaufszentrum	Kessel	Heizöl	6	
HW Karoline	Kessel	Strom	45	
BHKW Haferweg	BHKW	Erdgas	1,32	1,28
BHKW Borsigstraße	BHKW	Biomethan	0,86	0,77
Summe			1831,18	593,05

Der Brennstoffeinsatz der Fernwärmeerzeugung im städtischen Wärmenetz setzt sich nach Angaben der Behörde für Umwelt und Energie nach Abbildung 4.2 zusammen.

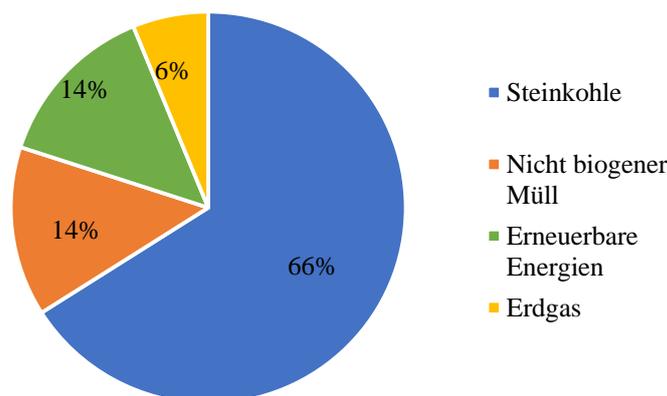


Abbildung 4.2: Fernwärmeerzeugung im Wärmenetz der Wärme Hamburg GmbH nach Energieträgern [15]

Der größte Teil der Fernwärme, mehr als 60 %, wird von den beiden mit Steinkohle befeuerten

Heizkraftwerken Tiefstack und Wedel bereitgestellt [111]. Nach dem im Juni 2019 beschlossenen Kohleausstiegsgesetz darf ab spätestens 2030 keine Fernwärmeversorgung mehr aus diesen beiden Kraftwerken erfolgen. Nach aktuellen Plänen der Stadt Hamburg soll das bereits 1961 in Betrieb genommene HKW Wedel im Jahr 2025 abgeschaltet werden, der kohlefreie Betrieb des HKW Tiefstack soll dann im Jahr 2030 erfolgen [17] (s. Abschnitt 4.3).

Die erneuerbare Wärmeerzeugung erfolgt größtenteils aus der Verbrennung von biogenem Müll und Altholz in der Müllverwertungsanlage Borsigstraße [15]. Nicht-biogener Müll hat einen ähnlich hohen Anteil an der Wärmeerzeugung wie Erneuerbare Energien. Erdgas macht den kleinsten Anteil aus, da die mit Erdgas befeuerten Heizwerke und Kessel häufig nur zur Abdeckung der Spitzenlasten eingesetzt werden [138]. Das Heizwerk Eppendorf dient hauptsächlich der Wärmeversorgung des Universitätsklinikums, kann aber auch als Spitzenlastanlage in das Wärmenetz einspeisen [138].

4.3 Bestehende Wärmepläne und vorherige Studien

Für die Planung des Großwärmenetzes in Hamburg wurden in den vergangenen zehn Jahren im Auftrag der Stadt Hamburg verschiedene Gutachten und Studien erstellt, die in Tabelle 4.6 aufgelistet werden.

Tabelle 4.6: Bestehende Studien zur Wärmeversorgung in Hamburg

Titel	Institut	Jahr	Referenz
Grundlagenstudie Erneuerbare Energien in Hamburg	energy and carbon consulting	2005	[64]
Basisgutachten zum Masterplan Klimaschutz in Hamburg	arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik	2010	[65]
Ergänzungsgutachten: Wärmebedarf der Gebäude	Ecofys Germany GmbH	2010	[69]
Wärmeversorgungskonzept für die Freie und Hansestadt Hamburg	LBD Beratungsgesellschaft mbH	2011	[114]
Flächendeckende Erhebung des energetischen Zustands des Hamburger Gebäudebestands	Ecofys Germany GmbH	2011	[68]

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle 4.6 – Fortsetzung von der vorherigen Seite

Titel	Institut	Jahr	Referenz
Rekommunalisierung der Hamburger Fernwärmeversorgung	LBD Beratungsgesellschaft mbH	2013	[112]
Erstellung einer Expertise zur Hamburger Fernwärmeversorgung; Handlungsalternativen für das Kohlekraftwerk in Wedel	BET GmbH	2015	[140]
Ökologisch-soziale Wärmepolitik für Hamburg	Hamburg Institut	2015	[92]
Erneuerbare Energien im Fernwärmenetz Hamburg	Hamburg Institut	2016	[111, 91]
Optionen und Instrumente der Freien und Hansestadt Hamburg zur Reduzierung der CO ₂ -Emissionen im Gebäudesektor	Ecofys Germany GmbH	2018	[85]

Im Jahr 2011 erstellte die LBD-Beratungsgesellschaft mbH ein Wärmeversorgungskonzept für die Freie und Hansestadt Hamburg. Grundlage für dieses Konzept war das Basisgutachten zum Masterplan Klimaschutz von Arrhenius sowie das Ergänzungsgutachten Wärmebedarf von Gebäuden von Ecofys Germany GmbH, die beide im Jahr 2010 zur Erreichung der in Hamburg festgelegten Emissionsreduktionsziele. 2010 strebte Hamburg eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 und um 80 % bis 2050 gegenüber 1990 an [114]. Die 2010 erstellten Gutachten entwickelten für diese Reduktionsziele ein entsprechendes Klimaschutzszenario sowie Maßnahmen in den einzelnen Sektoren, um diese Ziele zu erreichen. Als besonders relevanter Sektor wurde die Wärmeversorgung in Hamburg identifiziert, weshalb infolgedessen ein gesondertes Gutachten für ein Wärmeversorgungskonzept erstellt wurde. Das Konzept erarbeitet Maßnahmen für eine Emissionsminderung in der Hamburger Wärmeversorgung entsprechend der Reduktionsziele bis 2020 und gibt außerdem einen Ausblick für eine nahezu klimaneutrale Wärmeversorgung im Jahr 2050 [114]. Dabei wird der gesamte Wärmesektor in Hamburg inklusive dezentraler und zentraler Versorgung betrachtet. Für die langfristige Wärmeversorgung identifiziert das LBD-Gutachten die vier Strategiefelder Modernisierung der Fernwärme, dezentrale Erzeugung, Infrastrukturentwicklung und Innovationstreiber Stadtwerk. In dem entwickelten Szenario wird aufgrund einer erhöhten Sanierungsrate eine Reduktion des Fernwärmebedarfs vorhergesagt. Bis 2020 werden nach dem Gutachten außerdem die Kohleheizkraftwerke auf Gas umgerüstet, um so Emissionen

zu mindern [114]. Eine Strategie für eine erneuerbare Fernwärmeerzeugung darüber hinaus wird in dem Gutachten nicht abgedeckt. Die in dem Gutachten getroffenen Annahmen und Prognosen sind allerdings nicht eingetroffen, sodass die Ergebnisse der Studie für eine Strategieentwicklung nicht geeignet erscheinen.

Auf ein bürgerschaftliches Ersuchen aus 2012 hin veröffentlichte die Hamburger Bürgerschaft in den Jahren 2014 und 2015 einen Zwischenbericht zum Wärmekonzept der Stadt Hamburg bis 2020. Der erste Teil dieses Zwischenberichts umfasst im wesentlichen die Ergebnisse der genannten Gutachten zum Gebäudebestand und dem aktuellen und zukünftigen Wärmebedarf in Hamburg sowie zur aktuellen Struktur des Hamburger Wärmesektors (Stand 2011) [30]. Der zweite Teil des Berichts, veröffentlicht im Februar 2015, leitet aus diesen Erkenntnissen allgemeine Leitlinien für eine Wärmestrategie der Stadt Hamburg ab. Die drei Leitlinien umfassen hierbei die Senkung des Wärmebedarfs, eine Effizienzsteigerung in der Wärmeversorgung sowie die Deckung des verbleibenden Wärmebedarfs durch Erneuerbare Energien [31]. Der Bericht betont außerdem, dass eine erneuerbare Wärmeversorgung in Hamburg nur unter Einbezug des Hamburger Umlandes erfolgen kann, da im Stadtgebiet selbst kein ausreichend hohes Potenzial für eine erneuerbare Wärmeversorgung vorhanden sei [31]. Im Anhang werden außerdem die von der Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt ermittelten Potentiale für erneuerbare Wärmeerzeugung in Hamburg sowie bereits existierende politische Instrumente zur Erreichung der angestrebten Emissionsminderungsziele aufgelistet.

Im Zuge des Volksentscheids zum Rückkauf der Hamburger Energienetze beauftragte die Behörde für Umwelt und Energie die Hamburg Institut Consulting GmbH im Jahr 2016 mit einer Studie zur langfristigen Entwicklung der Fernwärme in Hamburg, insbesondere der Entwicklung hin zu einer vollständig erneuerbaren Versorgung. Das Gutachten „Erneuerbare Energien im Fernwärmenetz Hamburg“ analysiert insbesondere Handlungsoptionen für den Ersatz des Kohlekraftwerks Wedel, das aufgrund seines Alters vor dem Kraftwerk Tiefstack vom Netz gehen werde [111]. Das Gutachten baut auf die in einer vorangegangenen Studie entwickelten Lösungen zu technischen Ersatzmöglichkeiten für das Kraftwerk Wedel des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung aus dem Jahr 2015 auf. Das HIC Gutachten ordnet diese Ergebnisse ein und zeigt zusätzlich Handlungsoptionen mit dem Fokus auf die Nutzung Erneuerbarer Energien und Abwärme auf [111]. Dafür erfolgt in diesem Gutachten eine Auflistung und Zusammenfassung verschiedener Potentialanalysen für Erneuerbare Energien und Abwärme in Hamburg [111]. Diese sind allerdings recht allgemein gehalten und betrachten im Detail lediglich Ersatzoptionen für das Kraftwerk Wedel, nicht aber Möglichkeiten für eine langfristige erneuerbare Wärmeerzeugung bis 2050.

Die aktuellste Studie über den Wärmesektor in Hamburg ist eine Studie der Ecofys GmbH aus dem Jahr 2018 zur CO₂-Emissionsminderung im Hamburger Gebäudesektor [85]. Das Gutachten untersucht die Auswirkungen verschiedener politischer Instrumente auf den CO₂-Ausstoß der Gebäude in Hamburg, was insbesondere auch die Wärmeversorgung betrifft. Dazu erstellt

Tabelle 4.7: Daten für das Konzept Energiepark Hafen [17]

Anlagen	Fernwärmeleistung in MW	Volllaststunden in h	Wärmemenge in GWh/a
Industrielle Abwärme	17	5.900-7.100	100-120
Abwasser-Wärmepumpe	30	3.300-5.300	100-160
KWK-Anlage	230	4.200-4.600	530
Power-to-Heat	20	300	<10
MVR	40	3.300-5.800	130-230
ZRE Stellingen	60	5.800	350
Heizwerk Haferweg	50	200	20

Nach Tabelle 4.7 würden etwa 40 % des benötigten Energiebedarfs zum Ersatz des HKW Wedel aus der gasbefeuerten KWK-Anlage gedeckt werden. Nach den Plänen der Behörde für Umwelt und Energie Hamburg soll diese Anlage von Anfang an für einen Betrieb mit synthetischem Gas ausgelegt werden, sodass zu einem späteren Zeitpunkt der Umstieg auf erneuerbares Gas möglich ist. Etwa 55 % der Fernwärme stammen nach diesem Konzept aus alternativen Quellen wie Abwärme und Müllverbrennung [17].

Für den Ersatz des HKW Tiefstack bis spätestens 2030 wurden bisher keine konkreten Pläne der Stadt Hamburg veröffentlicht. Momentan spricht die Behörde für Umwelt und Energie lediglich davon, das Kraftwerk auf die Verbrennung von Erdgas umrüsten zu wollen.

Eine übergeordnete Strategie für die Hamburger Wärmeversorgung und insbesondere das Großwärmernetz liegt demnach nicht vor und wurde auch in den bisherigen Studien noch nicht untersucht. Langfristige Ziele für die Fernwärmeversorgung werden lediglich bis 2030 benannt, was angesichts der langen Vorlaufzeiten und Investitionszeiträume in der Wärmeversorgung als nicht ausreichend erscheint. Im Folgenden werden deshalb Entwicklungen im Wärmebedarf des Großwärmernetzes bis 2050 sowie die zur Verfügung stehenden Potentiale für eine erneuerbare Wärmeversorgung analysiert und Handlungsempfehlungen für die Wärmenetzentwicklung in Hamburg aufgestellt.

5 Analyse der Einflussfaktoren für das Wärmenetz

Um eine geeignete Strategie für die Dekarbonisierung des Großwärmenetzes zu entwickeln, müssen zunächst die zukünftigen Einflussfaktoren für die Netzentwicklung bestimmt und analysiert werden, die die Netzentwicklung neben den in Kapitel 4 vorgestellten gesetzlichen Rahmenbedingungen beeinflussen. Diese umfassen die bestehenden und zukünftigen Ziele für die Wärmenetzentwicklung in Hamburg (s. Unterabschnitt 4.1.3), das Potential an erneuerbaren Wärmequellen für die Deckung des Wärmebedarfs sowie die Entwicklung des zukünftigen Wärmebedarfs bis zum Jahr 2050. Diese Faktoren werden im Folgenden identifiziert und analysiert, um im Anschluss geeignete Annahmen für die Szenario- und Strategieentwicklung bis 2050 für das Wärmenetz zu treffen.

5.1 Ziele für die Wärmeplanung in Hamburg

Nach der in Kapitel 2 vorgestellten Methodik werden zunächst die Ziele definiert, die mit der zu entwickelnden Wärmenetzstrategie erreicht werden sollen. Diese umfassen ökologische, technische, ökonomische und soziale Ziele, die im Folgenden erläutert und festgelegt werden.

5.1.1 Nationale und Regionale Klimaschutzziele

Für die Festlegung der ökologischen Ziele für die langfristige Fernwärmeversorgung in Hamburg sind zunächst einmal die nationalen und regionalen Klimaschutzziele zu beachten, deren Emissionsminderungs- und Energieeffizienzziele auch den Wärmesektor betreffen.

Klimaschutzziele der Bundesrepublik Deutschland

Im Jahr 2010 hat die Bundesregierung das Energiekonzept 2010 beschlossen. Dieses enthält verschiedene Ziele für die Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien und die Senkung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050, die in Tabelle 5.1 dargestellt sind. Die Emissionsminderungsziele wurden 2016 im Klimaschutzplan 2050 noch einmal mit Maßnahmen in verschiedenen Sektoren hinterlegt [24].

Tabelle 5.1: Ziele des Energiekonzepts 2010 der Bundesregierung Deutschlands [28]

Ziele	2020	2030	2040	2050
Anteil von Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch	35%	50%	65%	80%
Anteil von Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch	18%	30%	45%	60%
Senkung Primärenergieverbrauch gegenüber 2008	20%	-	-	80%
Senkung der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990	40%	55%	70%	80-95%

Tabelle 5.1 zeigt, dass die nationalen Klimaschutzziele Deutschlands keine spezifischen Zielwerte für den Wärmesektor festlegen. Dieser wird nur indirekt über die Steigerung des Anteils von Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch sowie über die Senkung des Primärenergieverbrauchs angesprochen [28]. Für den nationalen Fernwärmesektor legt das Energiekonzept keine konkreten Ziele fest.

Klimaschutzziele der Stadt Hamburg

Die aktuellen Klimaschutzziele der Stadt Hamburg sind im Klimaplan der Stadt festgeschrieben, der 2019 zum ersten Mal fortgeschrieben wurde (s. Unterabschnitt 4.1.3). Die ursprünglich angestrebten Ziele einer CO₂-Emissionsminderung um 50% bis 2030 und um mindestens 80% bis 2050 gegenüber dem Basisjahr 1990 wurden in dieser Fortschreibung auf 55% im Jahr 2030 und mindestens 95% im Jahr 2050 erhöht und so an die nationalen Ziele angepasst [13].

Die Fortschreibung des Klimaplanes enthält darüber hinaus auch sektorspezifische Minderungsziele bis zum Jahr 2030. Durch die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung im Großwärmesektor sollen bis 2030 demnach insgesamt etwa 600.000 Tonnen CO₂ jährlich eingespart werden [13].

Abbildung 5.1 zeigt die CO₂-Emissionen des städtischen Wärmenetzes sowie die Minderungsziele des Hamburger Klimaplanes unter der Annahme, dass entsprechend des Anteils des Netzes der Wärme Hamburg an der gesamten Fernwärmeversorgung 82% der Gesamtemissionen aus der Fernwärme in Hamburg durch das Netz verursacht werden [30]. Die Daten zu den bisherigen CO₂-Emissionen der Fernwärme sind der Energiebilanz für Hamburg 2017 entnommen [125]. Mittels linearer Regression wurde für die bisherigen Emissionen eine Trendlinie bis 2050 bestimmt. Der Vergleich der Trendlinie und der Emissionsminderungsziele des Klimaplanes zeigt, dass die Emissionswerte bereits ab 2020 deutlich auseinander gehen. Dies macht den Handlungsbedarf zur Erreichung einer dekarbonisierten Fernwärme deutlich.

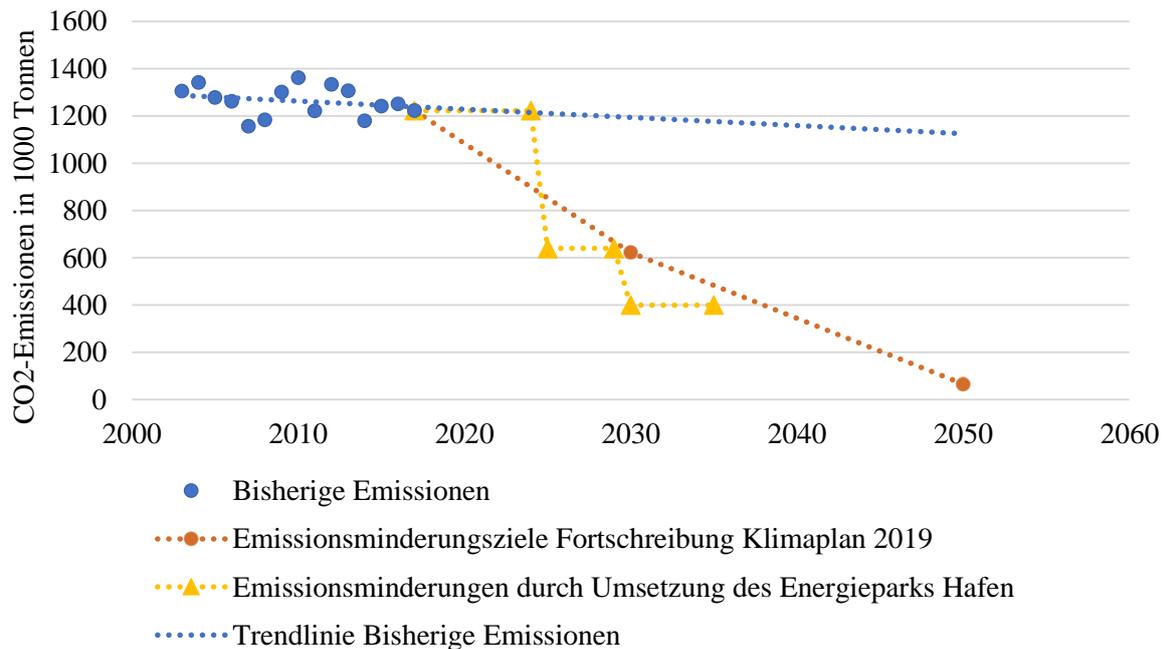


Abbildung 5.1: Prognose und Ziele der CO₂-Emissionen der Fernwärme in Hamburg bis 2050

Die prognostizierte Absenkung der Emissionen durch die bisherigen Pläne der BUE für den Ersatz beziehungsweise die Umrüstung der Kohlekraftwerke Wedel und Tiefstack sind ebenfalls in Abbildung 5.1 abgebildet. Die CO₂-Emissionen des Fernwärmenetzes durch die Abschaltung der Kohleblöcke fallen zwar unter die im Klimaplan festgelegten Minderungsziele. Es wird aber auch deutlich, dass für die Erreichung des langfristigen Emissionsminderungsziels bis 2050 nach 2030 weitere Maßnahmen für die Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung ergriffen werden müssen. Dabei sind bereits beim Ersatz beziehungsweise bei der Umrüstung der beiden Kohlekraftwerke die hohen Investitionen und langen Investitionszyklen im Fernwärmesektor zu berücksichtigen. Investitionsentscheidungen beim Ersatz der Wärmeversorgung aus Kohle müssen deshalb unter langfristigen Gesichtspunkten getroffen werden, um eine klimaneutrale Wärmeversorgung im Jahr 2050 garantieren zu können [41].

5.1.2 Versorgungssicherheit

Zusätzlich zu der Bereitstellung einer ausreichenden Wärmemenge müssen im Wärmenetz stets auch ausreichend hohe Temperaturen für die Wärmeversorgung verfügbar sein. Außerdem müssen die Wärmeerzeuger in Summe die Netzhöchstlast der gesamten Kundenanlagen im Netz bereitstellen [80]. Diese beiden Kennzahlen sind hauptsächlich von der Entwicklung der Sanierungsraten sowie des Netzausbaus im Hamburger Großwärmenetz abhängig (s. Abschnitt 5.2) [85]. Eine vollständig erneuerbare Wärmeversorgung könnte zu einer höheren Versorgungssicherheit beitragen, da sie die momentan existierende Abhängigkeit von Brennstoffimporten deutlich

reduzieren können [92]. Allerdings stellen sich durch die eingeschränkte Verfügbarkeit und Steuerbarkeit der Energiequellen neue Herausforderungen an eine zuverlässige Wärmeversorgung. Beispielsweise ist die Wärmeerzeugung aus Solarthermieanlagen wetterabhängig und erfolgt zum Großteil in den Sommermonaten, die Einspeisung von industrieller Abwärme ist abhängig vom Produktionsprozess und nicht vom Wärmebedarf des Netzes [87].

Im Unterschied zum Stromsektor unterliegt der Wärmebedarf außerdem erheblichen saisonalen Schwankungen, da der Bedarf in den kalten Wintermonaten deutlich über dem Bedarf in den Sommermonaten liegt [87]. Saisonale und Kurzzeitwärmespeicher können die fehlende Synchronität von Wärmeerzeugung und Wärmebedarf ausgleichen und dem Wärmenetz so eine größere Flexibilität verleihen. Wärmespeicher ermöglichen außerdem eine kostengünstige und effiziente Integration des Wärmesektors in das Gesamtenergiesystem [87]. So können Wärmespeicher beispielsweise einen optimalen Betrieb von KWK-Anlagen ermöglichen, der an die fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeuger angepasst ist. Die anfallende Wärme kann dann bei einem niedrigen Wärmebedarf zwischengespeichert und ins Wärmenetz zurückgespeist werden, wenn das Stromnetz durch erneuerbare Energien versorgt wird. Die KWK-Anlage muss dann nicht hochgefahren werden [87]. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit müssen deshalb für die Strategieentwicklung für das Wärmenetz der Wärme Hamburg saisonale und kurzzeitige Wärmespeichermöglichkeiten mit berücksichtigt werden, wie sie auch bereits im Energiepark Hafen geplant sind [17].

5.1.3 Kosten und Wärmepreis

Heizkosten stellen einen erheblichen Teil der gesamten Energiekosten privater Haushalte dar. Im Jahr 2018 machten die Kosten für Raumwärme und Warmwasser einen Anteil von über 30% an den gesamten Energiekosten (inklusive Treibstoffkosten) der privaten Haushalte in Deutschland aus [27]. Eine erneuerbare Fernwärmeversorgung kann für einen langfristig stabilen Wärmepreis sorgen, da erneuerbare Wärmeerzeugung, bis auf Biomasseverbrennung, unabhängig von Brennstoffkosten erfolgen kann [112]. Somit fallen hauptsächlich Investitionen für die Anlagen und die Netzinfrastruktur an. Die einzige relevante Unsicherheit ist hierbei die zukünftige Entwicklung der Kapitalkosten, wodurch sich ein hoher Grad an Kostenstabilität für die Wärmekunden ergibt [112].

Das übergeordnete sozioökonomische Ziel einer Strategie für das städtische Wärmenetz sollte demnach eine möglichst kostengünstige, preisstabile Wärmeversorgung für ihre Kund*innen sein. Dabei sind neben einer rein wirtschaftlichen Bewertung verschiedener Lösungen aufgrund der anfallenden Kosten auch Externalitäten angemessen zu berücksichtigen. Diese umfassen beispielsweise eine angemessene Bepreisung von Emissionen sowie die Bestimmung eines geeigneten langfristigen Zinssatzes [41]. Die Festlegung der spezifischen Bewertungskriterien einzelner Lösungen erfolgt in Kapitel 7.

5.2 Entwicklung des Wärmebedarfs in Hamburg

Die Entwicklung des Wärmebedarfs in Hamburg bis zum Jahr 2050 ist ein entscheidender Einflussfaktor für die zukünftige Wärmeversorgung in Hamburg. Die Entwicklung ist hierbei insbesondere abhängig von der Sanierungsquote im Gebäudebestand, der Effizienzstandards von Neubauten sowie der Abriss- und der Neubauraten [85]. Dem sinkenden Wärmebedarf aufgrund von höheren Effizienzstandards steht dabei die Verdichtung beziehungsweise der Ausbau des Fernwärmenetzes entgegen [85]. Für Hamburg ist nach dem aktuellen Klimaplan eine deutliche Ausweitung der Fernwärme geplant, die in die Betrachtung des zukünftigen Bedarfs an Fernwärme mit einbezogen werden muss [13].

5.2.1 Entwicklung aus dem bisherigen Bedarf

Für die Entwicklung des zukünftigen Wärmebedarfs im städtischen Wärmenetz wird zunächst der Endenergiebedarf im gesamten Fernwärmesektor in Hamburg betrachtet. Anwendungsbezogene Energiebilanzen liegen für die Stadt Hamburg nicht vor. Allerdings veröffentlicht das Statistikamt Nord in der jährlichen Energiebilanz der Stadt Hamburg unter anderem den Endenergieverbrauch in Form von Fernwärme [125]. Für diese Arbeit wird angenommen, dass 82% des Endenergiebedarfs für Fernwärme in Hamburg über das Netz der Wärme Hamburg vertrieben werden, die restliche Fernwärmeversorgung erfolgt über die anderen bestehenden Netze. Um den witterungsunabhängigen Wärmebedarf im Netz der Wärme Hamburg zu ermitteln, wird der Endenergieverbrauch für Fernwärme außerdem gemäß VDI3807 bereinigt [128].

Der witterungsbereinigte Wärmebedarf $Q_{VH,WHH}$ für das städtische Wärmenetz ergibt sich aus dem Gesamtenergiebedarf für Fernwärme in Hamburg $Q_{VgH,HH}$ nach der folgenden Gleichung 5.1:

$$Q_{VH,WHH} = 0,8 \cdot Q_{VgH,HH} \cdot \frac{G_m}{G} \quad (5.1)$$

Für die Witterungsbereinigung wird eine Heizgrenztemperatur von 15 °C sowie eine Innentemperatur von 20 °C angenommen. Die Gradtage G sowie das langjährige Mittel der Jahresgradtage G_m werden hierbei dem Berechnungstool "Gradtagszahlen Deutschland" des Instituts Wohnen und Umwelt (IWU) entnommen, welches diese auf Grundlage von Daten des Deutschen Wetterdienstes berechnet [63].

Abbildung 5.2 zeigt die bisherigen jährlichen Wärmebedarfswerte im städtischen Wärmenetz zwischen den Jahren 2003 und 2017 sowie die entsprechenden witterungsbereinigten Werte. Zu

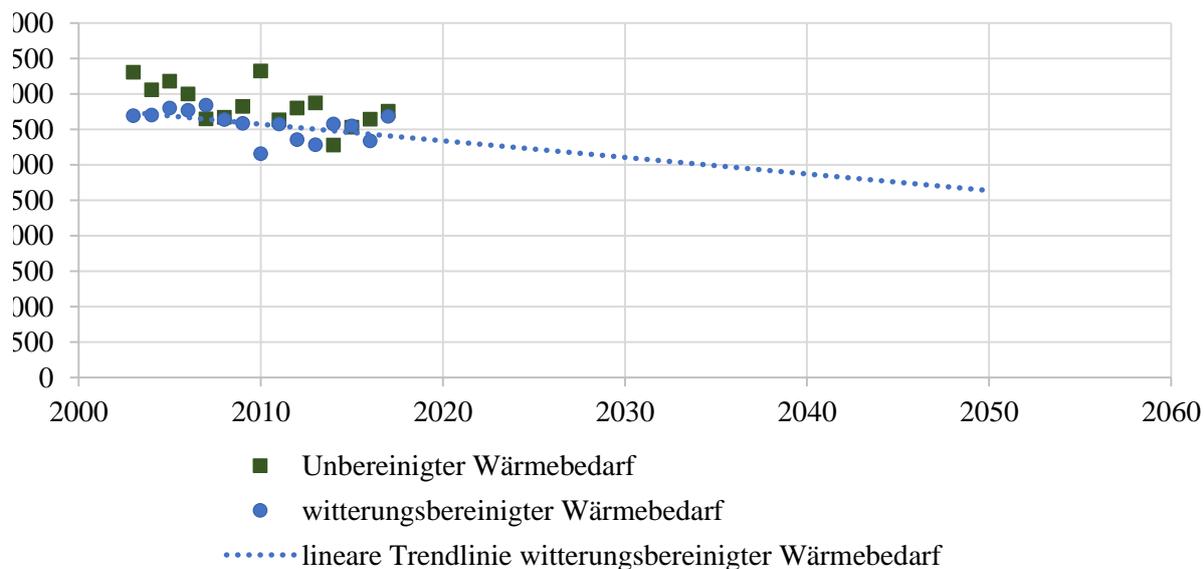


Abbildung 5.2: Bedarfsprognosen aus bisherigem Wärmebedarf im städtischen Wärmenetz

sehen ist außerdem eine Trendlinie der witterungsbereinigten Werte, die mittels linearer Regression bestimmt wurde. Nach dieser Regression würde der Wärmebedarf im Jahr 2050 für das städtische Wärmenetz ungefähr bei 2.600 GWh/a liegen. Die Trendlinie sollte dabei allerdings kritisch betrachtet werden, da trotz der Witterungsbereinigung extreme Werte wie zum Beispiel für das Jahr 2010 deutlich von der Regression abweichen. Die ermittelten Werte sind außerdem abhängig von der gewählten Heizgrenztemperatur. Eine detaillierte Simulation zur Prognose des zukünftigen Wärmebedarfs kann in dieser Arbeit nicht erfolgen. Deshalb wird im Folgenden auf bereits vorhandene Studien zur Wärmebedarfsentwicklung zurückgegriffen, um die Ziele des Hamburger Senats zum Fernwärmeausbau in absoluten Bedarfszahlen abbilden zu können.

5.2.2 Prognosen aus vorherigen Studien und Ziele der Stadt Hamburg

In den betrachteten Studien zur Wärmeversorgung in Hamburg (s. Abschnitt 4.3) werden verschiedene Entwicklungen des Wärmebedarfs in Hamburg zugrunde gelegt.

Für das Basisgutachten zum Masterplan Klimaschutz in Hamburg 2010 wurde zusätzlich ein Ergänzungsgutachten über den Wärmebedarf der Gebäude in Hamburg erstellt. In diesem Ergänzungsgutachten der Ecofys Germany GmbH wurden Prognosen für den zukünftigen Wärmebedarf in Hamburg in den Jahren 2020, 2030 und 2050 entwickelt. Diese beruhen auf einer bundesweiten Leitstudie für Deutschland aus dem Jahr 2008 sowie den spezifischen Entwicklungen in der Bevölkerung und im Bausektor in Hamburg [69]. 2010 bereits beschlossene Maßnahmen wurden in diese Berechnung ebenfalls mit einbezogen. Grundlegende Annahmen der

Studie umfassen eine Verschärfung des Energiestandards bei Neubauten sowie des Sanierungsstandards bei Bestandsgebäuden um 20 % ab 2015. Die Prognosen für Sanierungsraten unterteilen sich in Wohn- und Nichtwohngebäude in durch die Wohnbaukreditanstalt geförderte und nicht-geförderte Maßnahmen (als Maß für die Sanierungsqualität) sowie in Teil- und Vollsanierungen [69].

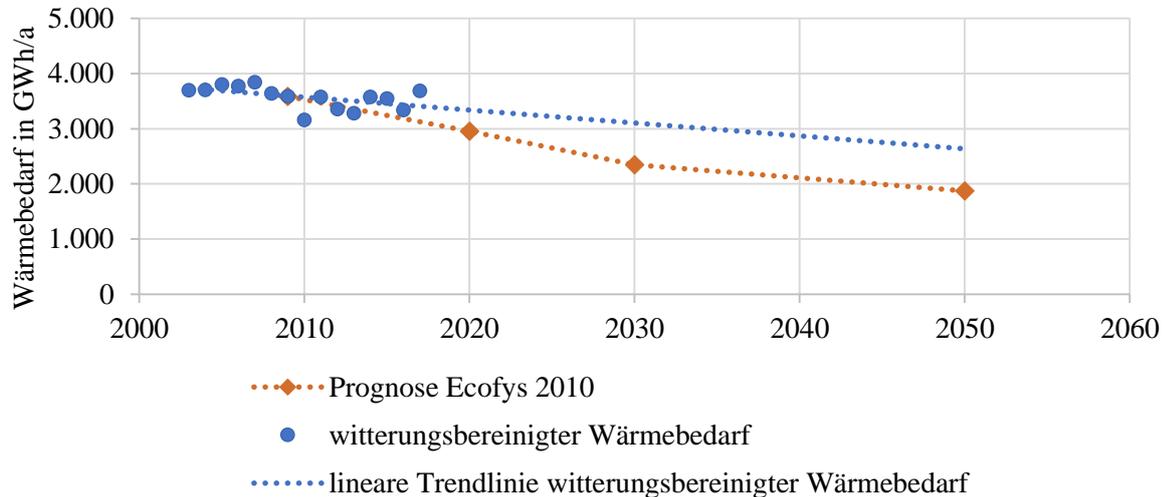


Abbildung 5.3: Prognose des Wärmebedarfs im Hamburger Großwärmnetz von Ecofys Germany GmbH [69]

Unter der Annahme, dass das städtische Wärmenetz weiterhin 82 % des Wärmebedarfs abdeckt, ergeben sich die in Abbildung 5.3 abgebildeten Bedarfswerte. Es ist zu erkennen, dass der prognostizierte Wert für 2020 voraussichtlich überschritten wird. Auch die Prognosen für die kommenden Jahrzehnte würden mit der aktuellen Entwicklung des Wärmebedarfs deutlich verfehlt werden.

Die Studien über die Handlungsalternativen für den Ersatz des Kohlekraftwerks Wedel der BET GmbH von 2015 gehen zwar für den Gesamtwärmebedarf in Hamburg ebenfalls von einem Rückgang aus. Allerdings nimmt die Studie aufgrund von Ausbau- und Verdichtungspotentialen im Wärmenetzgebiet für das Großwärmnetz eine Steigerung des Fernwärmebedarfs um 0,61 % pro Jahr an [140]. Dieser Wert ergibt sich aus den damaligen Ausbauzielen der Fernwärme, die die Vattenfall Wärme GmbH mit der Stadt Hamburg vereinbart hatte [140]. Auch das 2016 erstellte Gutachten zu Erneuerbaren Energien im Fernwärmnetz Hamburg vom Hamburg Institut geht nicht von einer Absenkung des Fernwärmebedarfs aus, sondern nimmt an, dass Maßnahmen zur Netzverdichtung und -ausbau die entstehenden Reduzierungen durch Gebäudesanierungen ausgleichen und der Wärmebedarf im Großwärmnetz dadurch konstant bleibt [111]. Die aktuellste Studie zum Gebäudebestand in Hamburg von Ecofys Germany GmbH aus dem Jahr 2018 bestimmt ausgehend von dem Ergänzungsgutachten von Ecofys aus dem Jahr 2010 die Entwicklung des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser in Hamburg bis zum Jahr 2050. Dafür entwickelt die Studie ein Business-as-usual (BAU) und ein ambitioniertes Szenario.

rio.

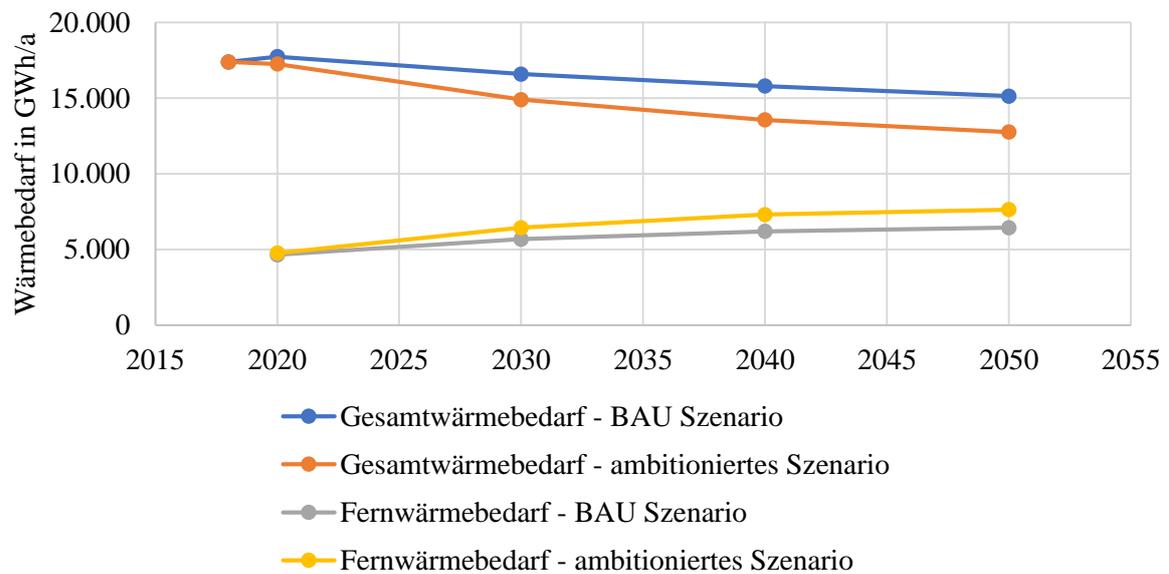


Abbildung 5.4: Prognose des Wärmebedarfs in Hamburg von Ecofys Germany GmbH, 2018 [85], eigene Darstellung

Abbildung 5.4 zeigt die von Ecofys ermittelten Entwicklungen des Gesamtendenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser in Hamburg sowie den prognostizierten Anteil an Fernwärme. Nach Berechnungen der BUE lag dieser 2015 bei 16,2 TWh/a [85]. Das Modell von Ecofys berechnete für 2018 einen Gesamtwärmebedarf von 17,4 TWh. Ecofys setzt für die Prognose zwei unterschiedliche Szenarien an. Im Business-as-usual-Szenario werden die zukünftigen Entwicklungen in der Wärmeversorgung auf Basis der vergangenen Entwicklungen sowie bereits bestehender Pläne für die Hamburger Wärmeversorgung, beispielsweise für die CO₂-Reduktion in der Fernwärme, abgeschätzt [85]. Das ambitionierte Szenario bezieht darüber hinaus die Auswirkungen verschiedener Maßnahmen mit ein, die in der Studie von Ecofys ebenfalls benannt und beschrieben werden.

Abbildung 5.4 zeigt, dass in beiden Szenarien eine Reduktion des Endenergiebedarfs in Hamburg für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser bis 2050 zu erwarten ist. Die Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen führen im ambitionierten Szenario zu einer stärkeren Reduktion von 26 % gegenüber 15 % im BAU-Szenario. In beiden Szenarien steigt der Anteil von Fernwärme an der Gesamtwärmeversorgung in den kommenden Jahren an. Im BAU-Szenario werden im Jahr 2050 etwa 40 % der benötigten Raumwärme und Warmwasser mit Fernwärme versorgt, im ambitionierten Szenario sind es sogar 60 %. Zu beachten ist hierbei, dass bei einem Teil der mit Fernwärme versorgten Gebäuden in beiden Szenarien angenommen wird, dass sie mit einer Lüftungsanlage zur Wärmerückgewinnung ausgestattet werden [85].

5.2.3 Angenommene Entwicklung des Wärmebedarfs

Die Entwicklung eines Wärmebedarfsszenarios für 2050 erfolgt in mehreren Schritten. Zunächst werden ausgehend von den Zielen des Hamburger Klimaplanes für den Fernwärmeausbau und dem prognostizierten Gesamtwärmebedarf der aktuellsten Studie von Ecofys zur Reduzierung der CO₂-Emissionen im Hamburger Gebäudebestand aus dem Jahr 2018 zwei Szenarien für eine Business-as-Usual und eine ambitionierte Entwicklung aufgestellt. Anschließend werden diese beiden Szenarien hinsichtlich ihrer Wahrscheinlichkeit und Erfüllung der Klimaziele eingeordnet, um eine abschließende Annahme über die Entwicklung des Wärmebedarfs im Großwärmernetz treffen zu können.

Der absolute Wärmebedarf für das Netz der Wärme Hamburg im Jahr 2030 ergibt sich aus dem prognostizierten Gesamtwärmebedarf der beiden Szenarien und dem Ziel der ersten Fortschreibung des Hamburger Klimaplanes, dass im Jahr 2030 35 % des Nutzwärmebedarfs (Raumwärme und Warmwasser) durch Fernwärme gedeckt werden (s. Abbildung 5.4). Aufgrund des im Klimaplan erklärten Ausbauziels der Fernwärme von 25 % auf 35 % des gesamten Nutzwärmebedarfs in Hamburg ist davon auszugehen, dass auch im Fall von gesteigerten Sanierungsraten der Wärmebedarf im Großwärmernetz ansteigen wird. Unter der Annahme, dass der Anteil des Großwärmernetzes am gesamten Fernwärmemarkt konstant bei 82 % bleibt, ergibt sich dadurch ein Versorgungsanteil des Großwärmernetzes von knapp 29 % des gesamten Nutzwärmebedarfs in Hamburg im Jahr 2030.

Für die Jahre nach 2030 gibt der aktuelle Klimaplan keine Zielwerte für den Ausbau der Fernwärme vor. Der Wärmebedarf der Wärme Hamburg ergibt sich deshalb aus einem Anteil von 82 % an der prognostizierten Fernwärmeversorgung in den Jahren 2040 und 2050 der Ecofys Studie.

Abbildung 5.6 zeigt die resultierende Entwicklung des Wärmebedarfs im Fernwärmernetz der Wärme Hamburg bis 2050. Demnach ergeben sich im BAU-Szenario für 2030 ein Fernwärmebedarf im Großwärmernetz von etwa 4.750 GWh/a und im ambitionierten Szenario etwa 4.300 GWh/a. Für 2050 liegt der Wärmebedarf für das Großwärmernetz bei etwa 5.300 GWh/a für das BAU-Szenario und etwa 6.300 GWh/a für das ambitionierte Szenario.

Beim Vergleich der nach dem Klimaplan erstellten Entwicklungspfade mit den Prognosen von Ecofys wird deutlich, dass das BAU Szenario in beiden Fällen ähnlich verläuft. Um einen Ausbau der Fernwärme nach dem ambitionierten Szenario zu erreichen, muss der Fernwärmeausbau bis 2030 nach der Ecofys-Studie deutlich mehr ansteigen als auf die im Klimaplan gesetzten 35 %. Des Weiteren ist den vorangegangenen Analysen zur Entwicklung des Wärmebedarfs zu entnehmen, dass die bisherigen Prognosen zur Reduktion des Wärmebedarfs in keinem Fall erfüllt wurden (vgl. Abbildung 5.3). Eine konservative Betrachtung des zu erwartenden Rückgangs im Wärmebedarfs erscheint daher angemessen. Für die Strategieentwicklung wird daher im Folgenden der Entwicklungspfad des BAU-Szenarios angenommen.

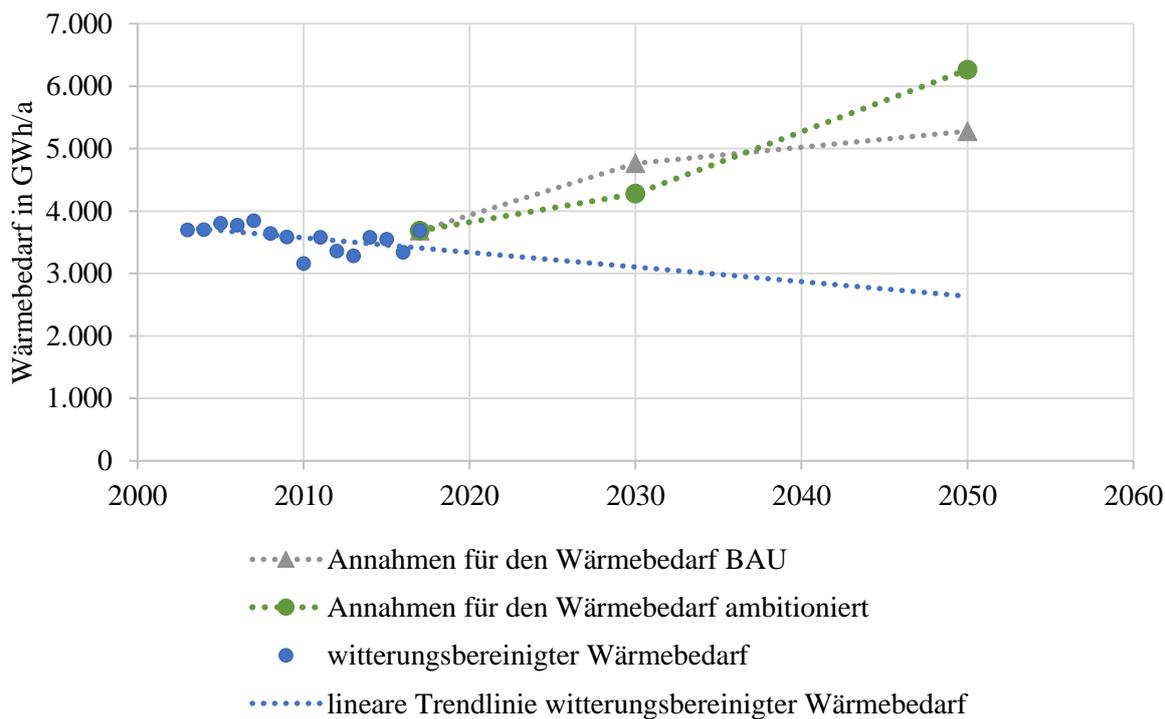


Abbildung 5.5: Annahmen für die Bedarfsentwicklung im städtischen Wärmenetz bis 2050, basierend auf [13, 85]

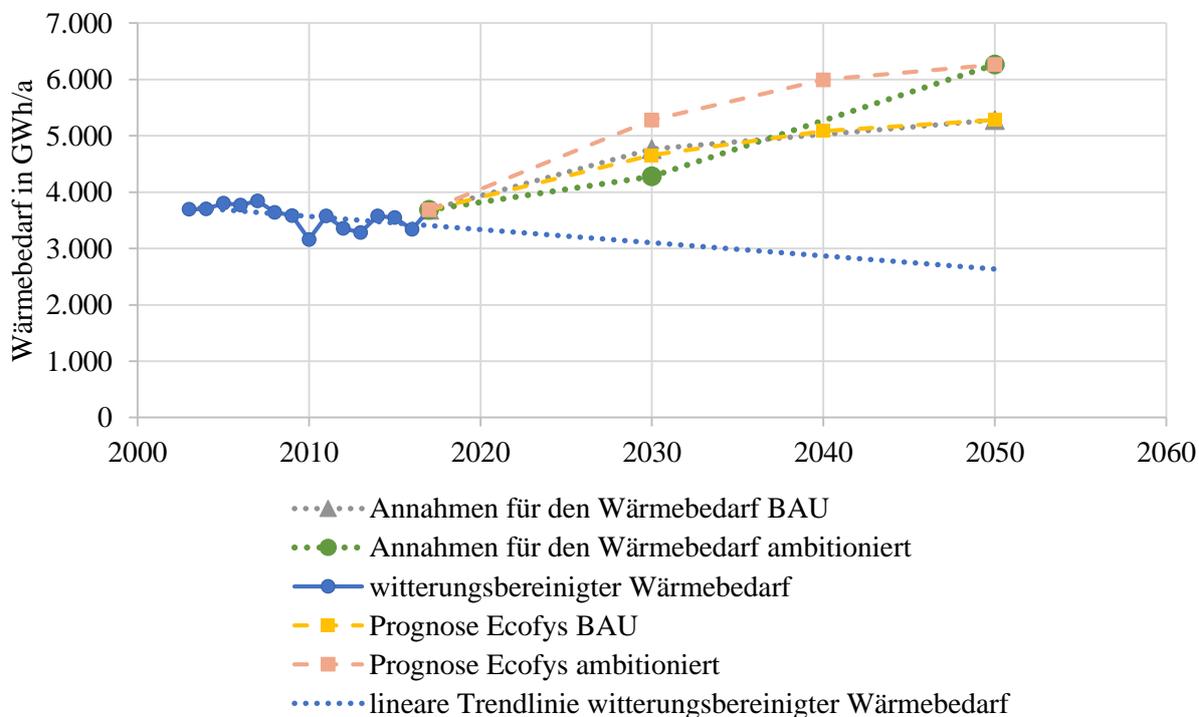


Abbildung 5.6: Vergleich der errechneten Bedarfsentwicklung mit Ergebnissen der Ecofys-Studie, basierend auf [13, 85]

Tabelle 5.2: Angenommener Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser im städtischen Wärmenetz bis 2050

	2020	2030	2040	2050
Gesamtwärmebedarf Hamburg in GWh/a	17.740	16.600	15.800	15.140
Anteil Fernwärme am Gesamtwärmebedarf in %	25%	35%	40%	43%
Anteil städtisches Netz am Gesamtwärmebedarf in %	82%	82%	82%	82%
Absoluter Fernwärmebedarf im städtischen Netz in GWh/a	4000	4.760	5.080	5.280

Die sich ergebenden Werte für den angenommenen Wärmebedarfe im städtischen Wärmenetz sind in Tabelle 5.2 abgebildet. Der nachfolgende Abschnitt 5.3 untersucht, welche Potentiale an erneuerbaren Energien zur Deckung dieses Wärmebedarfs zur Verfügung stehen.

5.3 Potential für erneuerbare Wärmeerzeugung in der Region Hamburg

Im Rahmen dieser Arbeit erfolgt aufgrund der starken Abhängigkeiten von veränderlichen, äußeren Einflüssen keine allgemeinen Abschätzung des wirtschaftlichen und erschließbaren Potentials für erneuerbare Wärmeerzeugung in Hamburg. Allerdings werden wirtschaftliche Aspekte sowohl in der Bewertung der Wärmequellen als auch in der Szenarioentwicklung in Kapitel 7 berücksichtigt.

In zwei der vorgestellten Studien in Abschnitt 4.3 erfolgte bereits eine Abschätzung des vorhandenen Potentials der Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Hamburg. Zusätzlich veröffentlichte die Behörde für Umwelt und Energie Hamburg eigene Potentialabschätzungen für erneuerbare Wärmeerzeugung in Hamburg.

- „Wärmeversorgungskonzept für die Freie und Hansestadt Hamburg“(LBD,2011)

Das LBD-Gutachten stützt sich bei seinen Potentialabschätzungen auf Erhebungen der damaligen Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt. Für Biomasse betrachtet das Gutachten die Verwertung regionaler Ressourcen aus dem Hamburger Umland, macht jedoch keine Angabe über den genauen Radius des Betrachtungsraums. Die Abschätzung des solarthermischen Potentials beschränkt sich auf das Verwaltungsgebiet Hamburg, ebenso die Abschätzung des geothermischen Potentials [114]. Das LBD-Gutachten schätzt das gesamte Potential an erneuerbarer Wärmeerzeugung auf 5 TWh/a [114].

- „Hamburg 2020: Wärmekonzept für Hamburg - Drs. 20/6188“ (BUE, 2015) Die Potentialabschätzung der Behörde für Umwelt und Energie wurde im Jahr 2015 in einer Drucksache der Hamburger Bürgerschaft veröffentlicht [31]. Die BUE schätzt das theoretische Potenzial hierbei auf insgesamt etwas mehr als 7 TWh/a, rechnet aber aufgrund von ökonomischen, ökologischen und sozialen Randbedingungen nur mit einem nutzbaren Potential von 3,5 TWh/a [31]. Diese Potentiale beziehen sich jedoch lediglich auf das Verwaltungsgebiet Hamburg. Hierbei sind noch keine angrenzenden Regionen einbezogen. Des Weiteren beschränkt sich die Behörde auf die Potentiale aus Solarthermie, Biomasse, Geothermie sowie die Wärmegewinnung aus überschüssigem erneuerbarem Strom. Für die anderen angeführten Wärmequellen liefert die Behörde keine Abschätzung [31].
- „Erneuerbare Energien im Fernwärmenetz Hamburg“ (Hamburg Institut, 2016)

Die Potentialabschätzungen des Hamburg Instituts beziehen sich nicht ausschließlich auf die Verwaltungsgrenzen der Stadt Hamburg, sondern ausdrücklich auf die gesamte Metropolregion [111]. Die Potentialabschätzung greift auf verschiedene vorhandene Studien zurück. Das Hamburg Institut schätzt das Gesamtpotential für erneuerbare Wärmeerzeugung in Hamburg auf 24 bis 33 TWh/a [111].

Eine Auflistung der in den Studien abgeschätzten Potentiale erfolgt am Ende des Kapitels in Tabelle 5.8. Da in diesen Studien teilweise mit sehr unterschiedlichen Bewertungsgrundlagen und -kriterien gearbeitet wurde, erfolgt in diesem Abschnitt eine Annäherung an eine realistische Ausschöpfung des vorhandenen Potentials für erneuerbare Wärmeerzeugung im Großraum Hamburg. Dazu wird abhängig von den Energieträgern nicht nur das Stadtgebiet Hamburg, sondern auch das Hamburger Umland betrachtet.

Für die Potentialabschätzung wird mit Hilfe des Tools des EU-Projekts Hotmaps sowie mit Potentialabschätzungen der EU-Projekte Heat Roadmap Europe und ReUseHeat zunächst das vorhandene technische Potential verschiedener erneuerbarer Wärmequellen betrachtet. Danach erfolgt eine Betrachtung der ermittelten Potentiale aus den bestehenden Studien. Abschließend findet basierend auf den ermittelten Daten eine Ermittlung des innerhalb dieser Arbeit als technisch nutzbar anzunehmenden Potentials statt.

5.3.1 Technisches Potential für Erneuerbare Wärmeerzeuger und Wärmespeicher in Hamburg

Als Grundlage für das vorhandene Potential der erneuerbaren Wärmeerzeugung wird die Berechnungsmethodik des EU-Projektes Hotmaps sowie die opensource-Toolbox des Projekts verwendet. Einige der im Tool angegebenen Potentiale beinhalten noch keine Wirkungsgrade der

Energieerzeugungsanlagen [107]. Das theoretisch ermittelte Potential muss deshalb für bestimmte Energiequellen mit den entsprechenden Wirkungsgraden für die einzelnen Wärmeerzeugungsanlagen verringert werden. Einige Wärmeerzeuger werden im Hotmaps Tool nicht betrachtet. Für diese Wärmeerzeuger werden Daten der EU-Projekte „Heat Roadmap Europe“ und „ReUseHeat“ herangezogen.

Solarthermie

Die Grundlage für die Berechnung des solarthermischen Potentials in Hotmaps ist das Photovoltaic Geographical Information System, in dem die EU die jährliche globale Sonneneinstrahlung als Raster mit einer Auflösung von 1kmx1km bereitstellt. Das Tool unterscheidet hierbei zwischen dem Potential für Freiflächen- und Dachflächensolarthermie [71].

Für die Berechnung des Potentials für Freiflächensolarthermie werden in Hotmaps nur bestimmte Flächennutzungstypen nach der Corine Land Cover Datenbank einbezogen [99]. Diese umfassen bestimmte land- und forstwirtschaftlich genutzte Flächen. Die Effizienz der Kollektoren wird in Hotmaps mit dem folgenden Ansatz bestimmt:

$$\eta_{ST} = 0.38 + \min(0.03, \max(-0.05, 0.05 \cdot \frac{3000 - HDD}{2000})) \quad (5.2)$$

HDD steht hierbei für die Heating Degree Days, Heizgradtage, in der jeweiligen Zelle. Für Hamburg wird für die Heizgradtage ein durchschnittlicher Wert von 3054 Kelvintagen angegeben [71]. Dadurch ergibt sich die Effizienz der Kollektoren zu knapp 38%.

Außerdem wird angenommen, dass die Kollektorfläche auf 0,25 m₂/m₂ der zur Verfügung stehenden Fläche beschränkt ist. Diese Fläche wird außerdem um das Fünffache der Gebäudeflächen in der jeweils betrachteten Zelle reduziert [99]. Mit diesen Annahmen ergibt sich für das Stadtgebiet Hamburg ein Potential von 16,6 TWh/a für die Freiflächensolarthermie [71]. Die Verteilung dieses Potentials ist in Abbildung 5.7 abgebildet.

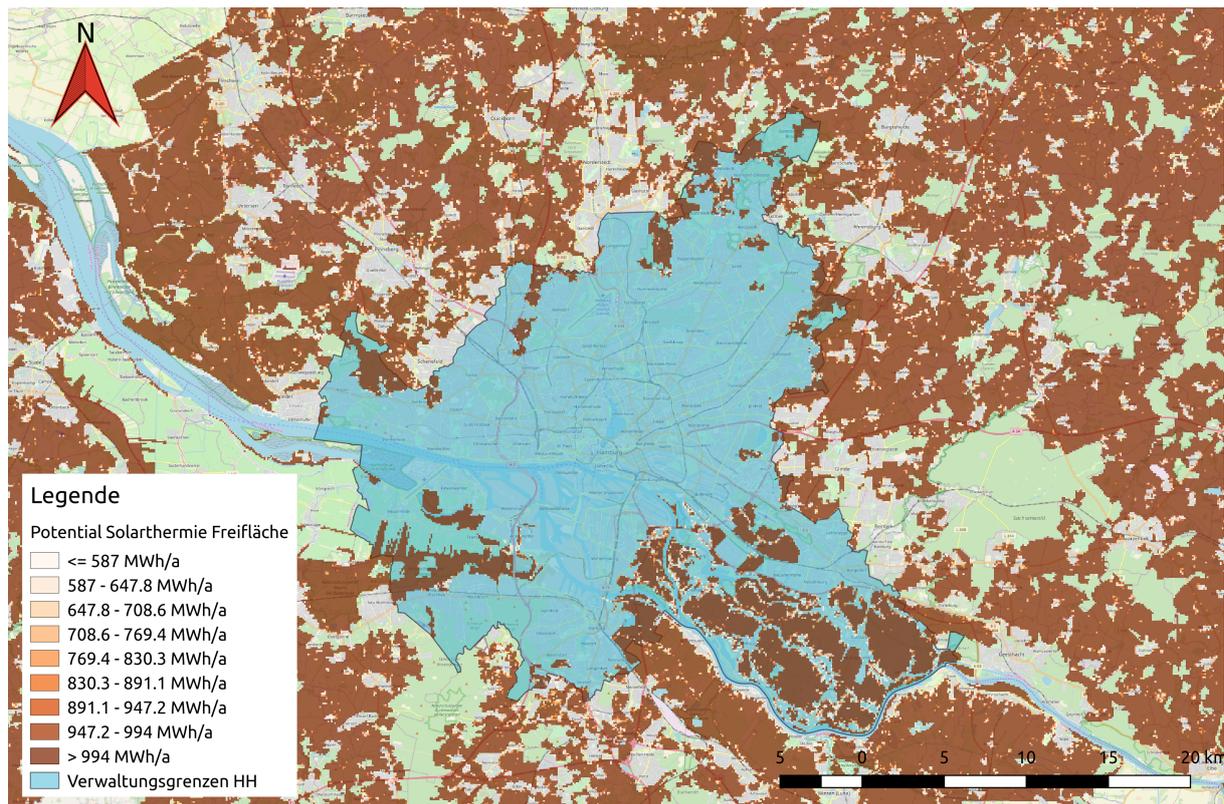


Abbildung 5.7: Theoretisches Potential für Freiflächensolarthermie im Großraum Hamburg [71]

Die Potentialabschätzung zeigt, dass im Hamburger Stadtgebiet aufgrund der dichten Bebauung nur vereinzelt Flächen für die Nutzung von Freiflächensolarthermie zur Verfügung stehen. Lediglich im Bezirk Bergedorf im Südosten sowie an den westlichen und nördlichen Randgebieten sind potentiell geeignete Flächen zu finden. Werden auch an das Stadtgebiet angrenzende Flächen mit einbezogen, kommen weitere Potentiale dazu. Besonders bei Gebieten nahe der bestehenden Fernwärmeleitungen können auch Flächen außerhalb der Verwaltungsgrenzen der Stadt Hamburg von Bedeutung für Freiflächensolarthermie sein. Eine genauere Betrachtung von geeigneten Standorten erfolgt in Kapitel 7.

Das solarthermische Potential auf Dachflächen wird in Hotmaps mit Hilfe der durchschnittlichen globalen Jahresstrahlung auf eine optimal geneigte Fläche und der Gebäudeflächen angenähert. Die Effizienz der Kollektoren wird ebenfalls nach Gleichung 5.2 angenommen. Pro Quadratmeter Dachfläche wird von einer Kollektorfläche von 0,25 qm ausgegangen. Aus dieser Berechnung ergibt sich ein theoretisches Potential für Solarthermie auf Dachflächen im Hamburger Stadtgebiet von 14,1 TWh/a.

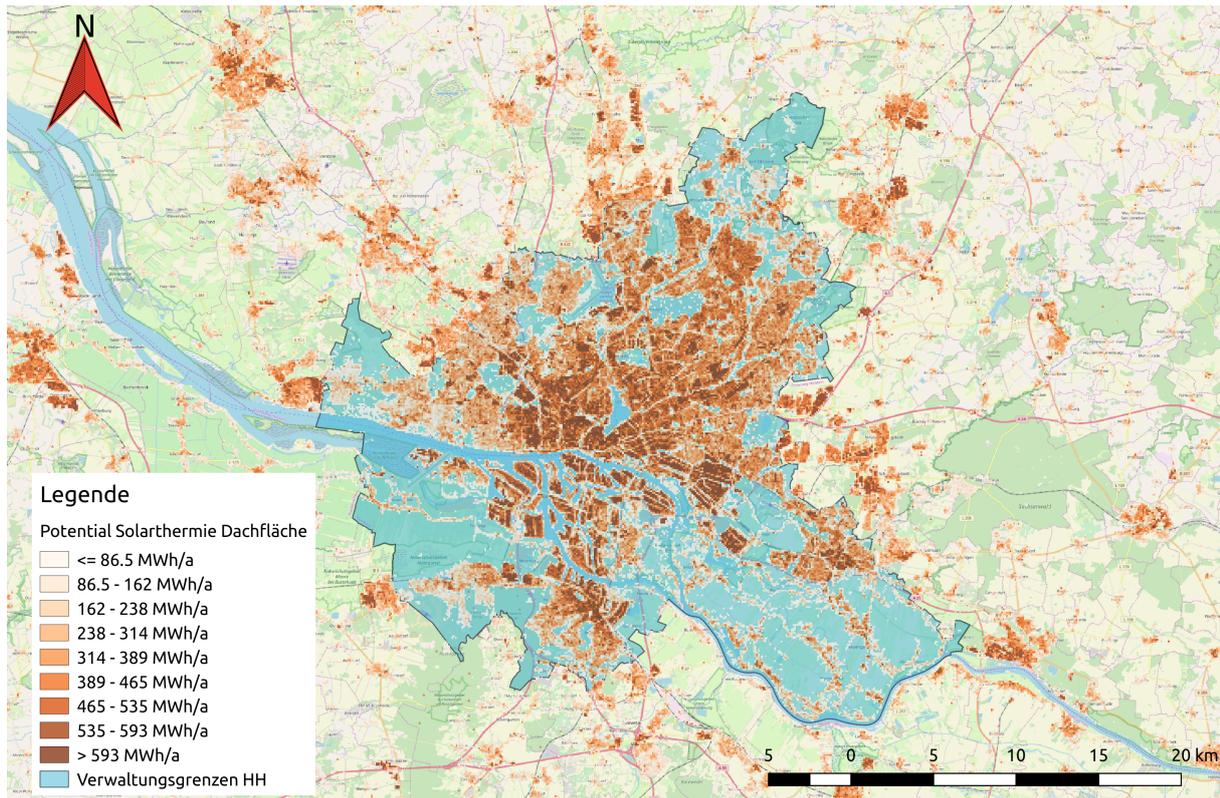


Abbildung 5.8: Theoretisches Potential für Dachflächensolarthermie im Großraum Hamburg [71]

Abbildung 5.8 zeigt die Verteilung des solarthermischen Potentials auf Dachflächen im Großraum Hamburg. Das größte Potential für Dachflächensolarthermie wird für das dicht bebaute Stadtzentrum abgeschätzt. In den Randgebieten des Stadtgebiets sind dagegen nur geringe Potentiale vorhanden. Potentiale außerhalb der Hamburger Verwaltungsgrenze sind vor allem in den Städten Wedel, Norderstedt und Schenefeld zu finden.

Bei der Abschätzung des solarthermischen Potentials auf Dachflächen ist allerdings zu beachten, dass nur ein Teil der geeigneten Dachflächen auch für die Einbindung in ein Wärmenetz geeignet ist. Kleine Flächen kommen aufgrund des großen organisatorischen und finanziellen Aufwandes zur Installation von Leitungen und Wärmeübergabestationen aus wirtschaftlichen Gründen oft nicht infrage [102]. Der Ertrag von Solarthermieanlagen auf kleinen Gebäuden ist zudem über das Jahr gerechnet meist zu gering um den gesamten Heizbedarf des Gebäudes zu decken. Dadurch sind die Gebäude aus Netzsicht nicht als Erzeuger, sondern als Nettoverbraucher zu betrachten.

Zur Annäherung an die geeigneten Dachflächen zur Einspeisung in ein Wärmenetz wird der Anteil von Nichtwohngebäuden herangezogen, da diese häufiger große Dachflächen zur Verfügung stellen. Vereinfacht wird aufbauend auf die Studie zur Reduzierung der CO₂-Emissionen im Hamburger Gebäudesektor von Ecofys aus dem Jahr 2018 der Anteil der Nichtwohngebäude an der Grundfläche aller Gebäude zur Abschätzung der geeigneten Dachflächen verwendet. Dieser

beträgt nach Abschätzungen von Ecofys etwa 50 % an der Gesamtgrundfläche des Hamburger Gebäudebestands [85]. Auf die Potentialabschätzung von Hotmaps bezogen ergibt sich daraus ein technisch nutzbares Potential der Dachflächen von etwa 7 TWh/a.

In den genannten Studien werden verschiedene solarthermische Potentiale angeführt. Das LBD-Gutachten gibt etwa 3 TWh/a als Potential für Solarthermieanlagen mit Wärmenetzanbindung an [114]. Die BUE gibt in der veröffentlichten Drucksache der Hamburger Bürgerschaft 5,5 TWh/a für solarthermische Anlagen an. In der Studie des Hamburg Instituts wird für das Potential der Solarthermie aufgrund der beschränkten Transportmöglichkeit von solarer Wärme nur das Gebiet der Stadt Hamburg betrachtet. Das Hamburg Institut bezieht sich hierbei hauptsächlich auf die Potentialabschätzung der BUE und gibt für Solarthermie ein Potential von 5 bis 6 TWh/a an [111].

Tiefe Geothermie

Für die Abschätzung des geothermischen Potentials in Hamburg werden Daten des Geothermischen Informationssystems des Leibniz Instituts für Angewandte Geophysik ausgewertet. Nach [117] befindet sich Hamburg im Gebiet des Norddeutschen Beckens, in dem wie in Abbildung 5.9 zu sehen, prinzipiell Potentiale zur Nutzung von Wärme aus Geothermie vorhanden sind.

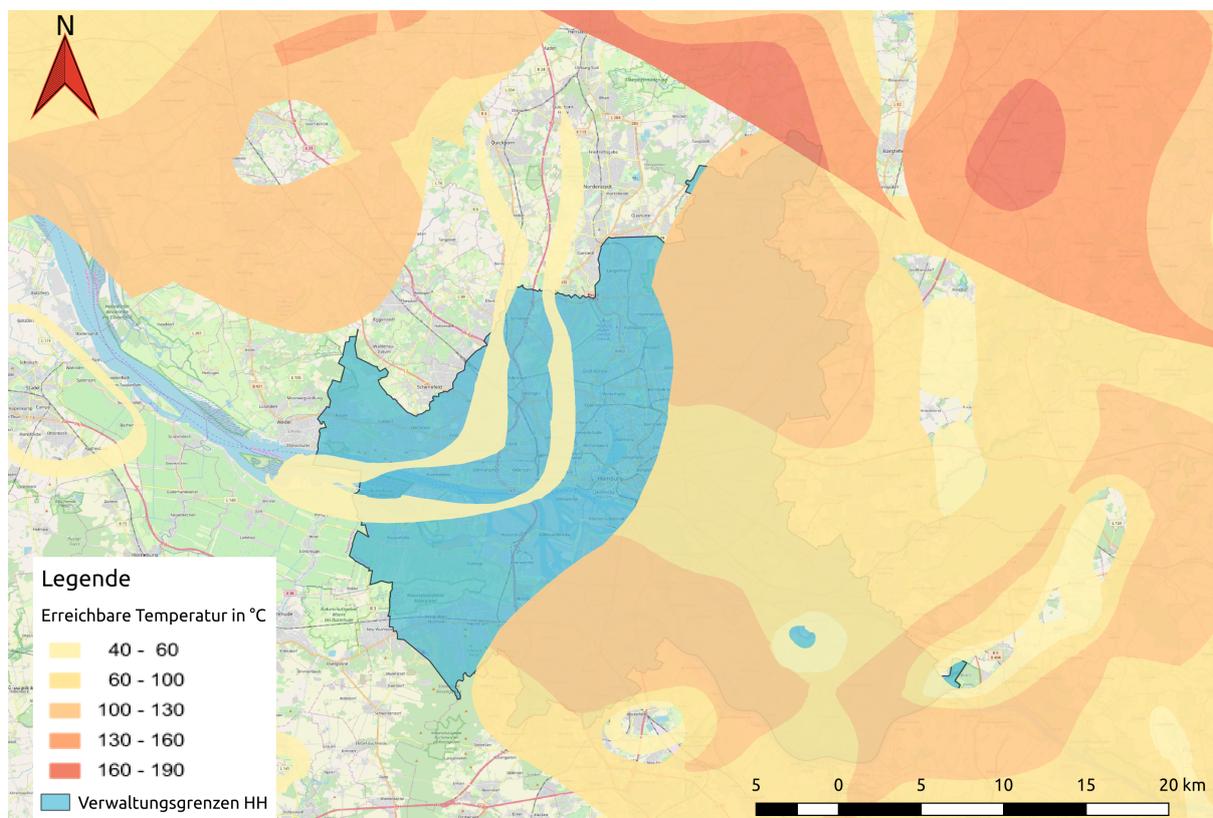


Abbildung 5.9: Gebiete mit nachgewiesenem hydrothermischem Potential; Projektion der maximal erreichbaren Temperatur auf die Oberfläche [118]

Abbildung 5.9 zeigt Gebiete mit nachgewiesenem hydrothermischem Potential im Großraum Hamburg. Dies bedeutet, dass diese Potentiale unmittelbar verfügbar sind und sofort genutzt werden können [117]. Die dargestellten Temperaturen sind hierbei eine Projektion der erreichbaren Temperaturen auf die Oberfläche unabhängig von der Tiefe des jeweiligen Aquifers [117]. Es ist zu erkennen, dass sich insbesondere im Süden und im Nordosten von Hamburg Potentiale für die Nutzung von Geothermie ergeben. Hier sind jeweils Temperaturen zwischen 130 und 160 °C erreichbar.

Das LBD-Gutachten gibt ein Geothermiepotential von 0,375 TWh/a an [114]. Die Studie des Hamburg Instituts nimmt ein Leistungspotential für tiefe Geothermie im Wärmenetzbereich der Wärme Hamburg GmbH von 160 bis 180 MW an [111]. Da Geothermie ganzjährig zur Verfügung steht, ergibt sich daraus ein Potential von 1,4 bis 1,6 TWh/a.

Sonstige Umweltwärme

Neben der Tiefen Geothermie können weitere Formen der Umweltwärme für die Wärmeversorgung nutzbar gemacht werden. Oberflächennahe Geothermie wird hierbei meist als Einzellösung für dezentral versorgte Gebäude betrachtet [31]. Um Wärmepumpen sinnvoll in die Fernwärmeversorgung einzubinden, werden Anlagen mit hohen Leistungskennziffern benötigt. Diese benötigen dann ein entsprechend großes Umweltwärmereservoir [111]. Dafür bieten sich generell große Gewässer und Flüsse an, die bereits in einigen skandinavischen Projekten, wie zum Beispiel in Stockholm, als Umweltquelle genutzt werden [4]. Auch in Hamburg bieten sich verschiedene Oberflächenwasser wie die Alster und die Elbe sowie geeignete Grundwasserreservoirs für die Nutzung von Umweltwärme an [111]. Aufgrund der innerstädtischen Lage der Alster und der Nutzung als Naherholungsgebiet wird von einer energetischen Nutzung, die die Installation von Anlagen am vielgenutzten Alsterufer notwendig machen würde, abgesehen. Im Folgenden wird deshalb ausschließlich die Wärmegewinnung aus der Elbe in Hamburg betrachtet.

Großwärmepumpen an Oberflächengewässern können in einem offenen oder einem geschlossenen System betrieben werden. Bei einem offenen System wird dem Gewässer Wasser entnommen und zur Wärmepumpe transportiert. Nach der Wärmeübergabe an das Wärmenetz wird das abgekühlte Wasser wieder in das Gewässer eingeleitet. Im Gegensatz dazu wird in einem geschlossenen System der Wärmetauscher zur Aufnahme der Umweltwärme direkt im Gewässer installiert. Die Wärme wird dann direkt vom umfließenden Wasser aufgenommen [76]. Für die Abschätzung der großskalig nutzbaren Umweltwärme aus der Elbe liegen keine konkreten Zahlen vor. Sowohl die BUE als auch andere Studien machen zu den technisch verfügbaren Potentialen aus Umweltwärme keine genauen Angaben [31, 111].

Eine erste Abschätzung des Potentials kann über die Wassertemperaturen der Elbe erfolgen. Die verfügbare Wärmemenge ergibt sich hierbei aus den herrschenden Temperaturen im Ge-

wässer, der Temperaturabsenkung des Wassers durch die Wärmepumpe sowie dem erlaubten Wasserentnahmestrom nach Gleichung 5.3 [76, 7]:

$$\dot{Q} = \dot{M} \cdot c_p \cdot (T_{fa} - T_{fe}) \quad (5.3)$$

Gesetzlich werden für Gewässer in Deutschland lediglich Obergrenzen für die Temperaturerhöhung durch Einleitung von Abwärme festgelegt, nicht jedoch eine maximale Temperaturabsenkung durch Wärmeentzug [134]. Die maximale Temperaturerhöhung liegt bei 3 K. Für diese Arbeit wird deshalb, auch unter Berücksichtigung verschiedener bestehender Projekte [76], für die maximale Temperaturdifferenz zwischen der Entnahme aus und der Rückführung in das Gewässer ein Wert von 3 K angenommen. Zur Abschätzung der Durchflussmenge der Elbe werden Daten der Flussgebietsgemeinschaft Elbe von der Messstation Neu Darchau herangezogen [51].

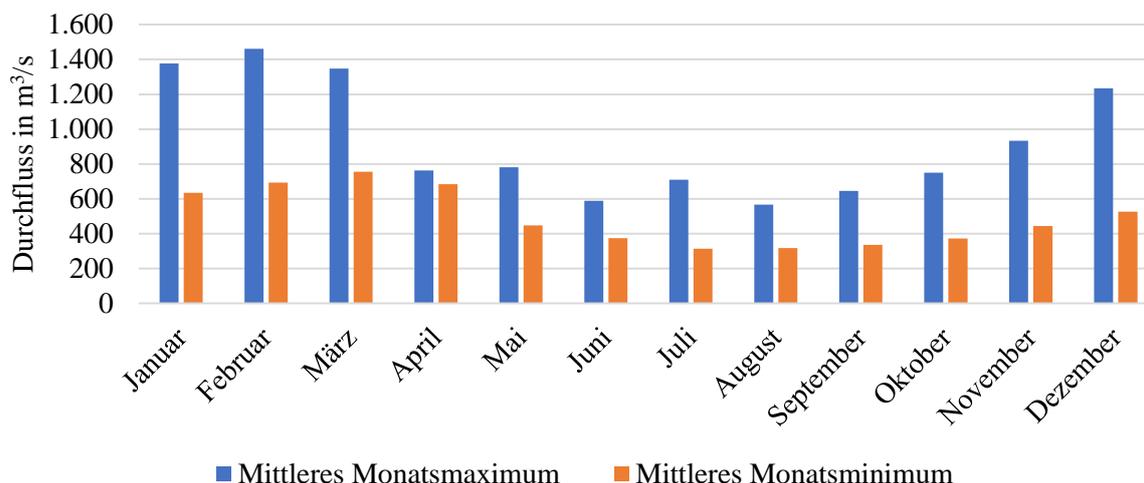


Abbildung 5.10: Mittelwerte für die Monatsminima und -maxima des Elbdurchflusses an der Messstation Neu Darchau für die Jahre 2000-2018 [51]

Abbildung 5.10 zeigt die Mittelwerte der Monatsminima und -maxima des Elbdurchflusses für die Jahre 2000 bis 2018 an der Messstation Neu Darchau. Zwischen den Minimal- und Maximalwerten gibt es deutliche Schwankungen. Außerdem ist der Durchfluss der Elbe im Sommer wesentlich geringer, wodurch sich auch die Wärmeentzugsleistung im Sommer entsprechend verringert. Um die ganzjährig erzielbare Maximalleistung für die Wärmeabgabe an der Elbe zu bestimmen, wird der Minimalwasserstand von 313 m³/s im Juli als ganzjährig verfügbarer Wasserstrom angesetzt. Die spezifische Wärmekapazität für Wasser liegt für eine angenommene Durchschnittstemperatur von 10 °C bei 4,2 kJ/kgK [7]. Mit einer angenommenen Temperaturabsenkung des Elbwassers um 3 K ergibt sich daraus ein Leistungspotential von knapp 4.000 MW.

Die verfügbare Wärmemenge kann nun aus den maximal möglichen Vollbenutzungsstunden der Wärmepumpen ermittelt werden. Dabei muss beachtet werden, dass die Elbe im Winter sehr niedrige Wassertemperaturen erreichen kann [53]. Für einen sicheren Betrieb der Wärmepumpe muss die Wärmequelle jedoch eine gewisse Mindesttemperatur haben, um eine Vereisung des Verdampfers zu verhindern. Als untere Betriebsgrenze wird deshalb eine Elbtemperatur von 5°C angesetzt, da eine maximale Abkühlung des Flusswassers auf 2°C noch als realisierbar angesehen wird [76]. Des Weiteren ist zu beachten, dass bei geringeren Wassertemperaturen die Leistungszahl der Wärmepumpe sinkt und dementsprechend mehr elektrische Energie für den Betrieb der Wärmepumpe benötigt wird, um das Temperaturniveau des Wärmenetzes zu erreichen [76].

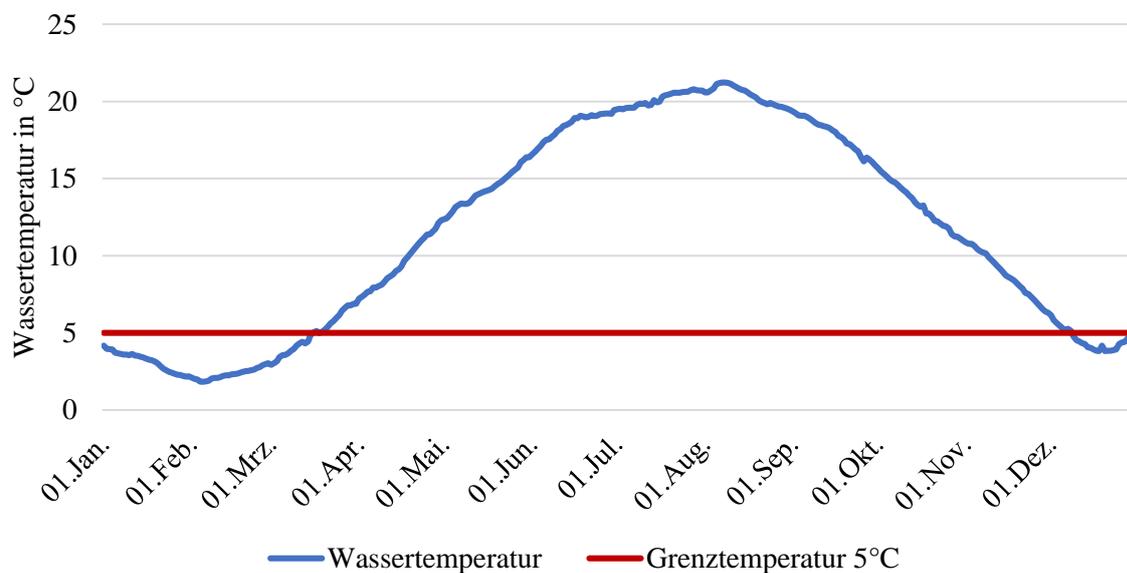


Abbildung 5.11: Tagesmittelwerte für die Wassertemperatur der Elbe an den Messstationen Bunthaus und Blankenese für die Jahre 2010-2019 [53]

Abbildung 5.11 zeigt den Verlauf der Tagesmittelwerte der Elbtemperatur als Mittel der beiden Messstationen Bunthaus und Blankenese für die Jahre 2010 bis 2019 [53]. Die eingezeichnete Grenztemperatur von 5°C verdeutlicht, dass die Wassertemperatur in den Wintermonaten unter die Nutzungsgrenze fällt. Dadurch ergeben sich 267 Tage, an denen die Wärmepumpen für die Wärmeabgewinnung aus der Elbe genutzt werden können. Unter der Annahme, dass die Wärmepumpe ganztägig in Betrieb ist, ergibt sich daraus ein technisches Wärmepotential von etwa 25 TWh/a. Eine Ausnutzung des Gesamtpotenzials erscheint aus technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen unwahrscheinlich. Für die maximale Entnahmerate des Elbstroms wird daher 10% angesetzt [vgl. 120]. Daraus ergibt sich ein nutzbares Potential aus der Elbe von knapp 400 MW und 2,5 TWh/a. Inwiefern dieses Potential unter regulatorischen und sozialen Gesichtspunkten umgesetzt werden kann, wird in Kapitel 6 betrachtet.

Die bereits erstellten Studien geben zum Potential aus sonstiger Umweltwärme keine Abschät-

zungen an. Das Hamburg Institut betrachtet allerdings das konkrete Anlagenkonzept einer Großwärmepumpe am Standort des Kraftwerks Wedel, das Umweltwärme aus der Elbe nutzbar macht [111]. Das Hamburg Institut geht dabei von einer Anlage mit zwei Wärmepumpen á 25 MW mit einer jährlichen Laufzeit von 4.500 Stunden aus. Daraus ergäbe sich eine jährliche Wärmemenge von 225 GWh/a.

Biomasse

Die Toolbox von Hotmaps schätzt verschiedene Potentiale für die thermische Verwertung von Biomasse ab. Die Datengrundlage ist hierbei ein Bericht des EU-Projektes Intelligent Energy Europe for the Biomass Policies von 2014 [107]. Die dort aufgeführten Potentiale umfassen lediglich Reststoffe und Abfälle der Biomasseproduktion und keine sogenannten Energiepflanzen, deren Anbau in Konkurrenz zu anderer Flächennutzung steht [107]. Die ermittelten Potentiale wurden im Hotmaps-Tool mit Hilfe des LUCAS Framework, das Informationen zu Landnutzung in den EU-Mitgliedsstaaten bereitstellt, auf die einzelnen dargestellten räumlichen Zellen verteilt. Sie berücksichtigen noch keine Umwandlungsverluste, um die das angegebene Potential noch verringert werden muss. Es wird angenommen, dass forstwirtschaftliche Abfälle in einem Kraft-Wärme-Kopplungsprozess mit einem thermischen Wirkungsgrad von 51 % verbrannt werden [124]. Landwirtschaftliche Abfälle, wie zum Beispiel Stroh, werden in einem Heizwerk mit einem thermischen Wirkungsgrad von 86 % verbrannt [73]. Gülle wird hauptsächlich für die Herstellung von Biogas verwendet. Das Biogas wird anschließend in einem BHKW verbrannt. Dafür wird ein thermischer Wirkungsgrad von 45 % angesetzt [124].

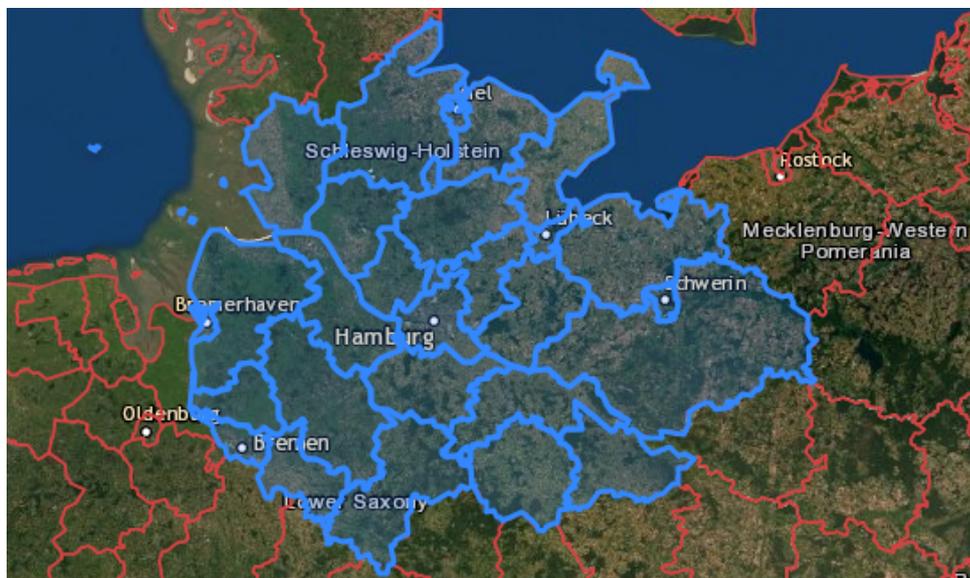


Abbildung 5.12: Betrachtete Gebiete im Hamburger Umland zur Bestimmung des thermischen Potentials von Biomasse [71]

Aufgrund der guten Lagerfähigkeit von Biomasse sowie des großen Flächenverbrauchs wird in die Potentialabschätzung auch das Umland von Hamburg einbezogen. Für die Eingrenzung des zu

betrachtenden Umlandes wird ein Radius von 100 km um das Stadtgebiet Hamburgs festgelegt, was einer mittleren Transportdistanz für Biomasse entspricht [vl. 73]. Auch beim Vergleich der Bereitstellungskosten für Biomasse über verschiedene Transportdistanzen scheint ein Radius von 100 km angemessen [73].

Tabelle 5.3: Potentiale für Biomasse in Hamburg und im Hamburger Umland mit einem thermischen Wirkungsgrad für KWK von 68 % und für BHKW von 42 % [71]

	Hamburg	Großraum Hamburg (Radius 100 km)	Ham-	Angenommenes Potential für Hamburg
Wärmebedarf in GWh/a	18560		62640	
Potential aus Gülle in GWh/a	3,7		1480	440
Potential aus Abfällen aus der Forstwirtschaft in GWh/a	26		3060	900
Potential aus Abfällen aus der Landwirtschaft in GWh/a	29		4130	1220

Die Schätzungen für die thermischen Potentiale der verschiedenen Arten von Biomasse sind in Tabelle 5.3 aufgelistet. Dabei wird beachtet, dass in den angrenzenden Gebieten ebenfalls Wärmebedarf besteht, der zukünftig erneuerbar gedeckt werden muss. Das zur Verfügung stehende Potential für Biomasse wird deshalb anteilig auf den in Hotmaps ermittelten aktuellen Wärmebedarf in den jeweiligen Zellen verteilt, sodass in der Betrachtung für Hamburg ein angemessener Teil der überschüssigen Biomasse zur Verfügung gestellt wird.

Tabelle 5.4: Biomassepotentiale verschiedener Studien

	HI (2016)	BUE (2015)	LBD (2011)
	[111]	[31]	[114]
Biogener Abfall	2-3	0,75	
Stroh	4-5		
Holz und Grünschnitt	5-6	0,75	
Gülle	2-3		
Summe	13-17	1,5	1,5

Tabelle 5.4 zeigt die Potentialabschätzungen für Biomasse aus den existierenden Studien. Das LBD-Gutachten gibt in seinen Abschätzungen ein langfristiges Biomassepotential von 1,5 TWh/a an, ohne dieses genauer zu differenzieren [114]. Die BUE schätzt das Potential aus Biomasse auf etwa 1,5 TWh/a. Davon wird die eine Hälfte aus Klärschlamm und biogenen Abfällen und

die andere Hälfte aus pflanzlicher Biomasse bereitgestellt. Das Gutachten betrachtet hierbei nur das Stadtgebiet von Hamburg [31]. Das Hamburg Institut schätzt das gesamte Biomasepotential auf 13 bis 17 TWh/a [111]. Die Biomasepotentiale bestimmen sich hierbei hauptsächlich aus biologischen Reststoffen wie Stroh, Restholz und Grünschnitt, da diese keine zusätzlichen landwirtschaftlichen Flächen in Anspruch nehmen und somit nicht in Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion stehen. Die Aufteilung dieses Potentials ist Tabelle 5.4 zu entnehmen.

Energetische Abfallverwertung

Aktuell werden in Hamburg etwa 32 % des jährlich anfallenden gewerblichen und privaten Abfalls energetisch in Anlagen verwertet [11]. Neben der Energieerzeugung spielt die energetische Verwertung des Abfalls damit auch eine signifikante Rolle bei der Müllentsorgung, die bei der zukünftigen Rolle von Energie aus Abfallverwertung berücksichtigt werden muss. Abfälle wie etwa Grünschnitt oder biogener Hausmüll eignen sich aufgrund ihres hohen Wasseranteils nicht für die direkte Verbrennung und werden deshalb stofflich in Kompostieranlagen oder energetisch in Biogasanlagen verwertet [110]. Fester und trockener Abfall, wie zum Beispiel Altholz und Hausmüll, wird hingegen in Verbrennungsanlagen verwertet [11].

An der Fernwärmeerzeugung lag der Anteil der Müllverbrennung in Hamburg im Jahr 2011 bei etwa 28 % [30]. Nach dem EEWärmeG gilt in Deutschland nur der biogene Anteil von Abfällen als Biomasse und damit als erneuerbare Energie [60]. Dieser hat in Hamburg einen Anteil von etwa 14 % an der Fernwärmeerzeugung [15]. Im Rahmen dieser Arbeit wird nach [135] unter dem Begriff biogener Müll der in Haushalten anfallende Biomüll, Grünabfälle sowie in Hamburg anfallendes Altholz (also bereits stofflich genutztes Holz) zusammengefasst. Da die Abfallverbrennung von nicht biogenen Abfällen allerdings auch einen signifikanten Beitrag zur Müllentsorgung leistet, werden im Folgenden sowohl Potentialabschätzungen für den biogenen als auch für den nicht biogenen Abfall ausgeführt.

Tabelle 5.5: Wärmepotentiale aus Abfällen in Hamburg

Potential aus Siedlungsabfällen in GWh/a	833
Potential aus biogenen Abfällen in GWh/a	
- nach projects energy gmbh	730
- nach Vohrer und Mühlhoff	530

Nach Angaben der Behörde für Umwelt und Energie Hamburg wurden im Jahr 2015 insgesamt 477.600 t Abfälle aus privatem Restmüll, gemischten Gewerbeabfällen und Infrastrukturabfällen verbrannt [52]. Bei einem angenommenen Heizwert des Abfalls von 10 MJ/kg ergibt das eine Wärmemenge von etwa 1,3 TWh/a [77]. Die Behörde prognostiziert für das Jahr 2027 durch die flächendeckende Einführung von getrennter Wertstoffsammlung einen Rückgang der nicht-biogenen Abfälle für die thermische Verwertung auf 400.000 t/a, was einer Wärmemenge von etwa

1,1 TWh/a entspricht [11]. Bei einem durchschnittlichen thermischen Wirkungsgrad von 75 % [vgl. 100] entspricht dies einem thermischen Potential von 833 GWh/a.

Nach einer Abschätzung der Agentur für Erneuerbare Energien liegt das Potential für die energetische Verwertung von Bio- und Grünabfällen sowie Altholz in Hamburg bei etwa 530 GWh/a [135]. Eine Studie zum Biomassepotential in Hamburg der projects energy GmbH aus dem Jahr 2009 gibt ein jährliches Energiepotential aus Grünschnitt von 640 GWh und aus organischen Küchenabfällen von 90 GWh an [110].

Die veröffentlichten Studien geben lediglich Abschätzungen für das Potential aus biogenem Müll. Die BUE prognostiziert hierfür etwa 0,75 TWh/a, das Hamburger Institut 2-3 TWh/a [31, 111]. Es ist allerdings zu beachten, dass diese Potentiale in den Studien unter Biomasse zusammengefasst werden und bereits bei der Potentialabschätzung für Biomasse berücksichtigt werden.

Industrielle Abwärme

Laut des Pan-European Thermal Atlas (PETA) des EU-Forschungsprojektes Heat Roadmap Europe stehen in Hamburg fünf Standorte für die Nutzung von industrieller Abwärme zur Verfügung.

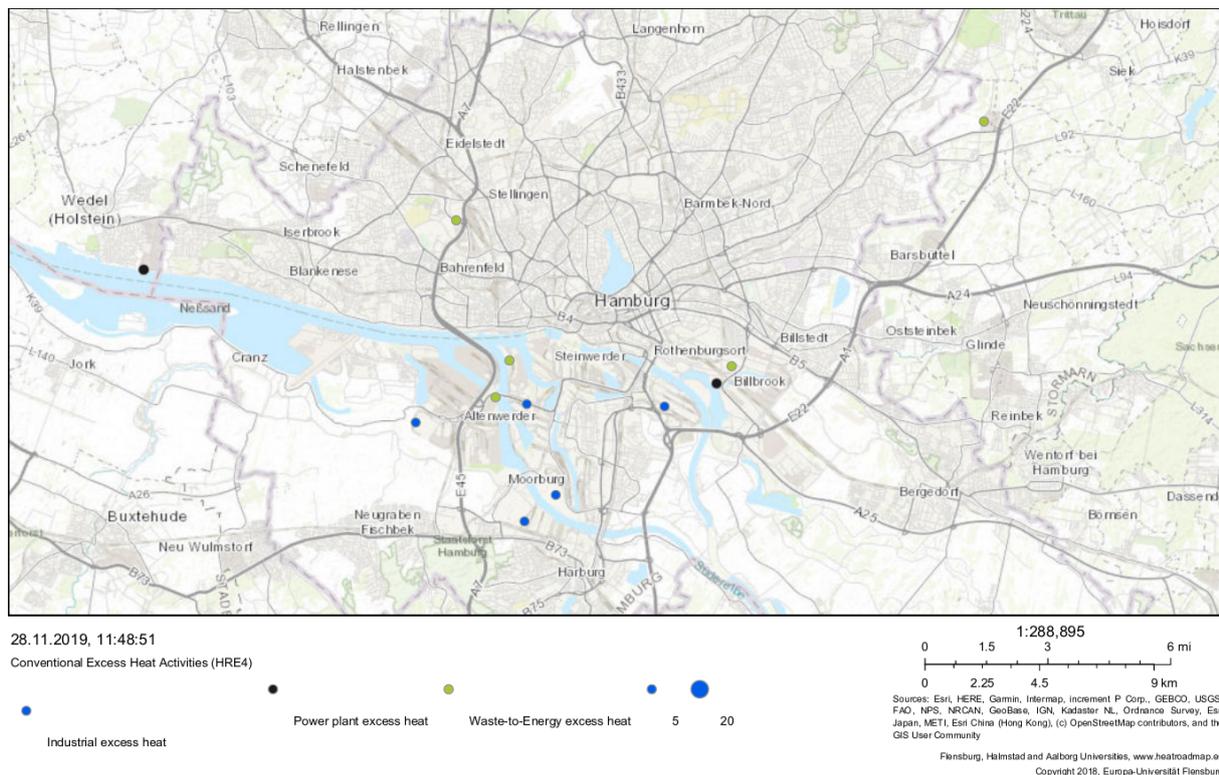


Abbildung 5.13: Standorte und jährliche Abwärmemenge in Petajoule von industrieller Abwärme in Hamburg [103]

Die Lage und jährliche Abwärmemenge der jeweiligen Anlage sind in Abbildung 5.13 abgebildet. Die theoretisch verfügbaren Abwärmemengen sind Tabelle 5.6 zu entnehmen. Die jährlichen Abwärmemengen wurden in PETA mit Hilfe der CO₂-Emissionen der jeweiligen Industriestandorte aus dem European Pollutant Release and Transfer Register sowie mit Energiestatistiken der Internationalen Energieagentur bestimmt [103].

Tabelle 5.6: Industriestandorte in Hamburg mit Abwärmepotential [103]

Unternehmen	Industriebranche	Theoretisches Abwärmepotential in GWh/a
ADM Hamburger Aktiengesellschaft, Werk Hamburg	Produktion von Ölen und Fetten	240
Aurubis AG	Kupferproduktion	222
Holborn Europa Raffinerie GmbH	Erdölraffinerie	1400
Shell Deutschland Oil GmbH SDO Raffinerie Harburg	Erdölraffinerie	610
Trimet Aluminium SE	Aluminiumproduktion	272
Summe		2744

Genauere Angaben als die in PETA4 durchgeführte globale Abschätzung des technischen Abwärmepotentials liegen für die Kupferproduktion von Aurubis vor. Seit 2018 werden dort nach Angaben von Aurubis etwa 160 GWh Wärme pro Jahr bei bis zu 20 MW für die Wärmebereitstellung in der östlichen Hafencity ausgekoppelt [67]. Insgesamt beträgt die Trassenkapazität 60 MW, wodurch eine Abwärmemenge von etwa 500 GWh/a bereitgestellt werden könnte. Davon können etwa 40 GWh innerbetrieblich genutzt werden, was zu einer verfügbaren Fernwärmemenge von 460 GWh führt [70]. Da die derzeit ausgekoppelte Wärme für die Versorgung der östlichen Hafencity ausreicht, stünden dementsprechend bei der vollständigen Abwärmenutzung 300 GWh für das Großwärmenetz zur Verfügung.

Potentiale zur Nutzung von industrieller Abwärme sind hauptsächlich im Süden von Hamburg zu finden. Insbesondere die Erdölraffinerie und Metallproduktion bieten hier nutzbare Abwärmemengen. Inwieweit die Abwärme von Erdölraffinerien in einer zukünftigen, weitgehend dekarbonisierten Energieversorgung eine Rolle spielen werden, wird in Kapitel 6 näher untersucht.

Zusätzliche Abwärmequellen könnten in Zukunft allerdings Raffinerien für Biokraftstoffe darstellen. Im Jahr 2017 wurden in Hamburg knapp 60 PJ beziehungsweise knapp 17 TWh Kraftstoff im Verkehrssektor, einschließlich des Luftverkehrs, eingesetzt [125]. Davon entfielen etwa 55 %

auf Dieselmotoren, 22 % auf Benzin und 2 % auf Erdgas [125]. Für die Bestimmung des zukünftigen Abwärmepotentials aus Bioraffinerien müssen zunächst Annahmen über den zukünftigen Endenergieverbrauch im Verkehrssektor sowie den Anteil von Biokraftstoffen an diesem Energieanteil getroffen werden. Aus der Annahme, dass diese Menge an Biokraftstoffen dann auch in Hamburg hergestellt werde, lässt sich eine erste Abschätzung des zur Verfügung stehenden Abwärmepotentials ermitteln.

Für den Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor in Deutschland prognostiziert das Umweltbundesamt einen Rückgang zwischen 24 (Referenzszenario) und 40 (Klimaschutzszenario) % bis zum Jahr 2050 [18]. Daraus ergibt sich für 2050 ein Endenergieverbrauch im Hamburger Verkehrssektor zwischen circa 1.000 und 4.000 GWh/a.

Die Prognosen für den Anteil von Biokraftstoffen an der Endenergieversorgung im Verkehrssektor gehen in verschiedenen Studien je nach Annahmen und Szenarientwicklung weit auseinander. Die Werte liegen aufgrund unterschiedlicher Annahmen und Randbedingungen zwischen 0 und 75 % am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor im Jahr 2050 [19]. Heute genutzte Biokraftstoffe basieren überwiegend auf Anbaubiomasse, die in direkter Konkurrenz zu Nahrungs- und Futtermittelanbau steht und deren langfristig erneuerbare Bereitstellung oft in Frage gestellt wird [19]. In aktuellen Szenarien ist der Anteil von Biokraftstoffen bis 2050 im Vergleich zu früheren Studien aufgrund verschiedener Kritikpunkte zur Biomassenutzung deutlich zurückgegangen. Im Klimaschutzszenario des Umweltbundesamtes beispielsweise werden im Jahr 2050 keine Biokraftstoffe mehr eingesetzt, sondern der Endenergiebedarf hauptsächlich mit strombasierten Kraftstoffen gedeckt [18]. Um die große Spanne zwischen den prognostizierten Anteilen von Biokraftstoffen abzubilden, werden im Folgenden Abwärmepotentiale für einen Anteil von Biokraftstoffen zwischen 5 und 80 % am Gesamtendenergieverbrauch im Verkehrssektor ermittelt.

Tabelle 5.7: Abwärmenutzungsgrade bei der Biokraftstoffproduktion

Biokraftstoff	Wirkungsgrad Kraftstoffumwandlung	Wärmewirkungsgrad	Quelle
Dimethylether (Biodiesel)	0,65	0,13	[48]
Ethanol (Benzinersatz)	0,53	0,25	[126]
Biomethan	0,72	0,24	[48]

Für das Abwärmepotential aus den verschiedenen Prozessen werden die in Tabelle 5.7 aufgeführten Werte angenommen. Mit der Annahme, dass der Anteil der verschiedenen Kraftstoffe am Endenergieverbrauch gleich bleibt, und mit den gegebenen Umwandlungswirkungsgraden kann das Abwärmepotential aus Bioraffinerien bestimmt werden.

Abbildung 5.14 zeigt die entsprechenden Abwärmemengen aus der Produktion von Biokraftstoff-

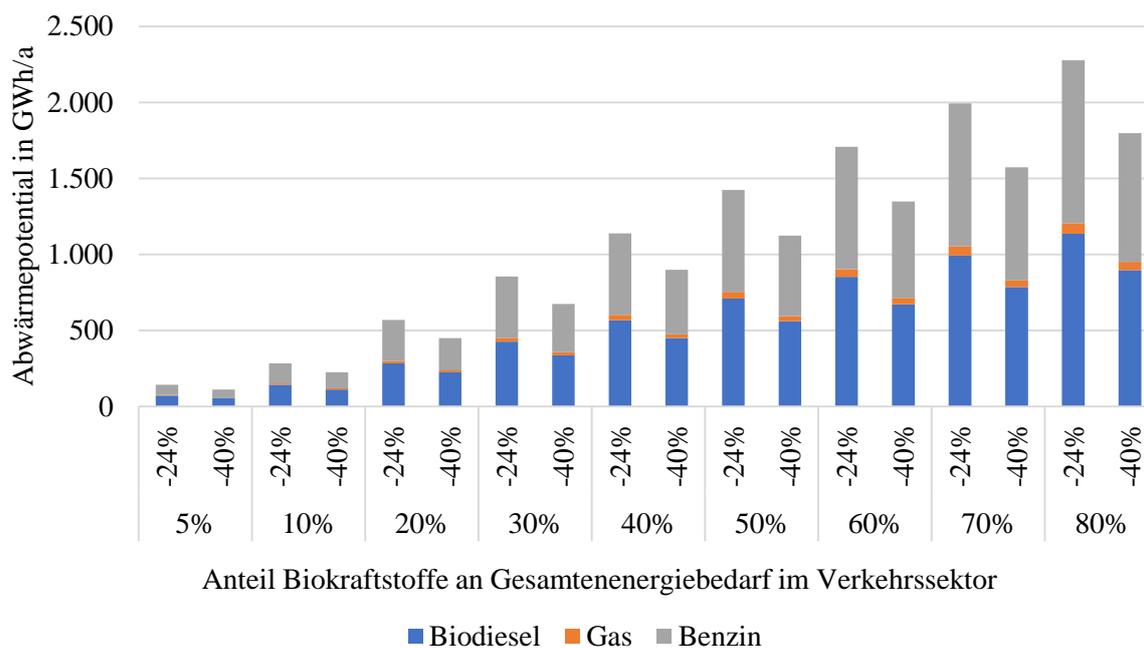


Abbildung 5.14: Abwärmepotentiale für verschiedene Anteile von Biokraftstoffen im Verkehrssektor für einen Rückgang im Endenergieverbrauch von 24 und 40 % (eigene Darstellung, nach [18, 48, 126, 125])

fen in Abhängigkeit des Anteils von Biokraftstoffen am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor und der beiden Szenarien des Umweltbundesamtes mit einem Rückgang des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor um 24 und um 40 % [18]. Je nach Szenario liegen die zur Verfügung stehenden Abwärmepotentiale zwischen 112 und knapp 2.300 GWh/a.

Aufgrund der bisherigen Entwicklungen im Verkehrssektor, in dem in Hamburg der Endenergieverbrauch in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen ist, ist davon auszugehen, dass eine übermäßige Reduzierung des Verkehrs bis 2050 nicht eintreten wird. Außerdem wird aufgrund der genannten Kritikpunkte an Biokraftstoffen davon ausgegangen, dass nicht mehr als 30 % des Endenergiebedarfs künftig von Biokraftstoffen gedeckt wird. Dadurch ergibt sich ein maximal anzunehmendes technisches Potential von etwa 850 GWh Abwärme aus Bioraffinerien pro Jahr.

Von den betrachteten Studien untersucht nur das Hamburger Institut die verfügbaren Potentiale für industrielle Abwärme. Dabei werden für industrielle Abwärmequellen mit einer Temperatur über 80 °C Potentiale von 1 bis 2 TWh/a angegeben, für Abwärmequellen mit einer Temperatur unter 80 °C 3 bis 4 TWh/a [111]. Für industrielle Abwärmennutzung gibt das Hamburg Institut thermische Leistungspotentiale von 100 bis 150 MW für Abwärme über 180 °C an. Das gesamte Potential für industrielle Abwärme wird auf 200 bis 300 MW geschätzt [111].

Abwasserabwärme

Die hier betrachteten Potentiale für die Wärmegewinnung aus Abwasser umfassen nur die Abwärme aus Kläranlagen und nicht die des Abwasserkanalsystems. Die verwendeten Daten aus PETA beruhen hierbei auf einer Veröffentlichung des EU-Projektes ReUseHeat [106].

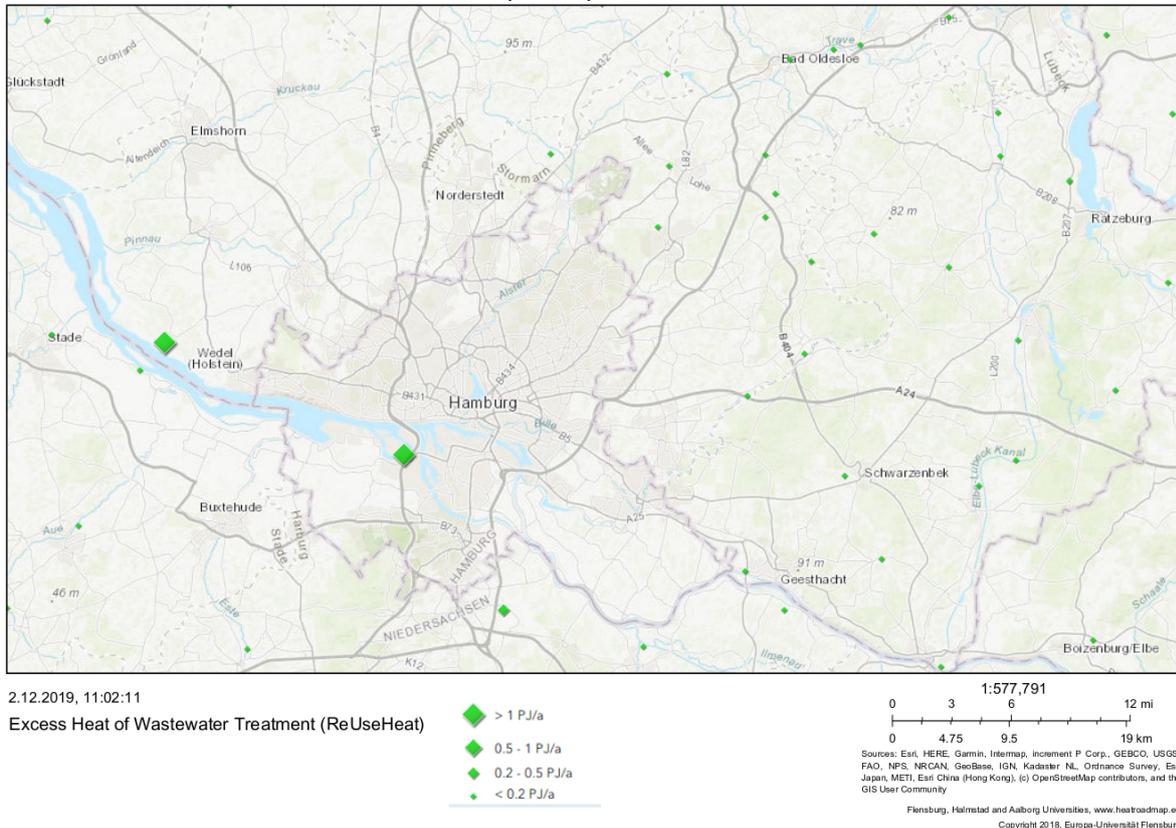


Abbildung 5.15: Standorte von Abwasseranlagen zur Abwärmenutzung im Großraum Hamburg [103]

Abbildung 5.15 zeigt, dass sich im Hamburger Stadtgebiet lediglich eine zur Abwärmenutzung geeignete Abwasseranlage befindet. Dies ist der Klärwerksverbund Köhlbrandhäft Dradenau. Die geschätzte jährliche Abwärmemenge vor der Nutzung einer Wärmepumpe beträgt nach [103] 1147 GWh. Mit der Nutzung einer Wärmepumpe mit einer Leistungszahl von 3,0 würde diese Menge auf 1722 GWh/a ansteigen [103]. Das ermittelte Potential liegt damit in der Größenordnung der Potentialabschätzung des Hamburg Instituts von 1 bis 2 TWh/a [111]. Ein Teil dieser Abwärme soll bereits im Energiekonzept Hafen genutzt werden (s. Unterabschnitt 4.1.3).

Städtische Abwärme

Neben den klassischen industriellen Abwärmequellen bestehen in Hamburg außerdem zahlreiche unkonventionelle Abwärmequellen, oft auf einem niedrigen Temperaturniveau [3]. Das EU-Projekt ReUseHeat untersucht diese unkonventionellen urbanen Abwärmequellen mit Schwer-

punkten auf Datenzentren, U-Bahn-Stationen, dem Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen und Abwärme aus Abwasser. Für dies Abwärmequellen hat ReUseHeat eine europaweite Potentialanalyse erstellt, deren Annahmen der Potentialabschätzung in Hamburg zu Grunde gelegt werden.

Abwärme entsteht in U-Bahn-Systemen unter anderem durch die elektrischen Antriebe der Bahnen, durch Bremsvorgänge an den Stationen und durch die Belüftungsanlagen der Bahnen [106]. Diese Abwärme aus den U-Bahn-Schächten und Tunnel kann mit Hilfe von Wärmepumpen nutzbar gemacht werden. Laut ReUseHeat steht in Hamburg ein jährliches Abwärmepotential aus U-Bahn-Stationen von ungefähr 0,6 PJ, also 166 GWh/a zur Verfügung [106]. Unter Einsatz von Wärmepumpen mit einer Leistungszahl von 3 würde sich diese Menge auf ein technisches Gesamtpotential von circa 250 GWh/a erhöhen.

Die Abwärme in Datenzentren entsteht hauptsächlich durch die Kühlung der Rechenanlagen in den Serverhallen. Die Temperaturen, die die einzelnen Komponenten im Betrieb erreichen, liegen zwischen 40 und 80 °C. Bei einer Lüftungsanlage führt dies zu Temperaturen der Abwärme von etwa 25 bis 35 °C [106]. Datenzentren liefern im Allgemeinen konstante Abwärmeströme mit konstanten Temperaturen [136]. Abschätzungen für das Potential der Abwärmennutzung basieren auf dem Stromverbrauch der Datenzentren und unterscheiden sich deutlich in verschiedenen Quellen. Lu u. a. geht davon aus, dass 97 % des Stromverbrauchs in einem Datenzentrum in Abwärme umgewandelt und zurückgewonnen werden können [86]. Das Projekt ReUseHeat rechnet mit einer nutzbaren Abwärmemenge von 65 % des Stromverbrauchs des Datenzentrums [106].

Für Hamburg liegen zur Zeit keine spezifischen Werte für den Stromverbrauch in Rechenzentren vor. Daher wird im Rahmen dieser Arbeit für den Stromverbrauch von Rechenzentren der deutsche Durchschnittswert von 2,3 % des Gesamtstromverbrauchs angenommen. Im Jahr 2017 lag der Gesamtstromverbrauch in Hamburg bei 12,28 TWh [125]. Daraus ergibt sich ein angenommener Stromverbrauch für die Hamburger Datenzentren von 282 GWh. Nach Abschätzungen von ReUseHeat wird dieser Stromverbrauch bis 2050 um etwa 300 % ansteigen, sodass sich für 2050 ein Stromverbrauch in Rechenzentren in Hamburg von knapp 850 GWh ergibt [88]. Unter der Annahme, dass von dieser Energiemenge 65 % als Abwärme genutzt werden können, ergibt sich für Hamburg ein theoretisches Abwärmepotential von 550 GWh/a. Bei Nutzung einer Wärmepumpe mit einer Leistungszahl von 3 erhöht sich diese Menge auf 830 GWh/a. Allerdings sind die Prognosen zum zukünftigen Stromverbrauch von Datenzentren mit hoher Unsicherheit behaftet, wie in Abschnitt 6.5 näher erläutert wird.

Die Potentialabschätzung von Abwärmegewinnung aus dem Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung erfolgt nach der Methodik von ReUseHeat auf Grundlage des Kältebedarfs dieses Sektors [106]. ReUseHeat versteht unter der verfügbaren Abwärme die abgegebenen Wärmemenge von zentralen Kühleinrichtungen zusätzlich zur aufgewendeten elektrischen Energie der Kühlanlagen. Nach einer Studie der Gertec Ingenieurgesellschaft aus dem Jahr 2010 beträgt der Käl-

tebedarf für GHD in Hamburg etwa 3 TWh/a. Insgesamt lässt sich nach der Studie allerdings ein Einsparpotential von circa 40 % über verschiedene Maßnahmen erreichen, wodurch für die Abwärmenutzung noch etwa 1,8 TWh zur Verfügung stehen [72]. Im Online-Tool des Projekts Hotmaps wird der theoretische Kältebedarf für Hamburg mit 1,35 TWh pro Jahr angegeben [71].

Das Projekt ReUseHeat nimmt auf Grundlage von Prognosen von Heat Roadmap Europe einen Anstieg des Energieverbrauchs für Kühlanlagen in Deutschland von 324 % bis 2050 an [88]. Für Hamburg würde das je nach Studie im Jahr 2050 ein zur Verfügung stehendes Abwärmepotential aus dem gewerblichen Sektor von 4,4 bis 5,8 TWh pro Jahr ergeben.

Die existierenden Studien liefern für Abwärme aus Gewerbe, Rechenzentren und U-Bahnsystemen keine Abschätzungen. Das Hamburg Institut verweist auf fehlende Potentialabschätzungen und strukturelle Analysen für diese Wärmequellen in Hamburg und bezieht diese aufgrund des in der Studie angesetzten kurzfristigen Betrachtungszeitraums nicht in die Analyse ein [111].

Synthetischer Wasserstoff und Power-to-Heat (PtH)

Die Verfügbarkeit von grünem, synthetischem Wasserstoff sowie erneuerbarem Strom zur Nutzung in Power-to-Heat-Anlagen hängt vom zukünftigen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeuger und dem Stromnetzbetrieb ab. Eine spezifische Potentialanalyse für die Verfügbarkeit von Überschussstrom im zukünftigen Stromnetz kann im Rahmen dieser Arbeit nicht erfolgen. Es kann allerdings eine Abschätzung erfolgen, in welchem Umfang Wärme aus den beiden Technologien zukünftig zur Verfügung stehen wird.

Aufgrund der hohen Umwandlungsverluste bei der strombasierten Produktion von Wasserstoff und einer anschließenden Rückverstromung mit Wärmeauskopplung ist eine großskalige Nutzung von synthetischem Wasserstoff in der Energieindustrie nicht wirtschaftlich und wird im zukünftigen Energiesystem nur an weniger als 500 h/a zur Verfügung stehen [2]. Das Potential von Abwärme aus den KWK-Anlagen fällt entsprechend gering aus. Albrecht u. a. prognostiziert für die verfügbare Wärme aus PtH für die Region Hamburg Schleswig-Holstein ein Potential von 2,3 TWh für das Jahr 2023 an [2]. Anteilig auf den Wärmebedarf bezogen würden Hamburg davon 980 GWh/a zustehen [71]. Wie sich das Potential bis 2050 entwickeln wird, kann im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht werden, weshalb das Potential konstant mit 980 GWh/a bis 2050 angenommen wird.

Zur Entwicklung der Stromerzeugung bis 2050 gibt es zahlreiche Studien, die teilweise auch den verfügbaren Überschussstrom für das Jahr 2050 prognostizieren [78]. Allerdings sind diese Prognosen stark abhängig von den jeweiligen Annahmen und den zukünftigen Entwicklungen, sodass diese im Rahmen dieser Arbeit nicht für die strategische Wärmenetzentwicklung herangezogen werden.

Wärmespeicher

Wärmespeicher dienen der Flexibilisierung des Wärmenetzes sowie der zeitweisen Entkopplung des Wärmeverbrauchs und der Erzeugung. Eine besondere Bedeutung kommt Wärmespeichern hierbei beim Einsatz von fluktuierenden und unflexiblen Wärmeerzeugern zu, da diese einen teilweisen Ausgleich zwischen der nicht steuerbaren Erzeugung und dem Wärmebedarf herstellen können [84].

Kurzzeitspeicher dienen der Glättung von Lastspitzen, indem sie einen Lastausgleich zwischen Zeiten mit hohem Wärmebedarf und mit niedrigem Wärmebedarf herstellen. Kurzzeitspeicher erlauben außerdem eine kurzzeitige Flexibilisierung der Wärmeerzeugung und können damit auf Lastspitzen reagieren [84]. Kurzzeitspeicher sind meist kleine, dezentrale Speichereinheiten wie beispielsweise Warmwasserbehälter auf der Verbraucherseite [84].

Langzeitspeicher, wie zum Beispiel saisonale Speicher, können einen Ausgleich zwischen einer erhöhten Wärmeproduktion im Sommer (z. B. Solarthermie) und dem erhöhten Wärmebedarf im Winter schaffen [84]. Der Hamburger Untergrund bietet aufgrund der geologischen Gegebenheiten gute Voraussetzungen für die Nutzung von Aquifer-Wärmespeichern [111]. Aufgrund der Flächenknappheit in der urbanen Region Hamburgs werden im weiteren Verlauf dieser Arbeit lediglich Aquifer-Wärmespeicher als Möglichkeit zur saisonalen Wärmespeicherung für das Netz der Wärme Hamburg betrachtet. Andere Möglichkeiten zur saisonalen Wärmespeicherung wie zum Beispiel Erdbecken- oder Erdsondenwärmespeicher könnten in Einzelfällen ebenfalls eine Speicheralternative darstellen [vgl. 121]. Dies muss im Einzelfall konkret überprüft werden.

Konkrete Zahlen für eine Potentialabschätzung liegen nicht vor. Allerdings hat das städtische Unternehmen Hamburg Wasser für das Erzeugungskonzept Energiepark Hafen eine Analyse für einen Aquifer-Wärmespeicher am Standort des Klärwerks Dradenau durchgeführt. Diese ergab ein Speicherpotential von 160 GWh/a bei Wärmeverlusten von etwa 12% [22]. Die genauen Zahlen zum Einsatz des Wärmespeichers sind nach Angaben der BUE noch in Berechnung [17].

5.3.2 Zusammenfassung des technischen Potentials

Die ermittelten und angegebenen Potentialabschätzungen werden im Folgenden zusammengefasst und eingeordnet, sodass daraus Annahmen für die bis zum Jahr 2050 zur Verfügung stehenden Wärmemengen aus den verschiedenen Erzeugern getroffen werden können.

Tabelle 5.8: Technische Potentiale für Erneuerbare Wärmeerzeugung in Hamburg bis 2050 in TWh/a

Wärmequelle	Abschätzungen aus EU-Tools	Hamburg Institut (2016) [111]	BUE (2015) [31]	LBD (2011) [114]	Angenommenes Potential
Solarthermie	23,60	5-6	5,50	3,00	5,5
- davon Dachflächen	7,00				2,50
- davon Freifläche	16,60				3,00
Tiefe Geothermie	1,50	1-2			1,00
Sonstige Umweltwärme	2,50				2,50
Biomasse	4,15	13	1,50	1,50	2,50
- davon aus Forstwirtschaft	1,75	5-6	0,75		0,90
- davon aus Landwirtschaft	1,40	4-5			1,20
- davon Gülle	1,00	2-3	0,40		
Abfall	1,69	2-3	0,75		1,69
- davon Restmüll	0,83				0,83
- davon biogener Müll	0,86	2-3	0,75		0,86
Industrielle Abwärme	3,60	4-6			3,60
- davon bereits verfügbar	2,70				2,70
- davon perspektivisch	0,90				0,90
Abwärme aus Abwasser	1,70	1-2			1,70
Städtische Abwärme	6,15				2,90
- davon aus Rechenzentren	0,80				0,30
- davon gewerblich	5,10				2,50
- davon aus U-Bahnstationen	0,25				0,10
Wasserstoff und PtH					1
Summe	40,10	24-33	7-0	5,0	20,80

Besonders große Potentiale in Hamburg bieten nach Tabelle 5.8 Solarthermie, industrielle Abwärme und gewerbliche Abwärme. Aus den technischen Potentialabschätzungen auf der Grundlage der EU-Tools und der existierenden Studien werden Annahmen für das in dieser Arbeit technisch nutzbare Potential für die Wärmeerzeugung in der Stadt Hamburg getroffen.

Für die solarthermische Wärmeerzeugung auf Dachflächen wird entsprechend der zur Verfügung stehenden Dachflächen von Nichtwohngebäuden die Hälfte des der von der BUE ermittelten Wertes für die solarthermische Nutzung von Dachflächen angenommen. Zusätzlich werden für die Nutzung von Freiflächensolarthermie 3 TWh pro Jahr angenommen. Dies deckt sich mit dem in dem LBD-Gutachten ermittelten Wert für die Nutzung von größeren Solarthermieanlagen mit Wärmenetzanbindung und entspricht einer Nutzung von etwa 20 % des in Hotmaps angegebenen Potentials für das Gebiet der Stadt Hamburg [114, 71]. Dies erscheint als Annahme für das technische Potential als realistisch.

Für die Geothermie wird von einem technisch nutzbaren Potential von 1 TWh/a ausgegangen mit Bezug auf die Abschätzung von Hamburg Institut. Angesichts der bestehenden Studien und Abschätzungen erscheint dies als realistisch. Für das Potential von sonstiger Umweltwärme wird in dieser Arbeit lediglich das Potential zur Wärmeengewinnung aus der Elbe betrachtet. Hierbei wird das errechnete Potential für eine Nutzung von 10 % des Elbstroms angenommen. Dies erscheint als maximale Entnahmerate auf Grundlage der Ergebnisse von Schwinghammer realistisch [120].

Die Potentiale aus Biomasse beziehen sich lediglich auf eine thermische Verwertung von Reststoffen aus Land- und Forstwirtschaft. Es wird angenommen, dass das gesamte abgeschätzte technische Potential zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden kann. Dasselbe gilt für das prognostizierte Potential für die energetische Abfallverwertung, da die energetische Abfallverwertung primär auch die Beseitigung des Abfalls zur Aufgabe hat.

Die Potentiale für industrielle Abwärme und Abwärme aus Abwasser stehen im Rahmen der Szenarioentwicklung dieser Arbeit ebenfalls vollständig zur Verfügung. Dabei wird auch die perspektivisch bis 2050 zur Verfügung stehende Abwärme aus Bioraffinerien berücksichtigt. Die Abwärme aus Rechenzentren, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen und U-Bahn-Stationen wird aufgrund der eher kleinteiligen Einzelanlagen und der fehlenden detaillierten Potentialabschätzungen für diese unkonventionellen Wärmeerzeuger niedriger angesetzt als das berechnete Potential, um die Unsicherheit in der technischen Umsetzung dieser Anlagentechnik zu berücksichtigen. Nach Abschätzungen des Projekts ReUseHeat für das Jahr 2050 kann in Deutschland jeweils etwa ein Drittel der Abwärme aus Rechenzentren und U-Bahn-Stationen und etwa 60 % der gewerblichen Abwärme in Wärmenetze eingespeist werden [88].

Für die Wärmeerzeugung aus erneuerbarem Wasserstoff und PtH-Anwendungen wird ein Potential von 1 TWh/a angenommen. Diese Annahme ist allerdings sehr unsicher und muss für eine konkrete Wärmeplanung detailliert untersucht werden.

6 Bewertung der Wärmeerzeuger und Speicher

Zur Entwicklung eines geeigneten Szenarios zur Wärmeversorgung im Jahr 2050 werden die verschiedenen Wärmeerzeuger im Folgenden mit Hilfe von fünf Kriterien bewertet. Diese Bewertung dient anschließend als Grundlage für die Szenario- und Strategieentwicklung.

Zur Bewertung werden die folgenden fünf Kriterien herangezogen:

1. Kosten
2. Systemintegration (zum Beispiel Einspeisetemperatur, Verfügbarkeit,...)
3. Mögliche Anlagenstandorte
4. Chancen und Risiken (bezüglich der zukünftigen Entwicklung der Wärmequelle)
5. Emissionen, Sozial- und Umweltverträglichkeit (USV)

Dabei soll eine möglichst umfassende Bewertung unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten erfolgen. Dies erfolgt durch den Einbezug von Externalitäten sowie nicht betriebswirtschaftlichen Einflüssen wie der Umweltverträglichkeit bestimmter Lösungen.

6.1 Kosten

Die wirtschaftliche Bewertung von Wärmeerzeugern erfolgt nach der Richtlinie VDI 2067 mit der Annuitätenmethode. Mit dieser Methode werden aus Kapital- und Betriebskosten äquivalente Jahreskosten (*Annuität*) für jeden Wärmeerzeuger berechnet [127]. Dies hat den Vorteil, dass auch Anlagen mit unterschiedlicher Lebensdauer verglichen werden können, da die Kosten mit jährlichen Annuitäten abgebildet werden und die Lebensdauer dadurch beim Vergleich keine Rolle spielt [80]. Förderungen für bestimmte Anlagen werden nicht berücksichtigt, da diese von den jeweils geltenden Rahmenbedingungen abhängen und nicht den tatsächlichen finanziellen Aufwand der Anlagen abbilden. Bei konkreten Investitionsentscheidungen sollten sie allerdings mit berücksichtigt werden.

Aufgrund des langen Zeitraums der Szenarioentwicklung sind die hier angegebenen Kosten mit einer hohen Unsicherheit behaftet. Sie sollen im Rahmen dieser Arbeit als eine erste Abschätzung der Wärmegestellungskosten der einzelnen Erzeuger dienen und nicht für Investitionsentscheidung herangezogen werden. Für einzelne Anlagen muss im konkreten Fall eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu den dann geltenden Rahmenbedingungen erfolgen, welche im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht erfolgen kann.

Zum Vergleich der verschiedenen Wärmeerzeuger wird in dieser Arbeit nicht der Kapitalwert der Investitionen, sondern die Wärmegestellungskosten (*LCOE* - *Levelized Cost Of Energy*) herangezogen [vgl. 80]. Diese werden mit der Annuitätenmethode nach Gleichung 6.1 ermittelt.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{A_t}{q^t}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{W_{th,t}}{q^t}} \quad (6.1)$$

Als inflationsbereinigter, kalkulatorischer Zinssatz wird 6,5 % pro Jahr angenommen und beinhaltet kapitalgebundene Kosten, wie Eigenkapitalrendite und Fremdkapitalzinsen, sowie Ertragssteuern [80].

Solarthermie

Für die Berechnung der jährlich erzeugten Energiemenge einer beispielhaften Solarthermieanlage wurde eine spezifische Leistung von 600 W/m² eine jährliche Laufzeit in Vollast von 650 Stunden angenommen [130]. Diese Werte sind vergleichbar mit existierenden Solarthermie-Großanlagen in Dänemark [115]. Die angenommenen spezifischen Investitionen umfassen sämtliche bei der Montage anfallenden Kosten [121]. Für die Pachtkosten wurde angenommen, dass die gesamte Anlage die dreifache Fläche der Kollektorfläche benötigt [vgl. 121].

Tabelle 6.1: Kostenabschätzung für zwei beispielhafte Solarthermiegroßanlage auf einer Freifläche und auf einer gewerblichen Dachfläche

	Freifläche	Dachfläche	Quelle
Kollektorfläche in m ²	30.000	1700	
installierte Leistung in MW	18	1	
Wärmemenge in MWh/a	11.700	660	
Lebensdauer in a	20	20	[127]
spezifische Investitionen in €/m ²	200	250	[121]
spezifische Pachtkosten in €/(m ² *a)	0,02	2	[122]
Fortsetzung auf der nächsten Seite			

Tabelle 6.1 – Fortsetzung von der vorherigen Seite

	Freifläche	Dachfläche	Quelle
Betriebskosten in % an den Investitionen	2	2	[75]
Wärmegestehungskosten in ct/kWh	5,7	7,6	

Tabelle 6.1 zeigt die resultierende beispielhafte Kostenrechnung für die Wärmegestehungskosten einer Freiflächen- sowie einer Dachflächen-Solarthermieanlage. Externe Kosten fallen nicht an, da beim Betrieb der Solarthermieanlage keine direkten Emissionen entstehen [98]. Aufgrund der höheren spezifischen Investitionen entstehen für Solarthermie auf Dachflächen höhere Kosten als für die Nutzung von Freiflächen-Solarthermie. Hierbei ist außerdem zu beachten, dass die Anbindung von Freiflächen-Solarthermieanlagen zentral möglich ist und sich dadurch auch die Netzanschlusskosten verringern.

Tiefe Geothermie

Die Wärmegestehungskosten von tiefer Geothermie werden maßgeblich durch die hohen Investitionen bestimmt [102]. Einen erheblichen Teil dieser Investitionen machen hierbei, abhängig von der Bohrtiefe, die Bohrungen aus [75]. Fördertemperaturen ab 100 °C können in Hamburg ab einer Bohrtiefe von etwa 2500 m gefunden werden [118]. Die Kosten sind genau wie die förderbare Wärmemenge stark abhängig vom jeweiligen Standort der Anlagen.

Tabelle 6.2: Kostenabschätzung für eine beispielhafte Geothermieanlage

Bohrtiefe in m	3.500	
Fördertemperatur in °C	130	
Thermische Leistung in MW	10	
Volllaststunden in h/a	6800	
Wärmemenge in MWh/a	68.000	
Lebensdauer in a	30	[75]
Spezifische Bohrkosten in €/m	1500	[25]
Anteil Bohrkosten an Gesamtkosten in %	70	[25]
Gesamtinvestitionen in Mio. €	15	
Betriebskosten in % an den Investitionen	3	[75]
Wärmegestehungskosten in ct/kWh	2,35	

Für die in Tabelle 6.2 betrachtete Geothermieanlage wird eine Fördertemperatur von 130 °C, eine thermische Leistung von 10 MW und eine Bohrtiefe von 3.500 m angenommen. Die Förderung erfolgt in einem offenen System mit Dublette, das eine Förder- und eine Injektionsbohrung benötigt. Es wird eine vergleichsweise hohe Anzahl an Volllaststunden angesetzt, da für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage eine möglichst hohe Auslastung der Anlage angestrebt werden sollte [102].

Die erfolgte Kostenbetrachtung erfolgt anhand von Richtwerten und dient daher nur als Beispiel. Im Einzelfall muss eine detaillierte wirtschaftliche Betrachtung der jeweiligen Geothermieanlage erfolgen.

Großwärmepumpe

Für die Kostenbetrachtung für Großwärmepumpen wird angenommen, dass die Kosten für die Nutzung von Umweltwärme aus Oberflächengewässern und von Abwasserabwärme in einer vergleichbaren Größenordnung liegen, wie dies für Großwärmepumpen für Abwasser und Grundwasser der Fall ist [6]. Deshalb erfolgt eine Beispielrechnung für den allgemeinen Fall einer Großwärmepumpe.

Für Großwärmepumpen fallen vergleichsweise hohe Investitionen an, während die Betriebskosten hauptsächlich vom Strompreis abhängig sind und entsprechend niedrig oder hoch ausfallen können.

Tabelle 6.3: Kostenabschätzung für eine beispielhafte Großwärmepumpe

Leistung in MW	20	
Volllaststunden in h/a	3000	[6]
Leistungszahl (COP)	3	
Wärmemenge in MWh/a	60.000	
Lebensdauer in a	20	[127]
spezifische Investitionen in Mio.€/MW	0,67	[109]
Gesamtinvestitionen in Mio.€	13,4	
Stromverbrauch in MWh/a	20.000	
Angenommener Strompreis in €/MWh	40	[6]
Stromkosten in €/a	800.000	
Sonstige Betriebskosten in €/a	335.000	[127]
Wärmegestehungskosten in ct/kWh	3,92	

Die für die Kostenbetrachtung zu Grunde gelegten Werte entstammen drei Analysen zum Einsatz von Großwärmepumpen in Skandinavien [6, 109, 4]. Die Volllaststunden sind mit 3000 h/a eher niedrig angesetzt. Niedrigere Temperaturen im Vorlauf des Wärmenetzes ermöglichen eine höhere Anzahl von Volllaststunden der Wärmepumpe [6]. Der angenommene Strompreis ergibt sich aus den Modellierungsergebnissen bei Bach u. a. [6]. Allerdings ist zu beachten, dass die Betriebskosten bei Wärmepumpen zu einem großen Teil aus den Stromkosten bestehen. Dadurch ergibt sich hinsichtlich der Wärmegestehungskosten eine große Unsicherheit, da die Vorhersage der Strompreise bis 2050 kaum zu leisten ist. Der durchschnittliche COP der Wärmepumpe wird auf 3 festgelegt. Sonstige Betriebskosten für Wartung und Inspektion sowie die Lebensdauer sind der Richtlinie VDI 2067 entnommen [127].

Abbildung 6.1 verdeutlicht die Abhängigkeit der Wärmegestehungskosten einer Großwärmepumpe von den Parametern COP, Volllaststunden und Strompreis. Insbesondere die Variationen des

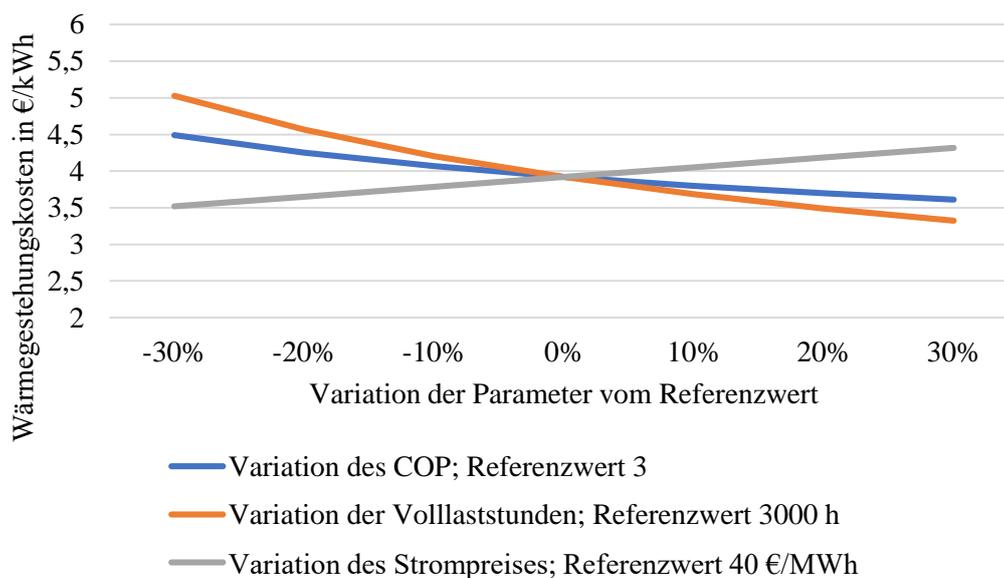


Abbildung 6.1: Abhängigkeit der Wärmegestehungskosten bei Wärmepumpen von COP, Volllaststunden und Strompreis

Strompreises und der Volllaststunden führen zu einer deutlichen Veränderung der Wärmegestehungskosten. Dies verdeutlicht die Abhängigkeit der Kosten von der zukünftigen Entwicklung des Strompreises. Außerdem zeigt die Parametervariation, dass für geringe Wärmegestehungskosten eine möglichst hohe Anzahl an Volllaststunden angestrebt werden sollte.

Biomasse und Müllverwertung

Die Wärmegestehungskosten für Biomasse variieren mit einer großen Bandbreite, abhängig von den eingesetzten Umwandlungsverfahren und Arten von Biomasse [73].

Exemplarisch werden im Folgenden zwei Verfahren zur Wärmegewinnung aus Biomasse ökonomisch betrachtet. Für die Verbrennung von fester Biomasse wird als Beispielfall ein Heizkraftwerk betrachtet, das Holzhackschnitzel verbrennt. Holzheizkraftwerke stellen eine in Deutschland gängige und verbreitete Nutzung von Biomasse zur zentralen Energiebereitstellung dar. Im Gegensatz dazu sind Strohheizwerke in Deutschland nicht verbreitet und die Technologie dazu nicht ausgereift. Holzhackschnitzel weisen außerdem eine wesentlich höhere Energiedichte auf als Stroh, weshalb sie sich aufgrund der geringeren Transport- und Lagerkosten insbesondere für die Energieversorgung im verdichteten urbanen Raum eignen [73]. Pelletheizungen werden hauptsächlich in individuellen Heizsystemen eingesetzt, weshalb sie in der Fernwärmeversorgung eine untergeordnete Rolle spielen und deshalb in der Kostenanalyse nicht weiter betrachtet werden [73]. Der Verfeuerung von fester Biomasse wird eine Kostenanalyse für ein Biomethan-BHKW gegenübergestellt, da diese Technologie bereits ausgereift ist und auch in Hamburg angewandt wird [16].

Bei der Kostenberechnung für das Heizkraftwerk und das BHKW erfolgt eine Allokation der Kosten auf die beiden Produkte Strom und Wärme nach der Exergie-Methode, da diese die exergetische Wertigkeit der jeweiligen Produkte Strom und Wärme berücksichtigt und unabhängig von Referenzsystemen ist [105]. Dabei wird der Brennstoffbedarf nach dem exergetischen Anteil von Strom und Wärme aufgeteilt. Strom hat hierbei eine exergetische Wertigkeit von 1, die exergetische Wertigkeit von Wärme wird über den Carnot-Wirkungsgrad bestimmt (s. Gleichung 6.2) [105].

$$\eta_c = 1 - \frac{T_U}{T_A} \quad (6.2)$$

T_U ist hierbei die Temperatur der Umgebung, die mit 15 °C angesetzt wird. T_A beschreibt die Temperatur des Arbeitsmediums, also der Netztemperatur, die als thermische Mitteltemperatur nach Gleichung 6.3 bestimmt wird.

$$T_A = \frac{T_{Vorlauf} - T_{Rücklauf}}{\ln\left(\frac{T_{Vorlauf}}{T_{Rücklauf}}\right)} \quad (6.3)$$

Für die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes $T_{Vorlauf}$ wird hierbei 100 °C angenommen, für die Temperatur des Rücklaufs $T_{Rücklauf}$ 50 °C.

Der thermische und der elektrische Allokationsfaktor werden nach Gleichung 6.4 und Gleichung 6.5 ermittelt [105]:

$$\epsilon_{th} = \frac{\eta_c \cdot \eta_{th}}{\eta_{el} + \eta_c \cdot \eta_{th}} \quad (6.4)$$

$$\epsilon_{el} = \frac{\eta_{el}}{\eta_{el} + \eta_c \cdot \eta_{th}} \quad (6.5)$$

Tabelle 6.4: Kostenabschätzung für zwei beispielhafte Biomasseanlagen

	Holzheizkraftwerk	Biomethan-BHKW
Elektrische Leistung in MW	6	1
Elektrischer Wirkungsgrad in %	33,8	41,0
Thermischer Wirkungsgrad in %	51	44

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle 6.4 – Fortsetzung von der vorherigen Seite

	Holzheizkraftwerk	Biomethan-BHKW
Angenommene Volllaststunden in h/a	2.500	2.500
Jährliche Wärmeproduktion in MWh/a	22.700	2.700
Jährliche Stromproduktion in MWh/a	15.000	2500
Investitionen in Mio. €	2,700	1,175
Fixe Betriebskosten in €	2.700.000	39.000
Spezifische Brennstoffkosten in €/MWh	21	86
Brennstoffkosten in €	924.700	524.400
Exergetische Allokationsfaktoren		
- Wärme, variable Kosten	0,20	0,15
- Wärme, fixe Kosten	0,15	0,27
- Strom, variable Kosten	0,80	0,85
- Strom, fixe Kosten	0,85	0,73
Wärmegehungskosten in ct/kWh	3,97	4,31
Stromgehungskosten in ct/kWh	21,72	20,34

Tabelle 6.4 zeigt die Kostenaufstellung der beiden exemplarischen Anlagen. Die Kennzahlen für die Anlagentypen basieren dabei auf einem Bericht des Deutschen Biomasseforschungszentrums und des Helmholtz-Zentrums für Umweltforschung [124].

Der Einsatz von Biomasse wird sich aufgrund der hohen Flexibilität dieser Energieerzeugung maßgeblich an der Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom aus Sonne und Wind orientieren [79]. Die Stromproduktion aus Biomasse-KWK-Anlagen wird sich demnach auch aufgrund der wesentlich höheren Stromgehungskosten aus Biomasse auf die Zeiten von negativer Residuallast beschränken [78]. Die prognostizierten Volllaststunden für Biomasseanlagen liegen in verschiedenen Studien je nach Szenario zwischen 1.000 und 4.000 h/a [79, 78, 108, 96, 55]. Im Rahmen dieser Arbeit wird deshalb eine Volllaststundenzahl von 2.500 h/a für die Stromproduktion aus Biomasse-Anlagen angesetzt.

Aufgrund der hohen exergetischen Wertigkeit von Strom wird ein Großteil der entstehenden Kosten bei der Biomasseverbrennung der Stromproduktion zugeschrieben. Dadurch kommen geringe Wärmegehungskosten zustande. Gleichzeitig entstehen mit dieser Kostenallokation sehr hohe Strompreise, insbesondere bei der Stromproduktion im BHKW. Dies bedeutet, dass der KWK-Betrieb nur bei hohen Strompreisen laufen wird. Die Laufzeiten sind also aus Effizienzgründen auf diese Zeiten zu beschränken. Falls das Heizkraftwerk zur Deckung des Wärmebedarfs an mehr oder zu anderen Stunden läuft als es zur Deckung der negativen Residuallast in der Stromversorgung benötigt wird, würde es entsprechend im reinen Wärmebetrieb laufen. Sämtliche Kosten für den zusätzlichen Betrieb würden dann auf den Wärmepreis umgelegt werden, der sich dadurch entsprechend erhöht.

Unter der Annahme, dass die bei der Verbrennung eingesetzte Biomasse erneuerbar bereitgestellt wurde, fallen keine Emissionen an, die bei einer CO₂-Bepreisung berücksichtigt werden [1]. Inwiefern andere Emissionen wie Feinstaub oder Stickoxide bei der Bestimmung von externen Kosten berücksichtigt werden müssen, muss bei einer konkreten Anlagenplanung allerdings detaillierter bestimmt werden.

Tabelle 6.5: Kosten für Müllverbrennung

	MVA Borsigstraße	MVA Rugenberger Damm
Spezifische Kosten in €/t	34	66
Heizwert von Restmüll in MJ/kg	10	10
CO ₂ -Emissionsfaktor für Siedlungsabfälle in t/GWh	329	329
Wärmegestehungskosten in ct/kWh	1,2	2,4
Wärmegestehungskosten inkl. externer Kosten	7,1	8,3

Die Kosten für Müllverbrennung liegen nach einer Erhebung des ZDF bei 34 €/t für die Müllverbrennungsanlage Borsigstraße (MVB) und bei 66 €/t für die Anlage Rugenberger Damm (MVR) [141]. Bei dem angenommenen Heizwert des Abfalls von 10 MJ/kg ergeben sich daraus Wärmegestehungskosten von 1,2 und 2,4 ct/kWh für Wärme aus Müllverbrennung. Unter Einbezug von Emissionskosten erhöht sich dieser Preis. Als CO₂-Emissionsfaktor für Siedlungsabfälle gibt das Umweltbundesamt 329 t/GWh an [123]. Bei dem angesetzten CO₂-Preis von 180 €/t ergeben sich daraus Zusatzkosten von 5,9 ct/kWh. Die Gesamtkosten inklusive der externen Kosten für Wärme aus Restmüllverbrennung belaufen sich dementsprechend auf 7,1 und 8,3 ct/kWh.

Industrielle Abwärme

Die Kosten für Anlagen zur Nutzung von industrieller Abwärme sind abhängig vom jeweiligen Produktionsprozess und von den notwendigen Installationen zur Wärmerückgewinnung [102]. Hinzu kommt, dass Industrieunternehmen, die Wärme an einen Wärmenetzbetreiber verkaufen, dafür einen Erlös fordern, der als Grundlage oft wesentlich kürzere Amortisationszeiträume der Anlagentechnik ansetzt als das im Wärmenetzsektor der Fall ist, etwa drei bis vier Jahre anstatt 20 [102]. Dadurch lassen sich nur schwer allgemeine Aussagen über die Wärmegestehungskosten aus industrieller Abwärme treffen.

Tabelle 6.6: Kostenabschätzung für bestehende Anlagen zur Nutzung von industrieller Abwärme

Beispielanlage	Kupferproduktion [67]	Eisengießerei [9]
Leistung in MW	20	0,4
Jährliche Wärmemenge in MWh/a	160.000	1.000
Gesamte Investitionen in T€	17.000	151
Aufwand für die jährliche Instandsetzung als Prozentsatz der Erstinvestition in %	2	2
Aufwand für die jährliche Wartung und Inspektion als Prozentsatz der Erstinvestition in %	10	10
Jährliche Betriebskosten in T€/a	2.040	18,12
Wärmegestehungskosten für Lebensdauer von 20 Jahren in ct/kWh	2,24	3,18
Wärmegestehungskosten für Lebensdauer von 3 Jahren in ct/kWh	5,29	7,51

Um dennoch eine Einordnung der Wärmegestehungskosten zu ermöglichen, werden in Tabelle 6.6 die Kosten für zwei verschiedene Beispiele bestehender Anlagen zur Nutzung von industrieller Abwärme verglichen. Es werden eine Anlage zur Kupferproduktion in Hamburg sowie eine Eisengießerei in Rimini betrachtet. Für die Betriebskosten werden die in der Richtlinie VDI 20267 angegebenen Richtwerte als Prozentsatz von der Erstinvestition für Wartung und Inspektion sowie Instandhaltung eines Wärmetauschers angesetzt [127]. Die Berechnung erfolgt für zwei unterschiedliche Amortisationszeiträume von 3 und 20 Jahren. Eine kürzere Amortisationszeit führt hierbei zu deutlich höheren Wärmegestehungskosten, in diesem Fall mehr als doppelt so hoch.

Städtische Abwärme

Für die Nutzung von Abwärme aus U-Bahnen, Rechenzentren und anderem Gewerbe wird angenommen, dass die Nutzung meist durch deutlich kleinere Wärmepumpen und dezentraler erfolgt als das beim Einsatz von Großwärmepumpen bei Abwasser oder Oberflächengewässern der Fall ist. Für Wärmepumpen in einem kleineren Leistungsbereich ergeben sich höhere spezifische Investitionen [109].

Die in Tabelle 6.7 angegebenen Kosten beziehen sich auf eine Wärmepumpe, die die Abwärme einer gewerblichen Kühleinrichtung mit einer Leistung von 2 MW mit einem durchschnittlichen COP von 3 in ein Wärmenetz einspeist. Die Volllaststunden sind hierbei mit 3.000 h/a relativ niedrig angesetzt und sind wie auch der angegebene Strompreis Modellierungsergebnissen für

Tabelle 6.7: Kostenabschätzung für eine beispielhafte Wärmepumpe für gewerbliche Abwärmenutzung

Leistung in MW	2	
Volllaststunden in h/a	3000	[6]
COP	3	
Wärmemenge in MWh/a	6.000	
Lebensdauer in a	18	[127]
spezifische Investitionen in Mio.€/MW	0,8	[109]
Gesamtinvestitionen in Mio.€	1,6	
Stromverbrauch in MWh/a	2000	
Angenommener Strompreis in €/MWh	40	[6]
Stromkosten in €/a	80.000	
Sonstige Betriebskosten in €/a	40.000	[127]
Wärmegehungskosten in ct/kWh	4,56	

den Einsatz von Großwärmepumpen in Kopenhagen entnommen [6]. Durch die höheren spezifischen Investitionen ergeben sich höhere Wärmegehungskosten als für Großwärmepumpen. Wie bei der industriellen Abwärme muss außerdem beachtet werden, dass Gewerbetreibende oft wesentlich kürzere Amortisationszeiten ansetzen als im Fernwärmesektor üblich. Je nach Vertragsbedingungen und Liefergrenze kann dies zu deutlich höheren Wärmegehungskosten führen.

Synthetischer Wasserstoff und Power-to-Heat

Zur Kostenabschätzung für die Fernwärmeezeugung aus der Verbrennung von synthetischem Wasserstoff und PtH-Anlagen werden im Folgenden exemplarisch die Wärmegehungskosten für die geplanten Anlagen im Energiepark Hafen ermittelt.

Tabelle 6.8: Kostenabschätzung für die geplanten PtH- und GuD-Anlagen im Energiepark Hafen

	GuD-Kraftwerk mit Wasserstoff	PtH-Anlage	
Gesamtleistung in MW	400	20	[17]
Elektrischer Wirkungsgrad	0,4	-	[80]
Thermischer Wirkungsgrad	0,48	0,98	[80]
Jährliche Wärmemenge in MWh/a	530.000	10.000	[17]
Jährliche Strommenge in MWh/a	736.000	0	
Lebensdauer in a	20	20	
Spezifische Investitionen in €/kW	850	150	[131, 56]
Strom-/ Brennstoffkosten in €/MWh	200	30	[131]
Jährliche Betriebskosten in €/kW/a	22	1,5	[129, 127]

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle 6.8 – Fortsetzung von der vorherigen Seite

	GuD- Kraftwerk mit Wasserstoff	PtH-Anlage	
Exergetische Allokationsfaktoren			
- Wärme, variable Kosten	0,17	-	
- Wärme, fixe Kosten	0,20	-	[129]
- Strom, variable Kosten	0,83	-	
- Strom, fixe Kosten	0,80	-	[129]
Wärmegestehungskosten in ct/kWh	8,35	6,03	
Stromgestehungskosten in ct/kWh	29,38	-	

Die Allokationsfaktoren für das GuD-Kraftwerk bestimmen sich nach Gleichung 6.2, Gleichung 6.5 und Gleichung 6.4. Für die Umwandlungskosten für synthetisches Gas werden nach Verkehrswende u. a. 20 ct/kWh angenommen. Bei der PtH-Anlage fallen für die Betriebskosten hauptsächlich Stromkosten an. Mit den gegebenen Werten entstehen für die Wärmegestehungskosten aus synthetischem Wasserstoff 8,35 ct/kWh und für die PtH-Anlage 6,03 ct/kWh. Bei der PtH-Anlagen ist zu beachten, dass hier nur mit dem Börsenstrompreis gerechnet wurde und noch keinerlei Netzentgelte berücksichtigt wurden. Je nach Strombezugspreis können sich die Preise dadurch deutlich erhöhen. Generell sind die Wärmegestehungskosten der PtH-Anlage stark von der zukünftigen Entwicklung des Strompreises abhängig. Die Stromgestehungskosten des GuD-Kraftwerks sind mit knapp 30 ct/kWh sehr hoch. Für die Integration des Kraftwerks in das Stromsystem gelten dieselben Voraussetzungen bezüglich des Einsatzes entsprechend der Residuallasten wie bei den Biomassekraftwerken.

Bis zum Jahr 2050 wird ein deutlicher Kostenabfall für die Produktion von synthetischem Wasserstoff auf etwa 10 ct/kWh für die Wasserstoffherstellung in Deutschland prognostiziert [131, 2]. Dadurch würden sich die Wärmegestehungskosten auf knapp 5 ct/kWh verringern, die Stromgestehungskosten auf knapp 17 ct/kWh. Diese Vorhersage ist allerdings mit großen Unsicherheiten behaftet, sodass sie keine Grundlage für heutige Investitionsentscheidungen bilden sollte.

Aquiferspeicher

Die Investitionen für saisonale Wärmespeicher sind stark abhängig von den jeweiligen Bedingungen vor Ort sowie der angewandten Speichertechnologie. Aquiferspeicher erreichen in der Regel die geringsten Wärmespeicherkosten [95].

Abbildung 6.2 zeigt die Investitionen für saisonale Wärmespeicher in Abhängigkeit zum Speichervolumen. Die Investitionen für saisonale Wärmespeicher sinken mit zunehmendem Speichervolumen. Für den eingezeichneten Aquiferspeicher in Rostock entfielen 45 % der Investitionen

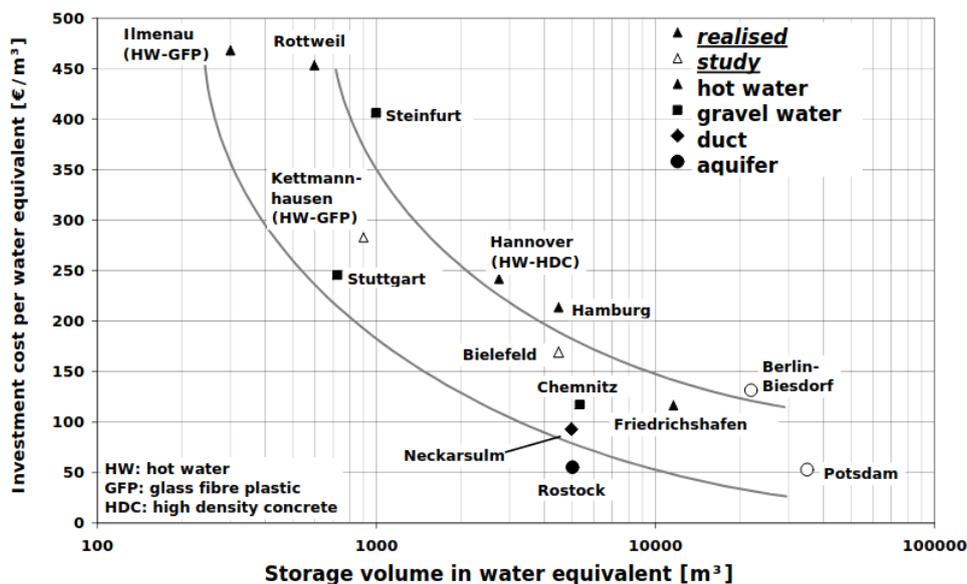


Abbildung 6.2: Spezifische Investitionen für thermische Speicher [95]

auf die Bohrung der Brunnen und fast 40% auf die Anbindung an die Wärmeerzeugungsanlage [95].

Tabelle 6.9: Kostenabschätzung für einen Aquiferspeicher

Speicherkapazität in GWh	25
Temperaturdifferenz in K	50
Speichervolumen in m ³ Wasseräquivalent	431.000
spezifische Investitionen in €/m ³	20 [95]
Gesamtinvestitionen in Mio. €	8,62
Wärmespeicherkosten in ct/kWh	3,1

Tabelle 6.9 zeigt eine exemplarische Rechnung für einen Speicher mit einer Wärmekapazität von 25 GWh und einer Temperaturdifferenz zwischen entnommenem und eingespeistem Wasser von 50 K. Für die beispielhafte Anlage kann aufgrund des großen Speichervolumens von sehr niedrigen spezifischen Investitionen ausgegangen werden, die aber im spezifischen Einzelfall zu überprüfen sind. Für die angenommenen Werte entstehen Wärmespeicherkosten von etwa 3,1 ct/kWh. Diese beinhalten noch keine Betriebskosten für den Speicher, die zum Beispiel für den Pumpbetrieb anfallen. Diese sind abhängig vom Anwendungsfall und müssen für konkrete Speicheranwendungen im Einzelfall bestimmt werden [95]. Falls zur Erreichung der benötigten Ausspeisetemperatur eine Wärmepumpe eingesetzt werden muss, erhöhen sich die Speicherkosten entsprechend.

6.2 Systemintegration

Die Bewertung der Wärmeerzeuger bezüglich der Systemintegration umfasst die Anforderungen, die die Wärmeerzeuger an das Wärmenetz haben und welche Voraussetzungen einen Anschluss der Erzeuger begünstigen. Bei Erzeugern, die gleichzeitig auch mit dem Stromnetz gekoppelt sind, erfolgt außerdem eine Betrachtung der Integration in das zukünftige Stromsystem.

Solarthermie

Für die Einbindung von solarthermischen Anlagen in ein Wärmenetz sind niedrige Netztemperaturen von Vorteil. Mit steigenden Vorlauftemperaturen, die die Solarthermieanlage erbringen muss, steigen auch die Verluste im Absorber, was eine geringere Effizienz der Anlage zur Folge hat [75].

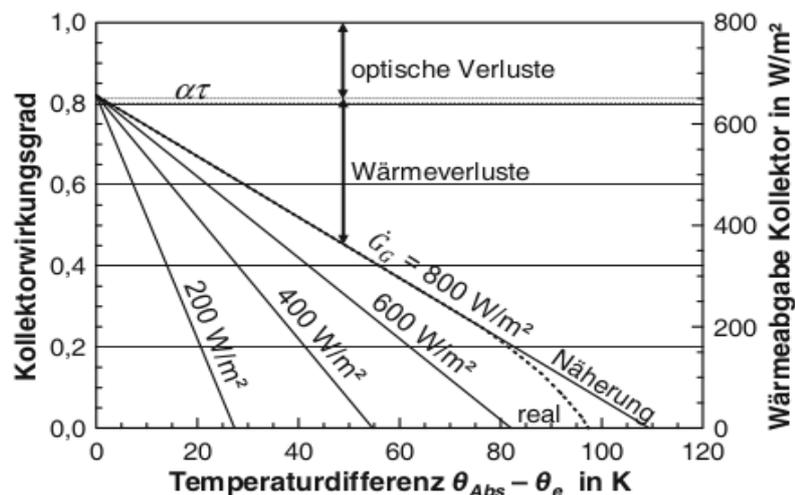


Abbildung 6.3: Kollektoreffizienz eines einfachen Flachkollektors in Abhängigkeit von der Globalstrahlung \dot{G} und der Differenz zwischen der Absorbtemperatur θ_{Abs} und der Umgebungstemperatur θ_e für $\alpha\tau = 0,82$ [75]

Abbildung 6.3 zeigt die Abhängigkeit der Kollektoreffizienz eines Flachkollektors von der Globalstrahlung und der Differenz zwischen der Absorbtemperatur, die durch die Vorlauftemperatur im Wärmenetz bestimmt wird, und der Umgebungstemperatur [75]. Die Kollektoreffizienz sinkt sowohl bei sinkender Bestrahlungsstärke als auch bei steigender Temperaturdifferenz. Im üblichen Betrieb liegen die Temperaturen des Kollektors normalerweise unter $100^\circ C$ [75]. Bei einer Grädigkeit des Wärmetauschers von 5 K würde das für das Wärmenetz eine maximale Vorlauftemperatur von $95^\circ C$ bedeuten.

Weiterhin ist zu beachten, dass Wärmenetze im Winter aufgrund des erhöhten Wärmebedarfs auf einem höheren Temperaturniveau gefahren werden müssen, gleichzeitig die Effizienz der Kollektoren durch die niedrigen Außentemperaturen aber sinkt [80, 75]. Für die Integration von

Solarthermie sollte deshalb eine maximale Vorlauftemperatur im Wärmenetz von unter 100°C angestrebt werden.

Des Weiteren ist die Effizienz und die Verfügbarkeit von solarer Wärmeerzeugung stark wetterabhängig, wie in Abbildung 6.3 und Abbildung 6.4 zu sehen ist.

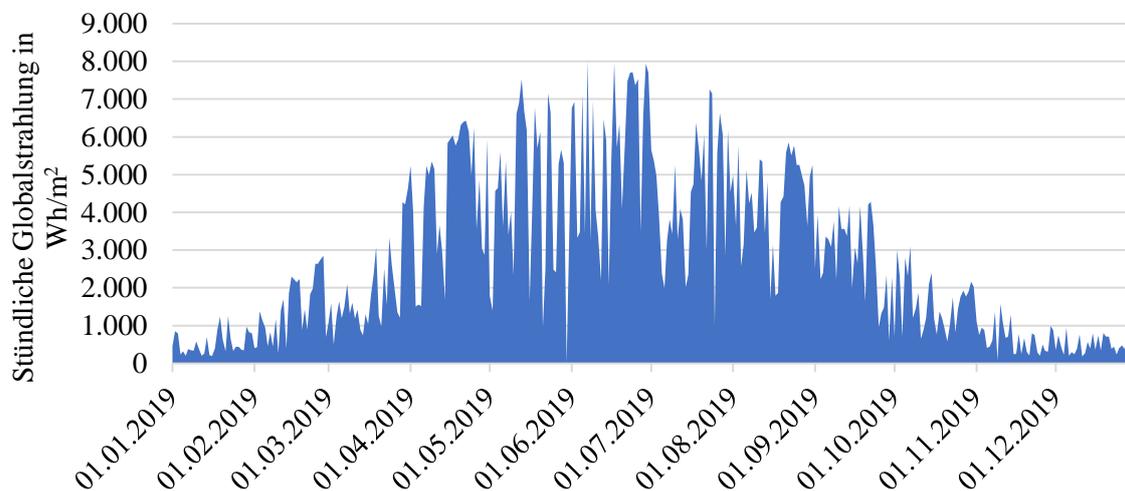


Abbildung 6.4: Globalstrahlung an der Messstation Hamburg-Marckstraße im Jahr 2019 [10]

Abbildung 6.4 zeigt die Tagesmittelwerte der gemessenen Globalstrahlung an der Messstation Marckstraße in Hamburg für das Jahr 2019. Im Allgemeinen schwanken die täglichen Mittelwerte stark. In den Monaten von Mai bis August fallen knapp 60% der jährlichen Gesamtglobalstrahlung an [10]. Die solare Wärmeerzeugung verhält sich damit genau gegenläufig zum Wärmebedarf auf die saisonalen Schwankungen bezogen. Für die Erhöhung des solaren Nutzungsgrades ist deshalb die Einbindung eines saisonalen Speichers erforderlich. Aufgrund der Abhängigkeit der solaren Wärmeerzeugung von der Sonneneinstrahlung sind Solarthermieanlagen außerdem nur schwer bis gar nicht steuerbar.

Bei Solarthermieanlagen auf Dachflächen ist darauf zu achten, dass Anlagen zur Einspeisung ins Wärmenetz nur auf Dachflächen installiert werden, bei denen ein ausreichend hoher Wärmeertrag zu erwarten ist, sodass sich der Mehraufwand der benötigten Installationen lohnt [102]. Dies wird voraussichtlich insbesondere bei Nichtwohngebäuden mit großen Dachflächen der Fall sein, die bei der Installation einer Solarthermieanlage zu Netto-Wärmeerzeugern werden. Für kleinere Gebäude mit hohem Wärmebedarf wird eine Solarthermieanlage lediglich den jährlichen Wärmebedarf verringern, aber nicht ausgleichen. Die Installation von Leitungen und Wärmeübergabestationen steht in solchen Fällen in keinem Verhältnis zum zu erwartenden Ertrag [102]. Alternativ kann für solche Gebäude eine dezentrale Versorgung mit Solarthermie oder die Installation von Photovoltaik in Betracht gezogen werden.

Tiefe Geothermie

Da in bestimmten Schichten im Hamburger Stadtgebiet Temperaturen von bis zu 130 °C zu finden sind, kann die geothermische Wärme unmittelbar in den Vorlauf des Wärmenetzes eingespeist werden. Voraussetzung für einen langfristigen Betrieb der geothermischen Quelle ist eine geeignete Schüttung, also die geförderte Wassermenge pro Zeit, damit die geförderte Wärme mit der benötigten Temperatur uneingeschränkt zur Verfügung steht [102]. Aufgrund ihrer konstanten Verfügbarkeit ist Geothermie für die Deckung der Grundlast im Wärmenetz grundsätzlich geeignet [102]. Für Geothermieanlagen sollte aufgrund der hohen Investitionen eine hohe Anzahl an Benutzungsstunden angestrebt werden. Die Geothermieanlage sollte somit auch im Sommer konstant betrieben werden. Deshalb ist ein Einsatz zur Deckung der Spitzenlast nicht sinnvoll [102].

Sonstige Umweltwärme

Für die Einbindung und Effizienz von Wärmepumpen sind die Temperaturen der Umweltwärmequelle und des Wärmenetzes, in das eingespeist werden soll, von entscheidender Bedeutung. Bei geringeren Vorlauftemperaturen im Netz steigen die Effizienz und die Einsatzdauer von Wärmepumpen [6]. Einen konstanten Volumenstrom in der Elbe vorausgesetzt, ergibt sich für den Sommer aufgrund der höheren Wassertemperaturen eine größere zu entnehmende Wärmemenge als für den Winter (vgl. Unterabschnitt 5.3.1). Gleichzeitig werden auf der Wärmenetzseite im Winter aufgrund des höheren Wärmebedarfs höhere Temperaturen benötigt. Dadurch sinkt die Effizienz der Wärmepumpe in der Heizperiode.

Niedrigere Netztemperaturen sind für die Effizienz, insbesondere von Fließgewässerwärmepumpen, extrem förderlich, da der Wärmeentzug häufig auf einem niedrigen Temperaturniveau stattfindet und Wärmepumpen nach heutigem Stand der Technik Vorlauftemperaturen bis nur etwa 80 °C erreichen können [102].

Unter rein technischen Gesichtspunkten können Großwärmepumpen flexibel zur Lastdeckung eingesetzt werden, sofern die Minimaltemperatur der Wärmequelle nicht unterschritten wird [6]. Allerdings werden Großwärmepumpen meist zur Grundlastversorgung eingesetzt, um eine möglichst hohe Auslastung und damit einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten. Dadurch kann ein wirtschaftlicher Betrieb trotz der hohen Investitionen gewährleistet werden [102, 88]. Dies bedeutet aber auch, dass Großwärmepumpen auf ihre Minimalleistung ausgelegt werden sollten, um eine möglichst hohe Ausnutzung zu erreichen. Die Minimalleistung ist dabei durch die niedrigste Temperatur der Wärmequelle bestimmt, im Falle des Hamburger Wärmenetzes also durch die niedrigste Temperatur der Elbe [88]. Da die Temperaturen der Elbe an rund 100 Tagen des Jahres unter die Mindesttemperatur für den sicheren Betrieb der Wärmepumpe fallen, stehen Elbwärmepumpen in Hamburg nur eingeschränkt zur Verfügung. Nach den verfügbaren Messdaten zur Wassertemperatur der letzten zehn Jahre können Wärmepumpen demnach

nur zwischen März und Anfang Dezember betrieben werden, da in den restlichen Monaten die Wassertemperaturen zu niedrig sind [53].

Für die Integration von Wärmepumpen in das Energiesystem muss aufgrund ihrer Abhängigkeit von den Strompreisen auch die zukünftige Entwicklung des Stromsektors berücksichtigt werden. Aktuell sind Großwärmepumpen in Deutschland aufgrund der hohen Stromkosten durch Umlagen, Netzentgelte und ähnliches mit Strombezug aus dem Netz nicht wirtschaftlich zu betreiben [111]. In einem zukünftigen Energiesystem, in dem niedrige Börsenstrompreise unmittelbarer an Verbrauchseinheiten weitergegeben werden könnten, könnten Wärmepumpen insbesondere zu Zeiten niedriger oder sogar negativer Strompreise eine wirtschaftliche Alternative zur Wärmeerzeugung im großen Stil darstellen. Die Wärmepumpe würde dann vornehmlich zu den Zeiten negativer Stromresiduallasten eingesetzt werden, um zu hohe Betriebskosten zu vermeiden [6]. Hier muss im Einzelfall zwischen einer möglichst hohen Anzahl an Volllaststunden zur Refinanzierung der hohen Investitionen und der Entstehung von sehr hohen Betriebskosten zu Zeiten hoher Strompreise abgewogen werden.

Biomasse und Abfallverwertung

In Wärmenetze sind Heiz(kraft)werke, die mit fester Biomasse oder Abfällen befeuert werden, gut zu integrieren, da sie Temperaturniveaus von über 100 °C erreichen können. Dadurch können sie ohne große Anpassungen zentral in bestehende Wärmenetze auch mit hohem Temperaturniveau eingebunden werden [102]. Durch die lagerbaren Brennstoffe kann die Wärmeerzeugung aus Biomasse-Heizkraftwerken an den jeweiligen Wärmebedarf angepasst werden. Feste Biomasse eignet sich damit sowohl zur Grundlastbereitstellung als auch teilweise zur Deckung der Spitzenlast. Ein schnelles Auf- und Abregeln von Lastspitzen ist aber nicht möglich [102].

Aufgrund der häufig gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme in Bioenergieanlagen ist für diese Anlagen auch die Integration in das Stromsystem ausschlaggebend. In einem zukünftigen Stromversorgungssystem werden Biomasseanlagen zunehmend als Flexibilitätsoption eingesetzt werden, wenn sich im Stromnetz positive Residuallasten ergeben [79]. Dadurch verringert sich die Volllaststunden der KWK-Anlagen, da sie vermehrt für die Spitzenlastdeckung eingesetzt werden. Falls außerhalb der Zeiten von positiver Stromresiduallast Lastspitzen im Wärmenetz anfallen, die durch Biomasseanlagen gedeckt werden müssen, muss die Anlage dann im reinen Wärmebetrieb fahren. Da die primäre Aufgabe von Müllverbrennungsanlagen die Abfallbeseitigung ist, werden diese Anlagen perspektivisch auch weiterhin für die Grundlastversorgung im Wärmenetz eingesetzt werden, um eine durchgehende Müllbeseitigung zu gewährleisten. Dies wird auch dann der Fall sein, wenn es wirtschaftliche Alternativen gibt.

Die Vergärung von geeigneter Biomasse zu Biogas und eine Aufbereitung zu Biomethan ermöglicht zusätzliche Flexibilität in der Wärmeerzeugung aus Biomasse. Biogasverbrennungsanlagen (Blockheizkraftwerke oder Mikrogasturbinen) sind flexibel einsetzbar und können deshalb auch

zur Abdeckung der Spitzenlast eingesetzt werden [102]. Zu Biomethan aufgearbeitetes Biogas kann außerdem über das bereits existierende Erdgasnetz zu zentralen Wärmeerzeugungsanlagen transportiert und dort verbrannt werden. Abhängig von der Rücklauftemperatur im Fernwärmenetz erreichen Standard-Biogas-BHKW Vorlauftemperaturen zwischen 90 und 110 °C. Mikrogasturbinen können auch höhere Temperaturen bereitstellen und sind damit auch für die Einbindung in bestehende Hochtemperaturnetze geeignet [102].

Bei der Bereitstellung der Brennstoffe ist der Aufbau der dafür notwendigen Infrastruktur und Logistik zu beachten. Die Sammlung, der Transport und die notwendige Aufarbeitung der Brennstoffe müssen in ein Gesamtsystem zur Biomassenutzung eingebettet sein [110].

Industrielle Abwärme

Sind die Temperaturen der industriellen Abwärme hoch genug, kann die Abwärme direkt in das Wärmenetz eingespeist werden. Bei niedertemperaturigen Abwärmequellen muss eine Wärmepumpe zwischengeschaltet werden. Auch hier ist die Absenkung der Netztemperatur von Vorteil, da nutzbare Potentiale von Niedrigtemperatur-Abwärmequellen dadurch deutlich vergrößert und überhaupt erst nutzbar gemacht werden und die Effizienz der eingesetzten Wärmepumpen sich vergrößert [102].

Die Integration von industrieller Abwärme in ein Wärmenetz ist stark abhängig vom jeweiligen Industrieprozess. Entscheidende Faktoren für die Abwärmeeinspeisung sind die Temperatur und die Kontinuität, mit der die Abwärme anfällt. Je nach Produktionsprozess ergeben sich dadurch sehr unterschiedliche Nutzungsgrade, was die Wirtschaftlichkeit von Abwärmeanlagen erheblich beeinflusst [102]. Bedingt durch den Produktionsprozess kann es zu stark schwankenden Einspeisungen sowie Unterbrechungen in der Wärmeproduktion kommen, die der Wärmenetzbetreiber durch entsprechend andere Anlagen kompensieren muss. Bei der Einspeisung von industrieller Abwärme können diese zusätzlichen Anlagen wieder verdrängt werden. Durch diese Verdrängung erreichen die zusätzlichen Anlagen sehr niedrige Betriebsstunden, was sich negativ auf deren Wirtschaftlichkeit auswirkt [102].

Abwasserabwärme

Abwasserabwärme steht über das gesamte Jahr in einer annähernd konstanten Menge und auf einem gleichbleibenden Temperaturniveau zur Verfügung [102]. Das Temperaturniveau der Abwasserwärme liegt in der Regel zwischen 10 und 20 °C [88]. Dadurch ergibt sich für Abwasserwärmepumpen der Vorteil, dass sie, anders als Fließgewässerwärmepumpen, auch im Winter auf Wassertemperaturen deutlich über 0 °C zugreifen können. Auch für Abwasserwärmepumpen gilt, dass sich bei sinkender Wärmenetztemperatur die Effizienz erhöht [102].

Städtische Abwärme

Da die Wärme von urbanen Abwärmequellen, abgesehen von einigen industriellen Abwärmequellen, meist auf einem niedrigen Temperaturniveau anfallen, sind zur Erschließung dieses Potentials Wärmepumpen notwendig [106]. Für die Nutzung dieser Wärmepumpen gelten prinzipiell dieselben Voraussetzungen und Randbedingungen wie für Abwasser- und Umweltwärmepumpen. Niedrige Netztemperaturen sind vorteilhaft für die Effizienz der Wärmepumpe.

Abwärme aus Rechenzentren kann als konstant verfügbar angenommen werden [88]. Bei der Abwärme aus gewerblichen Kühleinrichtungen und der Belüftung von U-Bahn-Stationen treten im Sommer deutlich höhere Mengen an Abwärme auf. Diese haben durch die größere Absolutmenge der gewerblichen Abwärme insbesondere hier einen großen Einfluss auf das Abwärmejahresprofil [88]. Da die Kapazität der Wärmepumpe für eine maximale Anzahl an Vollbenutzungsstunden auch bei den urbanen Wärmequellen durch die minimal verfügbare Leistung im Winter bestimmt wird, kann nicht das insgesamt verfügbare Potential genutzt werden [88].

Synthetischer Wasserstoff und PtH

Wasserstoffkraftwerke sind aufgrund der Lagerfähigkeit des synthetischen Wasserstoffs technisch flexibel einsetzbar. Aufgrund der sehr hohen Stromgestehungskosten werden sie zukünftig allerdings sehr Volllaststunden aufweisen, da sie ähnlich wie die Biomassekraftwerke nur zu Zeiten negativer Stromresiduallasten in Volllast laufen werden. Die jeweilige Einsatzreihenfolge von Biomasse- und Wasserstoffanlagen im Strommarkt wird sich an der zukünftigen Entwicklung der Brennstoffpreise orientieren.

Wasserstoff sollte in Kraftwerken daher nur zu Deckung von extremen Spitzenlasten eingesetzt werden, zum Beispiel an sehr kalten Tagen im Winter mit positiven Residuallasten im Wärme- und im Stromsektor. In anderen Sektoren (zum Beispiel Verkehr und Industrie), in denen Alternativen zu fossilen Brennstoffen noch nicht großskalig zur Verfügung stehen, ist der Einsatz von synthetischem Wasserstoff aus wirtschaftlichen sehr viel wahrscheinlicher [2].

PtH-Anlagen werden zukünftig abhängig von vorhandenem Überschussstrom zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden [102]. Dadurch ist ihr Einsatz nur schwer planbar. Voraussichtlich wird allerdings besonders im Winter ein hoher Anteil des Windüberschussstroms anfallen, sodass eine Abdeckung der hohen Wärmelasten in den Wintermonaten teilweise durch PtH-Anlagen gedeckt werden könnte [102, 2].

6.3 Standorte möglicher Anlagen

Die Standorte für mögliche Anlagen werden nach verschiedenen Kriterien gewählt und bewertet. Diese beinhalten die Verfügbarkeit der Wärmequelle, die Entfernung zum bestehenden Netz sowie die Verfügbarkeit von Flächen an geeigneten Standorten. Für die Bestimmung von in Frage

kommenden Standorten für mögliche Anlagen zur erneuerbaren Wärmeversorgung werden die vorhandenen Potentialkarten aus Abschnitt 5.3 und der vorhandene Netzplan des städtischen Wärmenetzes übereinander gelegt. Dadurch können mögliche Standorte hinsichtlich ihrer Entfernung zum Netz sowie der Flächenverfügbarkeit besser beurteilt werden. Diese Karten sind in einem größeren Format auch im Anhang dieser Arbeit abgebildet.

Solarthermie

Aufgrund der hohen Flächeninanspruchnahme von Solarthermieanlagen kann es in verdichteten urbanen Räumen schwierig sein, geeignete Standorte ausfindig zu machen. In Hamburg gibt es allerdings einige Freiflächen sowie Dachflächen, die sich für Solarthermieanlagen prinzipiell eignen.

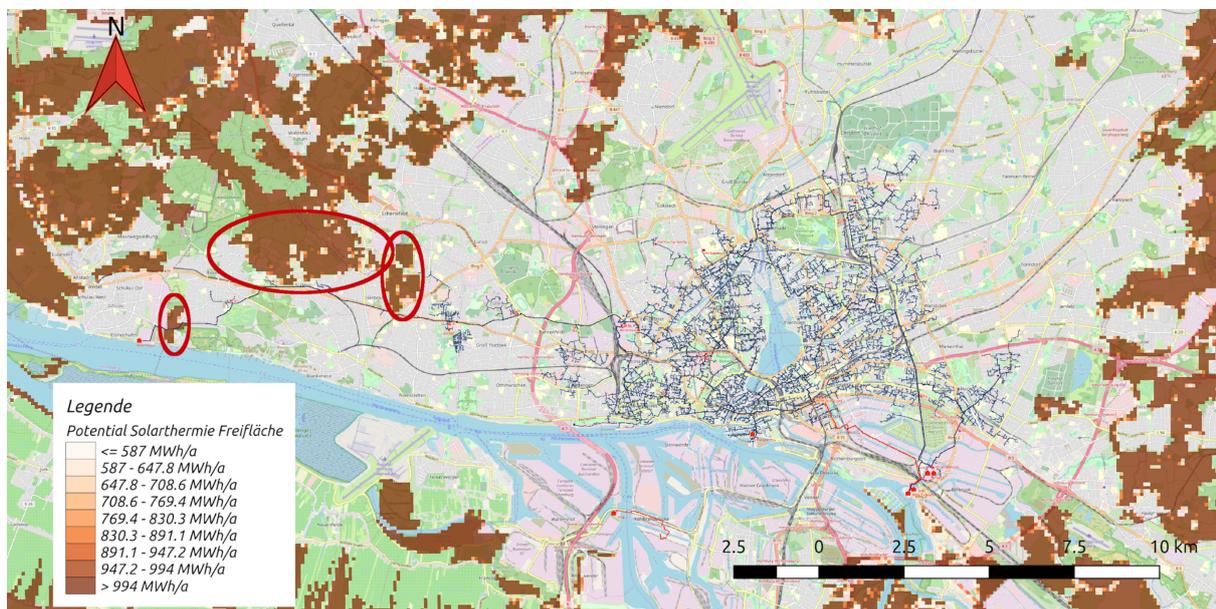


Abbildung 6.5: Geeignete Standorte für Solarthermie auf Freiflächen [71, 138]

Abbildung 6.5 zeigt eine kombinierte Ansicht der Potentialkarte für Solarthermie auf Freiflächen und des Netzplans des Großwärmenetzes. Die Karte ist einem größeren Format nochmals in Abschnitt A.1 abgebildet. Geeignete Flächen für die Nutzung von Freifächensolarthermie finden sich demnach im westlichen Teil des Netzes entlang der Haupttrasse vom HKW Wedel in Richtung Stadtmitte. Im Flächennutzungsplan der Stadt Hamburg sind die eingezeichneten Flächen als Grünflächen und landwirtschaftliche Flächen ausgewiesen [82]. Prinzipiell sind sie damit für eine solarthermische Nutzung geeignet. Eine genauere Prüfung hinsichtlich der aktuellen Nutzung und der Eigentumsverhältnisse muss allerdings folgen.

Abbildung 6.6 zeigt die räumliche Korrelation von Dachflächen mit solarthermischem Potential und dem städtischen Bestandsnetz (s. auch Abschnitt A.2). Die geeigneten Dachflächen im dicht besiedelten Stadtzentrum liegen in vielen Fällen in unmittelbarer Nähe zum Wärmenetz. Allerdings werden im Rahmen dieser Arbeit, wie bereits in Kapitel 5 beschrieben, aufgrund

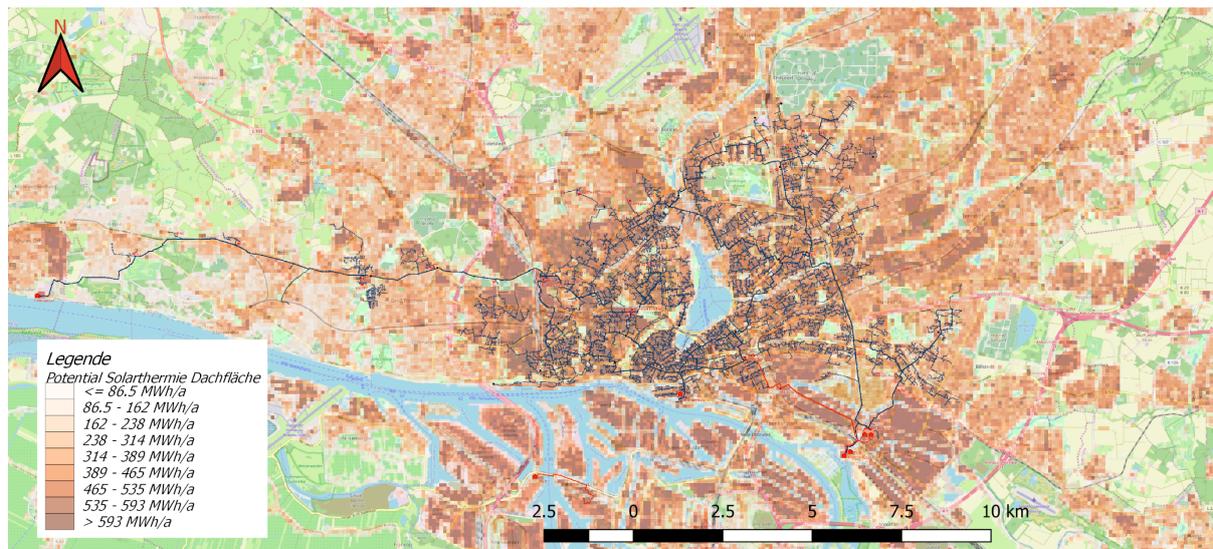


Abbildung 6.6: Geeignete Standorte für Solarthermie auf Dachflächen [71, 138]

ihrer anzunehmenden Größe nur die Dachflächen von Nichtwohngebäuden für die Installation von großen Solarthermieanlagen in Betracht gezogen. Informationen zur räumlichen Verteilung von Nichtwohngebäuden in Hamburg liegen nicht vor. Allerdings wurde in Hotmaps mit einem statistischen Ansatz die Verteilung der Bruttogeschossfläche für Nichtwohngebäude bestimmt [107].

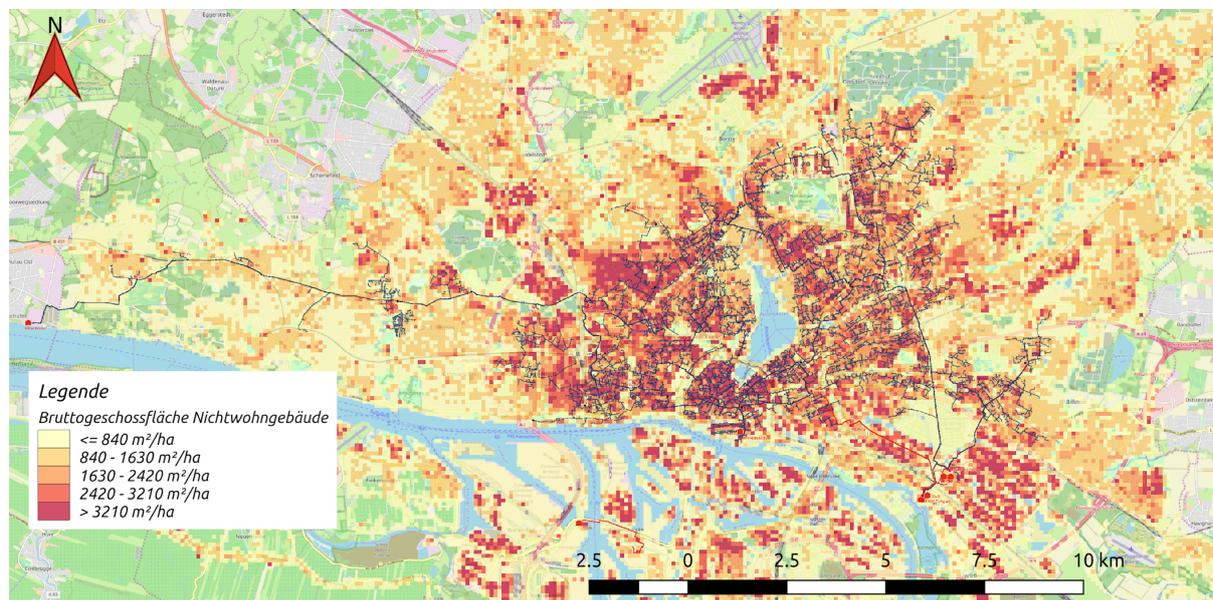


Abbildung 6.7: Bruttogeschossflächen von Nichtwohngebäuden im Hamburger Wärmenetzgebiet [71, 138]

Der räumliche Zusammenhang zwischen der Dichte der Bruttogeschossflächen von Nichtwohngebäuden und des Wärmenetzes ist in Abbildung 6.7 dargestellt (s. auch Abschnitt A.3). Im Stadtzentrum sowie im östlichen Hafengebiet ergeben sich weiterhin nutzbare Flächenpotentia-

le für die Installation von Solarthermie, bei denen eine Netzeinspeisung aufgrund der Nähe zu bestehenden Leitungen grundsätzlich möglich ist. Südlich der Elbe liegen im Hafengebiet weitere Potentiale, die gegebenenfalls durch den Bau der geplanten Südleitung erschlossen werden können. Im konkreten Einzelfall muss dann jedoch die Eignung des Dachs, insbesondere hinsichtlich der statischen Eigenschaften sowie Konflikten zu sonstiger Nutzung wie für Photovoltaik, detaillierter geprüft werden [121].

Tiefe Geothermie

Der Einsatz von Geothermieanlagen ist aufgrund der notwendigen geologischen Voraussetzungen stark standortabhängig. Geeignete Standorte müssen sowohl ausreichende Temperaturen in zugänglichen Tiefen ausweisen als auch geeignete Gesteinsstrukturen, die eine geothermische Nutzung erlauben [75].

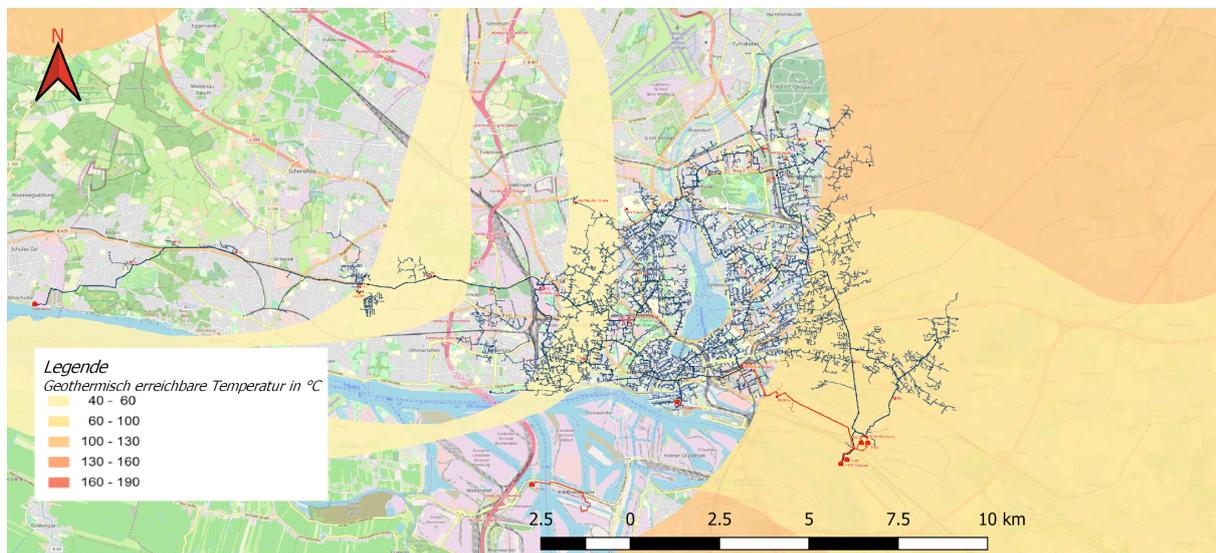


Abbildung 6.8: Räumliche Korrelation von hydrothermischen Potentialen und dem städtischen Wärmenetz in Hamburg [118, 138]

Hydrothermale Potentiale finden sich nach Abbildung 6.8 insbesondere im östlichen Teil des Hamburger Wärmenetzes. Die Karte ist in einem größeren Format in Abschnitt A.4 zu finden. Potentiale mit niedrigeren Temperaturen sind auch entlang der westlich Haupttrasse zu finden. Für eine direkte Einspeisung in das heutige Netz sind diese aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus nicht geeignet, könnten aber unter Nutzung einer Wärmepumpe erschlossen werden.

Großanlagen zur Abwärmenutzung südlich der Elbe

Abbildung 6.9 zeigt die Standorte der verfügbaren Anlagen zur Nutzung von industrieller Abwärme sowie Abwasserabwärme in Hamburg (s. auch Abschnitt A.5). Diese befinden sich alle südlich der Nordelbe und damit außerhalb des direkten Einzugsgebiets des Großwärmenetzes im nördlichen Stadtzentrum.

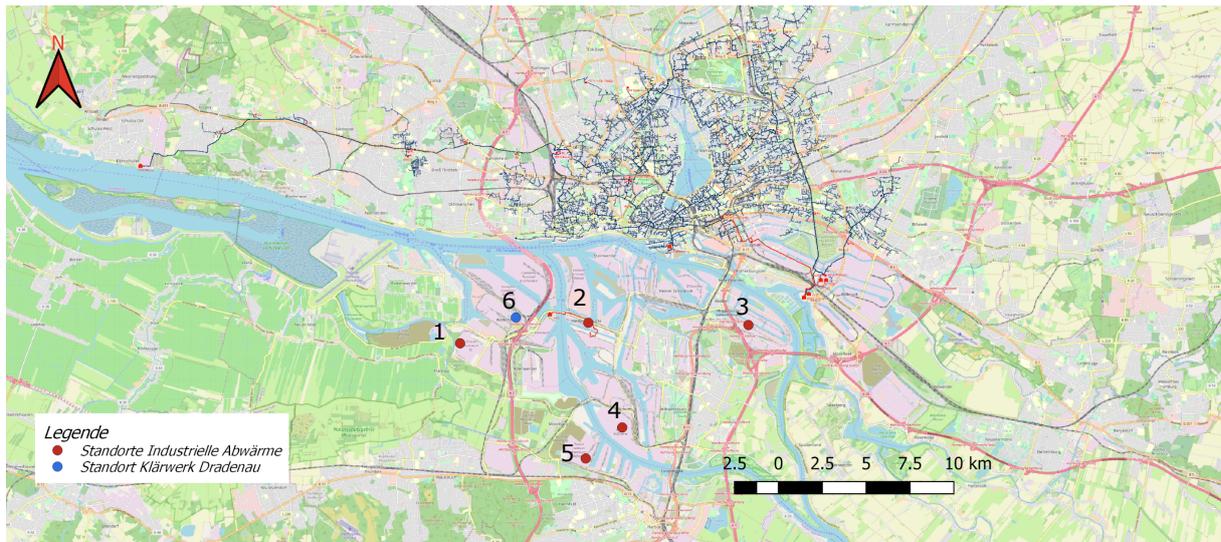


Abbildung 6.9: Standorte von industriellen Abwärmeanlagen in Nähe zum Netzgebiet von Hamburg Wärme[61]

Die geplante Südleitung für den Anschluss des Energiekonzepts Hafen (auf der Karte in magenta eingezeichnet) soll Teile dieser Abwärmequellen erschließen (vgl. Abschnitt 4.3). In unmittelbarer Nähe zur geplanten Leitung liegt das Klärwerk Dradenau (6), sowie in einem Umkreis von unter drei Kilometern auch das Aluminiumwerk Trimet (1) und der Pflanzenölproduzent ADM (2), die dadurch potentiell für einen Anschluss an das Wärmenetz in Frage kommen. Die beiden Erdölraffinerien (4 und 5) liegen über fünf Kilometer Luftlinie von der geplanten Trasse entfernt und sind daher weniger gut für einen Wärmenetzanschluss geeignet. Hier kommt es vor allem darauf an, ob die verfügbaren Wärmemengen den Ausbau der Fernwärmeleitung rechtfertigen. Eine Anschlussseignung muss im Einzelfall geprüft werden.

Die Kupferproduktion von Aurubis (3) im Osten des Hamburger Hafengebiets ist bereits über eine Leitung des Wärmenetzbetreibers enercity an die östliche Hafencity angeschlossen [67]. Die östliche Hafencity befindet sich in unmittelbarer Nähe zum bestehenden Wärmenetz, an das im westlichen Teil der Hafencity ein Heizwerk angeschlossen ist. Der Anschluss einer Abwärmetrasse von Aurubis erscheint prinzipiell machbar und sollte im Detail geprüft werden.

Biomasse und energetische Abfallverbrennung

Aufgrund der guten Lager- und Transportfähigkeit von Biomasse und Abfall können Verbrennungsanlagen sehr gut zentral in das Wärmenetz eingebunden werden [102].

Im bestehenden Wärmenetz ist bereits die Müllverbrennungsanlagen an der Borsigstraße integriert, in der neben Hausmüll auch Altholz verbrannt wird [138]. In Hamburg existiert eine zweite Müllverbrennungsanlage am Rugenberger Damm südlich der Elbe, die mit der Südleitung innerhalb des Energiepark Hafens ebenfalls an das Großwärmenetz angeschlossen werden soll (s. Abbildung 6.10 und Abschnitt A.6) [17].

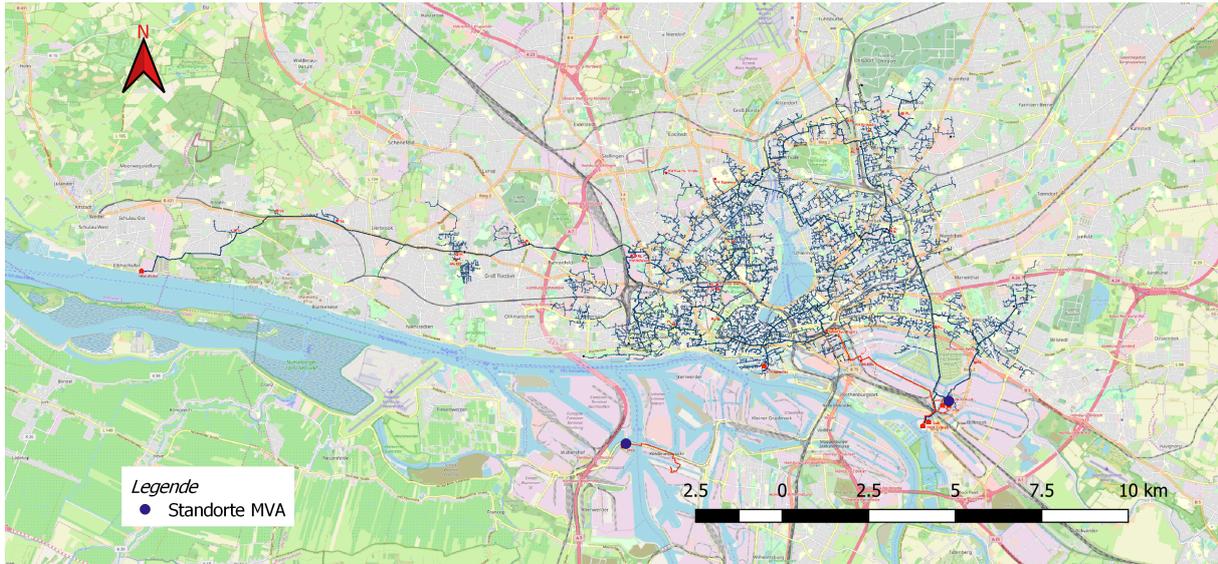


Abbildung 6.10: Standorte der existierenden Müllverbrennungsanlagen in Hamburg [138]

Aufgrund der hohen erreichbaren Verbrennungstemperaturen ist eine Wärmeeinspeisung aus der Verbrennung von Biomasse und Abfall grundsätzlich sowohl aus weiteren zentralen als auch dezentralen Anlagen möglich [102]. Geeignete Standorte müssen allerdings hinsichtlich verfügbarer Flächen insbesondere für die Lagerung der Brennstoffe sowie unter sozialen Aspekten, insbesondere der entstehenden Geruchsemissionen bei der Müllverbrennung (vgl. Abschnitt 6.4), genauer untersucht werden.

Kleinere Biogas-BHKWs sind im Gebiet des Hamburger Wärmenetzes bereits weit verbreitet [16], sodass auch hier die Einbindung von weiteren Biogas-BHKWs prinzipiell möglich ist.

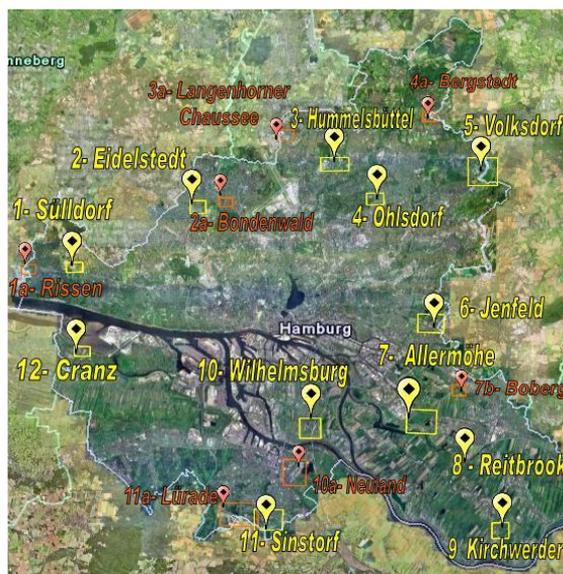


Abbildung 6.11: Möglich Standorte für zukünftige Biogasanlagen [110]

Mögliche Standorte für Biogasanlagen zur Vergärung von Biomasse wurden in einer Studie zum Biomassepotential in Hamburg untersucht, welche in Abbildung 6.11 dargestellt sind [110]. Die Standorte sind überwiegend in den Randgebieten von Hamburg zu finden, da dort aufgrund der geringeren Siedlungsdichte geeignete Flächen für Anlagen zu finden sind. Außerdem liegen die Randgebiete in unmittelbarer Nähe zu landwirtschaftlichen Betrieben, was einerseits kurze Transportwege der Biogassubstrate und andererseits eine direkte Verwertung der Gärreste als Dünger ermöglicht [110].

Großwärmepumpen an Fließgewässern

Für die Installation von Großwärmepumpen an den Gewässern in Hamburg müssen zunächst einmal geeignete Standorte entlang des Gewässerufers vorhanden und verfügbar sein. An den zukünftigen Standorten muss außerdem ein ausreichender Anschluss an das Stromnetz für den elektrischen Betrieb der Wärmepumpe gewährleistet werden können.

Da die Effizienz von Wärmepumpen mit niedrigeren Vorlauftemperaturen auf Seiten des Wärmenetzes steigt, sollten sich zukünftige Standorte in der Nähe der bereits existierenden Leitungen des Wärmenetzes befinden. Dadurch lassen sich Transportverluste in langen Zuleitungen vermeiden, wodurch die Wärmepumpe die Wärme auf einem geringeren Temperaturniveau einspeisen kann.

Städtische Abwärme

Abwärmequellen abseits der industriellen Abwärmenutzung liegen in Hamburg hauptsächlich dezentral vor. Häufig sind die Abwärmequellen allerdings im Stadtzentrum in der Nähe des bestehenden Wärmenetzes zu finden, wodurch ein dezentraler Anschluss ohne investitionsintensiven Netzausbau erfolgen kann. Eine dezentrale Einbindung wirkt sich außerdem positiv auf die Effizienz der Wärmepumpen der Abwärmequellen aus, da dezentrale Einspeisung häufig auf einem niedrigeren Temperaturniveau erfolgen kann.

Abbildung 6.12 zeigt die im Hamburger Innenstadtbereich verlaufenden Bahnlinien (s. auch Abschnitt A.7). Die U-Bahn-Strecken verlaufen alle zu einem großen Teil im Einzugsgebiet des Wärmenetzes. Dadurch ergeben sich aus den Bahnstationen entlang der Strecken eine Vielzahl an möglichen Standorten für eine dezentrale Schachtabwärmenutzung.

Abbildung 6.13 gibt eine Übersicht über einige Rechenzentren, die auf GoogleMaps verzeichnet sind (s. auch Abschnitt A.8) [62]. Diese Zusammenstellung ist nicht vollständig, zeigt aber exemplarisch, dass Rechenzentren in Hamburg einerseits sehr dezentral verteilt sind, sich aber andererseits häufig in der Nähe zu bestehenden Wärmeleitungen befinden. Dadurch wird eine Einbindung ins Wärmenetz erleichtert, da keine lange Anschlussleitung benötigt wird. An welchen Standorten sich zukünftige Rechenzentren ansiedeln werden und ob diese sich für eine Anbindung an das bestehende Netz eignen, muss zum entsprechenden Zeitpunkt geprüft werden.

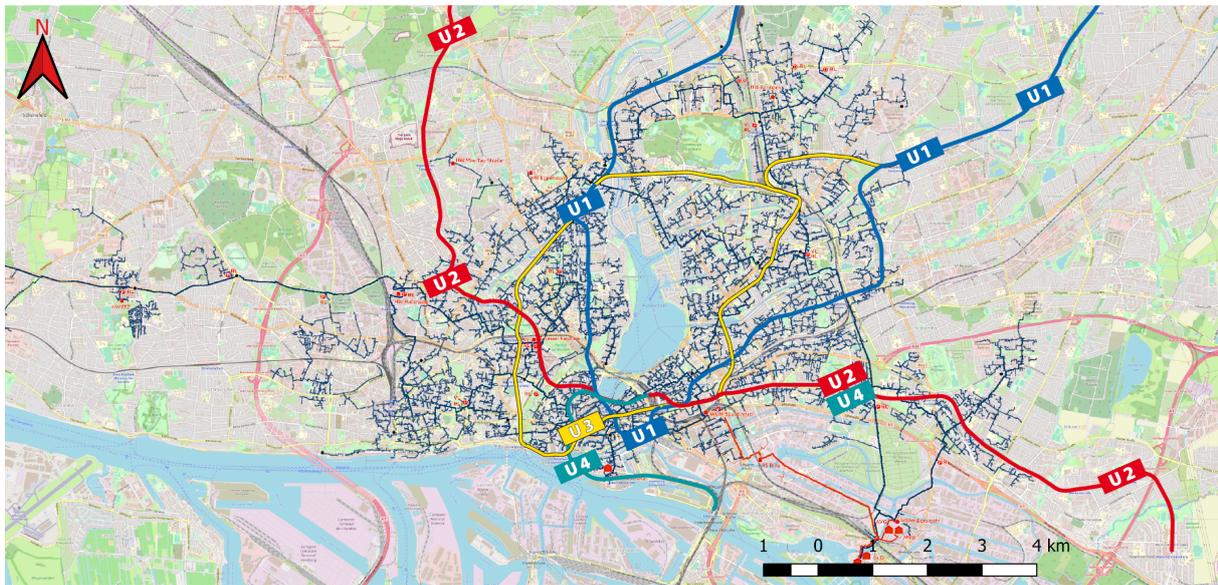


Abbildung 6.12: Streckennetz der Bahnlinien des Hamburger Verkehrsverbunds [81]

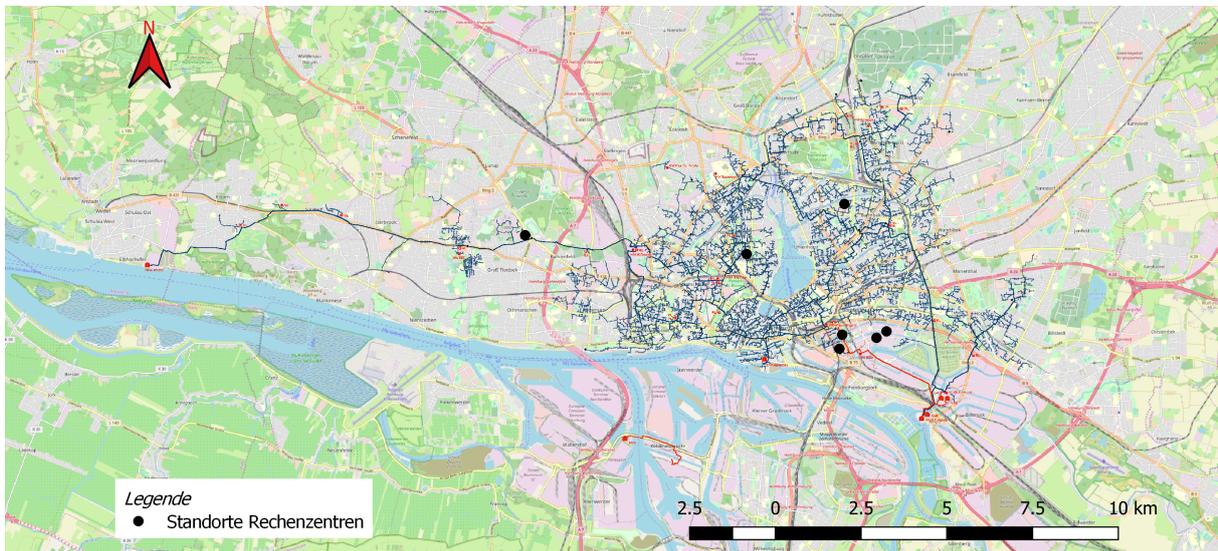


Abbildung 6.13: Standorte von ausgewählten Rechenzentren im Wärmenetzgebiet von Hamburg Wärme, eigene Darstellung nach [62]

Synthetischer Wasserstoff und PtH

Kraftwerke zur Verbrennung von synthetischem Wasserstoff sind in der Regel große, zentrale Kraftwerke. Nach den jetzigen Plänen der Hamburger BUE soll zum teilweisen Ersatz des Kohlekraftwerks Wedel ein GuD-Kraftwerk im Hamburger Hafen errichtet werden. Dieses soll zunächst mit Erdgas betrieben werden und nachträglich auf synthetischen Wasserstoff ausgelegt werden [17].

PtH-Anlagen können sowohl in kleinen dezentralen Einheiten als auch in größeren Anlagen, wie im Energiepark Hafen geplant, installiert werden [102].

6.4 Emissionen, Umwelt- und Sozialverträglichkeit (USV)

In diesem Abschnitt erfolgt eine ökologische und soziale Bewertung der einzelnen Wärmeerzeuger. Die Bewertung schließt im Rahmen dieser Arbeit nur den Betriebszeitraum der Anlagen, und nicht deren Herstellung und Entsorgung ein. Dadurch sind die hier erfassten Auswirkungen unvollständig und müssen für konkrete Anlagenkonzepte detailliert und gesondert erfasst und verglichen werden.

Solarthermie

Bei der Erzeugung von solarthermischer Wärme entstehen keine direkten Emissionen [102]. Je nach Strommix entstehen Treibhausgasemissionen bei der Produktion des Stroms, der für den Pumpenbetrieb benötigt wird. Diese sind allerdings verhältnismäßig gering und werden bei einer perspektivisch vollständig erneuerbaren Stromerzeugung wegfallen.

Bei Solarthermieanlagen ist bezüglich der Bewertung der Umwelt- und Sozialverträglichkeit insbesondere der hohe Flächenbedarf zu beachten. Freiflächenanlagen benötigen zur Vermeidung von Verschattung eine Gesamtfläche, die etwa drei- bis viermal der Kollektorfläche entspricht [121]. Bei einer flächenspezifischen Leistung von 600 W/m_2 Kollektorfläche ergibt sich ein Gesamtleistungswert von 150 bis 200 W/m_2 Gesamtfläche. Die Flächennutzung zur Erzeugung von solarthermischer Wärme stehen im städtischen Raum in Konkurrenz zu andern Nutzungen wie Wohnungsbau und Erholungsraum.

Zur Steigerung der Akzeptanz im verdichteten urbanen Raum können Freiflächen am Rand des Stadtgebiets für die solarthermische Wärmeerzeugung genutzt werden. Insbesondere bei landwirtschaftlich genutzten Flächen ist eine Kombination des landwirtschaftlichen Betriebs mit der solarthermischen Nutzung prinzipiell möglich [75]. Ob die in Abbildung 6.5 eingezeichneten Flächen dafür in Frage kommen, muss im Einzelfall geprüft werden.

Tiefe Geothermie

Bei der Nutzung von Geothermie entstehen keine direkten Emissionen vor Ort. Je nach Strommix können Emissionen für den benötigten Pumpenstrom anfallen, die aber in einer perspektivisch vollständig erneuerbaren Stromversorgung zu vernachlässigen sind [102].

Durch die Bohrungen sowie die Stimulation von geothermischen Reservoirs können seismische Ereignisse ausgelöst werden. Solche Ereignisse sind in Deutschland bei Bohrungen bisher allerdings noch nicht aufgetreten [75]. Bei der Stimulation von geothermischen Reservoirs können durch die Druckerhöhung und thermische Veränderungen im Untergrund and Oberfläche spürbare seismische Ereignisse auftreten. Die Auswirkungen sind allerdings meist gering und können durch vorherige Überprüfung des Untergrunds eingegrenzt werden [75]. Der Flächenbedarf für den Einsatz von tiefen Geothermieanlagen ist begrenzt. Der größte Flächenbedarf besteht während der Bohrungsabteufung, der aber während des Betriebs deutlich kleiner ausfällt, sodass keine dauerhafte Inanspruchnahme von großen Flächen notwendig ist [75].

Wie bereits in Abschnitt 6.5 beschrieben ist eine ausreichend öffentliche Kommunikation über tiefe Geothermie im Allgemeinen und über einzelne Projekte im Speziellen hilfreich, um Widerständen und Ablehnung in der Bevölkerung zuvorzukommen und eventuell betroffene Anwohner*innen in den Entscheidungsprozess einzubeziehen [47].

Großwärmepumpen

Direkte Emissionen vor Ort fallen beim Betrieb einer Wärmepumpe nicht an. Da der Stromverbrauch bei Wärmepumpen bezogen auf die Wärmeerzeugung erheblich höher ausfällt als der Pumpstromverbrauch bei anderen Wärmeerzeugern, spielen auch die bei der Stromerzeugung anfallenden Emissionen eine größere Rolle. Die Emissionslast des Wärmepumpenbetriebs ist dabei maßgeblich abhängig von den eingesetzten Energieträgern zur Stromerzeugung [75].

Im Betrieb der Wärmepumpen ist hinsichtlich der Umweltauswirkungen außerdem die Wahl des Arbeitsmittels von Bedeutung. Einige Arbeitsmittel weisen hohe Werte für das Global Warming Potential (GWP) auf [75]. Durch einen möglichst leakagefreien Betrieb der Wärmepumpe sowie die Verwendung von Arbeitsmitteln mit geringen GWP-Werten können die durch das Arbeitsmittel verursachten Umweltauswirkungen allerdings minimal gehalten werden [75].

Durch den Wärmeentzug aus Oberflächengewässern werden die Temperaturen dieser Gewässer beeinflusst. Hierbei sind die Grenzwerte aus den umweltrechtlichen Auflagen einzuhalten [134]. Da in der allgemeinen Gesetzgebung bisher nur Grenzwerte für die Erwärmung von Oberflächenwasser und nicht für dessen Abkühlung festgelegt sind, müssen diese im Einzelfall überprüft und eingehalten werden. Da insbesondere die Elbe in Hamburg hauptsächlich zu Kühl- und nicht zu Heizzwecken eingesetzt wird und sich der Fluss dadurch erwärmt, kann eine Kühlung durch Wärmepumpen auch positive Effekte auf die Wasserqualität haben [75].

Die indirekten Umweltauswirkungen von gewerblicher Abwärme sind vom Primärenergieeinsatz der jeweiligen Unternehmen abhängig. Bei der Abwärmenutzung von U-Bahnen, Rechenzentren und Kühleinrichtungen ist der Primärenergieträger in den meisten Fällen Strom [106]. Dadurch ist hierbei der Strommix besonders relevant, da Emissionen nicht nur durch den Stromverbrauch der Wärmepumpe, sondern auch indirekt bei der Erzeugung der Abwärme entstehen. Ein steigender Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung verringert die indirekt entstehenden Emissionen von gewerblicher Abwärme.

Der Flächenbedarf für die Installation der Wärmepumpe und der benötigten Maschinengebäude fällt gering aus und ist zu vernachlässigen [102]. Lärmauswirkungen von Großwärmepumpen führten in der Vergangenheit teilweise zu Beeinträchtigungen der Anwohner*innen. Durch den Einsatz neuer Technologien kann die Lärmemission heutzutage allerdings minimiert werden und stellt somit nur eine geringe bis gar keine Umweltauswirkung dar [75].

Biomasse

Durch den Verbrennungsprozess entstehen bei der thermischen Verwertung von Biomasse vor Ort CO₂-Emissionen. Diese können bei einer Nutzung von nachwachsenden Mengen von Biomasse zwar als klimaneutrale Emissionen bewertet werden, allerdings sind der Wärmeerzeugung aus Biomasse zusätzlich auch CO₂-Emissionen aus Anbau, Bereitstellung und Transport zuzurechnen [73]. Da das in dieser Arbeit angesetzte Potential für Bioenergie auf der Verwertung von Reststoffen und nicht dem Anbau von sogenannten Energiepflanzen beruht, fallen die zusätzlichen Umweltauswirkungen für die energetische Nutzung dieser Reststoffe geringer aus, da zum Beispiel keine zusätzliche Anbaufläche für Biomasse in Anspruch genommen wird und die entstehenden Emissionen in der Land- und Forstwirtschaft dem Hauptprodukt zugeordnet werden [110, 73]. Zu beachten sind insbesondere die erhöhten Emissionen mit einer steigenden Transportdistanz von der anfallenden Biomasse zum Standort der energetischen Verwertung [73].

Zusätzlich fallen bei der Verbrennung von Biomasse, insbesondere von Holz, neben CO₂-Emissionen auch andere Emissionen wie Schwefeldioxid, Stickoxide und Feinstaub an, die Auswirkungen auf die Umwelt haben [73]. Insbesondere der anfallende Feinstaub verursacht dabei lokale schädliche Umweltauswirkungen, die die Luftqualität und die Gesundheit der Anwohner*innen beeinträchtigen können [73].

Bezogen auf den spezifischen Wärmeertrag pro Quadratmeter genutzter Fläche weist Biomasse erheblich schlechtere Werte auf als andere erneuerbare Wärmeerzeuger [102]. Eine verstärkte energetische Nutzung von Biomasse kann außerdem zu einer verschärften Konkurrenz zur stofflichen Nutzung von Biomasse führen. Dies sollte hinsichtlich der begrenzten Verfügbarkeit von Anbauflächen vermieden werden.

Abfall

Bei der Verbrennung von Abfällen werden wie bei allen Verbrennungsprozessen Emissionen ausgestoßen. Im Jahr 2017 emittierten die Müllverbrennungsanlagen in Hamburg neben anderen Treibhausgasen insgesamt über 900.000 t CO₂, wovon über die Hälfte aus nicht-biogenen Abfallstoffen stammten [46]. Neben der in Abschnitt 6.5 beschriebenen Konflikte bei der Einordnung von Müllverbrennung in eine langfristige Abfallverwertungsstrategie ergeben sich dadurch bei der Müllverbrennung weitere negative Auswirkungen durch den Anteil des nicht-biogenen Mülls. Eine stoffliche Verwertung von Reststoffen durch Recycling oder Kompostierung ist der energetischen Verwertung aufgrund einer höheren Ressourceneffizienz vorzuziehen [43].

Die energetische Verwertung in unmittelbarer Nähe zu Wohnsiedlungen kann zu sozialen Konflikten führen. Die Installation von Müllverbrennungsanlagen kann bei Nähe zu Wohnsiedlungen zu Geruchs- und Lärmbelästigungen führen, die wiederum Widerstand in der betroffenen Bevölkerung hervorrufen kann [94]. Bei der Planung von Projekten zur Müllverbrennung ist eine Einbindung der Öffentlichkeit, insbesondere der betroffenen Anwohner*innen, ratsam um derartigen Protesten entgegenzuwirken [94].

Industrielle Abwärme

Industrielle Abwärme entstammt häufig energieintensiven Unternehmen, deren Energieversorgung meist noch auf fossilen Rohstoffen beruht. Die in Hamburg ansässigen energieintensiven Industriestandorte, die im Rahmen dieser Arbeit hinsichtlich ihres Abwärmepotentials untersucht werden, stoßen zusammen mehr als zwei Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr aus [46].

In manchen Fällen, wie etwa bei Erdö Raffinerien, sind fossile Brennstoffe sogar Rohstoffe für den Prozess an sich [49]. Neben Effizienzmaßnahmen und einer Dekarbonisierung der Energieversorgung steht bei der Dekarbonisierung der energieintensiven Industrie deshalb insbesondere auch der Ersatz oder die Vermeidung von fossilen Rohstoffen im Vordergrund [49]. Kurzfristig liegen in der Abwärmegewinnung aus diesen Industrien große Einsparpotentiale von schätzungsweise 10 % [34]. Langfristig wird erwartet, dass die auf fossilen Rohstoffen basierende Industrie aber zurückgehen [49].

Synthetischer Wasserstoff und PtH

Die Emissionen aus der Verbrennung von Wasserstoff und aus PtH-Anlagen hängen vom Erzeugermix des eingesetzten Stroms ab. Kommt der Strom zur Wasserstoffherstellung und direkt elektrischen Heizung aus vollständig erneuerbaren Erzeugern, fallen bei der Wärmeerzeugung bilanziell keine Emissionen an. Dadurch fallen die Umweltauswirkungen in einer perspektivisch vollständig dekarbonisierten Stromversorgung gering aus [102].

Bei Wasserstoffkraftwerken kann es je nach Standort zu Lärmbelästigung kommen. Für den geplanten Standort des GuD-Kraftwerks im Energiepark Hafen spielt dies aufgrund der Lage in

einem Industriegebiet allerdings keine Rolle. Falls für das Kraftwerk eine Flusswasserkühlung notwendig ist, müssen die entsprechenden Grenzwerte zur Elbwassernutzung eingehalten werden. Bei PtH-Anlagen fallen keine nennenswerten sonstigen Umwelt- und Sozialauswirkungen an [102].

6.5 Chancen und Risiken der Wärmeerzeugung

Für den Ausbau der betrachteten Wärmeerzeuger ergeben sich jeweils bestimmte Chancen und Risiken bezüglich ihrer zukünftigen Entwicklung. Diese können durch verschiedene Faktoren, wie zum Beispiel gesetzliche Rahmenbedingungen, beeinflusst werden. Für den Einsatz und Ausbau der einzelnen Wärmeerzeuger erfolgt im nächsten Schritt eine detaillierte Betrachtung von möglichen Chancen und Risiken sowie eine Einschätzung möglicher Maßnahmen zur Risikomitigation.

Solarthermie

Die solarthermische Wärmeerzeugung bietet insbesondere durch ihr niedrigen Betriebskosten und Unabhängigkeit von Brennstoff- und Strompreisen eine große Preisstabilität auch für die zukünftige Erzeugung. Bei der Wärmeerzeugung entstehen außerdem kaum Emissionen [102]. Da die solarthermische Wärmeerzeugung wetterabhängig ist, besteht eine grundsätzliche Unsicherheit bezüglich der Ertragsprognose [121]. Außerdem ist bei der solaren Wärmeerzeugung mit erheblichen kurzzeitigen wie auch saisonalen Schwankungen zu rechnen.

Tiefe Geothermie

Die Nutzung von Geothermie bietet durch ihre geringen Emissionen und die konstante Verfügbarkeit von hohen Temperaturen große Potentiale für die erneuerbare Wärmeversorgung im Hamburger Wärmenetz. Auch die Betriebskosten sowie sonstige Umweltauswirkungen wie Flächenbedarf fallen bei Geothermieanlagen sehr gering aus [102]. Durch die sehr geringen Betriebskosten entstehen bei tiefer Geothermie sehr geringe Wärmegestehungskosten. Damit bietet Geothermie große Potentiale für eine kostengünstige und sichere Wärmeversorgung [35].

Wesentliche Risiken bei der Installation von geothermischen Wärmeerzeugungsanlagen bestehen bei den Explorationsbohrungen. Durch die Bohrungen entstehen hohe Investitionen, ohne dass eine spätere Wärmeförderung gesichert ist [35]. Daraus ergibt sich ein sehr hohes finanzielles Risiko zur Erschließung von möglichen geothermischen Standorten, was ein maßgebliches Hemmnis für den Ausbau von Geothermieprojekten darstellt [102]. In Frankreich und den Niederlanden wurden zur Minderung des Explorationsrisikos staatliche Versicherungsfonds eingerichtet, die einen Großteil der Kosten für die Explorationsbohrung kompensieren, falls diese nicht erfolgreich sind [35]. Diese staatliche Versicherungen sind in beiden Ländern ein erfolgreiches Instrument für die Umsetzung von Geothermieprojekten. Der Versuch, in Deutschland ein ähnliches

Modell mit vergünstigten Kreditkonditionen für Explorationsbohrungen aufzusetzen, war nicht erfolgreich, da hier private Banken als Intermediäre eingesetzt wurden. Diese verlangten hohe Auflagen und Garantien für die beantragten Projekte, wodurch das Förderprogramm kaum in Anspruch genommen wurde [35].

Ein weiteres Hemmnis für den Ausbau von Geothermie zur Fernwärmeversorgung kann die mangelnde Akzeptanz in der Bevölkerung darstellen. Insbesondere mangelnde oder Fehlinformationen sowie die fehlende Einbindung der Öffentlichkeit können gesellschaftlichen Widerstand bei geothermischen Projekten verursachen [47]. Öffentlichkeitsarbeit und Kommunikationsmaßnahmen sind deshalb sowohl während der Projektrealisierung als auch davor notwendig um das allgemeine Verständnis und Wissen über tiefe Geothermie in der Bevölkerung zu verbreiten und die Öffentlichkeit in den Projektprozess einzubeziehen [47].

Wärmepumpen

Wärmepumpen bieten eine sehr effiziente Form der Wärmeerzeugung und damit großes Potential zu Primärenergieeinsparung. Insbesondere im Vergleich mit direkt-elektrischen Power-to-Heat-Anlagen arbeiten sie wesentlich effizienter [102]. Je nach Fahrweise können Wärmepumpen außerdem für das Lastmanagement im Stromsystem eingesetzt werden und so zur Flexibilisierung des Gesamtenergiesystems beitragen [78]. Großwärmepumpen sind sehr wartungsarm, sodass neben den Stromkosten nur sehr niedrige Betriebskosten anfallen [102].

Der wirtschaftliche Einsatz von Wärmepumpen wird im wesentlichen durch den Strompreis beeinflusst, da dieser einen Großteil der Betriebskosten ausmacht (vgl. Abschnitt 6.1). Die langfristige Entwicklung des Strompreises ist von zahlreichen Faktoren und Annahmen abhängig und wird in verschiedenen Studien sehr unterschiedlich vorhergesagt. Durch die sich unterscheidenden Annahmen, die für die Vorhersage getroffen werden, ist eine Vergleichbarkeit verschiedener Studien nicht immer gegeben [135]. Dadurch ergeben sich für den Betrieb von Wärmepumpen schwer abzuschätzende Unsicherheiten, da hohe Strompreise Wärmepumpen vom Markt verdrängen können [6].

Ein weiteres Risiko für die Nutzung von Großwärmepumpen an der Elbe stellen die sinkenden Wasserstände der Elbe insbesondere in den Sommermonaten dar. Bei einem offenen System können Anlagen, je nach Größe, von einem Entnahmeverbot betroffen sein, falls der Wasserstand unter einen bestimmten Schwellwert sinkt [76]. Da extreme Niedrigwasser allerdings vornehmlich in warmen und trockenen Monaten vorkommen, in denen gleichzeitig ein geringerer Heizbedarf besteht und diese Einschränkung nur auf offene Wärmepumpensysteme zutreffen, wird das Risiko einer Beeinträchtigung des Betriebs von Wärmepumpen in dieser Arbeit als gering eingestuft.

Abwärme

Die Nutzung von Abwärme aus industriellen und gewerblichen Prozessen bietet große Potentiale für die Dekarbonisierung und die Effizienzsteigerung in Wärmenetzen, da für die Wärmenutzung kein nennenswerter zusätzlicher Primärenergiebedarf anfällt und keine zusätzlichen Erzeugeranlagen installiert werden müssen [102]. Abwärme steht in großen Mengen bereits zur Verfügung, wird aber bisher nicht nutzbar gemacht. Bei kontinuierlichen Prozessen mit hohen Temperaturen ist industrielle Abwärme leicht in das Wärmenetz zu integrieren und kann einen wertvollen Beitrag zur Grundlastversorgung des Wärmenetzes leisten. Gewerbliche Abwärme kann aufgrund der dezentralen und kleinteiligen Anlagen zur Versorgungssicherheit beitragen, da Ausfälle einzelner Anlagen keine schwerwiegenden Auswirkungen auf die Gesamtversorgung haben und ausreichend durch andere Erzeugeranlagen kompensiert werden können.

Ein relevanter Risikofaktor bei der Nutzung von industrieller oder gewerblicher Abwärme ist die Beständigkeit des produzierenden Industrieunternehmens. Aufgrund der langen Investitionszeiträume und Lieferverträge im Wärmesektor spielt das Risiko der Abwanderung oder Schließung eines Industrie- oder Gewerbestandortes eine signifikante Rolle [90, 89]. Auch die erwartete Wärmeproduktion sowie das Temperaturniveau sind bei der Nutzung von industrieller und gewerblicher Abwärme durch unvorhergesehene Produktionsausfälle und Prozessumstellungen mit Unsicherheiten behaftet [90, 89].

Insbesondere bei industriellen Abwärmeanlagen spielt das Ausfallrisiko eine relevante Rolle, da sie in Hamburg große Mengen an Abwärme und somit einen signifikanten Teil der Wärme des Gesamtnetzes bereitstellen könnten. Bei einer vollständigen Auskopplung der verfügbaren Abwärme von Aurubis hätte diese beispielsweise einen Anteil von 12,5 % am aktuellen Wärmebedarf des Gesamtnetzes [67].

Auch die Abwärme aus Produktionsprozessen, die auf fossilen Rohstoffen beruhen, ist mit Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Verfügbarkeit behaftet. Dies betrifft in Hamburg insbesondere die beiden Erdölraffinerien der Unternehmen Holborn und Shell, die zusammen etwa 70 % des gesamten industriellen Abwärmepotentials in Hamburg ausmachen (s. Unterabschnitt 5.3.1). Nach den aktuellen Klimaschutzzielen der Stadt Hamburg soll Hamburg bis zum Jahr 2050 treibhausgasneutral werden [13]. Dies umfasst auch die Dekarbonisierung des Industriesektors. Nach einer Szenarienanalyse des ICF und des Fraunhofer ISI resultiert eine 95-prozentige Reduktion der Treibhausgase in einem Rückgang der Raffinerieproduktion von fast 80 % gegenüber 2015 [49]. Für die Produktion von Aluminium und Kupfer wird hingegen ein leichter Anstieg berechnet, sodass für diese Branchen ein geringeres Risiko hinsichtlich ihrer Rolle in einer dekarbonisierten Industrie besteht [49]. Bei einer tatsächlichen Umsetzung des nationalen Klimaplanes ergibt sich folglich für Erdölraffinerien langfristig ein hohes Risiko der Abschaltung, das in der langfristigen Wärmenetzplanung berücksichtigt werden muss.

Die im Unterabschnitt 5.3.1 beschriebene Entwicklung des Einsatzes und Ausbaus von Biokraftstoffraffinerien ist ebenfalls schwierig vorherzusagen. Die Entwicklung des Anteils von biogenen Kraftstoffen am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor weist je nach Studie und Szenario deutliche Unterschiede auf [19]. Es ist allerdings davon auszugehen, dass Hamburg als Industriestandort mit sehr guter logistischer Anbindung bevorzugt als Standort für die Herstellung von Biokraftstoffen in Frage kommen wird.

Biomasse

Die Nutzung von Biomasse bietet insbesondere durch den flexiblen Einsatz der Anlagen bedingt durch die Lagerfähigkeit der Brennstoffe und die erreichbaren hohen Temperaturen Vorteile bei der Einbindung in bestehende Wärmenetze. Verschiedene Technologien zur energetischen Nutzung von Biomasse sind bereits in Nutzung und technisch erprobt, wie beispielsweise Holzheizkraftwerke und Biogas-BHKWs [16]. Dadurch liegen bereits Erfahrungen zur Nutzung dieser Technologien vor, was Ausfallrisiken verringert.

Risiken bei der Verwendung von Biomasse bestehen vor allem bei der zukünftigen Entwicklung des Gesamtbedarfs an Biomasse. Durch die nahezu verlustfreie Lagermöglichkeit sowie die flexible Einsetzbarkeit in allen Sektoren wird Biomasse eine wertvolle Ressource in einer vollständig erneuerbaren Energieversorgung darstellen [73]. Dies kann sich vor allem in einem zukünftigen Kostenanstieg widerspiegeln, wenn der Bedarf an Biomasse ansteigt und die Ressource dadurch verknappt wird [102]. Da erneuerbare Biomasse nur begrenzt zur Verfügung steht, ergeben sich daraus bestimmte Nutzungskonkurrenzen der verschiedenen Anwendungen.

Bei der Verwertung von innerstädtisch verfügbarer Biomasse sind die Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Potentiale gering, da es sich hierbei fast ausschließlich um die Verwertung von Reststoffen, zum Beispiel aus dem Grünschnitt handelt, die nicht speziell für eine energetische Verwertung angebaut werden [110]. Dadurch ergeben sich zum Beispiel auch keine Flächennutzungskonkurrenzen. Die Verfügbarkeit von Biomasse aus landwirtschaftlichen und forstwirtschaftlichen Betrieben ist abhängig von der Bewirtschaftung der verfügbaren Flächen. Veränderte Strukturen in der Land- und Forstwirtschaft können dadurch auch zu einem veränderten Angebot an Biomasse führen [74].

Da bisher noch nicht abzusehen ist, in welchen Sektoren und Anwendungen der Einsatz von Biomasse aufgrund mangelnder Alternativen notwendig ist, sollte im Wärmesektor, in dem alternative Quellen für eine effizientere Wärmeversorgung zur Verfügung stehen, Biomasseverbrennung hauptsächlich zur Spitzenlastabdeckung eingesetzt werden.

Abfall

Wie auch mit Biomasse befeuerte Verbrennungsprozesse können Abfallverbrennungsanlagen hohe Temperaturen und große Leistungen erreichen und können so zentral und problemlos in

bestehende Netze eingebunden werden [23]. Die Abwärmenutzung aus Abfallverbrennung ist eine in Europa weit verbreitete und erprobte Technologie und kommt auch in Hamburg bereits zum Einsatz (s. Kapitel 4). Damit birgt diese Wärmequelle kaum technologische Risiken und muss keine Entwicklungs- oder Testzeiten durchlaufen [23].

Abfall als Brennstoff nimmt in der Energieerzeugung eine besondere Stellung ein, da bei der Müllverbrennung die Entsorgung der Reststoffe und nicht die Energieerzeugung im Vordergrund steht [23]. Dadurch muss die Bewertung von Müllentsorgung als Energiequelle gleichzeitig auch unter dem Aspekt des Abfallmanagements betrachtet und in eine langfristige Strategie zum Abfallmanagement eingebettet werden.

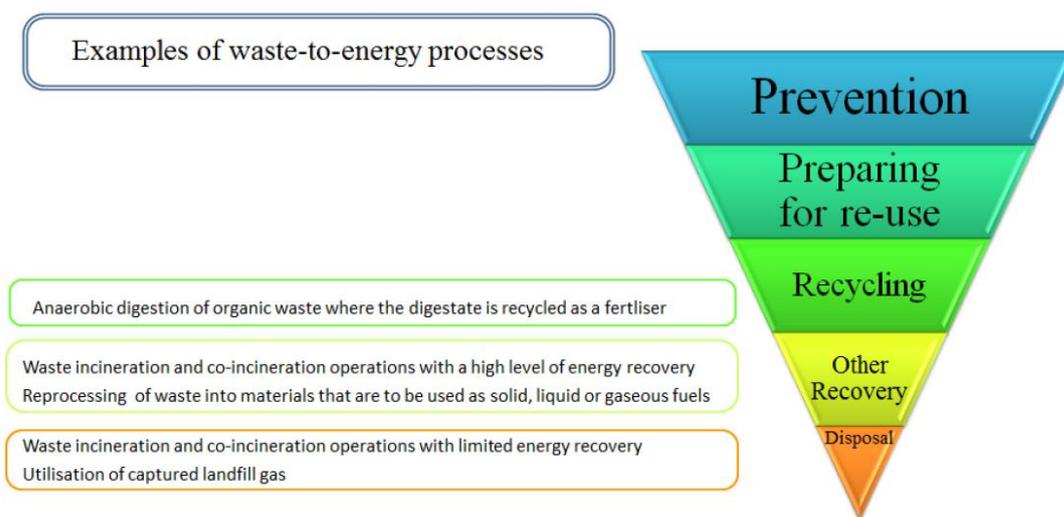


Abbildung 6.14: Hierarchie der Abfallverwertungsstrategie der Europäischen Kommission [43]

In ihrer langfristigen Strategie zur Abfallverwertung verfolgt die EU die Umsetzung einer Kreislaufwirtschaft, in der die energetische Verwertung von Abfall als untergeordnete Stufe in der Verwertungshierarchie eingeordnet wird [43]. Nach dieser Verwertungshierarchie sind die obersten Ziele des Abfallmanagements Vermeidung, Wiederverwendung und Recycling (s. Abbildung 6.14) [43]. Die aktuelle Abfallrahmenrichtlinie wurde in Deutschland 2013 mit dem Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG) umgesetzt. Diesem Gesetz liegt die durch die Europäische Kommission kommunizierte Verwertungshierarchie zugrunde [59].

Die Vergärung von organischen Abfällen zu Biogas wird nach dieser Verwertungshierarchie als Recycling betrachtet, Müllverbrennung hingegen fällt je nach Wirkungsgrad unter Rückgewinnung beziehungsweise Entsorgung [43]. Ein hoher Anteil von Müllverbrennung in einzelnen Ländern kann nach der Kommunikation der EU zu geringeren Anstrengungen zur Vermeidung und Wiederverwendung von Abfallstoffen führen und so der EU-Strategie zur Entwicklung einer Kreislaufwirtschaft entgegen wirken. Betroffenen Ländern wird deshalb empfohlen, Maßnahmen

zur Reduzierung der Müllverbrennung einzuführen, wie zum Beispiel entsprechende Steuern zu erheben [43]. Die von der Europäischen Kommission veröffentlichte Mitteilung zu Müllverbrennung in der Kreislaufwirtschaft ist kein rechtlich bindendes Dokument. Allerdings ist zu erwarten, dass die entsprechenden Vorgaben in die Überarbeitung der Abfallrahmenrichtlinie einfließen werden [94].

Für die Müllverbrennung in Deutschland und damit auch in Hamburg bedeutet dies, dass perspektivisch mit höheren Auflagen und Anforderungen an Müllverbrennungsanlagen zu rechnen ist. Langfristig wird die Abfallstrategie vermehrt auf Vermeidung und Wiederverwendung von Abfällen und Reststoffen ausgerichtet sein, sodass der Anteil der klassischen Müllverbrennung zurückgehen wird. Alternative Verwertungsverfahren wie Gasifizierung von Abfällen könnten in Zukunft vermehrt zur Energiegewinnung aus Abfällen genutzt werden [94]. Anlagen dieser Art sollten entsprechend der betrachteten Biomasseraffinerien auf ihr Abwärmepotential untersucht werden.

Synthetischer Wasserstoff und PtH

Die Verbrennung von Wasserstoff und die direkt-elektrische Erhitzung können jeweils sehr hohe Temperaturen erzeugen, wodurch sie sich zukünftig für die Deckung von Spitzenlasten sowie zur Beseitigung von Netzengpässen eignen [56, 2]. Wasserstoffkraftwerke können technisch außerdem flexibel eingesetzt werden und sind ganzjährig verfügbar [2].

PtH-Anlagen sind hingegen abhängig von der Stromerzeugung und werden zukünftig hauptsächlich zu Zeiten von negativen Residuallasten im Stromsektor eingesetzt werden [102]. Auf der anderen Seite wird der Einsatz von Wasserstoffkraftwerke aufgrund der hohen Stromgestehungskosten nur zu Zeiten von sehr hohen Residuallasten und damit auch Strompreisen erfolgen [2]. Ein reiner Wärmebetrieb eines solchen Kraftwerks kommt aufgrund der hohen Exergieverluste bei den Umwandlungsprozessen und der entstehenden hohen Wärmekosten nicht in Frage, sodass die Wärmeerzeugung aus synthetischem Wasserstoff nur in begrenztem Umfang zur Verfügung steht.

Bei der Bereitstellung von erneuerbarem, synthetischem Wasserstoff muss zudem ausreichend Überschussstrom aus erneuerbaren Stromerzeugern zur Verfügung stehen. Eine Umwandlung von Strom in synthetischen Wasserstoff ist aufgrund der Umwandlungsverluste nur dann sinnvoll, wenn zum jeweiligen Zeitpunkt keine direkte Nutzung des Stroms möglich ist. Momentan werden jedoch nur knapp 40 % des deutschen Strombedarfs von erneuerbaren Erzeugern gedeckt, sodass hier ein massiver Kapazitätsausbau notwendig ist, um eine großskalige erneuerbare Wasserstoffversorgung zu ermöglichen. Die zukünftige Entwicklung der Wasserstoffindustrie ist mit großen Unsicherheiten behaftet, da es sich hierbei noch um keine markterprobte Technologie handelt. Welche Rolle Wasserstoff in einem vollständig dekarbonisierten Gesamtenergiesystem einnehmen wird, muss in einem gesamtheitlichen Ansatz betrachtet werden, was im Rahmen dieser Arbeit nicht erfolgen kann.

6.6 Zusammenfassung Bewertung der Wärmeerzeuger

Die Potentiale und möglichen Standorte aller Erzeuger sind in einer kumulierten Grafik in Abschnitt A.9 dargestellt. Ergänzend dazu ist in Tabelle 6.10 und Tabelle 6.11 eine zusammenfassende Übersicht der untersuchten Wärmeerzeuger dargestellt. Für die Wärmeerzeuger ist jeweils das in Abschnitt 5.3 ermittelte technische Potential sowie eine Zusammenfassung der betrachteten Bewertungskriterien dargestellt. Die Bewertungen der Wärmeerzeuger fließen anschließend in die Entwicklung eines Versorgungsszenarios für das Jahr 2050 ein.

Tabelle 6.10: Zusammenfassung der Wärmeerzeuger Teil 1

	Solarthermie	Geothermie	Umweltwärme	Biomasse	Abfall
Potential in TWh/a	5,5	1	5	2,5	1,8
Kosten	hohe Investitionen; geringe Betriebskosten	sehr hohe Investitionen; geringe Betriebskosten	hohe Investitionen für Wärmepumpen; Betriebskosten hauptsächlich abhängig vom Strompreis	Kostenaufteilung abhängig vom Allokationsverfahren; hohe Stromkosten; niedrige Wärmekosten	erhöhen sich deutlich bei Einbezug von Externalitäten
Systemintegration	niedrige Netztemperaturen erforderlich; volatile Erzeugung	grundlastfähig; teils hohe Temperaturen	niedrige Temperaturen, insbesondere im Winter; großes Potential	hohe Temperaturen; spitzenlastfähig; flexible Einbindung in Bestandsnetz möglich	zentrale Einspeisung; hohe Temperaturen; durchgängiger Betrieb
Standorte	Freiflächen im westlichen Netzgebiet; gewerbliche Dachflächen im Netzkerngebiet	Potentiale im östlichen Netzgebiet	an der Elbe; Prüfung notwendig	zentrale und dezentrale Standorte möglich	zwei Anlagen existieren bereits; zentrale Einbindung
Emissionen und USV	keine direkten Emissionen; Flächennutzungs-konkurrenz	seismische Ereignisse möglich; mangelnde Akzeptanz	Temperaturveränderung im Gewässer; Schädlichkeit des Arbeitsmittels	direkte Emissionen bei der Verbrennung; sehr hoher spezifischer Flächenverbrauch	Emissionen durch Restmüll; Geruchs-/Lärmbelastung möglich
Chancen und Risiken	preisstabil; Erzeugung stark wetterabhängig	preisstabil; hohes Explorationsrisiko; mangelnde Akzeptanz	effiziente Erzeugung; unsichere Entwicklung Strompreis; zukünftig niedrigere Wasserstände	flexibel einsetzbar; unsichere Entwicklung der Brennstoffkosten; Nutzungskonkurrenz im Energiesystem	flexibel einsetzbar; Müllaufkommen abhängig von Abfallstrategie

Tabelle 6.11: Zusammenfassung der Wärmeerzeuger Teil 2

	Industrielle Abwärme	Abwasserabwärme	Städtische Abwärme	Wasserstoff und PtH
Potential in TWh/a	3,6	1,7	2,9	1
Kosten	stark prozessabhängig; abhängig von Geschäftsmodell	hohe Investitionen; Betriebskosten abhängig vom Strompreis	hohe Investitionen; Betriebskosten abhängig von Strompreis und Geschäftsmodell	sehr hohe Gestehungskosten; abhängig vom Strompreis
System-integration	teilweise sehr hohes Temperaturniveau; Einspeisung prozessabhängig	durchgängig verfügbar; niedriges Temperaturniveau	Verfügbarkeit abhängig vom Gewerbe; niedriges Temperaturniveau	hohe Temperaturen; wirtschaftlicher Einsatz abhängig vom Strommarkt
Standorte	große Potentiale südlich der Elbe; teilweise Erschließung durch geplante Südleitung	Klärwerk südlich der Elbe; Anbindung durch geplante Südleitung	dezentrale Standorte im Stadtgebiet verteilt	Wasserstoffkraftwerke zentral; PtH zentral und dezentral einsetzbar
Emissionen und USV	hohe Emissionen in den Industrieprozessen; keine direkten Emissionen der Wärmeauskopplung	indirekte Emissionen abhängig vom Strommix	indirekte Emissionen abhängig vom Strommix	bei grünem H ₂ bilanziell keine direkten Emissionen; indirekte Emissionen abhängig vom Strommix
Chancen und Risiken	kein zusätzlicher Primärenergieaufwand; Ausfallrisiko; Rückgang von fossilen Industrieprozessen	kein zusätzlicher Primärenergieaufwand; sehr großes Potential; Abhängigkeit von Strompreisen	kein zusätzlicher Primärenergieaufwand; Abhängigkeit von Strompreisen	flexibel einsetzbar; Unsicherheit bezüglich zukünftiger Wasserstoff- und Stromverfügbarkeit

7 Strategieentwicklung für das Hamburger Wärmenetz

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse aus den vorherigen Abschnitten in der Entwicklung einer langfristigen Strategie für das Hamburger Wärmenetz zusammengeführt. Dazu wird auf der Grundlage der Potentialanalyse und der Bewertung der Anlagen ein beispielhaftes Versorgungsszenario für das Jahr 2050 erstellt. Aus diesem wird anschließend eine Strategie für einen Transformationspfad des Wärmenetzes abgeleitet, welcher wiederum als Grundlage für allgemeine Handlungsempfehlungen für die Stadt Hamburg bezüglich der Wärmenetzentwicklung genutzt wird.

7.1 Szenario der Wärmenetzentwicklung für 2050

Für die Entwicklung einer geeigneten Strategie für das Wärmenetz in Hamburg wird im Folgenden anhand der Potentiale und Bewertungen der erneuerbaren Wärmeerzeuger ein mögliches Szenario für eine vollständig erneuerbare Versorgung des städtischen Wärmenetzes im Jahr 2050 erstellt.

Für den berechneten Gesamtwärmebedarf im Jahr 2050 wird mit einem Lastprofilgenerator, der im Projekt Smart Heat Grid entwickelt wurde, ein Jahreslastprofil des städtischen Wärmenetzes erstellt. Dieses beruht auf Daten für das mittlere Testreferenzjahr 2045 des Deutschen Wetterdienstes mit Erstellungsjahr 2015, da Daten für das Jahr 2050 nicht verfügbar sind [36]. Der Wärmebedarf wird entsprechend der Energiebilanz der Stadt Hamburg von 2017 zu 52 % Mehrfamilienhäusern und zu 48 % dem Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) zugeordnet [125]. Eine genauere Aufschlüsselung des Wärmebedarfs nach Gebäudetypen liegt nicht vor.

Abbildung 7.1 zeigt das Standardlastprofil für das Hamburger Großwärmenetz im Jahr 2050 mit einer stündlichen Auflösung. Die maximal benötigte Leistung liegt bei diesem Profil bei knapp 2.200 MW im Januar, die geringste Leistung von etwa 95 MW wird in den Sommermonaten benötigt.

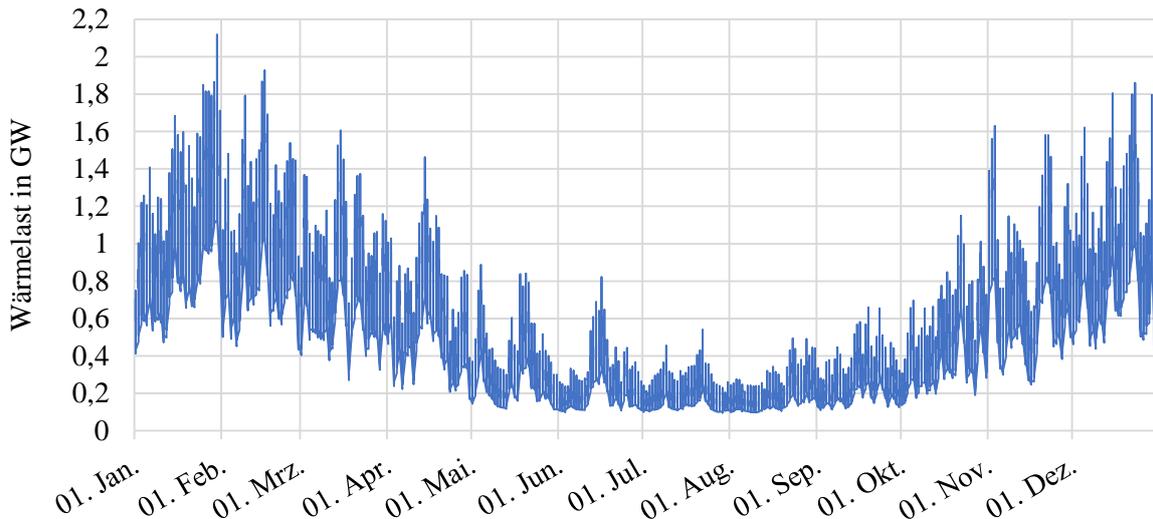


Abbildung 7.1: Stündliches Standardlastprofil für einen prognostizierten Gesamtwärmebedarf von 5.280 GWh/a im Jahr 2050

Anhand der ermittelten Potentiale sowie der Bewertungskriterien wird im Folgenden ein mögliches Versorgungsszenario für dieses Lastprofil erstellt. Dazu werden die folgenden Annahmen zugrunde gelegt.

7.1.1 Leistung und Wärmemenge der Erzeuger

Anhand der in Abschnitt 5.3 abgeschätzten Potentiale der verschiedenen Wärmeerzeuger und deren Bewertung in Kapitel 6 wird im Folgenden ein möglicher Erzeugerpark zur Deckung des generierten Lastprofils zusammengestellt.

in Abbildung 7.2 sind die Leistungszahlen der betrachteten Wärmeerzeuger abgebildet. Dabei sind sowohl die jeweilige maximale Leistung der Anlagen wie auch die maximal zu erzeugende jährliche Wärmemenge angegeben.

Zur Abschätzung des maximalen Anteils von solarthermischer Wärme an der gesamten Wärmeversorgung werden Erfahrungswerte von verschiedenen existierenden Projekten von solarthermischen Großanlagen herangezogen. Die weltweit größte Solarthermieanlage steht zur Zeit in Silkeborg in Dänemark. Die Kollektorfläche der Anlage beträgt 156.000 m^2 mit einer Leistung von 110 MW, die jährliche Wärmeerzeugung liegt bei 80 GWh. Die Anlage erzeugt damit 20 % des Gesamtwärmebedarfs [54]. Aufgrund der beschränkten Flächenverfügbarkeit im verdichteten Raum wird für die Stadt Hamburg ein kleinerer Maßstab für Solarthermieanlagen als realistisch betrachtet. Angesichts der bereits existierenden Projekte wird eine solare Erzeugung von 100 GWh/a bei einer Leistung von knapp 90 MW auf entsprechend etwa 150.000 m^2 in Hamburg als realistisch betrachtet. Diese Wärmemenge kann dabei auch von mehreren kleineren Anlagen erbracht werden. Dies würde im Jahr 2050 einem Anteil an der gesamten Wärmeversorgung von

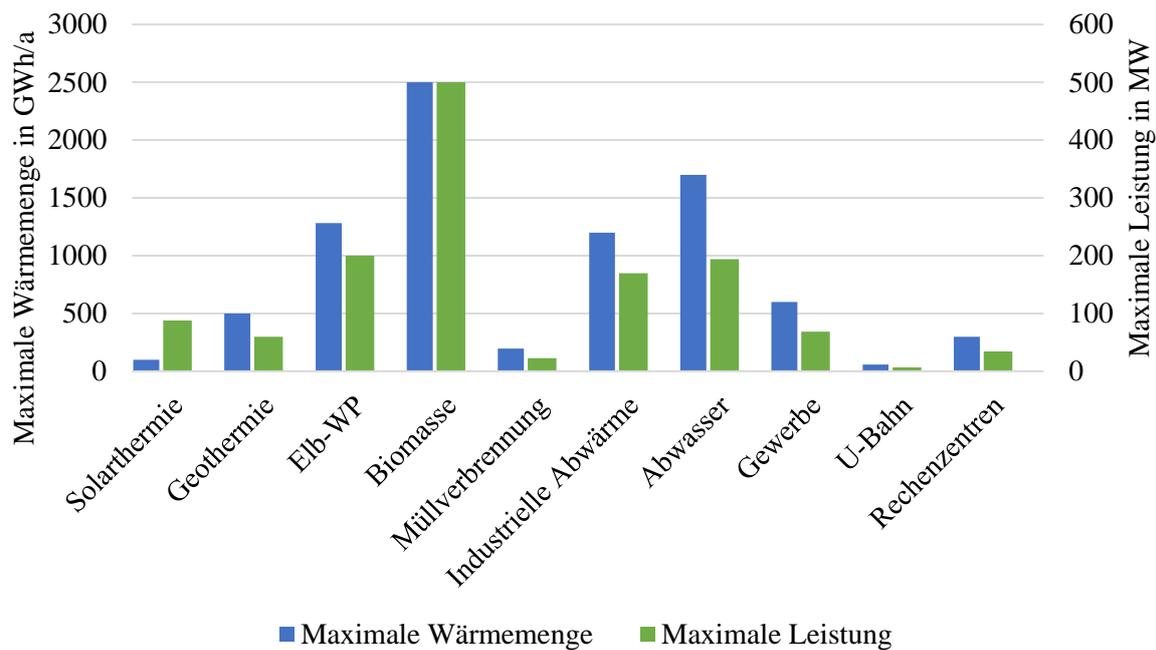


Abbildung 7.2: Maximale Wärmemengen und Leistungen der Erzeuger im Szenario 2050

knapp 2% entsprechen. Die Gesamtleistung der Solarthermieanlagen deckt somit bis zu 50% der Minimallast des Wärmenetzes im Sommer.

Für die Nutzung von tiefer Geothermie wird eine jährliche Wärmeerzeugung von 500 GWh angenommen. Diese Wärmemenge könnte bei einem ganzjährigen Betrieb von Anlagen mit einer Leistung von etwa 60 MW bereitgestellt werden. In Deutschland gibt es bereits mehrere tiefe Geothermieanlagen in einem Leistungsbereich zwischen 10 und 30 MW, sodass diese Annahmen realistisch erscheinen [29].

Für die Biomasseverbrennung wird eine abrufbare Maximalleistung von 500 MW festgelegt. Ein Ausbau der thermischen Leistung aus Biomasse auf 500 MW erscheint angesichts der bestehenden Kapazität von gerade einmal 40 MW ein ambitioniertes Ziel. Allerdings existieren Konzepte für Großanlagen zur Biomasseverbrennung mit thermischen Leistungen zwischen 50 und 100 MW, wodurch eine Realisierung der angesetzten Obergrenze technisch realisierbar ist [75]. Kleine dezentrale Einheiten wie BHKWs oder Biomasseheizkessel sind eine flexible Ergänzung zu wenigen Großanlagen, um die anfallenden Lastspitzen auszugleichen und flexibel auf Änderungen im Netz reagieren zu können. Dezentrale Einheiten können außerdem zur Behebung von Netzengpässen beitragen (s. Unterabschnitt 7.1.5). Die maximale Wärmeerzeugung wird durch das zur Verfügung stehende Potential von 2.500 GWh/a begrenzt.

Unter der Annahme, dass der Restabfall in Hamburg ab 2027 konstant bleibt, würden nach den Prognosen der Hamburger Behörde für Umwelt und Energie im Jahr 2050 1.100 GWh/a Abwärme aus der Abfallverbrennung zur Verfügung stehen. Allerdings entstehen durch die Ver-

brennung von nicht-biogenen Abfällen erhebliche CO₂-Emissionen, die bei der Erreichung der Klimaschutzziele beachtet werden müssen. Aus den in Abschnitt 5.1 beschriebenen Klimaschutzziele der Stadt Hamburg ergibt sich für das Jahr 2050 ein maximales Emissionsbudget für das Großwärmenetz Hamburg von etwa 65.500 t/a. Unter der Annahme, dass die Emissionen, die bei der Verbrennung von erneuerbarer Biomasse entstehen, nicht in die CO₂-Bilanz des Wärmenetzes einfließen, kann das verbleibende Budget durch die Abfallverbrennung emittiert werden. Bei einem Heizwert von 10 GJ/t und einem CO₂-Faktor von knapp 330 t/GWh ergibt sich daraus eine maximale Abfallmenge zur Verbrennung von etwa 198 GWh beziehungsweise 71.500 t Restabfall pro Jahr. Dies würde bei der Prognose der Stadtreinigung von 400.000 t Restabfall im Jahr 2027 eine Reduzierung der Müllverbrennung um 82 % bis 2050 bedeuten. Dies kann einerseits durch Müllvermeidung und eine erhöhte Recyclingquote, andererseits durch alternative energetische Nutzung des Abfalls, wie etwa zur Kraftstoffherstellung erfolgen. Aufgrund der sehr eingeschränkten Lagerfähigkeit von Abfällen müssen Restabfälle, die zur Beseitigung durch Verbrennung bestimmt sind, ohne große Flexibilität direkt verbrannt werden. Da die Verwertung des biogenen Mülls aufgrund des hohen Wassergehalts hauptsächlich in Biogasanlagen stattfindet, ist durch die Speichermöglichkeit des Gases mehr Flexibilität gegeben. Biogene Abfälle werden deshalb im entwickelten Szenario beim Einsatz von Biomasse berücksichtigt.

Aufgrund der hohen Potentiale in Hamburg wird die maximal nutzbare Wärmemenge aus industrieller Abwärme im Szenario auf 1.200 GWh festgelegt. Davon kann allein die Kupferproduktion von Aurubis 300 GWh bereit stellen. Die zur Verfügung stehende Leistung wird mit 170 MW angenommen.

Die Maximalleistung der Elbwärmepumpe wird auf 200 MW festgelegt, was im Vergleich mit installierten Systemen in zum Beispiel schwedischen Städten realistisch erscheint [4]. Bei der in Abschnitt 5.3 ermittelten maximalen Betriebszeit von 267 Tagen im Jahr ergibt sich daraus eine maximal verfügbare Wärmemenge von knapp 1.300 GWh/a. Das maximale Potential der Abwasserwärmepumpe von 1.700 GWh ergibt auf das ganze Jahr gerechnet eine maximal verfügbare Leistung von 194 MW. Die Leistungen könnten jeweils mit 5 bis 6 großen Wärmepumpen, wie sie in skandinavischen Ländern bereits Einsatz finden, bereit gestellt werden [4].

Bei der Nutzung von Abwärme aus GHD und U-Bahnsystemen fallen im Sommer aufgrund der höheren Außentemperaturen größere Wärmemengen an. Nach [106] und [88] fallen bei U-Bahnen etwa 60 %, bei gewerblicher Abwärme etwa 35 % der jährlichen Abwärmemenge konstant über das Jahr an, die restliche Menge verteilt sich jeweils außentemperaturabhängig auf die Sommermonate. Da der Wärmebedarf im Sommer deutlich geringer ist als im Winter, werden im Szenario nur solche Abwärme-Wärmepumpen berücksichtigt, die eine ganzjährige Grundlastkühlung von Gewerbe und U-Bahnen bereitstellen. Die zusätzlich anfallenden Kühlbedarfe für erhöhte Abwärme im Winter werden in dem Szenario durch andere Kühlvorrichtungen gewährleistet. Für die Nutzung von U-Bahn-Abwärme stehen nach der Potentialanalyse entsprechend

etwa 60 GWh/a bei einer kontinuierlichen Leistung von etwa 7 MW zur Verfügung. Trotz des großen Potentials von gewerblicher Abwärme in Hamburg wird im Szenario die maximal nutzbare jährliche Wärmemenge auf 600 GWh bei einer Leistung von knapp 70 MW beschränkt. Bei gewerblicher Abwärmenutzung handelt es in den meisten Fällen um kleine, dezentrale Anlagen, deren Netzanbindung komplizierter und teurer ist als die von Großanlagen wie zum Beispiel zu industrieller Abwärmenutzung. Es wird deshalb davon ausgegangen, dass nur ein Teil des technisch verfügbaren Potentials auch tatsächlich benutzt werden kann. Die verfügbare Abwärme aus Rechenzentren von 300 GWh fällt ganzjährig bei einer konstanten Leistung von etwa 35 MW und wird im entwickelten Szenario vollständig in das Wärmenetz eingespeist.

7.1.2 Einsatzreihenfolge der Erzeuger

Für die Entwicklung eines beispielhaften Erzeugungsprofils für den Wärmebedarf im Jahr 2050 wird zunächst eine Priorisierung der Wärmeerzeuger entsprechend ihrer technischen Anforderungen sowie ihrer Verfügbarkeit vorgenommen. Aus dieser Priorisierung ergeben sich entsprechende beispielhafte Erzeugerprofile für die einzelnen Wärmeerzeuger. Mit dem erstellten Erzeugungsprofil für den Jahresverlauf der Wärmeerzeugung können dann Rückschlüsse auf den Einsatz von benötigten Speichern und Spitzenlasterzeugern wie Power-to-Heat-Anlagen oder der Verbrennung von synthetischem Wasserstoff gezogen werden.

Die Wärmegewinnung aus Abfallverbrennung erfolgt in dem entwickelten Szenario kontinuierlich über das Jahr verteilt. Dies begründet sich in der primären Aufgabe der Müllbeseitigung, die ganzjährig erfolgen muss und aufgrund der begrenzten Lagerflächen für Abfall nur wenig Flexibilität aufweist. Entsprechend speisen Müllverbrennungsanlagen die zur Verfügung stehende Wärmemenge ganzjährig konstant ein.

Geothermie steht ganzjährig kontinuierlich zur Verfügung und sollte, wie in Abschnitt 6.1 beschrieben, aus wirtschaftlichen Gründen mit einer möglichst hohen Anzahl an Vollbenutzungsstunden betrieben werden. Um die Wirtschaftlichkeit von Geothermieanlagen zu gewährleisten, werden sie im Szenario deshalb ganzjährig kontinuierlich betrieben. Für die Abwärmenutzung aus Rechenzentren gilt ebenfalls, dass die Abwärme aufgrund des kontinuierlichen Betriebs der Rechenzentren ganzjährig zur Verfügung steht. Aufgrund der hohen Investitionskosten in Wärmepumpen und die konstant verfügbare Temperatur über 20 °C werden diese Wärmepumpen ebenfalls über das gesamte Jahr betrieben.

Gewerbliche Abwärme fällt, wie in Abschnitt 6.2 beschrieben, zu etwa 55 % als Grundlasterzeugung ganzjährig an. Die restlichen 45 % der Abwärme stehen temperaturabhängig ab einer Grenzübertemperatur zur Verfügung. Da der temperaturabhängige Anteil der Abwärme aufgrund der höheren Außentemperaturen in den Sommermonaten anfällt, in denen der Wärmebedarf am niedrigsten ist und die Nutzungsstunden dieser Wärmepumpen niedrig ausfallen würden,

wird im erstellten Szenario nur der ganzjährig zur Verfügung stehende Anteil der gewerblichen Abwärme genutzt.

Die Nutzungsstunden der solarthermischen Wärmeerzeugung ergeben sich aus der Verteilung der maximal angenommenen Solarthermieleistung entsprechend der Strahlungsdaten des Testreferenzjahres. Solarthermie erreicht aufgrund der geringen Anzahl von Sonnenstunden in Hamburg verhältnismäßig geringe Volllaststunden. Der erzeugten solarthermischen Wärme sollte deshalb ein Einspeisevorrang in das Wärmenetz oder einen Speicher gesichert werden, damit ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage ermöglicht wird. Darüber hinaus sprechen die geringen Betriebskosten der Solarthermie ebenfalls für eine priorisierte Nutzung der solarthermischen Wärme.

Die Verfügbarkeit der industriellen Abwärme ist vom Produktionsprozess der jeweiligen Anlage abhängig. Konkrete Erzeugungsprofile für bestimmte Industriebranchen liegen nicht vor. Erste Einschätzungen für die Abwärmenutzung der Kupferherstellung Aurubis ergeben Volllaststunden von über 8.000 h/a [67]. Da perspektivisch verschiedene Industriebetriebe an das Wärmenetz angeschlossen werden, wird die Einspeisung von industrieller Abwärme als konstant über das Jahr angenommen. Auftretende Ausfälle von einzelnen Anlagen können durch andere Betriebe ausgeglichen werden. Dies wird durch eine gewisse Redundanz bei der angenommenen installierten Gesamtleistung von 170 MW bei einer benötigten Maximalleistung von knapp 140 MW abgebildet.

Abwasserwärmepumpen können aufgrund des ganzjährig verfügbaren Abwasserstroms flexibel zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Da eine Abkühlung des Abwasser aus prozesstechnischen Gründen nicht notwendig ist, können Abwasserwärmepumpen genauso auch flexibel abgeschaltet werden, wenn der Wärmebedarf durch andere Erzeuger gedeckt ist. In der Elbe eingesetzte Wärmepumpen können bei einer ausreichend hohen Wassertemperatur von mehr als 5 °C flexibel ans Wärmenetz angeschlossen werden und entsprechend auch flexibel abgeschaltet werden. Da die Effizienz von Wärmepumpen maßgeblich durch die Temperatur der Wärmequelle beeinflusst wird, sollten bei einer positiven Residuallast zunächst die Wärmepumpen mit einer Wärmequelle auf einem höheren Temperaturniveau zugeschaltet werden, um die Betriebskosten so gering wie möglich zu halten. Dementsprechend wird die Einsatzreihenfolge der Wärmepumpen durch die Temperatur der Wärmequelle bestimmt. Liegt die Elbtemperatur bei einer positiven Residuallast über der durchschnittlichen Abwassertemperatur von 14 °C, wird zunächst die Elbwärmepumpe zugeschaltet. Verbleibt nach der Ausschöpfung der maximalen Leistung der Elbwärmepumpe noch ein zu deckender Wärmebedarf, wird anschließend die Abwasserwärmepumpe zugeschaltet. Liegt die Elbtemperatur unter der Abwassertemperatur, ändert sich die Einsatzreihenfolge der Wärmepumpen. Es ist zu beachten, dass das Erzeugungsprofil der Wärmepumpen in keiner Weise die zukünftige Entwicklung von Strompreise berücksichtigt, die den Betrieb der Wärmepumpe entsprechend der Analyse in Abschnitt 6.2 zukünftig aus betriebswirtschaftlichen Gründen stark beeinflussen können.

Verbleibt nach der maximal zulässigen Einspeisung durch Wärmepumpen eine positive Residuallast, wird diese bis zur erlaubten Maximalleistung mit Erzeugung aus Biomasseverbrennung ausgeglichen. Da Biomasse entsprechend der erfolgten Bewertung zukünftig ein wertvoller und teurer Rohstoff sein wird, sollte Biomasse als letzte Flexibilitätsoption zur Deckung des Wärmebedarfs eingesetzt werden.

Der Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff und PtH-Anlagen wird im Szenario aufgrund der extrem hohen Kosten zunächst nicht betrachtet, sondern in Unterabschnitt 7.1.4 qualitativ diskutiert.

7.1.3 Ergebnis des Szenarios

Entsprechend der genannten Leistungsannahmen und Priorisierung der Wärmeerzeuger ergibt sich ein Szenario mit dem in Tabelle 7.1 beschriebenen Erzeugermix.

Tabelle 7.1: Beispielhafter Erzeugermix im Jahr 2050

Wärmeerzeuger	Maximalleistung in MW	Jährliche Wärme- menge in GWh	Betriebsstunden in h/a
Müllverbrennung	23	200	8760
Geothermie	57	500	8760
Rechenzentren	57	300	8760
Industrielle Abwärme	170	1200	8760
Gewerbliche Abwärme	70	600	8760
U-Bahn	7	60	8760
Solarthermie	88	100	4530
Abwasser-WP	195	880	4900
Elb-WP	200	375	2600
Biomasse	500	1170	3600

Dabei sind die Maximalleistungen für alle Wärmeerzeuger festgelegt, für die unflexiblen Wärmeerzeuger werden außerdem die jährliche Wärmemenge und damit auch die Volllaststunden vorgegeben. Die Wärmeerzeugung aus Wärmepumpen und Biomasse wird entsprechend der Wärmelast errechnet.

Das resultierende stündliche Erzeugungsprofil ist in Abbildung 7.3 zu sehen. Die Abwasser- und Elbwärmepumpen sowie die Biomasseanlagen kommen hauptsächlich in den Monaten zwischen Oktober und April zum Einsatz, da der Wärmebedarf in den restlichen Monaten meist durch die übrigen Wärmeerzeuger gedeckt wird. Aufgrund zu niedriger Wassertemperaturen in der Elbe kann die Elbwärmepumpe nur von Mitte März bis Anfang Dezember betrieben werden.

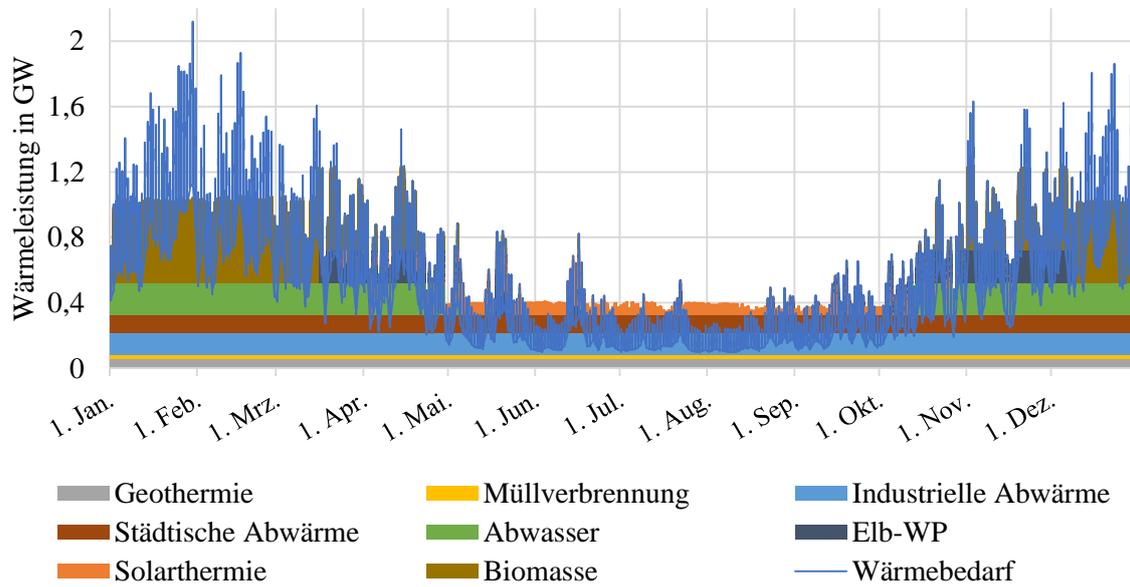


Abbildung 7.3: Beispielhaftes Erzeugungsprofil mit flexiblen Wärmeerzeuger im Jahr 2020

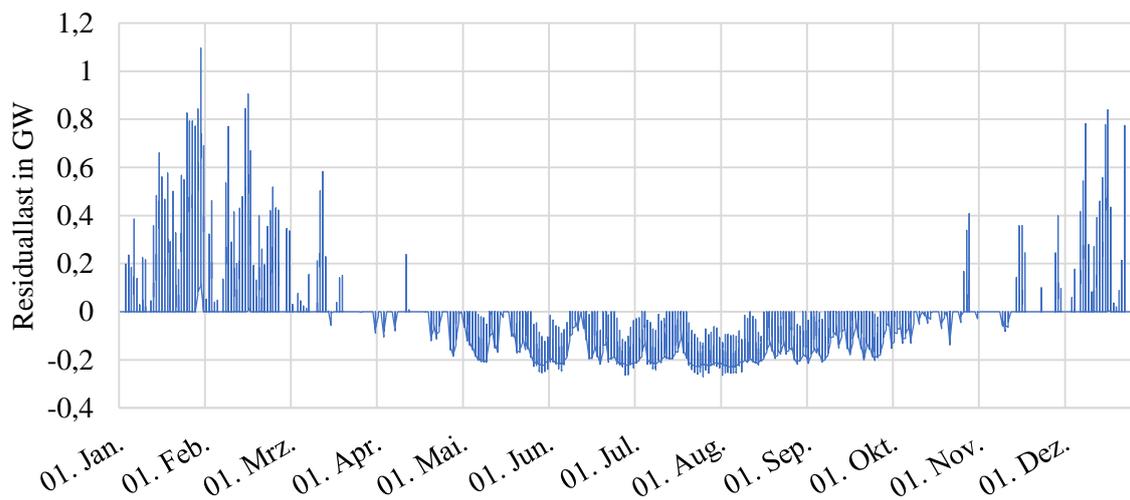


Abbildung 7.4: Residuallast für das beispielhafte Erzeugungsprofil im Jahr 2020

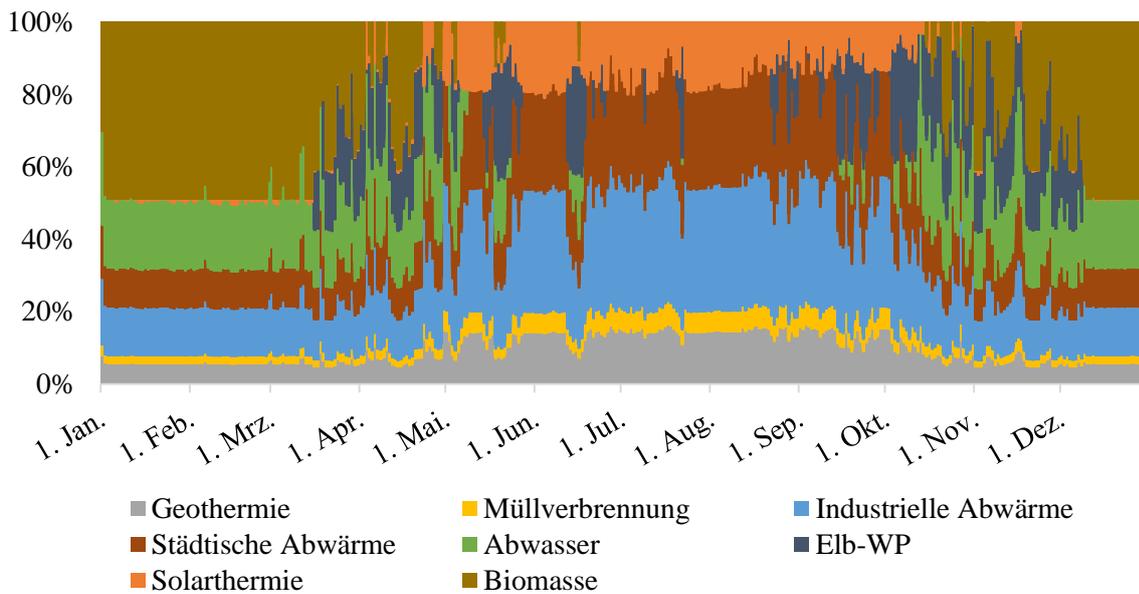


Abbildung 7.5: Prozentualer Anteil der Wärmeerzeuger an der Gesamtwärmelast im Jahr 2050

In den Sommermonaten ergibt sich durch die solarthermische Erzeugung und den niedrigen Wärmebedarf fast durchgängig eine negative Residuallast (s. Abbildung 7.4). Zeitweise liegt aber auch die industrielle und gewerbliche Abwärmeeinspeisung über der Maximallast im Sommer. In den Wintermonaten hingegen ergeben sich zeitweise sehr hohe positive Residuallasten. Die maximale positive Residuallast liegt Ende Januar bei über 1.000 MW. Aufsummiert liegt die gesamte residuale Wärmemenge, die durch den untersuchten Wärmeerzeugermix nicht gedeckt werden kann, bei 325 GWh. Gleichzeitig werden über das gesamte Jahr knapp 420 GWh Wärme produziert, die nicht durch den gleichzeitig anfallenden Wärmebedarf abgenommen werden. Besonders die Überproduktion im Sommer durch Solarthermie und Abwärme bietet somit Potentiale für den Einsatz von Saisonspeichern, das in Unterabschnitt 7.1.4 näher untersucht wird.

Abbildung 7.5 liefert eine Übersicht über den prozentualen Anteil der jeweiligen Wärmeerzeuger an der stündlichen Gesamterzeugung. Biomasse nimmt in den Wintermonaten bis zu 50 % der Wärmeerzeugung ein. In den Sommermonaten dominieren Müllverbrennung sowie industrielle Abwärme.

Abbildung 7.6 verdeutlicht die jährlichen Betriebsstunden und Auslastung der verschiedenen Wärmeerzeuger. Die Volllaststunden der Abwasserwärmepumpe liegen aufgrund der konstant verfügbaren Temperatur mit knapp 4.400 h/a auf einem mit anderen Studien vergleichbaren Niveau (s. [109]). Die Betriebsstunden der Elbwärmepumpe fallen aufgrund der geringen Wassertemperaturen, insbesondere im Winter, gering aus, was sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage auswirkt. Außerdem muss bei einer detaillierten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Wärmepumpen berücksichtigt werden, zu welchen Zeiten die Wärmepumpen aufgrund von nied-

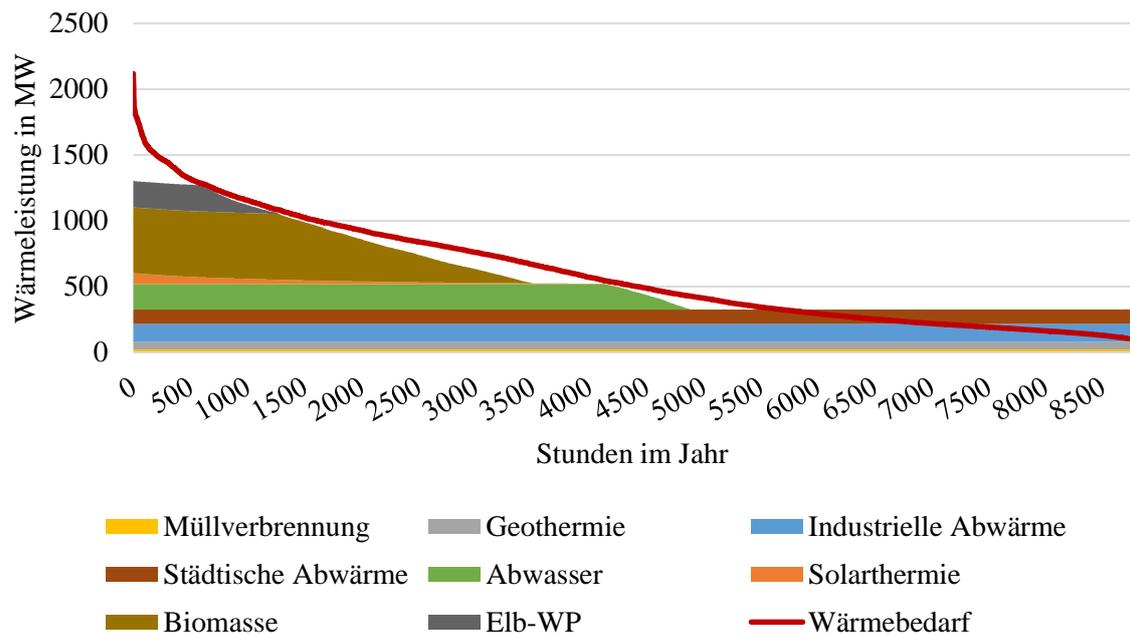


Abbildung 7.6: Jahresdauerlinie des Erzeugerszenarios 2050

rigen oder negativen Strompreisen bevorzugt eingesetzt werden.

Biomasseanlagen kommen in dem erstellten Szenario auf etwa 3.600 Volllaststunden mit einer jährlichen Wärmeerzeugung von etwa 1.170 GWh. Diese Wärmemenge kann durch das ermittelte Potential von 2,5 TWh Biomasse jährlich abgedeckt werden. Die Anzahl an thermischen Volllaststunden liegt allerdings deutlich über den angenommenen Stunden, in denen die Biomasseanlagen auch zur Stromproduktion eingesetzt werden. Dadurch ergeben sich deutlich höhere Wärmekosten als in Abschnitt 6.1 abgeschätzt. Dies muss beim Ausbau und der Auswahl an Anlagen berücksichtigt werden, sodass zum Beispiel Spitzenlastkessel zur reinen thermischen Erzeugung gebaut werden, da diese geringere Investitionskosten aufweisen als KWK-Anlagen. Aufgrund des hohen Wärmebedarfs kommen Biomasseanlagen nur in den Monaten zwischen Januar und Mai und Oktober und Dezember zum Einsatz. Inwiefern diese Zeiträume des erhöhten Wärmebedarfs aus Biomasseanlagen mit Zeiträumen von positiven Residuallasten im Stromsektor zusammenfallen muss in einer detaillierten Simulation untersucht werden. Auch der alternative Einsatz von Wasserstoffkraftwerken sowie die Nutzung von Power-to-Heat-Anlagen bei negativen Stromresiduallasten sollte dabei berücksichtigt werden.

Die eingesetzten Erzeuger können im erstellten Szenario kurzzeitige extreme Lastspitzen nicht ausfüllen. In wie weit diese Lastspitzen durch den Einsatz von Speichern geglättet werden können und in welchem Umfang Spitzenlastanlagen wie PtH-Anlagen oder Gaskraftwerke basierend auf erneuerbarem Gas zum Einsatz kommen müssen, wird in den folgenden Abschnitten betrachtet.

7.1.4 Speicherintegration

Neben Spitzenlasterzeugern können Wärmespeicher ebenfalls einen Beitrag zur Glättung von Lastspitzen leisten. Zur Abschätzung der Bedeutung von Wärmespeichern wird das erstellte Szenario mit unterschiedlichen Zeitintervallen betrachtet. Die stündlichen Residuallasten aus Abbildung 7.3 werden für Intervalle von 2, 6 und 12 Stunden gemittelt, um so den Effekt der Kurzzeitspeicher darzustellen. Hierbei ist zu beachten, dass auch in den stündlichen Lastmittelwerten bereits eine gewisse Glättung durch Speicher beinhaltet ist. Eine Überproduktion von Wärmeerzeugern bei einem niedrigen Wärmebedarf kann kurzzeitig für Stunden mit einem höheren Wärmebedarf zwischengespeichert werden, wodurch die residualen Lastspitzen geglättet werden.

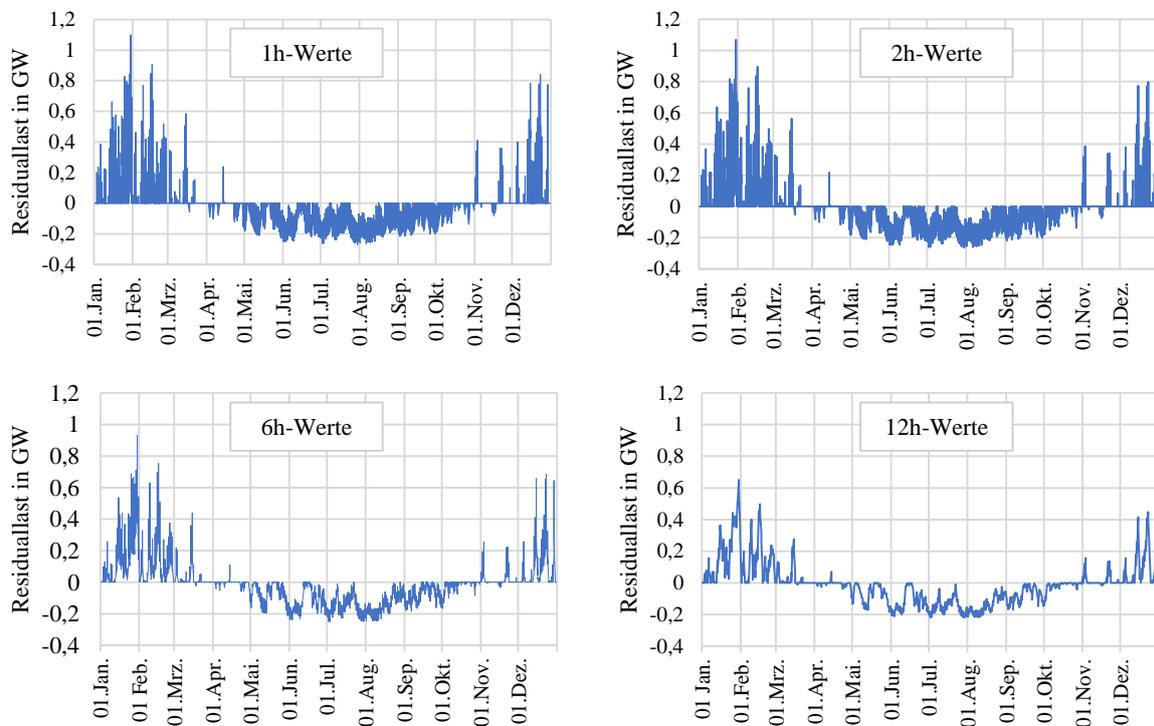


Abbildung 7.7: Vergleich von Residuallastgängen für verschiedene Mittelwerte

In Abbildung 7.7 ist eine deutliche Glättung der Lastspitzen sowie der Schwankungen zu erkennen. Bei der Mittelung der Werte über 6 Stunden fällt die maximale positive Residuallast auf unter 1 GW, bei Werten über 12 Stunden sogar auf etwa 0,6 GW. Diese Glättung der Lastspitzen verdeutlicht, dass Kurzzeitspeicher mit einer Verschiebungskapazität von bis zu 12 Stunden bereits einen deutlichen Ausgleich zwischen Erzeugung und Last schaffen können.

Abbildung 7.8 zeigt die kumulierten Differenzen zwischen den stündlichen Wärmelastwerten und den Mittelwerten für die Mittlung des Lastgangs über jeweils 2, 6 und 12 Stunden. Für

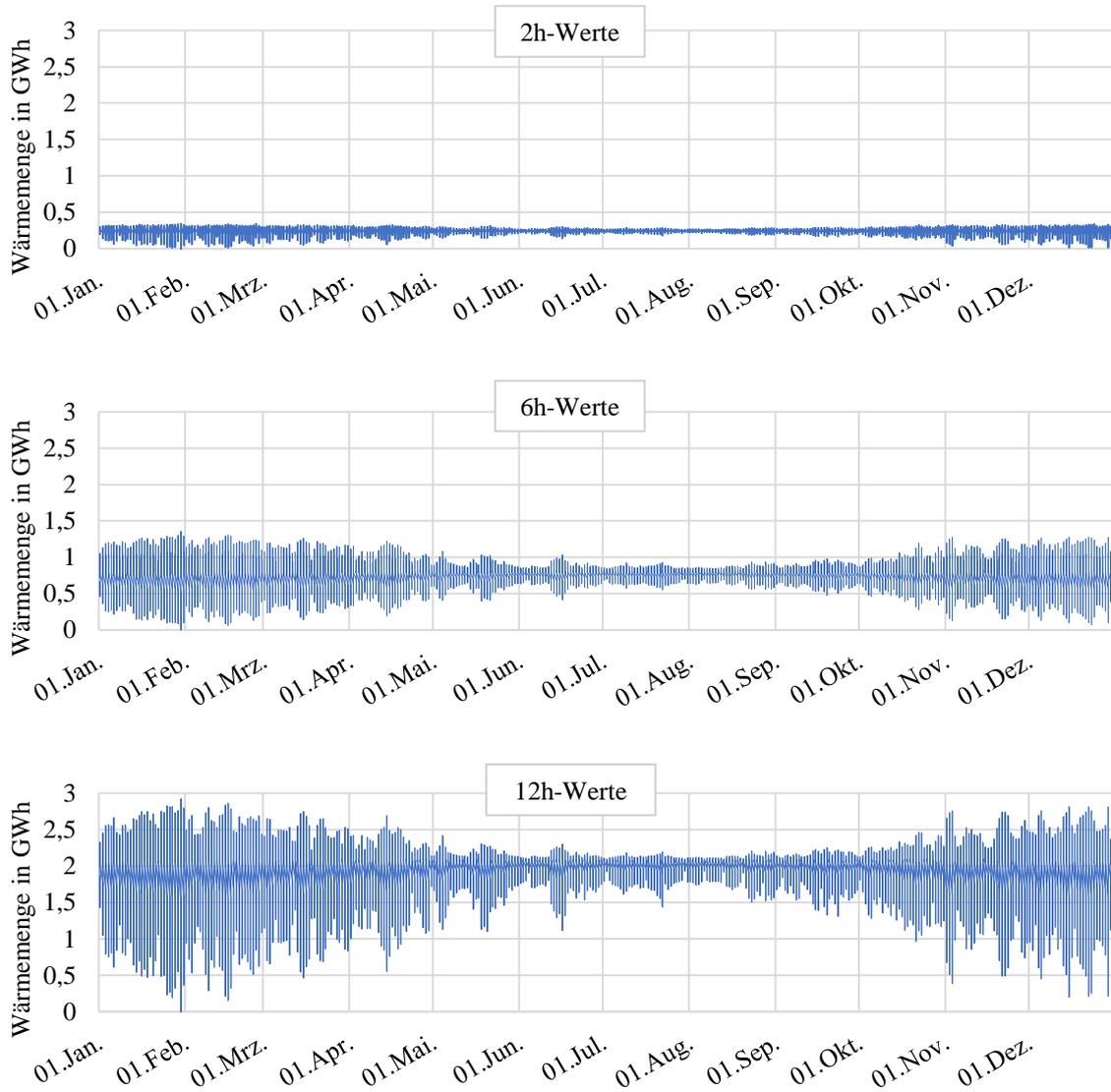


Abbildung 7.8: Kumulierte Differenz der Lastprofile für verschiedene Mittelwerte zum stündlichen Lastprofil

die kumulierten Differenzen wurde anschließend die Nulllinie verschoben, um eine Abschätzung der benötigten Speichergröße zur Verschiebung der Wärmelast um den jeweiligen Mittelungszeitraum darzustellen. Für eine Lastverschiebung über zwei Stunden fällt die benötigte Speichergröße deutlich geringer aus als in den anderen Fällen. Die maximale Differenz zwischen Aufladung und Entladung beträgt hier etwa 0,34 GWh. Für eine Lastverschiebung um sechs Stunden muss der Speicher schon deutlich mehr Wärme aufnehmen können. Die maximale Speichermenge liegt hier bei 1,35 GWh. Soll die Last um bis zu 12 Stunden verschoben werden, steigt die maximal benötigte Speichergröße auf fast 3 GWh an. Allerdings ist bei der Auslegung der Speicher zu beachten, dass diese nicht auf extreme Lastspitzen ausgelegt werden, die nur an wenigen Stunden im Jahr gebraucht werden, da die wenigen Benutzungsstunden in keinem Verhältnis zu den steigenden Investitionskosten stehen. Für die Lastkurve des 12h-Speichers beispielsweise erscheint eine Speichergröße von maximal 2 GWh sinnvoll, da die Ladespitzen über 2,5 GWh und die Entladespitzen unter 0,5 GWh nur an wenigen Stunden im Jahr auftreten und somit auch über Spitzenlasterzeuger gedeckt werden können.

Bei einer wirtschaftlichen Betrachtung der Kurzzeitspeicher sind neben den Wärmespeicherkosten auch die Wärmegestehungskosten zu beachten, die für die einzuspeisende Wärme anfallen. Diese bestimmen sich aus dem jeweils eingesetzten Erzeugermix für die Erzeugung der gespeicherten Wärme. Durch den Einsatz von Kurzzeitspeichern reduziert sich durch die Glättung der Lastspitzen außerdem die zu installierende Maximalleistung für Spitzenlastanlagen (s. Abbildung 7.7). Diese Anlagen erreichen dadurch eine höhere Anzahl von Volllaststunden, wodurch sich die Kosten für die Spitzenlasterzeugung verringern. Eine detaillierte wirtschaftliche Betrachtung sowie die Erstellung von Einsatzprofilen der Speicher und Spitzenlastanlagen kann im Rahmen dieser Arbeit nicht erfolgen und muss bei einer konkreten Anlagenplanung detaillierter untersucht werden.

Nach der Glättung der Lastkurven verbleiben allerdings in den Wintermonaten weiterhin stundenweise sehr hohe Lastspitzen, die durch Kurzzeitspeicher nicht auszugleichen sind. Gleichzeitig ergeben sich in den Sommermonaten hohe negative Residuallasten, die sich mit Hilfe von saisonalen Speichern teilweise in den Winter verschieben lassen. Eine detaillierte Konzeptionierung für den Einsatz von saisonalen Speichern kann im Rahmen dieser Arbeit nicht erfolgen. Die Summe der positiven Residuallasten von 324 GWh liegt in einem Bereich, der durch große saisonale Speicher abgedeckt werden kann. Wie in Unterabschnitt 5.3.1 beschrieben, gibt es am Standort Dradenau Potential für einen Aquiferspeicher mit einer Kapazität von 160 GWh. Auch unter dem Einbezug von Verlusten erscheint es durchaus realistisch, die verbleibenden benötigten Speicherkapazitäten im Netz verteilt bereitstellen zu können.

Problematisch sind hierbei die extremen Lastspitzen, die kurzzeitig in den Wintermonaten auftreten. Saisonale Wärmespeicher können in der Regel lediglich Leistungen bis zu 10 MW bereitstellen [104], sodass selbst mehrere Saisonalspeicher die verbleibende Spitzenlast von teilweise mehreren hundert Megawatt nicht decken können. Für extreme Spitzenlasten müssen deshalb

zusätzliche Spitzenlasteinheiten installiert werden. Dies kann zum Beispiel über einen gesteigerten Einsatz von Biomassekesseln erfolgen. Alternativ können auch PtH-Anlagen oder Einheiten zur Verbrennung von synthetischem Wasserstoff eingesetzt werden.

Beim Ausbau solcher Anlagen ist allerdings zu beachten, dass diese Anlagen extrem niedrige Volllaststunden erreichen werden, wodurch sich je nach Technologie sehr hohe Wärmekosten ergeben können, wie in Abschnitt 6.1 beschrieben.

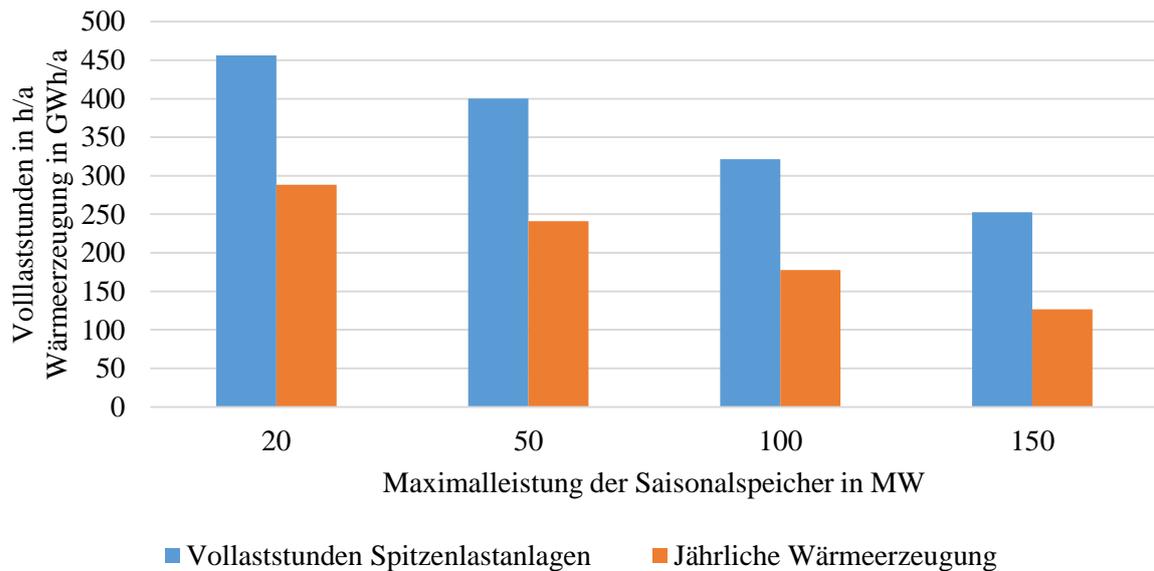


Abbildung 7.9: Volllaststunden für Spitzenlastanlagen für verschiedene Maximalleistungen von Saisonalspeichern im Wärmenetz

In dem erstellten Szenario mit dem Einsatz von Kurzzeitspeichern bis 12 Stunden kommen die Spitzenlastanlagen je nach installierter saisonaler Speicherleistung auf Volllaststunden zwischen 150 und 400 h/a (s. Abbildung 7.9). Die jährliche Wärmeerzeugung beträgt zwischen 60 und 240 GWh. Die auftretenden Lastspitzen reduzieren sich entsprechend der verfügbaren Leistung aus Saisonalspeichern. Da die Leistung entsprechend der stark fluktuierenden Residuallasten erbracht werden müssen und die Maximallast nur zu sehr wenigen Stunden im Jahr anfällt, ist der Einsatz von wenigen Großanlagen, die dann einen Großteil der Betriebsstunden in Teillast fahren müssten, nicht sinnvoll. Vielmehr sollte zur Deckung der Spitzenlasten geprüft werden, inwiefern dezentrale Einheiten eingesetzt werden können, die dann jeweils eine höhere Volllaststundenzahl erreichen.

7.1.5 Erzeugerintegration ins Wärmenetz

Auftretende Lastspitzen werden im aktuellen Netzbetrieb durch eine Erhöhung der Vorlauftemperatur im Netz auf bis zu 130 °C abgedeckt. Diese Temperaturen können in dem entwickelten

Szenario nur durch die Verbrennung von Abfall und Biomasse gewährleistet werden. Bei einer gleichbleibend hohen Vorlauftemperatur bei auftretenden Lastspitzen müsste die gewonnene Wärme aus allen anderen Wärmeerzeugern nacherhitzt werden, um in den Vorlauf eingespeist werden zu können. Durch die Temperaturen von bis zu 80 °C, die die anderen Wärmeerzeuger liefern, ist die Nacherhitzung durch Hochtemperaturanlagen sehr ineffizient, da mit einer Erhöhung der Temperatur auf einem höheren Niveau die Effizienz des Wärmeauskopplungsprozess verringert. Zu Zeiten, in denen der Anteil an Hochtemperaturwärmequellen an der Gesamtversorgung außerdem nicht groß genug ist, kann eine sehr hohe Netztemperatur unter Umständen gar nicht erreicht werden.

Für die Abschätzung der maximalen Temperatur, die mit dem erstellten Erzeugermix erreicht werden kann, wird im Folgenden zunächst eine hypothetische Mischtemperatur durch die Wärmeeinspeisung der Erzeuger errechnet. Die Bestimmung der Mischtemperatur des Gesamtnetzes wird unter der stark vereinfachten Annahme vorgenommen, dass alle Erzeuger zentral mit ihrem jeweiligen Temperaturniveau ins Netz einspeisen, in dem sich alle Wärmeströme direkt vermischen. Diese Methodik trifft nicht auf die Realität zu, da die Standorte der geplanten Erzeuger im Wärmenetz räumlich verteilt wären. Diese Berechnung dient nur der Veranschaulichung der theoretischen Gesamttemperatur.

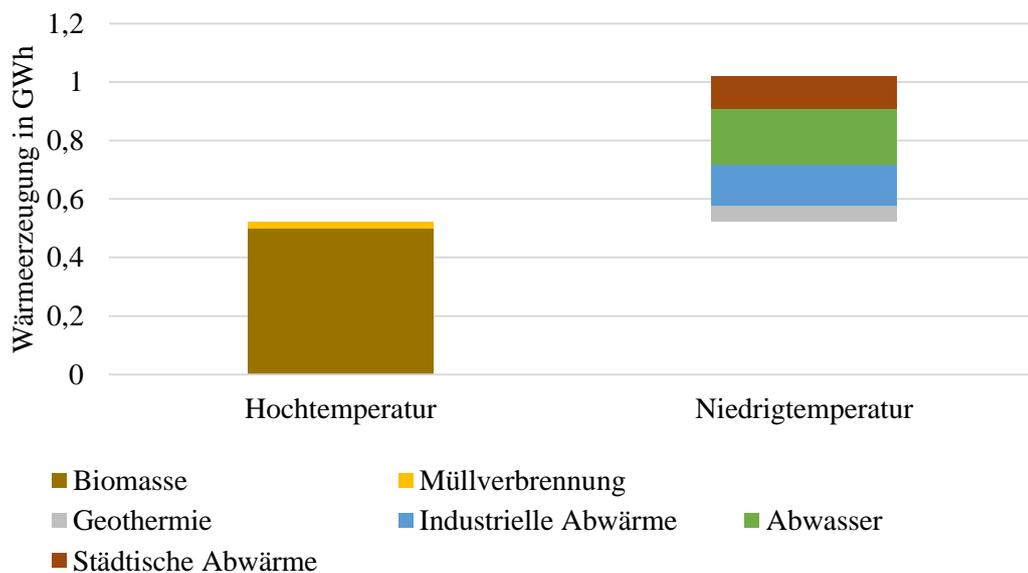


Abbildung 7.10: Erzeugerzusammensetzung für den maximalen Anteil an Hochtemperaturerzeugern

Für die Berechnung wird der Erzeugermix mit dem größten Anteil an Wärme aus den Hochtemperaturerzeugern Biomasse und Müllverbrennung betrachtet, da hier die maximale Temperatur zu erreichen ist. Der maximale stündliche Anteil von Biomasse und Müllverbrennung an der Wärmeerzeugung liegt im betrachteten Szenario bei 51,2%. Die Erzeugerzusammensetzung in dieser Stunde ist in Abbildung 7.10 abgebildet. Sie wird dabei in Niedertemperaturquellen und

Hochtemperaturquellen aufgeteilt. Es wird vereinfacht angenommen, dass alle Niedertemperaturquellen bei 80 °C einspeisen und alle Hochtemperaturquellen bei 130 °C.

$$T_m = \frac{m_1 \cdot c_1 \cdot T_1 + m_2 \cdot c_2 \cdot T_2}{m_1 \cdot c_1 + m_2 \cdot c_2} \quad (7.1)$$

$$Q_{NT} = m \cdot c_{NT} \cdot (T_2 - T_1) \quad (7.2)$$

$$Q_{HT} = m \cdot c_{HT} \cdot (T_3 - T_2) \quad (7.3)$$

Die Mischungstemperatur im Netz wird nach der Mischungsregel in Gleichung 7.1 bestimmt [20]. Diese berechnet die Mischungstemperatur zweier Körper mit den Massen m_1 und m_2 , den spezifischen Wärmekapazitäten c_1 und c_2 und den Temperaturen T_1 und T_2 . Die Massen können für die Hochtemperatur- und Niedrigtemperaturquellen aus den Gleichungen Gleichung 7.2 und Gleichung 7.3 bestimmt werden [20]. Mit den gegebenen Stoffwerten ergibt sich für die Lastspitze am 30. Januar eine maximale Mischungstemperatur von 94,1 °C.

Für eine alternative Betrachtung der erreichbaren Temperatur wird nach Gleichung 7.4 die maximal erreichbare Temperatur mit einer Kaskadierung der Wärmeerzeuger, also einer Nacherhitzung der Wärme aus den Niedertemperaturquellen durch die verfügbare Wärmemenge der Hochtemperaturquellen berechnet.

$$T_3 = T_2 + \frac{Q_2 \cdot c_1 \cdot (T_2 - T_1)}{Q_1 \cdot c_2} \quad (7.4)$$

Gleichung 7.4 ergibt sich aus den Gleichungen Gleichung 7.2 und Gleichung 7.3. Bei einer Rücklauf­temperatur von 50 °C ergibt sich eine erreichbare Maximaltemperatur von 110,9 °C. Erhöht sich die Rücklauf­temperatur auf 55 °C, sinkt die maximale Vorlauf­temperatur auf 105,8 °C. Diese Temperaturen liegen unter der heute gefahrenen Maximaltemperatur von 130 °C. Da die Lastspitzen teilweise von Speichern mit ebenfalls niedrigen Temperaturen ausgeglichen werden, erhöht sich dadurch der Anteil an niedertemperaturigen Einspeisern. Auch bei steigenden Rücklauf­temperaturen sinkt die erreichbare Maximaltemperatur. Die Vorlauf­temperatur im Großwärmennetz muss deshalb nicht nur aus Effizienz-, sondern auch aus technischen Gründen auf deutlich unter 110 °C beschränkt werden.

Für das Großwärmenetz in Hamburg sollte deshalb langfristig eine Absenkung der Netztemperatur angestrebt werden. Dabei ist zu beachten, dass der Großteil der angeschlossenen Gebäude in bestehenden Wärmenetzen Bestandsgebäude sind und somit auf die Wärmeversorgung auf einem höheren Temperaturniveau ausgelegt sind. Zur Temperaturabsenkung muss deshalb sichergestellt werden, dass die angeschlossenen Gebäude noch mit einer ausreichend hohen Temperatur versorgt werden [113]. Verschiedene Maßnahmen in der Gebäudesanierung und bei der Trinkwassererwärmung ermöglichen eine Absenkung der Vorlauftemperatur auf bis zu 60 °C [84]. Für die Effizienz der Wärmeerzeugung muss zusätzlich auf der Kundenseite eine ausreichende Absenkung der Rücklauftemperatur sicher gestellt werden [113]. In wie weit und in welchem Zeitraum eine vollständige Sanierung des Gebäudebestands im Hamburger Wärmenetz erreicht werden kann, muss bei der Absenkung der Netztemperatur allerdings berücksichtigt werden.

Bei der Absenkung der Netztemperatur und gleichzeitigem Netzausbau sowie Installation von neuen Erzeugern müssen bestehende und möglicherweise auftretende Netzengpässe im Wärmenetz beachtet werden. Netzengpässe können bei einer Temperaturabsenkungen durch den größeren Volumenstrom und den damit verbundenen Druckabfall dazu führen, dass eine ausreichende Wärmeversorgung nicht mehr gewährleistet ist [21]. Zur Beseitigung oder Vorbeugung von Netzengpässen können bei der Transformation und beim Ausbau des Hamburger Wärmenetzes verschiedene Maßnahmen ergriffen werden.

Beim Neubau oder Ersatz von Rohrleitungen können Leitungen mit größerem Durchmesser installiert werden, um einen größeren Massenstrom zu ermöglichen, der trotz abgesenkter Temperaturen eine ausreichende Wärmeversorgung gewährleistet [21]. Allerdings ist der Austausch von Leitungen im Bestandsnetz sehr aufwändig und teuer, sodass diese Lösung im Hamburger Netz, in dem insbesondere die Hauptleitungen bereits verlegt sind, nur in Einzelfällen oder beim Bau von neuen Quartieren sinnvoll ist.

Für bestehende Quartiere kann eine dezentrale Nacherhitzung Netzengpässe beseitigen. Dafür werden beispielsweise in Bestandsquartieren, in denen eine weitere Absenkung der benötigten Vorlauftemperatur der Gebäude nicht möglich ist, dezentrale Wärmeerzeugungseinheiten an den Vorlauf angeschlossen. So kann die Temperatur nachträglich auf das erforderliche Temperaturniveau erhöht werden. Dies könnte in Hamburg zum Beispiel durch dezentrale Biomassekessel geschehen, die dann unabhängig vom aktuellen Strompreis bei Wärmelastspitzen flexibel zu- und abgeschaltet werden können. Auch Wärmepumpen können für eine dezentrale Nacherhitzung zum Einsatz kommen [21]. Der Einsatz von dezentralen Wärmespeichern kann den Hauptvorlauf ebenfalls entlasten und so Netzengpässe vorbeugen.

Neben der energetischen Sanierung können gebäudeseitig weitere Maßnahmen zum sogenannten Demand-Side-Management (DSM) ergriffen werden, um den Wärmebedarf zu senken und Lastspitzen zu glätten. So kann beispielsweise die thermische Trägheit von Gebäuden genutzt werden, um deren Wärmeversorgung bei Lastspitzen kurzzeitig herunter zu fahren, ohne dass der

Heizkomfort merklich eingeschränkt wird [21]. In welchem Verhältnis die Kosten von Sanierungs- und DSM-Maßnahmen zu den Kosten von zentralen Maßnahmen im Wärmenetz stehen, muss für Hamburg detailliert untersucht werden.

7.2 Definition einer Strategie für Hamburg

Das erstellte Szenario für eine vollständig erneuerbare Wärmeversorgung im Jahr 2050 dient nun als Grundlage für die Erarbeitung einer Wärmestrategie für die Stadt Hamburg. Ziel der Strategie ist dabei, entscheidende Punkte in der Wärmeversorgungsplanung für die kommenden Jahrzehnte zu identifizieren und Handlungsempfehlungen zur Erreichung bestimmter Meilensteine auszusprechen.

Die Strategie orientiert sich dabei an den gesetzten politischen Meilensteinen, wie zum Beispiel dem Hamburger Kohleausstieg in der Fernwärme im Jahr 2030. Der vorgeschlagene Ausbau der verschiedenen Wärmeerzeuger wird mit Hilfe der in Abbildung 7.11 bis Abbildung 7.13 dargestellten Entscheidungsmatrix entwickelt. Diese Matrix stellt die betrachteten Wärmeerzeuger gegenüber und dient als Einordnung, welche Wärmeerzeuger vorrangig vor anderen ausgebaut werden sollten. Diese Priorisierung orientiert sich an den verfügbaren Potentialen sowie an den in Kapitel 6 ausgearbeiteten Bewertungskriterien.

Abbildung 7.14 zeigt einen möglichen Entwicklungspfad für die Zusammensetzung der Wärmeerzeuger im Großwärmenetz bis 2050, der die Entscheidungsmatrix in Abbildung 7.11 bis Abbildung 7.13 zur Grundlage hat. Wie auch schon das erstellte Szenario für 2050 gibt diese Entwicklung keinen konkreten Ausbaupfad vor, sondern soll lediglich eine mögliche Entwicklung des Großwärmenetzes in Hamburg verdeutlichen und allgemeine Trends wiedergeben. Konkrete Lösungen und Anlagenkonzepte müssen für ein detailliertes Gesamtkonzept im Einzelnen ökonomisch, ökologisch und sozial geprüft werden, um eine ganzheitliche Transformation des Wärmenetzes umsetzen zu können. Abbildung 7.15 gibt ergänzend einen Überblick über die kumulierten und jährlichen CO₂-Emissionen, die aus der dargestellten Wärmenetzentwicklung entstünden. Die CO₂-Emissionsfaktoren für die jeweiligen Brennstoffe sind dabei dem Nationalen Treibhausgasinventarbericht für Deutschland von 2017 entnommen [123]. Die kumulierten Emissionen verzeichnen in den kommenden 10 bis 15 Jahren noch deutliche Anstiege. Durch die zunehmende Dekarbonisierung der Fernwärmeerzeugung sinkt die Zunahme der kumulierten Emissionen allerdings. Die in 2050 noch zulässigen jährlichen CO₂-Emissionen im Hamburger Großwärmenetz werden ausschließlich durch Abfallverbrennung verursacht.

In der Erzeugerzusammensetzung deutlich zu erkennen sind die bisher geplanten Abschaltungszeitpunkte der Kohlekraftwerke Wedel und Tiefstack in den Jahren 2025 und 2030. Die wegfallende Fernwärme aus dem Kohlekraftwerk Wedel wird nach diesem Ausbauszenario zunächst

Ausbaureihenfolge

	U-Bahn	Dezentrale Biomassekessel	Gewerbliche Abwärme klein	Dachflächen-Solarthermie
Industrielle Abwärme > 80°C	höhere Temperaturen, zentrale Einbindung	kein zusätzlicher Brennstoffeinsatz	größere Mengen und höhere Temperaturen	zentrale Einbindung
Abwasserabwärme	größeres, zentrales Potential	zentrale Einbindung	größere und konstante Wärmemenge	zentrale Einbindung
Biomassekraftwerk	höhere Temperaturen	zentrale Einbindung	zentrale Einbindung	zentrales Kraftwerk, hohe Temperaturen
Biogas-BHKW	höhere Temperaturen zur Nacherhitzung	höherer Wirkungsgrad	höhere Temperaturen	höhere Temperaturen
Freiflächen-Solarthermie	erprobte Technologie	sehr geringe Betriebskosten, keine Emissionen	zentrale Einbindung	einfacher zu integrieren und günstiger
Geothermie	großes Potential und zentrale Anlagen	geringe Betriebskosten	höhere Temperaturen und Wärmemengen	höhere Temperaturen, konstant verfügbar
Elb-Wärmepumpe	viel größeres Potential	zentrale Einbindung		
Industrielle Abwärme < 80°C	höhere Temperaturen	kein zusätzlicher Brennstoffeinsatz	höhere Temperaturen	leichter zu integrieren
Rechenzentren	einfacher zu integrieren	effizienter	konstant verfügbar	größere Anlagen
Gewerbliche Abwärme groß	größere Anlagen	effizienter	größere Anlagen	
Dachflächen-Solarthermie	erprobte Technologie	geringe Betriebskosten	erprobte Technologie	
Gewerbliche Abwärme klein	leichter zu integrieren	effizienter		
Dezentrale Biomassekessel	höhere Temperatur zur Nacherhitzung			

Abbildung 7.11: Entscheidungsmatrix für den Ausbau der Wärmeerzeuger

Ausbaureihenfolge

	Gewerbliche Abwärme groß	Rechenzentren	Industrielle Abwärme < 80°C	Elb-Wärmepumpe
Industrielle Abwärme > 80°C	höhere Temperaturen	zentrale Einbindung	größere Wärmemenge	höhere Temperatur
Abwasser-abwärme	zentrale Einbindung		zentrale Einbindung	Ausbau Energiepark Hafen
Biomasse-kraftwerk	höhere Temperaturen		höhere Temperaturen	
Biogas-BHKW	erprobte Technologie		höhere Temperaturen	
Freiflächen-Solarthermie	zentrale Einbindung	schneller zu erschließen	schneller und zentral zu erschließen	erprobte Technologie
Geothermie	höhere Temperaturen und zentrale Anlage		höhere Temperaturen möglich	höhere Temperaturen, konstant verfügbar
Elb-Wärmepumpe	zentrale Einbindung		zentrale Einbindung	
Industrielle Abwärme < 80°C	größere Wärmemenge	höhere Temperaturen		
Rechenzentren	konstant verfügbar			

Abbildung 7.12: Entscheidungsmatrix für den Ausbau der Wärmeerzeuger

Ausbaureihenfolge

	Geothermie	Freiflächen Solarthermie	Biogas-BHKW	Biomasse-kraftwerk	Abwasser-abwärme
Industrielle Abwärme > 80°C	leichter zu erschließen, kleineres Risiko	höhere Temperaturen, große, konstante Wärmemengen	größere Wärmemenge	kein zusätzlicher Brennstoff-einsatz	höhere Temperaturen
Abwasser-abwärme	schneller Ausbau möglich	zentrale Einbindung	zentrale Einbindung	gleichzeitig zu Energiepark Hafen	
Biomasse-kraftwerk	flexibler Einsatz		als Ergänzung in Teilnetzen		
Biogas-BHKW	flexibel einsetzbar	höhere Temperaturen und flexibel einsetzbar			
Freiflächen-Solarthermie	schneller Ausbau möglich				

Abbildung 7.13: Entscheidungsmatrix für den Ausbau der Wärmeerzeuger

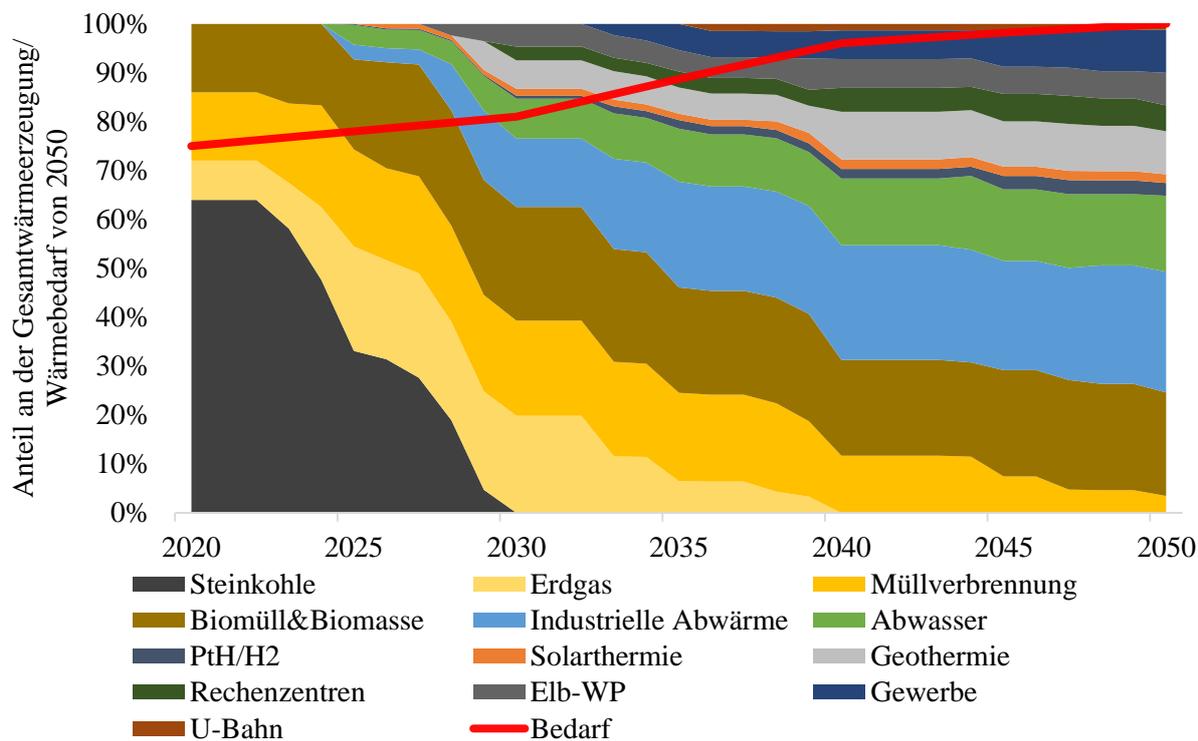


Abbildung 7.14: Möglicher Entwicklungspfad für die Wärmeerzeugung im Hamburger Großwärmesetz bis 2050

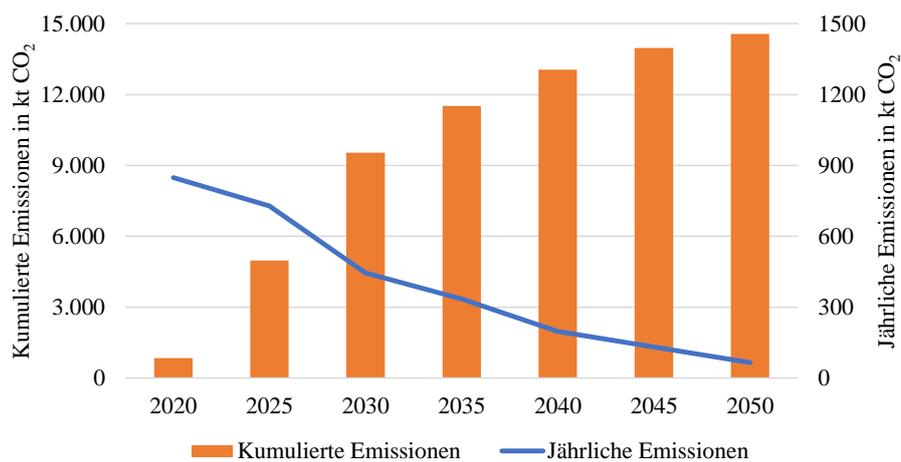


Abbildung 7.15: Kumulierte und jährliche CO₂-Emissionen des Hamburger Großwärmesetzes bis 2050

durch einen größeren Anteil an Gas-, Müll- und Biomasseverbrennung kompensiert. Gleichzeitig kann auch mit der Nutzung von Solarthermie begonnen werden, die dann bis 2050 weiter ausgebaut wird.

Nach der Abschaltung des Kraftwerks Tiefstack im Jahr 2030 sollte insbesondere die Nutzung von industrieller Abwärme und von Abwasserabwärme ausgebaut werden. Die Wärmeversorgung aus Erdgas sollte nach und nach zurückgefahren werden. Ab dem Jahr 2035 wird nur noch das GuD-Kraftwerk im Energiepark Hafen betrieben, bevor dieses im Jahr 2040 ebenfalls abgeschaltet beziehungsweise teilweise auf die Nutzung von synthetischem Wasserstoff umgerüstet wird. Im entwickelten Szenario wird durch Power-to-Heat-Anlagen und die Verbrennung von Wasserstoff zur Deckung der Spitzenlast etwa 3 % der jährlichen Wärmeerzeugung bereit gestellt. Inwiefern diese Wärmemenge ausreicht, muss in einer detaillierten Prüfung ermittelt werden. Die Verbrennung von nicht-biogenen Abfällen wird bis 2030 zunächst ausgebaut, um die wegfallende Kohlewärme zu kompensieren. Ab dem Jahr 2035 muss die Abfallverbrennung kontinuierlich zurückgefahren werden, um die für 2050 gesetzten Klimaziele zu erreichen.

Ab dem Jahr 2030 wird die Wärmegewinnung aus Geothermie, Elbwasserwärme, Gewerbe und Rechenzentren kontinuierlich ausgebaut. Für die Nutzung von Abwärme aus dem U-Bahn-System bieten sich insbesondere die neu zu errichtenden Stationen der U5 an, mit deren Bau im Jahr 2021 begonnen werden soll. Wärmepumpen können somit direkt beim Bau der Stationen eingeplant und integriert werden und müssen nicht nachträglich in das Lüftungssystem bestehender Stationen installiert werden. Für die Inbetriebnahme der U-Bahn-Stationen wird in diesem Ausbauszenario das Jahr 2035 angenommen.

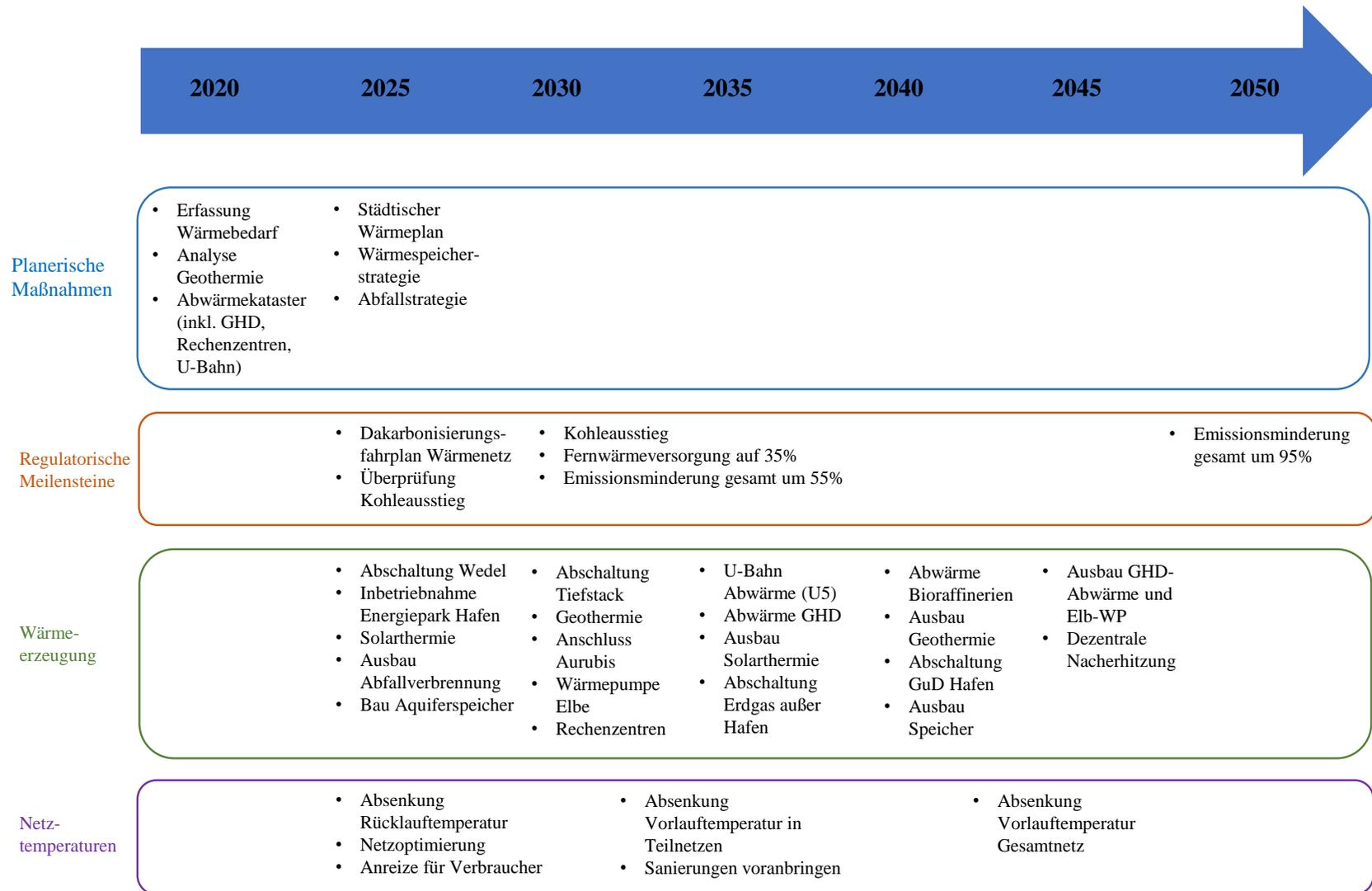


Abbildung 7.16: Langfristige Wärmenetzstrategie für Hamburg

Ein zusammenfassender Zeitstrahl der Transformationsstrategie für das Hamburger Wärmenetz ist in Abbildung 7.16 dargestellt. Die regulatorischen Meilensteine sind durch das Hamburger Klimaschutzgesetz sowie die erste Fortschreibung des Hamburger Klimaplanes vorgegeben. Unabhängig von den gesetzlich verankerten Maßnahmen zur Planung und zum Ausbau der Fernwärme sollte die Stadt Hamburg weitere planerische Maßnahmen ergreifen, um eine ausreichende Datengrundlage für den weiteren Ausbau des Wärmenetzes zu gewährleisten. Dazu gehört eine detaillierte Erfassung des Wärmebedarfs, wie sie teilweise schon im Projekt GEWISS entwickelt wird. In der weiteren Entwicklung des Wärmekatasters Hamburg sollte neben dem örtlich aufgelösten Wärmebedarf auch eine Analyse des Geothermie- und Aquiferspeicherpotentials und des Potentials für Abwärme erfolgen. Diese Analyse sollte neben Potentialen für industrielle Abwärme vor allem auch Möglichkeiten zur Nutzung von Abwärme aus Gewerbe, U-Bahnen und Rechenzentren beinhalten sowie eine mögliche zukünftige Entwicklung dieser Abwärmequellen berücksichtigen. Zusätzlich zu Aquiferspeichern sollte außerdem auch das Potential für den Einsatz von Kurzzeitspeichern im Netzgebiet analysiert werden.

Auf der Grundlage dieser Datenerhebung kann bis 2024 der im Klimaplan vorgeschriebene Dekarbonisierungsfahrplan für das Hamburger Großwärmenetz erstellt werden. Dieser sollte in eine gesamtstädtische Wärmeplanung eingebettet werden, um zum Beispiel die Wärmeversorgung in perspektivischen Anschlussgebieten entsprechend auf den Netzanschluss vorzubereiten. Dieser Wärmeplan sollte insbesondere auch die Nutzung von Wärmespeichern berücksichtigen. Zusätzlich zur strategischen Wärmeplanung sollte außerdem die Abfallstrategie der Stadt Hamburg weiterentwickelt werden, insbesondere mit Hinblick auf die zukünftigen Strategien der Stadt zur Abfalltrennung und -vermeidung bis zum Jahr 2050, da zur Erreichung der Emissionsminderungsziele nur noch ein Bruchteil des bis 2027 prognostizierten Müllaufkommens verbrannt werden kann.

Die Transformation des städtischen Wärmenetzes kann in vier Phasen unterteilt werden:

1. Abschaltung Wedel bis 2025

Die zwei größten Meilensteine in der Dekarbonisierung des Wärmenetzes sind die Abschaltungen der beiden Kohlekraftwerke Wedel und Tiefstack, nach den aktuellen Plänen in den Jahren 2025 und 2030, mit einer Überprüfung im Jahr 2025, ob ein früherer Kohleausstieg möglich ist. Das Ersatzkonzept für das Kohlekraftwerk Wedel ist bereits erarbeitet und wird 2025 in Betrieb gehen. Um einen möglichst frühen Kohleausstieg zu ermöglichen, durch den die kumulierten Emissionen möglichst gering gehalten werden können, sollten mit der Inbetriebnahme des Energieparks Hafen auch weitere Optionen für eine erneuerbare Wärmeversorgung ausgebaut werden. Die verbesserte Auskopplung von Wärme aus den Müllverbrennungsanlagen kann hierbei als Lückenfüller dienen, bis andere Wärmequellen mit längeren Vorlaufzeiten, wie zum Beispiel Geothermie, erschlossen und installiert sind. Langfristig muss die Wärmegewinnung aus Abfallverbrennung aufgrund der hohen spezifischen Emissionen von Restmüll allerdings deutlich reduziert werden. Der Ausbau

von solarthermischen Anlagen, insbesondere auf Freiflächen, kann zeitnah erfolgen. Dabei kann auf Erfahrungen aus anderen Ländern wie Dänemark bei der Integration von großen Solarthermieanlagen in Wärmenetze zurückgegriffen werden. Der Anteil von Solarthermie kann dann schrittweise unter Anpassung des Wärmenetzes und Bau von entsprechenden Speichern erhöht werden.

2. Abschaltung Tiefstack bis 2030

Zwischen 2025 und 2030 wird die Abschaltung des Kohlekraftwerks Tiefstack erfolgen. Für den Ersatz von Tiefstack muss in den kommenden Jahren ein detailliertes Konzept erarbeitet werden, das die identifizierten existierenden und zukünftigen alternativen Wärmequellen einbezieht. Ein vollständiger Umstieg von einer Kohle- auf eine Gasbefuerung am Standort Tiefstack ist weder energieeffizient noch notwendig, wie Abbildung 7.14 zeigt. Ein Teil der Wärme in Tiefstack könnte beispielsweise durch Geothermie, industrielle Abwärme etwa vom Kupferproduzenten Aurubis oder von einer ersten Wärmepumpe in der Elbe ersetzt werden. Auch der Anschluss von Rechenzentren ans Abwärmenetz sollte für die Netzentwicklung geprüft werden, um zum Beispiel bei der Vergabe von neuen Standorten entsprechende Vorgaben zu machen und Maßnahmen frühzeitig umzusetzen.

Für die Nutzung von Abwärme aus U-Bahnschächten bietet sich in Hamburg insbesondere die Nutzung der neuen Linie U5 an. Allerdings muss für die Nutzung von U-Bahnabwärme eine genaue wirtschaftliche Prüfung erfolgen, da die nutzbare Wärmemenge pro Station sehr gering ausfällt und dies in einem unmäßigen Verhältnis zu den Investitionskosten der Wärmepumpe stehen kann. Auch der Ausbau von Abwärmenutzung aus Gewerbe, Handel und Dienstleistungen wird aufgrund der vornehmlich kleinteiligen Lösungen sowie noch unklaren Geschäftsmodellen erst ab dem Jahr 2035 in größerem Maßstab umgesetzt werden können. Auch hierbei können verschiedene regulatorische Maßnahmen geschaffen werden, um Abwärmepotentiale zugänglich zu machen. Beispielsweise könnte ab einer Mindestabwärmemenge die Vergabe von Grundstücken an die Erarbeitung und Umsetzung eines Abwärmenutzungskonzepts gebunden sein.

3. Gasausstieg bis 2040

Mit einem konsequenten Ausbau vor allem von großen, zentralen Wärmeerzeugern wie Großwärmepumpen, Biomasse- und Müllverbrennung sowie industrieller Abwärme können im Jahr 2035 alle Gaskraftwerke bis auf das neu zu bauende Gaskraftwerk im Energiepark Hafen abgeschaltet werden. Im hier aufgezeigten Entwicklungsszenario erfolgt der Gasausstieg im Jahr 2040. Bei einem schnelleren Ausbau von Geothermie und industrieller Abwärmenutzung, zum Beispiel von Bioraffinerien, könnte der Gasausstieg bereits im Jahr 2035 realisiert werden. Dies würde allerdings erhebliche Investitionen in die Erzeugungsanlagen und den Netzausbau (zum Beispiel im Hafengebiet südlich der Elbe) erforderlich machen. Bei der Installation von neuen Gaskraftwerken ist außerdem zu berücksichtigen,

dass sich die Laufzeiten der bestehenden und geplanten Gaskraftwerke durch einen früheren Gasausstieg verkürzen. Dadurch können sich möglicherweise deutlich erhöhte Wärmegestehungskosten für die Gaskraftwerke ergeben, was bei Investitionsentscheidungen unbedingt berücksichtigt werden muss.

4. Reduzierung der Müllverbrennung bis 2050

Um die im Klimaplan festgeschriebenen Emissionsminderungsziele im städtischen Wärmenetz zu erreichen, muss die Restmüllverbrennung bis 2050 drastisch reduziert und durch zusätzliche erneuerbare Wärmeerzeuger ersetzt werden. Dazu können vermehrt industrielle Abwärme, Biomasse sowie Großwärmepumpen für Abwasser- und Elbwärmenutzung zum Einsatz kommen.

Die Temperaturabsenkung im Netz sollte in Abstimmung mit dem Ausbau der erneuerbaren Wärmeerzeuger erfolgen, um eine möglichst effiziente Integration der Erzeuger ins Netz zu ermöglichen. Eine maximale Vorlauftemperatur von 90 °C sollte spätestens im Jahr 2040 erreicht werden, da der Anteil von dezentralen Wärmeerzeugern auf einem niedrigen Temperaturniveau spätestens ab 2040 deutlich ansteigen wird. Eine weitere Temperaturabsenkung sollte angestrebt werden, um den Einsatz von teuren Spitzenlastanlagen zur nachträglichen Temperaturerhöhung der Niedrigtemperaturerzeuger zu vermeiden. Die Temperaturabsenkung sollte dabei graduell erfolgen, um so nach und nach die Integration von Niedertemperaturquellen zu ermöglichen. Dies könnte zum Beispiel durch die Absenkung der Vorlauftemperatur in Teilnetzen oder in anzuschließenden Neubaugebieten geschehen, die zukünftig an das Wärmenetz angeschlossen werden.

Averfalk u. a. schlagen für die Transformation von bestehenden Wärmenetzen zu Wärmenetzen der vierten Generation drei Schritte vor (s. Kapitel 3), die teilweise auch auf das Hamburger Großwärmenetz angewendet werden können.

1. Schritt: Rücklauftemperatur absenken

Hohe Rücklauftemperaturen im Netz können durch eine Optimierung der Wärmeübergabestationen in den angeschlossenen Haushalten abgesenkt werden. Auch eine Neujustierung des Heizungssystems kann Rücklauftemperaturen beschränken. Da die Liefergrenze allerdings an der Wärmeübergabestation endet, hat der Netzbetreiber hier nur einen sehr beschränkten Einfluss. Dies könnte bei Neuanschlüssen durch die Verschiebung der Liefergrenze geändert werden, sodass der Netzbetreiber Zugriff auf die Wärmeübergabestation hat. Ohne Zugriff auf die Verbrauchersteuerung kann der Netzbetreiber niedrige Rücklauftemperaturen mit einem temperaturabhängigen Tarif belohnen. Außerdem können bei Wartungsarbeiten im Netz Rohrleitungen mit geringen Wärmeverlusten eingebaut und Bypässe zurückgebaut werden.

Diese Schritt könnte in Hamburg ab sofort umgesetzt werden. Bis 2030 könnten so erste niedrigtemperaturige Wärmeerzeuger beispielsweise an den Rücklauf angeschlossen werden.

2. Schritt: Weitere Temperaturabsenkung im Vor- und Rücklauf

Für die Absenkung der Vorlauftemperatur sind bei Bestandsgebäuden umfassende Sanierungsmaßnahmen notwendig. Dies ist für das Wärmenetz in Hamburg von großer Bedeutung, da die meisten Gebäude in Hamburg vor 1978 erbaut wurden und entsprechend an höhere Effizienzstandards angepasst werden müssen [85]. Auch hier hat die Netzbetreiberin keinen Einfluss, da Gebäudesanierungen in der Verantwortung der Gebäudeeigentümer*innen liegt. Entsprechende Maßnahmen können allerdings durch die Stadt Hamburg gefördert und auch gefordert werden.

Durch die im Klimaplan festgelegten Effizienzstandards für Neubauten und die angestrebten Sanierungsziele für Bestandsgebäude könnten geeignete Teilnetze ab den 2030ern mit abgesenkter Vorlauftemperatur betrieben werden. Auf der anderen Seite können in Teilgebieten des Netzes, in denen die Gebäudesanierung nur verzögert erfolgt oder zum Beispiel aus Gründen des Denkmalschutzes nicht umfassend erfolgen kann, dezentrale Wärmeerzeuger zur Nacherhitzung installiert werden, um so ab den 2040ern die Vorlauftemperatur im Gesamtnetz absenken zu können. So können nach und nach mehr Wärmeerzeuger auf niedrigem Temperaturniveau auch in den Vorlauf eingebunden werden.

3. Schritt: Absenkung auf Niedrigsttemperaturen

Für Neubaugebiete kommt für die Versorgung in Teilnetzen auch der Einsatz von Niedrigsttemperaturnetzen in Frage. Die Vorlauftemperaturen könnten in solchen Teilnetzen auf unter 50 °C abgesenkt werden, indem diese Teilnetze beispielsweise als Subnetze an über den Rücklauf des Hauptnetzes versorgt werden. Für die Trinkwassererwärmung müssen in diesem Fall dezentrale Trinkwassererhitzer installiert werden (zum Beispiel elektrische Durchlauferhitzer), um eine ausreichende Temperatur zu gewährleisten. In wie weit und in welchem Zeitraum eine weitere Temperaturabsenkung des Gesamtnetzes auf unter 90 °C erreicht werden kann, muss im Zuge der erfolgten Absenkungen ermittelt werden.

Eine grundlegende Transformation des Großwärmenetzes hin zu einer erneuerbaren, effizienten Wärmeversorgung ist nach dieser Ausbaustrategie also möglich. Da die erarbeitete Strategie allerdings auf einem beispielhaften Ausbauszenario bis 2050 beruht, müssen die getroffenen Annahmen kritisch diskutiert werden, um anschließend allgemein gültige Handlungsempfehlungen für die Stadt Hamburg ableiten zu können. Die Diskussion und Erarbeitung von Handlungsempfehlungen erfolgt im nächste Kapitel.

8 Diskussion und Handlungsempfehlungen

Das erarbeitete Szenario und die daraus abgeleitete Strategie sind aufgrund der vielen getroffenen Annahmen bezüglich der zukünftigen Entwicklung des Energiemarkts mit Unsicherheiten behaftet. Im Folgenden werden die Ergebnisse dieser Arbeit deshalb kritisch diskutiert sowie weitere Schritte und Handlungsempfehlungen zur Erstellung einer detaillierten Wärmestrategie für die Stadt Hamburg ausgesprochen.

8.1 Evaluation der Strategie

Zur Einordnung der entwickelten Strategie sind die jeweiligen Unsicherheiten der Annahmen in den einzelnen Schritten der Strategieentwicklung zu berücksichtigen.

Bei der Abschätzung des zukünftigen Wärmebedarfs wird in dieser Arbeit auf eine bereits vorliegende Studie und die darin getroffenen Annahmen zur Sanierungsrate und zum Netzausbau zurückgegriffen. Hierbei ist zu beachten, dass die Prognosen vorheriger Studien zu einer Reduktion des Wärmebedarfs bisher nicht eingetroffen sind und insbesondere die Sanierungsquoten in vergangenen Studien meist viel zu hoch angenommen wurden. Entsprechend muss für eine flexible Wärmeplanung der Wärmebedarf kontinuierlich überprüft und der Wärmeplan gegebenenfalls angepasst werden. Eine modulare, flexible Wärmeversorgung kann hierbei Möglichkeiten bieten, auf sich ändernde Wärmebedarfe zu reagieren.

Bei der Abschätzung der technischen Potentiale der einzelnen Wärmeerzeuger wird teilweise auf Daten zurückgegriffen, die mit sehr großskaligen Ansätzen auf der Grundlagen von europaweiten Erhebungen berechnet werden. Durch den großen Maßstab erhöht sich die Unsicherheit für verlässlich zur Verfügung stehendes Potential der Erzeuger. Die Entwicklung der zukünftigen Bereitstellung von Brennstoffen, insbesondere von Biomassereststoffen und synthetischem Wasserstoff, ist von vielen Faktoren abhängig, die im Rahmen dieser Arbeit nicht umfänglich erarbeitet werden könne. Hier muss die Stadt Hamburg gegebenenfalls infrastrukturelle Maßnahmen ergreifen, um eine ausreichende Versorgung mit erneuerbaren Brennstoffen zu gewährleisten, ohne das verfügbare Potential zu überschreiten. Auch die Verfügbarkeit von industrieller Abwärme ist mit großen Unsicherheiten behaftet, da diese von der Entwicklung des Industriesektors abhängig ist. Die städtische Wärmeplanung muss zukünftige Entwicklungen des Industriesektors also berücksichtigen und für den Fall von Ab- oder Zuwanderung von Industrien entsprechende

Vorkehrungen im Wärmenetz treffen, um Abwärmemengen zu ersetzen oder nutzbar zu machen.

Die verfügbaren Potentiale werden im betrachteten Szenario teilweise nur zu einem geringen Teil ausgenutzt, wodurch sich für die Zusammensetzung der Wärmeversorgung auch deutlich andere Anteile der einzelnen Wärmeerzeuger ergeben könnten.

Tabelle 8.1: Anteile der Wärmeerzeugung im erstellten Szenario am technischen Potential

Wärmeerzeuger	Potential in TWh/a	Wärmeerzeu- gung in TWh/a	Anteil am Gesamt- potential in %
Solarthermie	5,5	0,10	1,8
Tiefe Geothermie	1,0	0,50	50,0
Elbwärme	5,0	0,38	7,5
Biomasse inkl. Bioabfall	3,2	1,17	36,5
Restabfall	0,2	0,20	18,2
Industrielle Abwärme	3,6	1,20	100
Abwärme aus Abwasser	1,7	0,88	51,8
Abwärme aus Rechenzentren	0,3	0,30	100
Gewerbliche Abwärme	2,5	0,60	24,0
Abwärme U-Bahn	0,1	0,07	70,0
Summe	24,0	5,40	

Tabelle 8.1 gibt eine Übersicht über die eingesetzten Erzeuger und die Ausnutzung des jeweilig technisch verfügbaren Potentials. Insbesondere die Potentiale für Solarthermie und Elbwärme werden nur zu einem sehr geringen Anteil genutzt. Auch bei der Nutzung von industrieller und gewerblicher Abwärme sowie Biomasse gibt es noch große ungenutzte Potentiale. Dadurch ergibt sich für die Transformation des Großwärmenetzes viel Flexibilität bezüglich der Erzeugerzusammensetzung. Dementsprechend sollte geprüft werden, welche Wärmeerzeuger ökonomisch, ökologisch und technisch sinnvoll ausgebaut werden sollten.

Die ungenutzten Potentiale bieten vor allem in wirtschaftlicher Hinsicht eine gewisse Flexibilität, um eine zukünftige erneuerbare Wärmeversorgung möglichst kostengünstig zu gestalten. Da das erstellte Szenario nicht auf einer Kostenbetrachtung basiert, kann in einem wirtschaftlich optimierten Szenario ein anderer Erzeugermix vorgeschlagen werden. Bei der konkreten Ausarbeitung eines Wärmeplans sollten wirtschaftliche Randbedingungen unbedingt mit berücksichtigt werden. Die Bewertung und Auswahl der verschiedenen Wärmeerzeuger sollte dabei anhand von Kriterien erfolgen, die die in dieser Arbeit betrachteten Eigenschaften der Erzeuger berücksichtigen. Dabei ist allerdings zu beachten, dass die Bewertung in dieser Arbeit teilweise auf starken Vereinfachungen beruht.

Die Kostenbetrachtung bezieht sich hauptsächlich auf aktuelle Investitionen für bestimmte Anlagen, sodass zukünftige Wärmegestehungskosten hier deutlich von den angegebenen Werten abweichen können. Insbesondere die Entwicklung von Brennstoff- und Stromkosten kann zum jetzigen Zeitpunkt kaum abgeschätzt werden, sodass diese Betriebskosten für einzelne Anlagen zum konkreten Investitionszeitpunkt geprüft werden müssen. Die Betriebswirtschaftlichkeit der Erzeuger hängt maßgeblich von den geltenden Rahmenbedingungen ab. In der entwickelten Strategie wurden beispielsweise existierende öffentliche Förderungen für bestimmte Wärmeerzeuger nicht berücksichtigt, um die Vergleichbarkeit der Erzeuger zu erhöhen. Gleichzeitig wurde ein sehr viel höherer CO₂-Preis angesetzt als aktuell für CO₂-Zertifikate gezahlt werden muss [83], um externe Kosten von Erzeugern mit zu berücksichtigen. Bei einer betriebswirtschaftlichen Bewertung der Erzeuger für Investitionsentscheidungen werden entsprechend andere Kostenfaktoren einbezogen, die zu deutlich abweichenden Wärmegestehungskosten führen können.

Die aufgezeigten Standorte dienen nur einer ersten Verdeutlichung von möglichen Anlagenstandorten und müssen in Einzelfällen baurechtlich und auf die Flächenverfügbarkeit geprüft werden. Die Integration der Wärmeerzeuger in das Gesamtenergiesystem ist bei den stromgekoppelten Erzeugern zukünftig insbesondere von der Entwicklung des Stromsystems abhängig, da positive und negative Residuallasten einen erhebliche Einfluss auf den Einsatz von KWK-Anlagen, Wärmepumpen und PtH-Anlagen haben werden. Eine Betrachtung oder gar Simulation des zukünftigen Stromsystems und dessen Wechselwirkung mit dem Wärmesektor konnte im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet werden, muss aber in eine konkrete Wärmeplanung einfließen.

Der Einsatz der Erzeuger hängt zudem von deren zukünftiger technischer Entwicklung ab. Insbesondere der Einsatz von neuartigen Abwärmequellen wie aus Gewerbe, U-Bahnsystemen und Rechenzentren ist bisher noch keine weit verbreitete und erprobte Technologie, sondern kommt nur in Einzelfällen zum Einsatz. Ob und in wie weit ein großskaliger Einsatz dieser Technologien möglich ist, muss entsprechend im Zuge der städtischen Wärmeplanung in Hamburg geprüft werden.

Eine Überprüfung des entworfenen Erzeugerszenarios zum Beispiel durch eine Wärmenetzsimulation konnte im Rahmen dieser Arbeit nicht erfolgen. Insbesondere hydraulische Randbedingungen im Wärmenetz konnten nicht detailliert untersucht werden, die für eine konkrete Umsetzung von Anlagenkonzepten aber bekannt sein müssen. Für den zukünftigen Ausbau des Wärmenetzes und von Erzeugeranlagen sollte auf geeignete Netzsimulationstools zurückgegriffen werden, um verschiedene Szenarien in Modellen zu testen und auf ihre technische Umsetzbarkeit zu prüfen. mit Simulationsmodellen können außerdem Netzengpässe identifiziert werden, für deren Beseitigung dann wie in Unterabschnitt 7.1.5 beschrieben geeignete Maßnahmen ergriffen werden können.

Des Weiteren ist zu betonen, dass die Erarbeitung einer städtischen Wärmeplanung in einem

dynamischen und agilen Prozess erfolgen sollte. Die städtische Wärmeplanung sollte in der Lage sein, auf sich ändernde Rahmenbedingungen zum Beispiel auf nationaler Ebene, reagieren und die Versorgung anpassen zu können. Entsprechend sollten Wärmepläne so ausgelegt werden, dass zukünftig ein möglichst flexibler Mix an Erzeugern möglich ist. Das aufgezeigte Szenario und der entwickelte Ausbaupfad sind deshalb keinesfalls als gesetztes Ausbaupfad zu verstehen, sondern nur als erste Einschätzung, wie eine erneuerbare Versorgung des städtischen Wärmenetzes in Hamburg realisiert werden könnte.

8.2 Empfehlungen für den Wärmeplanungsprozess in Hamburg

Aus dem beispielhaften Szenario und Ausbaupfad hin zu einer erneuerbaren Fernwärmeversorgung lassen sich allgemeine Handlungsempfehlungen für die Stadt Hamburg ableiten, die Hamburg zur Erarbeitung einer Strategie für einer erneuerbare Fernwärmeversorgung ergreifen sollte.

1. Verlässliche Datengrundlage schaffen

In einem ersten Schritt sollte die Stadt Hamburg eine verlässliche Datengrundlage für die städtische Wärmeplanung schaffen. Für das im Klimaschutzgesetz bereits benannte Wärmekataster sollte neben den dort aufgeführten Verbrauchs- und Abwärmedaten von Gebäuden insbesondere auch das Potential für tiefe Geothermie und städtische Abwärmquellen ermittelt werden. Eine örtlich aufgelöste Bedarfsanalyse mit einer realistischen Prognose von zukünftigen Wärmebedarfen kann einen strategischen Netzausbau unterstützen.

2. Langfristige Ziele für die Wärmeplanung festlegen

Für eine ganzheitliche Planung des städtischen Wärmenetzes sind langfristige Ziele aufgrund der langen Investitionszeiträume im Fernwärmesektor wichtig. Die im Klimaplan festgelegten Ziele gehen für das Wärmenetz nicht über das Jahr 2035 hinaus. Für langfristige Entwicklungen, wie zum Beispiel die Absenkung der Netztemperatur, können noch längerfristige Zielsetzungen hilfreich für die strategische Ausrichtung des Wärmenetzbetriebs sein. Langfristige Ziele und Leitlinien können außerdem Investitionssicherheit schaffen und zum Beispiel Abwärmekonzepte mit externen Unternehmen sichern. Die Stadt könnte dafür beispielsweise die Vergabe von Industriestandorten an die Vorlage eines Abwärmekonzeptes binden. Des Weiteren sollte die Stadt Hamburg ihre Abfallstrategie im Hinblick auf die langfristig zulässigen Emissionen aus der Abfallverbrennung anpassen. Um die Emissionsminderungsziele des Klimaplanes einzuhalten ist bis 2050 eine Reduzierung der Restmüllverbrennung um 82 % gegenüber des prognostizierten Abfallaufkommens in 2027 notwendig. Hamburg sollte dabei sowohl Möglichkeiten zur Abfallvermeidung, zur

Wiederverwertung als auch zu alternativen Verwertungsverfahren (z.B. zur Vergasung von Abfällen) erarbeiten.

3. Städtische Wärmeplanung institutionalisieren

Um die Flexibilität in der städtischen Wärmeplanung zu ermöglichen, sollte diese in einer angemessenen Form institutionalisiert werden, wie dies in Dänemark auf nationaler Ebene bereits 1979 erfolgt ist. Das Klimaschutzgesetz weist die städtische Wärme- und Kälteplanung der Behörde für Umwelt und Energie zu. In der Behörde müssen entsprechende personelle und finanzielle Kapazitäten geschaffen werden, um eine kontinuierliche Wärmeplanung und die Planung des Netzausbaus zu erarbeiten.

4. Langfristige Ausbaustrategie für die gesamtstädtische Wärmeversorgung und Umsetzungsplan

Eine langfristige Strategie für das Hamburger Wärmenetz sollte in eine gesamtstädtische Wärmeplanung eingebettet werden. Eine Erhöhung des im Klimaplan bisher angestrebten Ausbaus insbesondere über 2035 hinaus sollte überprüft und geplant werden, um einen möglichst großen Anteil der Wärmeversorgung in Hamburg durch die Dekarbonisierung des Wärmenetzes erneuerbar zu gestalten.

Für den Netzausbau sollte die Stadt Hamburg eine Ausbaustrategie identifizieren, für die zukünftige Ausbauquartiere identifiziert werden. In diesen Ausbauquartieren können Gebäude bei Sanierungsmaßnahmen oder Neubau den perspektivischen Netzanschluss mit berücksichtigen. In identifizierten Modellquartieren könnten aber auch Nahwärmenetze installiert werden, die dann in diesem Quartier bereits mit deutlich niedrigeren Temperaturen betrieben werden. Bei einem Netzanschluss an das Hauptnetz würden diese Quartiere so langfristig zu einer Absenkung der Temperaturen im Gesamtnetz beitragen.

Bezüglich der Transformation der Wärmeerzeugung ist mit dem Energiepark Hafen das Konzept für den Ersatz der Wärmeversorgung aus dem Kohlekraftwerk Wedel bereits geplant. Im nächsten Schritt müssen bis spätestens 2030 genügend Erzeugungskapazitäten geschaffen werden, um auch das Kohlekraftwerk Tiefstack zu ersetzen. Wie in dieser Arbeit ermittelt, ist eine vollständige Umrüstung des HKW Tiefstack auf Gas nicht sinnvoll und auch nicht notwendig. Die Stadt Hamburg sollte hierfür eingehend andere Möglichkeiten der Wärmeerzeugung prüfen, insbesondere die Nutzung von industrieller Abwärme, tiefe Geothermie und den Einsatz und die Erweiterung von Großwärmepumpen in der Elbe und am Klärwerk Dradenau. Mittelfristig muss eine Transformationsstrategie die Abschaltung der bestehenden und geplanten Gaskraftwerke sowie eine deutliche Reduzierung der Wärmegewinnung aus Abfallverbrennung ermöglichen, um die Klimaziele der Stadt Hamburg einzuhalten. Dazu ist insbesondere ein massiver Ausbau der Kapazitäten zur Biomassenverbrennung, zur Nutzung von industrieller und städtischer Abwärme und von

Großwärmepumpen notwendig. Auch die Nutzung von unkonventionellen Abwärmequellen wie Rechenzentren oder U-Bahnsystemen (insbesondere beim Neubau der U5) sollten für die Ausbaustrategie überprüft werden. Die genaue Zusammensetzung der zukünftigen Wärmeerzeugung wie auch die Entwicklung von perspektivischen Anschlussgebieten können durch hydraulische Simulationen unterstützt und überprüft werden.

Viele der Rahmenbedingungen, die hauptsächlich die Wirtschaftlichkeit der Erzeuger beeinflussen, werden auf internationaler oder nationaler Ebene festgelegt, sodass die Stadt Hamburg hierauf nur bedingt Einfluss hat. Es ist daher von großer Wichtigkeit, dass die Wärmeplanung flexibel auf ändernde Rahmenbedingungen reagieren kann und kontinuierlich dynamisch weiterentwickelt wird.

9 Zusammenfassung

Die Erstellung einer langfristigen Strategie für eine erneuerbare Fernwärmeversorgung im Hamburger Wärmenetz orientiert sich in dieser Arbeit an der Methodik für strategische Wärmeplanung, die im EU-Projekt Hotmaps entwickelt wurde. Ziel ist es anhand eines aufgestellten Versorgungsszenarios für das Jahr 2050 eine langfristige Transformationsstrategie zu entwickeln.

Dafür erfolgt zunächst eine Bestandsaufnahme der aktuellen Wärmeversorgung und des Bedarfs im Hamburger Wärmenetz. Dazu werden veröffentlichte Daten der Wärme Hamburg GmbH und des Hamburger Wärmekatasters herangezogen. Außerdem werden die geltenden gesetzlichen und politischen Rahmenbedingungen für die Fernwärmeversorgung auf europäischer, nationaler und lokaler Ebene erläutert und zusammengefasst. Anschließend werden langfristige politische, ökonomische und soziale Ziele für eine erneuerbare Wärmeversorgung definiert, die sich an den beschlossenen politischen Zielen der Stadt Hamburg orientieren. Dazu gehören eine klimaneutrale Wärmeversorgung bis spätestens 2050, bei der zugleich die Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit für Endkund*innen gewährleistet sein muss. Anschließend erfolgt eine Prognose des zukünftigen Wärmebedarfs basierend auf bereits erfolgten Studien für das städtische Wärmenetz in Hamburg und dem erklärten Ziel des Hamburger Senats, den Anteil der Fernwärme an der Gesamtwärmeversorgung in Hamburg bis 2030 von 25 auf 35 % auszubauen. Auf der Grundlage einer Studie der Ecofys GmbH zum Gebäudebestand in Hamburg ergibt sich für diese Arbeit ein Gesamtwärmebedarf im städtischen Wärmenetz in 2050 von 5.280 GWh/a.

Um die Möglichkeiten zur Deckung dieses Wärmebedarfs aus erneuerbaren Energien analysieren zu können, werden anschließend Potentiale für erneuerbare Wärmeerzeugung in Hamburg untersucht. Dabei werden in dieser Arbeit folgende Wärmeerzeuger für das städtische Wärmenetz betrachtet: Solarthermie, tiefe Geothermie, sonstige Umweltwärme, Biomasse, Abfallverbrennung, industrielle Abwärme, Abwasserabwärme, städtische Abwärme aus Datenzentren, U-Bahn-Systemen und gewerblichen Kühlanlagen, synthetischer Wasserstoff und Power-to-Heat-Anlagen. Die Potentialabschätzung erfolgt dabei mit Hilfe von OpenSource Onlinetools und Potentialermittlungen, die in den EU-Projekten Hotmaps, Heat Roadmap Europe und ReUseHeat erarbeitet wurden. Die für Hamburg ermittelten Potentiale werden anschließend mit bereits erfolgten Potentialstudien verglichen. Aus diesem Vergleich wird das anzunehmende Potenti-

al für erneuerbare Wärmeerzeugung in Hamburg für 2050 mit 24,1 TWh/a angenommen und übersteigt damit den prognostizierten Wärmebedarf um ein Vielfaches.

Für die Auswahl eines geeigneten Erzeugermixes zur Deckung des angenommenen Wärmebedarfs im Jahr 2050 werden die betrachteten Wärmeerzeuger nach fünf Kriterien bewertet: Kosten, Systemintegration in das zukünftige Wärme- und Stromnetz, mögliche Anlagenstandorte, Emissionen und Umwelt- und Sozialverträglichkeit sowie Chancen und Risiken der Erzeuger. Diese Bewertung dient anschließend als Grundlage für die Einsatzreihenfolge der Erzeuger und die Erstellung eines Erzeugungsprofils für 2050.

Dazu wird mit Hilfe eines Lastprofilgenerators, der im Projekt Smart Heat Grid Hamburg der HAW Hamburg entwickelt wurde, für den prognostizierten Wärmebedarf im Jahr 2050 ein Lastprofil erstellt. Die Erzeuger werden anschließend entsprechend der verfügbaren Potentiale und ihrer Bewertung ausgelegt und priorisiert. Das erstellte Erzeugerprofil weist stundenweise sehr hohe positive Residuallasten im Winter und negative Residuallasten im Sommer auf. Extreme Lastspitzen können zu einem Teil durch den Einsatz von Kurzzeitspeichern geglättet werden. Der Wärmeüberschuss im Sommer übersteigt die positiven Residuallasten im Winter, sodass der Einsatz von Saisonspeichern einen Ausgleich zwischen Sommer und Winter schaffen kann. Da die maximal abrufbare Leistung von Saisonspeichern die extremen Lastspitzen allerdings nicht decken kann, müssen für bestimmte Zeiten Spitzenlastanlagen zum Einsatz kommen, zum Beispiel zusätzliche Biomasseanlagen, GuD-Kraftwerke mit synthetischem Wasserstoff oder PtH-Anlagen. Diese Spitzenlastanlagen weisen allerdings sehr niedrige Volllaststunden auf, sodass für diese Anlagen voraussichtlich sehr hohe Wärmepreise entstehen werden. Die maximal erreichbaren Temperaturen des dargestellten Erzeugermixes im Winter liegen deutlich unter der aktuell gefahrenen Maximaltemperatur des städtischen Wärmenetzes von 130 °C. Die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes sollte deshalb perspektivisch auf maximal 90 °C abgesenkt werden.

Aufbauend auf das entwickelte Erzeugerszenario und die Bewertung der Wärmeerzeuger wird eine Entscheidungsmatrix für den Ausbau der verschiedenen Erzeugungstechnologien entwickelt. Diese Matrix dient als Grundlage für die Entwicklung einer langfristigen Strategie für die Transformation des Hamburger Wärmenetzes. Diese beispielhafte Ausbaustrategie lässt sich in die vier Phasen „Abschaltung des Kohlekraftwerk Wedel bis 2025“, „Abschaltung des Kohlekraftwerks Tiefstack bis 2030“, „Gasausstieg bis 2040“ und „Reduzierung der Müllverbrennung bis 2050“ unterteilen.

Aus der Strategie lassen sich allgemeine Handlungsempfehlungen für die Stadt Hamburg ableiten, die beispielsweise die Schaffung einer verlässlichen Datengrundlage für erneuerbare Potentiale in Hamburg sowie die Umsetzung eines kontinuierlichen und flexiblen Wärmeplanungsprozesses in der behördlichen Struktur der Stadt umfassen.

Literatur

- [1] AGFW. *Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 6: Energetische Bewertung von fernwärme . Bestimmung spezifischer CO₂-Emissionsfaktoren* -. AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., 2016 (referenziert auf S. 74).
- [2] Dr. Uwe Albrecht u. a. *Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase - Eine Expertise für den Bundesverband Erneuerbare Energie, den Bundesverband Windenergie und den Fachverband Biogas*. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2013. URL: http://www.lbst.de/download/2014/20131217_BEE-PST_LBST_Studie_EEGase.pdf (besucht am 18.03.2020) (referenziert auf S. 16, 63, 77, 84, 101).
- [3] Manuel Andrés u. a. „Assessment methodology for urban excess heat recovery solutions in energy-efficient District Heating Networks“. In: *Energy Procedia* 149 (2018). 16th International Symposium on District Heating and Cooling, DHC2018, 9–12 September 2018, Hamburg, Germany, S. 39–48. ISSN: 1876-6102. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.167>. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610218304636> (besucht am 13.12.2019) (referenziert auf S. 61).
- [4] Helge Averfalk u. a. „Large heat pumps in Swedish district heating systems“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79 (2017), S. 1275–1284. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.135>. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117307839> (referenziert auf S. 51, 70, 108).
- [5] Helge Averfalk u. a. *Transformation Roadmap from High to Low Temperature District Heating Systems - Annex XI final report*. International Energy Agency (IEA), 2017. URL: <https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/142164425/Untitled.pdf> (besucht am 19.03.2020) (referenziert auf S. 11, 12, 130).
- [6] Bjarne Bach u. a. „Integration of large-scale heat pumps in the district heating systems of Greater Copenhagen“. In: *Energy* 107 (2016), S. 321–334. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.04.029>. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216304352> (referenziert auf S. 70, 76, 81, 82, 97).
- [7] Hans Dieter Baehr und Karl Stephan. „Einführung. Technische Anwendungen“. In: *Wärme- und Stoffübertragung*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2016, S. 1–119. ISBN: 978-3-662-49677-0. DOI: 10.1007/978-3-662-49677-0_1. URL: https://doi.org/10.1007/978-3-662-49677-0_1 (referenziert auf S. 52).

- [8] Marielle Bassan. *Electricity and heat statistics update*. Source data for tables und graphs: Eurostat, 2018. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/a/ae/Electricity_and_heat_statistics_update.xlsx (besucht am 10.04.2019) (referenziert auf S. 21).
- [9] L. Battisti u. a. „Industrial waste heat recovery strategies in urban contexts: A performance comparison“. In: *2016 IEEE International Smart Cities Conference (ISC2)* (2016) (referenziert auf S. 75).
- [10] Behörde für Gesundheit und Verbraucherschutz - Institut für Hygiene und Umwelt. *Hamburg Luftmessnetz - Meteorologie - Globalstrahlung - FHH*. 2020. URL: <http://luft.hamburg.de/clp/globalstrahlung/clp1/meteorology/glo?stationgroup=meteorology&period=24h×pan=custom&start%5C%5Bdate%5C%5D=02.01.2019&start%5C%5Bhour%5C%5D=00&end%5C%5Bdate%5C%5D=01.01.2020&end%5C%5Bhour%5C%5D=00> (besucht am 21.01.2020) (referenziert auf S. 80).
- [11] Behörde für Umwelt und Energie. *Abfallstatistik Siedlungsabfälle*. 2019. URL: <https://www.hamburg.de/contentblob/12793290/21203ad2f414c96e53b9bb27539c4b33/data/d-statistik-siedlungsabfall-2018.pdf> (besucht am 31.01.2020) (referenziert auf S. 56, 57).
- [12] Behörde für Umwelt und Energie. *Anlage 2: Maßnahmenprogramm Transformationspfad Wärmewende inkl. Gebäudeeffizienz*. 2019. URL: <https://www.hamburg.de/contentblob/13271116/4eb35f6ecbd129984093aee8a82157dd/data/d-anlage-2-massnahmenprogramm-transformationspfad-waermewende-inkl-gebaeudeeffizienz.pdf> (besucht am 09.12.2019) (referenziert auf S. 26).
- [13] Behörde für Umwelt und Energie. *Erste Fortschreibung des Hamburger Klimaplan*s. Behörde für Umwelt und Energie, 2019. URL: <https://www.hamburg.de/contentblob/13287332/bc25a62e559c42bfaae795775ef1ab4e/data/d-erste-fortschreibung-hamburger-klimaplan.pdf> (besucht am 03.12.2019) (referenziert auf S. 26, 36, 39, 44, 98).
- [14] Behörde für Umwelt und Energie. *Fernwärmerückkauf perfekt - Hamburg ist jetzt Eigentümerin der Wärmegesellschaft*. Sep. 2019. URL: <https://www.hamburg.de/pressarchiv-fhh/12890028/2019-09-03-bue-fb-fernwaermerueckkauf/> (besucht am 24.10.2019) (referenziert auf S. 1, 27).
- [15] Behörde für Umwelt und Energie. *Fragen zur Fernwärme*. 2019. URL: <https://www.hamburg.de/energiewende/energiewende-service/11533218/faq/> (besucht am 30.10.2019) (referenziert auf S. 29, 30, 56).
- [16] Behörde für Umwelt und Energie. *Wärmekataster Hamburg*. 2019. URL: <https://geoportal-hamburg.de/waermekataster/#> (besucht am 19.02.2020) (referenziert auf S. 29, 71, 89, 99).

- [17] Behörde für Umwelt und Energie. *Wärmewende & Energiepark Hafen*. 2019. URL: <https://www.hamburg.de/contentblob/12957152/7374b07373873dce6dd7af51f012383c/data/d-waermewende.pdf> (besucht am 06. 11. 2019) (referenziert auf S. 2, 30, 33, 34, 38, 64, 76, 88, 92).
- [18] Fabian Bergk u. a. *Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050*. Umweltbundesamt, 2016. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/texte_56_2016_klimaschutzbeitrag_des_verkehrs_2050_getagged.pdf (besucht am 24. 01. 2020) (referenziert auf S. 59, 60).
- [19] Ruth Blanck und Wiebke Zimmer. *Sektorale Emissionspfade in Deutschland bis 2050 - Verkehr: Arbeitspaket 1.2 im Forschungs- und Entwicklungsvorhaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Wissenschaftliche Unterstützung „Erstellung und Begleitung des Klimaschutzplans 2050“*. Öko-Institut e.V., 2016 (referenziert auf S. 59, 99).
- [20] Alfred Böge und Jürgen Eichler. *Physik für technische Berufe - Physikalisch-technische Grundlagen, Formelsammlung, Versuchsbeschreibungen, Aufgaben mit ausführlichen Lösungen*. Vieweg +Teubner Verlag | GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden, 2008 (referenziert auf S. 120).
- [21] Lisa Brange u. a. „Bottlenecks in district heating systems and how to address them“. In: *Energy Procedia* 116 (2017). 15th International Symposium on District Heating and Cooling, DHC15-2016, 4-7 September 2016, Seoul, South Korea, S. 249–259. ISSN: 1876-6102. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.072>. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217322798> (referenziert auf S. 121, 122).
- [22] Ole Braukmann. *Pressemitteilung Hamburg Wasser: Unterirdischer Wärmespeicher erfolgreich getestet*. 2019. URL: <https://www.hamburgwasser.de/privatkunden/unternehmen/presse/unterirdischer-waermespeicher-erfolgreich-getestet/> (besucht am 20. 12. 2019) (referenziert auf S. 64).
- [23] Paul H. Brunner und Helmut Rechberger. „Waste to energy – key element for sustainable waste management“. In: *Waste Management* 37 (2015). Special Thematic Issue: Waste-to-Energy Processes and Technologies, S. 3–12. ISSN: 0956-053X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2014.02.003>. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0956053X14000543> (referenziert auf S. 100).
- [24] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). *Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung*. 2016. URL: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf (besucht am 22. 12. 2019) (referenziert auf S. 35).

- [25] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. *Tiefe Geothermie in Deutschland*. 2007. URL: https://www.mags-projekt.de/MAGS/DE/Downloads/BMU_TiefeGeothermie.pdf%3F__blob%3DpublicationFile%26v%3D1 (besucht am 17.02.2020) (referenziert auf S. 69).
- [26] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Förderprogramme für Kommunen*. 2020. URL: https://www.deutschland-machts-effizient.de/KAENEF/Redaktion/DE/Publikation/factsheet-foerderprogramme-fuer-kommunen.pdf?__blob=publicationFile&v=10 (besucht am 03.03.2020) (referenziert auf S. 25).
- [27] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi*. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.xlsx?__blob=publicationFile&v=117 (besucht am 28.12.2019) (referenziert auf S. 38).
- [28] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. 2010 (referenziert auf S. 36).
- [29] Bundesverband Geothermie. *Projektliste Tiefe Geothermieprojekte in Deutschland*. URL: https://www.geothermie.de/fileadmin/user_upload/Geothermie/Geothermie_in_Zahlen/Projektliste_Tiefe_Geothermie_Januar_2019.pdf (besucht am 26.02.2020) (referenziert auf S. 107).
- [30] Bürgerschaft der Freien und Hansestadt Hamburg. *Drucksache 10/11772: Bürgerschaftliches Ersuchen vom 13. Dezember 2012: "Hamburg 2020: Wärmekonzept für Hamburg Drs. 20/6188*. 2014. (Besucht am 01.11.2019) (referenziert auf S. 1, 27, 32, 36, 56).
- [31] Bürgerschaft der Freien und Hansestadt Hamburg. *Drucksache 10/14648: Bürgerschaftliches Ersuchen vom 13. Dezember 2012: "Hamburg 2020: Wärmekonzept für Hamburg-Drs. 20/6188; hier: Punkte 7 bis 10*. Feb. 2015. (Besucht am 01.11.2019) (referenziert auf S. 32, 46, 51, 55–57, 65).
- [32] Bürgerschaft der Freien und Hansestadt Hamburg. *Drucksache 21/17287: Betr.: Kohleausstieg für die Hamburger Fernwärme - Konsens mit den Initiatorinnen und Initiatoren der Volksinitiative "Tschüss Kohle!"* Mai 2019. URL: https://www.buergerschaft-hh.de/parldok/dokument/66861/kohleausstieg_fuer_die_hamburger_fernwaerme_konsens_mit_den_initiatorinnen_und_initiatoren_der_volksinitiative_tschuess_kohle.pdf (besucht am 06.11.2019) (referenziert auf S. 25).
- [33] Bürgerschaft der Freien und Hansestadt Hamburg. *Drucksache 21/2521: Hamburger Klimaplan*. Bürgerschaft der Freien und Hansestadt Hamburg, 2015 (referenziert auf S. 26).

-
- [34] Yeen Chan u. a. *Industrial Innovation: Pathways to deep decarbonisation of Industry. Part 1: Technology Analysis*. ICF Consulting Services Limited, Fraunhofer Institute for Systems und Innovation Research (ISI), 2019. URL: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/strategies/2050/docs/industrial_innovation_part_1_en.pdf (besucht am 11.02.2020) (referenziert auf S. 95).
- [35] Virginie Schmidlé-Bloch Christian Boissavy. *D4.1: Manual for implementing sustainable support schemes for GEODH*. AFIG, 2014. URL: <http://geodh.eu/wp-content/uploads/2014/11/4-1-Report-on-support-schemes-for-GeodH.pdf> (besucht am 03.02.2020) (referenziert auf S. 96, 97).
- [36] Deutscher Wetterdienst. *Handbuch - Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse*. Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, 2017 (referenziert auf S. 105).
- [37] *DIN V 18599-1:2016-10, Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung – Teil 1: Allgemeine Bilanzierungsverfahren, Begriffe, Zonierung und Bewertung der Energieträger* (referenziert auf S. 24).
- [38] *Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (Text with EEA relevance.)* Official Journal L 328, 21/12/2018, p. 82–209, 21. Dez. 2018. URL: <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj> (besucht am 11.04.2019) (referenziert auf S. 22).
- [39] *Directive 2002/91/EC of the European Parliament and of the Council of 16 December 2002 on the energy performance of buildings*. Official Journal L 001, 04/01/2003 P. 0065 - 0071, 2002. URL: <http://data.europa.eu/eli/dir/2002/91/oj> (besucht am 24.04.2019) (referenziert auf S. 23).
- [40] *Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC Text with EEA relevance*. Official Journal 315, 14/11/2012, p. 1-56, 25. Okt. 2012. URL: <http://data.europa.eu/eli/dir/2012/27/oj> (besucht am 24.04.2019) (referenziert auf S. 22).
- [41] Sören Roth Djörup u. a. *Handbook 1: Definition and Experiences of Strategic Heat Planning*. 2019 (referenziert auf S. 3, 4, 17, 18, 37, 38).
- [42] European Commission. *An EU Strategy on Heating and Cooling*. 2016 (referenziert auf S. 22).
- [43] European Commission. *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: the role of waste-to-energy in the circular economy*. European Commissi-

- on, 2017. URL: <https://ec.europa.eu/environment/waste/waste-to-energy.pdf> (besucht am 12.02.2020) (referenziert auf S. 15, 95, 100, 101).
- [44] European Commission. *Fact Sheet MEMO/16/3986: Putting energy efficiency first: consuming better, getting cleaner*. 30. Nov. 2016. (Besucht am 09.04.2019) (referenziert auf S. 22).
- [45] European Commission. *Fact Sheet MEMO/16/3987: Achieving global leadership in renewable energies*. 30. Nov. 2016. URL: http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-16-3987_en.htm (besucht am 09.04.2019) (referenziert auf S. 22).
- [46] European Environment Agency. *European Pollutant Release and transfer Register (E-PRTR)*. 2020. URL: <https://prtr.eea.europa.eu/#/home> (besucht am 11.02.2020) (referenziert auf S. 95).
- [47] European Geothermal Energy Council. *Developing geothermal district heating in Europe*. 2015 (referenziert auf S. 93, 97).
- [48] E. Fahlén und E.O. Ahlgren. „Assessment of integration of different biomass gasification alternatives in a district-heating system“. In: *Energy* 34.12 (2009). ECOS 2007, S. 2184–2195. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2008.10.018>. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544208002843> (referenziert auf S. 59, 60).
- [49] Tobias Fleiter u. a. *Industrial Innovation: Pathways to deep decarbonisation of Industry. Part 2: Scenario analysis and pathways to deep decarbonisation*. ICF Consulting Services Limited, Fraunhofer Institute for Systems und Innovation Research (ISI), 2019. URL: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/strategies/2050/docs/industrial_innovation_part_2_en.pdf (besucht am 11.02.2020) (referenziert auf S. 95, 98).
- [50] Tobias Fleiter u. a. *Profile of Heating and cooling demand in 2015*. Fraunhofer Institute for Systems und Innovation Research, 2017 (referenziert auf S. 21).
- [51] Flussgebietsgemeinschaft Elbe. *FIS der FGG Elbe - Hydromorphologische Qualitätskomponenten*. 2020. (Besucht am 20.01.2020) (referenziert auf S. 52).
- [52] Freie und Hansestadt Hamburg. *Abfallwirtschaftsplan Siedlungsabfälle 2017 - Fortschreibung des Abfallwirtschaftsplans Siedlungsabfälle 2007*. Behörde für Umwelt und Energie, 2017 (referenziert auf S. 56).
- [53] Freie und Hansestadt Hamburg. *Hamburg Service - Wassergüte-Auskunft*. 2020. URL: <https://serviceportal.hamburg.de/HamburgGateway/FVP/FV/BSU/wasserguete/wfWassergueteAnfrageKarte.aspx?sid=37> (besucht am 25.02.2020) (referenziert auf S. 53, 82).
- [54] Ivo Georgiev. *Case study on Solar-heating plant in Silkeborg, Denmark - Annex A.4 to part 1 of the study on the competitiveness of the renewable energy sector*. CEPS, COWI, Directorate-General for Energy (European Commission), 2019 (referenziert auf S. 106).

- [55] Philipp Gerbert u. a. *Klimapfade für Deutschland*. The Boston Consulting Group, Prognos, 2018. URL: https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/20180118_BDI_Studie_Klimapfade_fuer_Deutschland_01.pdf (besucht am 19.02.2020) (referenziert auf S. 73).
- [56] Norman Gerhardt u. a. *Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien - Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten*. Agora Enrgiewende, Fraunhofer IWES, 2014. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2013/power-to-heat/Agora_PtH_Langfassung_WEB.pdf (besucht am 20.03.2020) (referenziert auf S. 76, 101).
- [57] *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung – KWKG 2017*. 2017 (referenziert auf S. 25).
- [58] *Gesetz zur Einsparung von Energie in Gebäuden (Energieeinsparungsgesetz - EnEG). Energieeinsparungsgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 1. September 2005 (BGBl. I S. 2684), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 4. Juli 2013 (BGBl. I S. 2197) geändert worden ist*. 2013. URL: <http://www.gesetze-im-internet.de/eneg/EnEG.pdf> (besucht am 24.04.2019) (referenziert auf S. 23, 24).
- [59] *Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Bewirtschaftung von Abfällen (Kreiswirtschaftsgesetz - KrWG)*. 2012. URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/krwg/KrWG.pdf> (besucht am 13.02.2020) (referenziert auf S. 100).
- [60] *Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG). Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1722) geändert worden ist*. 2015. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/eew_rmeg/EEW%C3%A4rmeG.pdf (besucht am 24.04.2019) (referenziert auf S. 23, 24, 56).
- [61] Wärme Hamburg GmbH. *Die Südleitung - Energiepark Hafen*. 2020. URL: <https://energiepark-hafen.hamburg/die-suedleitung/> (besucht am 29.01.2020) (referenziert auf S. 88, VIII).
- [62] *Google Maps: Rechenzentren Hamburg*. 2020. URL: <https://www.google.de/maps/search/rechenzentren+hamburg/> (besucht am 29.01.2020) (referenziert auf S. 90, 91, XI).
- [63] *Gradtagszahlen Deutschland*. 2019. URL: http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/werkzeuge/Gradtagszahlen_Deutschland.xls (besucht am 03.12.2019) (referenziert auf S. 39).
- [64] Helmut Groscurth. *Grundlagenstudie Erneuerbare Energien in Hamburg*. energy & carbon consulting, 2005. URL: http://www.arrhenius.de/uploads/media/Groscurth_ErneuerbareEnergienHamburg.pdf (besucht am 26.11.2019) (referenziert auf S. 30).

- [65] Helmuth-M. Groscurth u. a. „Basisgutachten zum Masterplan Klimaschutz für Hamburg - Möglichkeiten zur Verringerung der CO₂-Emissionen im Rahmen einer Verursacherbilanz“. In: (2010). URL: <https://www.hamburg.de/contentblob/4312988/d35ac390ff234478e818023286d2a2b4/data/basisgutachten-masterplan-klimaschutz.pdf> (besucht am 26. 11. 2019) (referenziert auf S. 30).
- [66] *Hamburgisches Gesetz zum Schutz des Klimas*. Juni 2020. URL: <http://www.landesrecht-hamburg.de/jportal/portal/page/bshaprod.psml?nid=0&showdoccase=1&doc.id=jlr-KlimaSchGHA2020rahmen&st=null> (besucht am 04.03.2020) (referenziert auf S. 25).
- [67] Christian Hein. *Fernwärme für die HafenCity Ost. Industrielle Abwärmeauskopplung zur CO₂-neutralen Wärmeversorgung des neuen Hamburger Stadtteils*. 2018. URL: http://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/Veranstaltungen/05_AURUBIS.pdf (besucht am 28.01.2020) (referenziert auf S. 58, 75, 88, 98, 110).
- [68] Andreas Hermelink u. a. „Flächendeckende Erhebung und Kartierung des energetischen Zustandes des Hamburger Gebäudebestandes“. In: (2011) (referenziert auf S. 30).
- [69] Andreas H. Hermelink u. a. „Basisgutachten zum Masterplan Klimaschutz für Hamburg - Ergänzungsgutachten: Wärmebedarf der Gebäude“. In: (2010). (Besucht am 26. 11. 2019) (referenziert auf S. 30, 40, 41).
- [70] Michalea Hessling und Carlo Kallen. *Presseinformation: Aurubis und enercity schließen Vertrag über die Lieferung von CO₂-freier Abwärme für die östliche Hafencity*. enercity AG; Aurubis AG, 2017. URL: https://www.aurubis.com/binaries/content/assets/aurubisrelaunch/files/pressemitteilungen/2017/021717_pm_vertrag_fernwaerme_k.pdf (besucht am 28.01.2020) (referenziert auf S. 58).
- [71] Hotmaps Consortium. *Hotmaps Toolbox*. 2019. URL: <https://www.hotmaps.hevs.ch/map> (besucht am 27. 11. 2019) (referenziert auf S. 47–49, 54, 55, 63, 66, 85, 86, IV–VI).
- [72] Gertec GmbH Ingenieurgesellschaft. *Kältemarktanalyse der Stadt Hamburg im Juni 2010*. Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt, 2010. URL: <http://www.kaeltenetz-hamburg.de/files/kaeltemarktanalyse-pdf.pdf> (besucht am 16. 12. 2019) (referenziert auf S. 63).
- [73] Till Jenssen. *Einsatz der Bioenergie in Abhängigkeit von der Raum- und Siedlungsstruktur: Wärmetechnologien zwischen technischer Machbarkeit, ökonomischer Tragfähigkeit, ökologischer Wirksamkeit und sozialer Akzeptanz*. Vieweg + Teubner Research, 2010 (referenziert auf S. 54, 55, 71, 94, 99).
- [74] Martin Kaltschmitt u. a. *Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren*. Springer, Berlin, Heidelberg, 2009. ISBN: 978-3-642-03248-6 (referenziert auf S. 4, 5, 99).
- [75] Martin Kaltschmitt u. a. *Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte (German Edition)*. Springer, 2013. ISBN: 978-3-642-03248-6 (referenziert auf S. 13, 14, 69, 79, 87, 92–94, 107).

- [76] Henriette Kammer. *Thermische Seewassernutzung in Deutschland: Bestandsanalyse, Potential und Hemmnisse seewasserbetriebener Wärmepumpen (German Edition)*. Springer Vieweg, 2018. ISBN: 978-3-658-20900-1 (referenziert auf S. 51–53, 97).
- [77] MVR Müllverwertung Rugenberger Damm GmbH & Co. KG. *MVR - Energieerzeugung*. 2020. URL: <https://mvr-hh.de/was-wir-produzieren/energieerzeugung/> (besucht am 17.02.2020) (referenziert auf S. 56).
- [78] Thomas Klaus u. a. *2050: 100% - Energieziel 2050: 100% Stroma us erneuerbaren Quellen*. Umweltbundesamt, 2010 (referenziert auf S. 63, 73, 97).
- [79] Dr. Matthias Koch u. a. *Rolle der Bioenergie im Strom- und Wärmemarkt bis 2050 unter Einbeziehung des zukünftigen Gebäudebestandes*. Öko-Institut e.V., 2018. URL: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Rolle-Bioenergie-im-Strom-Waermemarkt-bis-2050.pdf> (besucht am 19.02.2020) (referenziert auf S. 73, 82).
- [80] Panos Konstantin. *Praxisbuch der Fernwärmeversorgung: Systeme, Netzaufbauvarianten, Kraft-Wärme-Kopplung, Kostenstrukturen und Preisbildung*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2018. ISBN: 978-3-662-55911-6. DOI: 10.1007/978-3-662-55911-6_1 (referenziert auf S. 10, 11, 37, 67, 68, 76, 79).
- [81] Landesbetrieb Geoinformation und Vermessung. *Geo-Online*. 2020. URL: <https://geoportal-hamburg.de/geoportal/geo-online/#> (besucht am 29.01.2020) (referenziert auf S. 91, X).
- [82] Landesbetrieb Geoinformtion und Vermessung Hamburg. *Flächennutzungsplan Hamburg*. 2020. URL: <https://metaver.de/kartendienste> (besucht am 10.01.2020) (referenziert auf S. 85).
- [83] Dmitri Lewandrowski und Nadine Pauly. *Auktionierung - Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen*. Deutsche Emissionshandelsstelle, 2020. URL: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2020/2020_Bericht_01.pdf;jsessionid=1D36F38B9434A7B0BD9A199A87E78FEC.2_cid331?__blob=publicationFile&v=2 (besucht am 11.03.2020) (referenziert auf S. 7, 135).
- [84] Haoran Li und Natasa Nord. „Transition to the 4th generation district heating - possibilities, bottlenecks, and challenges“. In: *Energy Procedia* 149 (2018). 16th International Symposium on District Heating and Cooling, DHC2018, 9–12 September 2018, Hamburg, Germany, S. 483–498. ISSN: 1876-6102. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.213>. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610218305095> (besucht am 20.03.2019) (referenziert auf S. 11, 64, 121).
- [85] Sigrid Lindner u. a. „Optionen und Instrumente der Freien und Hansestadt Hamburg zur Reduzierung der CO₂-Emissionen im Gebäudesektor - Gutachterliche Analyse und Simulation der CO₂Einsparung“. In: (2018). (Besucht am 26.11.2019) (referenziert auf S. 31–33, 37, 39, 42, 44, 50, 131).

- [86] Tao Lu u. a. „Investigation of air management and energy performance in a data center in Finland: Case study“. In: *Energy and Buildings* 43.12 (2011), S. 3360–3372. ISSN: 0378-7788. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2011.08.034>. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778811003847> (referenziert auf S. 62).
- [87] Henrik Lund u. a. „4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems“. In: *Energy* 68 (2014), S. 1–11. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.089>. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214002369> (besucht am 04.03.2019) (referenziert auf S. 9–12, 38).
- [88] Rasmus Lund und Kenneth Hansen. *D1.5: Energy Planning Analysis*. Aalborg University, 2019. (Besucht am 27.01.2020) (referenziert auf S. 62, 63, 66, 81, 83, 84, 108).
- [89] Kristina Lygnerud und Sven Werner. „Risk assessment of industrial excess heat recovery in district heating systems“. In: *Energy* 151 (2018), S. 430–441. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.047>. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544218304559> (referenziert auf S. 98).
- [90] Kristina Lygnerud u. a. „Contracts, Business Models and Barriers to Investing in Low Temperature District Heating Projects“. In: *Applied Sciences* 9 (2019). URL: <https://www.mdpi.com/2076-3417/9/15/3142> (besucht am 30.01.2020) (referenziert auf S. 15, 98).
- [91] Christian Maaß. „Erneuerbare Energien im Fernwärmenetz Hamburg - Teil 2: Transformationsstrategie Fernwärme“. In: (2017). URL: <https://www.hamburg-institut.com/images/pdf/studien/171222-Transformationsstrategie-Fernwarme-HH.pdf> (besucht am 23.10.2019) (referenziert auf S. 27, 31).
- [92] Christian Maaß und Matthias Sandrock. „Ökologisch-soziale Wärmepolitik für Hamburg - Handlungsansätze für die Legislaturperiode 2015-2020“. In: (2015) (referenziert auf S. 31, 38).
- [93] Magnus Maier. „Die kommunale Wärmeplanung - Ein wichtiger Treiber der Wärmewende“. In: *Renews Spezial* Nr. 76 (2016) (referenziert auf S. 17).
- [94] J. Malinauskaite u. a. „Municipal solid waste management and waste-to-energy in the context of a circular economy and energy recycling in Europe“. In: *Energy* 141 (2017), S. 2013–2044. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.128>. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217319862> (referenziert auf S. 95, 101).
- [95] D. Mangold u. a. „Sustainable Engineering - Seasonal Thermal Energy Storage in Germany“. In: *Structural engineering international : SEI : journal of the International Association for Bridge and Structural Engineering (IABSE)* 14.3 (2004). Hrsg. von D. Mangold u. a., S. 230 (referenziert auf S. 77, 78).

- [96] Dr. Felix Chr. Matthes u. a. *Zukunft Stromsystem II - Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung - Vom Ziel her denken*. Öko-Institut e.V., Prognos, 2019. URL: <https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF-Zukunft-Stromsystem-2.pdf> (besucht am 19.02.2020) (referenziert auf S. 73).
- [97] Astrid Matthey und Björn Bünger. *Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten - KostensätzeStand 02/2019*. Umweltbundesamt, 2019. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-02-11_methodenkonvention-3-0_kostensaetze_korr.pdf (besucht am 11.03.2020) (referenziert auf S. 6, 7).
- [98] Michael Memmler u. a. *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2016*. Umweltbundesamt, 2017. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energietraeger> (besucht am 09.03.2020) (referenziert auf S. 69).
- [99] Andreas Mueller. *Restricted solar thermal energy open field energy potential for the EU28 and Switzerland, Norway and Iceland for the year 2012*. 2019. URL: https://gitlab.com/hotmaps/potential/potential_solarthermal_collectors_open_field/blob/master/README.md (besucht am 27.11.2019) (referenziert auf S. 47).
- [100] Frederik Neuwahl u. a. *Best Available Techniques (BAT) - Reference Document for Waste Incineration*. European Commission, 2019. URL: https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/sites/default/files/2020-01/JRC118637_WI_Bref_2019_published_0.pdf (besucht am 13.03.2020) (referenziert auf S. 57).
- [101] Bastian Olzem. *Strategiepapier Zukunft Wärmenetzsysteme*. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2017 (referenziert auf S. 10).
- [102] Angelika Paar u. a. *Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien*. ifeu -Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, GEF Ingenieur AG, AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., 2013 (referenziert auf S. 15, 16, 49, 69, 74, 80–84, 88, 89, 92–99, 101).
- [103] *Pan-European Thermal Atlas*. 2018. URL: <https://heatroadmap.eu/peta4/> (besucht am 28.11.2019) (referenziert auf S. 19, 57, 58, 61).
- [104] Thomas Pauschinger u. a. *Design Aspects for Large-Scale Aquifer and Pit Thermal Energy Storage for District Heating and Cooling*. International Energy Agency Technology Collaboration Programme on District Heating, Cooling including Combined Heat and Power (IEA-DHC), 2020. URL: https://www.iea-dhc.org/fileadmin/documents/Annex_XII/2020.03.09_Report_Task_A_IEA_DHC_Annex_XII_Project_03.pdf (besucht am 17.03.2020) (referenziert auf S. 117).

- [105] Martin Pehnt und Jörg Schneider. „Kraft-Wärme-Kopplung“. In: *Energieeffizienz: Ein Lehr- und Handbuch*. Hrsg. von Martin Pehnt. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2010, S. 117–146. ISBN: 978-3-642-14251-2. DOI: 10.1007/978-3-642-14251-2_4. URL: https://doi.org/10.1007/978-3-642-14251-2_4 (referenziert auf S. 72).
- [106] Urban Persson und Helge Averfalk. *D1.4: Accessible urban waste heat*. Halmstad University, 2018. URL: <https://www.reuseheat.eu/wp-content/uploads/2019/02/D1.4-Accessible-urban-waste-heat.pdf> (besucht am 13.12.2019) (referenziert auf S. 16, 19, 61, 62, 84, 94, 108).
- [107] Simon Pezzutto u. a. *D23 WP2 Report - Open Data Set for the EU28*. Hotmaps, 2019. (Besucht am 26.11.2019) (referenziert auf S. 19, 47, 54, 86).
- [108] Benjamin Pfluger und Bernd Testeegen ans Bernd Franke. *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Consentec GmbH, ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, 2017. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf?__blob=publicationFile&v=4, (besucht am 19.02.2020) (referenziert auf S. 73).
- [109] Henrik Pieper u. a. „Allocation of investment costs for large-scale heat pumps supplying district heating“. In: *Energy Procedia* 147 (2018). International Scientific Conference “Environmental and Climate Technologies”, CONECT 2018, 16-18 May 2018, Riga, Latvia, S. 358–367. ISSN: 1876-6102. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.07.104>. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610218302613> (referenziert auf S. 70, 75, 76, 113).
- [110] projects energy gmbh. *Studie zum Biomassepotential in der Freien und Hansestadt Hamburg*. Landwirtschaftskammer Hamburg, 2009. URL: <https://www.hamburg.de/contentblob/3978800/9c03b523a6bc9e77f95e4d06954f1ea3/data/biomassestudie.pdf> (besucht am 15.01.2020) (referenziert auf S. 56, 57, 83, 89, 90, 94, 99).
- [111] Dr. Matthias Sandrock; Christian Maaß; Simona Weisleder; Christoph Kaufmann; Gerrit Fuß; Per Alex Sorensen; Linn Laurberg Jensen; Kai Radmann. „Erneuerbare Energien im Fernwärmenetz Hamburg“. In: (2016). (Besucht am 26.11.2019) (referenziert auf S. 5, 30–32, 41, 46, 50, 51, 54–57, 60, 61, 63–65, 82).
- [112] „Rekommunalisierung der Hamburger Fernwärmeversorgung - Ökonomischer und ökologischer Nutzen für Hamburg“. In: (2013). URL: [unser-netz-hamburg.de/wp-content/uploads/9-2013-Zusammenfassung-LBD-Fernwaerme-Hamburg-1.pdf](http://www.unser-netz-hamburg.de/wp-content/uploads/9-2013-Zusammenfassung-LBD-Fernwaerme-Hamburg-1.pdf) (besucht am 26.11.2019) (referenziert auf S. 31, 38).
- [113] Alessandro Dalla Rosso u. a. *Annex X Final report: Toward 4th Generation District Heating: Experience and Potential of Low-Temperature District Heating*. Technical University of Denmark, Lyngby, Denmark; Halmstad University, School of Business, Engineering, Science, Biological und Environmental Systems (BLESS), Energy Science; Dresden

- University of Technology, Dresden, Germany; Scottish & Southern Energy, Perthshire, United Kingdom; Building Research Establishment, Watford, United Kingdom, 2014. URL: https://www.iea-dhc.org/fileadmin/documents/Annex_X/IEA_Annex_X_Final_Report_2014_-_Toward_4th_Generation_District_Heating.pdf (besucht am 28.03.2019) (referenziert auf S. 11, 121).
- [114] Claudia Schlemmermeier und Adam Janik. „Wärmeversorgungskonzept für die Freie und Hansestadt Hamburg“. In: (2011). (Besucht am 26.11.2019) (referenziert auf S. 30–32, 45, 50, 51, 55, 65, 66).
- [115] Thomas Schmidt. *Monitoring results from large-scale solar thermal plants with long term storage in Marstal, Braedstrup and Dronninglund, Denmark*. URL: https://www.solarthermalworld.org/sites/gstec/files/news/file/2016-10-03/schmidt_solites.pdf (besucht am 22.01.2020) (referenziert auf S. 68).
- [116] Andreas Schneller u. a. *Wärmenetze 4.0 im Kontext der Wärmewende. Politische Handlungsempfehlungen für eine Dekarbonisierung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung*. Forschungsber. Berlin: adelphi, 2018. (Besucht am 28.03.2019) (referenziert auf S. 9, 11, 12).
- [117] Rüdiger Schulz u. a. *Geothermie-Atlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CCS und Tiefer Geothermie, Endbericht*. Leibniz Institut für Angewandte Geothermie, 2013. (Besucht am 28.11.2019) (referenziert auf S. 50, 51).
- [118] Rüdiger Schulz u. a. *Web Map Service des Geothermie-Atlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CCS und Tiefer Geothermie, Endbericht*. 2013. URL: https://www.geotis.de/wms_atlas.php (besucht am 28.11.2019) (referenziert auf S. 50, 69, 87, VII).
- [119] Dietmar Schüwer u. a. *Konsistenz und Aussagefähigkeit der Primärenergie-Faktoren für Endenergieträger im Rahmen der EnEV*. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, 2015. (Besucht am 11.12.2019) (referenziert auf S. 24).
- [120] Florian Schwinghammer. „Thermische Nutzung von Oberflächengewässern“. Masterarbeit. Albert-Ludwigs-Universität Freiburg i. Br., 2012 (referenziert auf S. 53, 66).
- [121] *Solar district heating guidelines*. 2012 (referenziert auf S. 13, 64, 68, 87, 92, 96).
- [122] Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein. *Eigentums- und Pachtverhältnisse in Hamburg 2016*. 2018 (referenziert auf S. 68).
- [123] Michael Strogies und Patrick Gniffke. *Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2017 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2015*. Umweltbundesamt, 2017. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/berichterstattung-unter-der-klimarahmenkonvention-2> (besucht am 09.03.2020) (referenziert auf S. 74, 122).

- [124] Daniela Thrän u. a. *Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials (TATBI) - Endbericht*. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH - UFZ, 2019. URL: https://www.ufz.de/export/data/2/231892_technoekonomische-analyse-und-transformationspfade-des-energetischen-biomassepotentials%281%29.pdf (besucht am 10.02.2020) (referenziert auf S. 54, 73).
- [125] Hendrik Tietje und Shira-Lee Teunis. *Energiebilanz und CO₂-Bilanzen für Hamburg 2017*. Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2019. (Besucht am 25.10.2019) (referenziert auf S. 36, 39, 58–60, 62, 105).
- [126] Nguyen Le Truong und Leif Gustavsson. „Integrated biomass-based production of district heat, electricity, motor fuels and pellets of different scales“. In: *Applied Energy* 104 (2013), S. 623–632. ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.11.041>. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261912008343> (referenziert auf S. 59, 60).
- [127] *VDI 2067: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung*. 2012 (referenziert auf S. 67, 68, 70, 75, 76).
- [128] *VDI 3807 Blatt 1 (2013-06-00), Verbrauchskennwerte für Gebäude - Grundlagen*. 2013 (referenziert auf S. 39).
- [129] Verein Deutscher Ingenieure e.V. *VDI 4608-2: Energiesysteme - Kraft-Wärme-Kopplung - Allokation und Bewertung*. 2008 (referenziert auf S. 76, 77).
- [130] Verein Deutscher Ingenieure e.V. *VDI 6002: Solare Trinkwassererwärmung - Allgemeine Grundlagen, Systemtechnik und Anwendung im Wohnungsbau*. 2014 (referenziert auf S. 68).
- [131] Agora Verkehrswende u. a. *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*. 2018. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf (besucht am 18.03.2020) (referenziert auf S. 16, 76, 77).
- [132] *Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV)*. *Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme vom 20. Juni 1980 (BGBl. I S. 742), die zuletzt durch Artikel 16 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2722) geändert worden ist*. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/avbfernw_rmev/AVBFernw%C3%A4rmeV.pdf (besucht am 25.04.2019) (referenziert auf S. 25).
- [133] *Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung - EnEV)*. *Energieeinsparverordnung vom 24. Juli 2007 (BGBl. I S. 1519), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 24. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1789) geändert worden ist*. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/enev_2007/EnEV.pdf (besucht am 24.04.2019) (referenziert auf S. 24).

- [134] *Verordnung zum Schutz der Oberflächengewässer (Oberflächengewässerverordnung - OGe-wV)*. 2016. URL: http://www.gesetze-im-internet.de/ogewv_2016/index.html (besucht am 20.01.2020) (referenziert auf S. 52, 93).
- [135] Philipp Vohrer und Jörg Mühlenhoff. *Potenzialatlas Bioenergie in den Bundesländern - Teilkapitel: Hamburg*. Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) e.V., 2013. URL: https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/241.AEE_Potenzialatlas_Bioenergie_Hamburg_jan13.pdf (besucht am 02.01.2020) (referenziert auf S. 56, 57, 97).
- [136] Mikko Wahlroos u.a. „Utilizing data center waste heat in district heating – Impacts on energy efficiency and prospects for low-temperature district heating networks“. In: *Energy* 140 (2017), S. 1228–1238. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.08.078>. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217314548> (referenziert auf S. 62).
- [137] Wärme Hamburg GmbH. *Daten und Fakten - Kalenderjahr 2019*. 2019. URL: <https://waerme.hamburg/ueber-uns/unternehmensprofil> (besucht am 25.10.2019) (referenziert auf S. 28, 29).
- [138] Wärme Hamburg GmbH. *Erzeugungsanlagen & Netz*. 2019. URL: <https://waerme.hamburg/ueber-uns/unternehmensprofil> (besucht am 25.10.2019) (referenziert auf S. 28–30, 85–89, IV–VII, IX).
- [139] Sven Werner. „International review of district heating and cooling“. In: *Energy* 137 (2017), S. 617–631. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.045>. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036054421730614X> (referenziert auf S. 10, 11).
- [140] Wolfgang Zander u.a. *Erstellung einer Expertise zur Hamburger Fernwärmeversorgung; Handlungsalternativen für das Kohlekraftwerk in Wedel*. Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, 2015. URL: <https://www.hamburg.de/contentblob/4616726/a45eb664dbe77aecb39356b246498d14/data/endbericht-gutachten-wedel.pdf> (besucht am 26.11.2019) (referenziert auf S. 31, 41).
- [141] ZDF- Frontal21. *Kosten und Gebühren der Müllverbrennung in Deutschland nach Unternehmen im Jahr 2010*. 2010. URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/219745/umfrage/kosten-und-gebuehren-der-muellverbrennung-in-deutschland-nach-unternehmen/> (besucht am 08.03.2020) (referenziert auf S. 74).
- [142] *Ziel des Projekts - GEWISS*. 2020. URL: <http://gewiss.haw-hamburg.de/ueber-das-projekt/> (besucht am 23.03.2020) (referenziert auf S. 19).
- [143] Dr. Hans-Joachim Ziesing. *Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2017. Studie beauftragt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie Projektnummer: 072/15*. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., 2018. (Besucht am 17.04.2019) (referenziert auf S. 1, 23).

A Standortkarten der Wärmeerzeuger

A.1 Potential für Freiflächen-Solarthermie

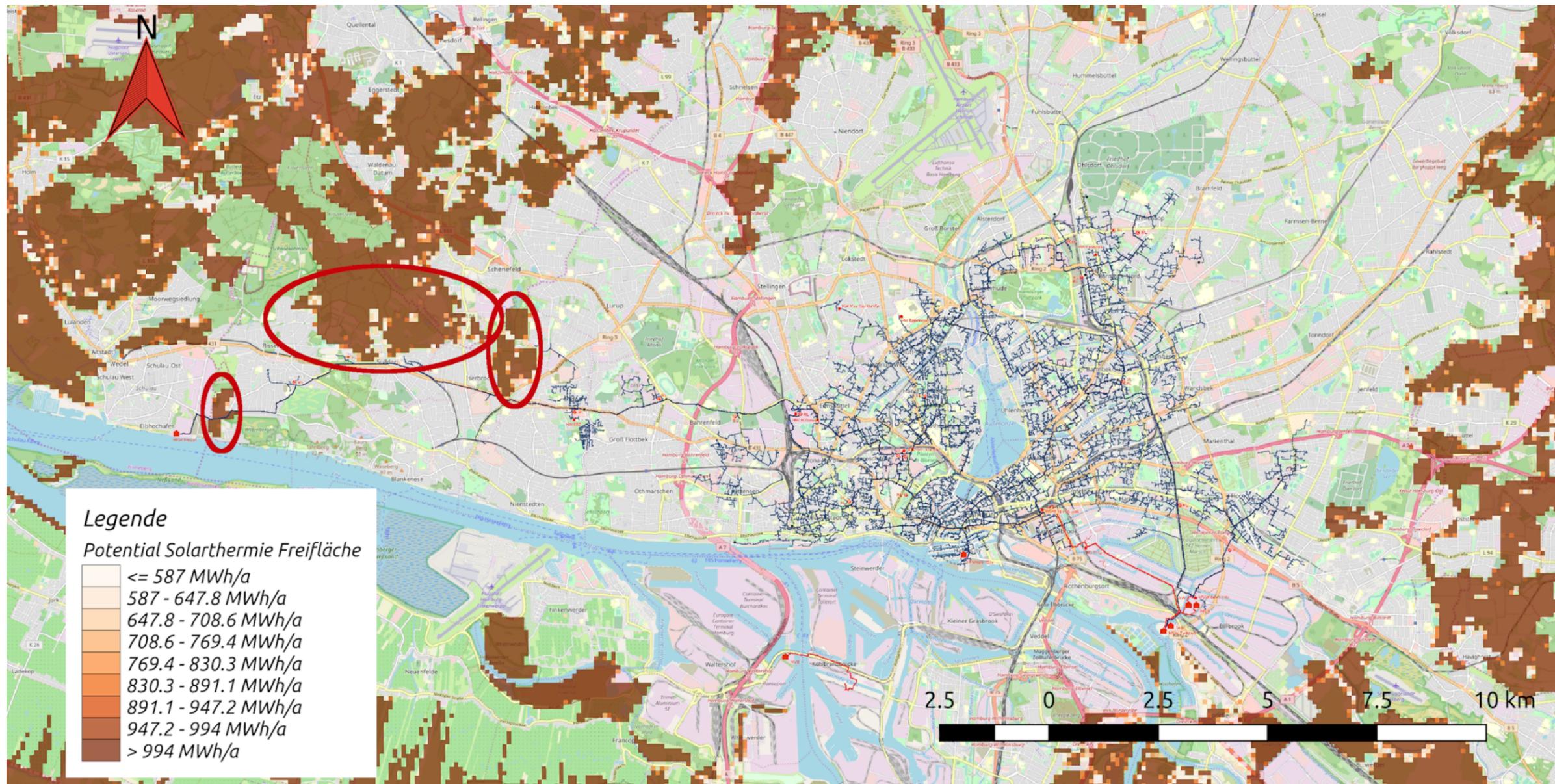


Abbildung A.1: Geeignete Standorte für Solarthermie auf Freiflächen [71, 138]

A.2 Potential für Dachflächen-Solarthermie in Hamburg

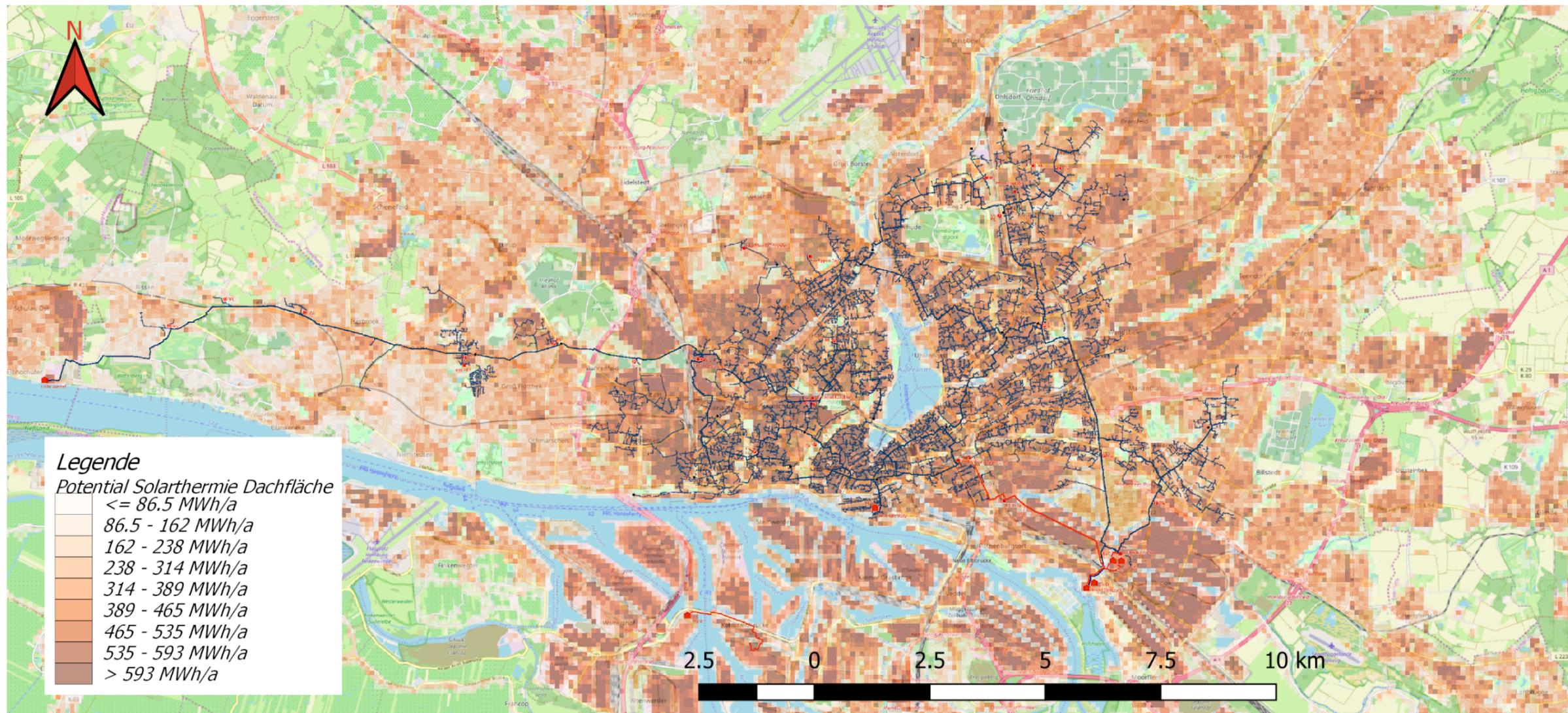


Abbildung A.2: Geeignete Standorte für Solarthermie auf Dachflächen [71, 138]

A.3 Nichtwohngebäude in Hamburg

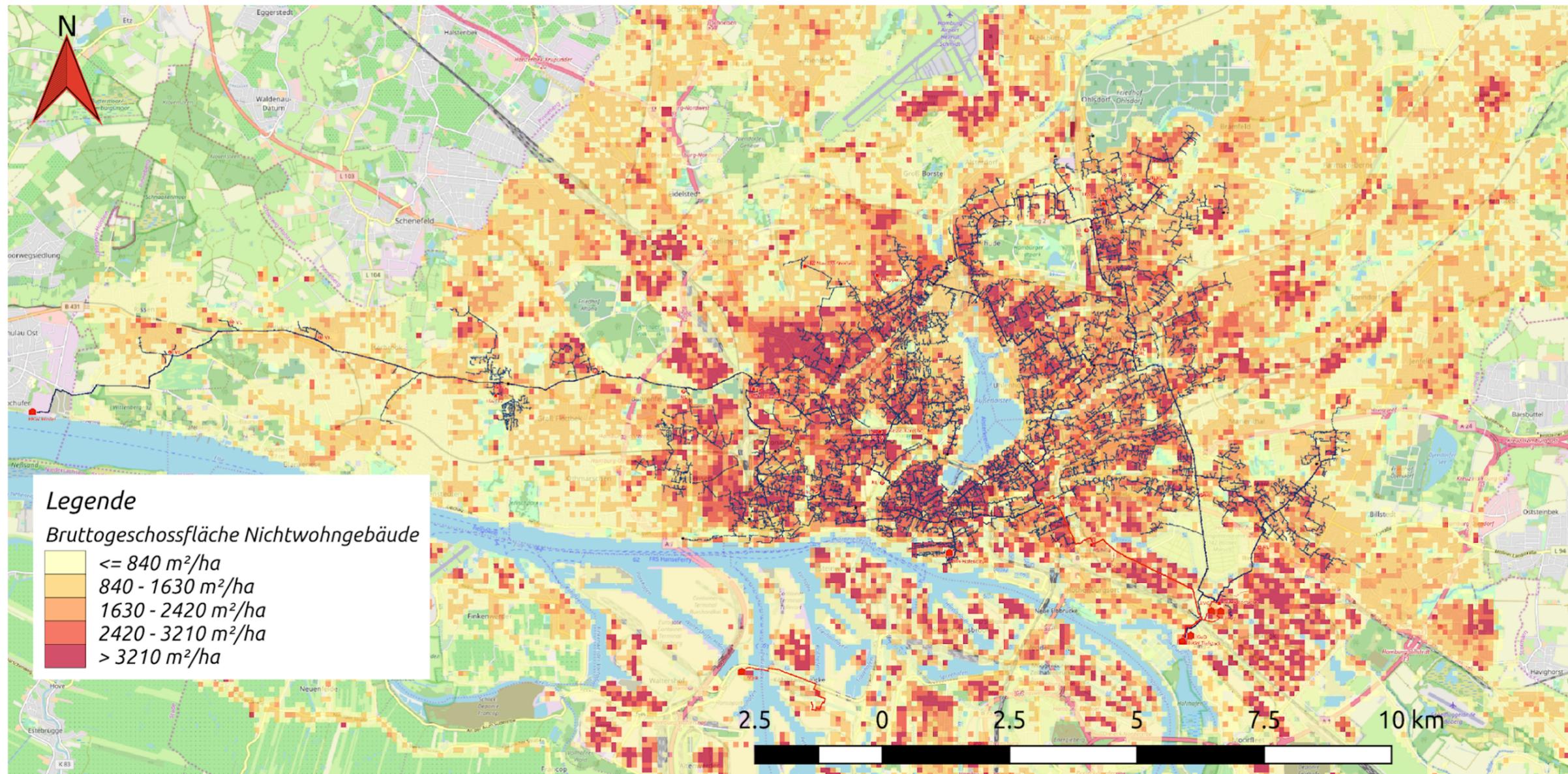


Abbildung A.3: Bruttogeschossflächen von Nichtwohngebäuden im Hamburger Wärmenetzgebiet [71, 138]

A.4 Potential für tiefe Geothermie in Hamburg

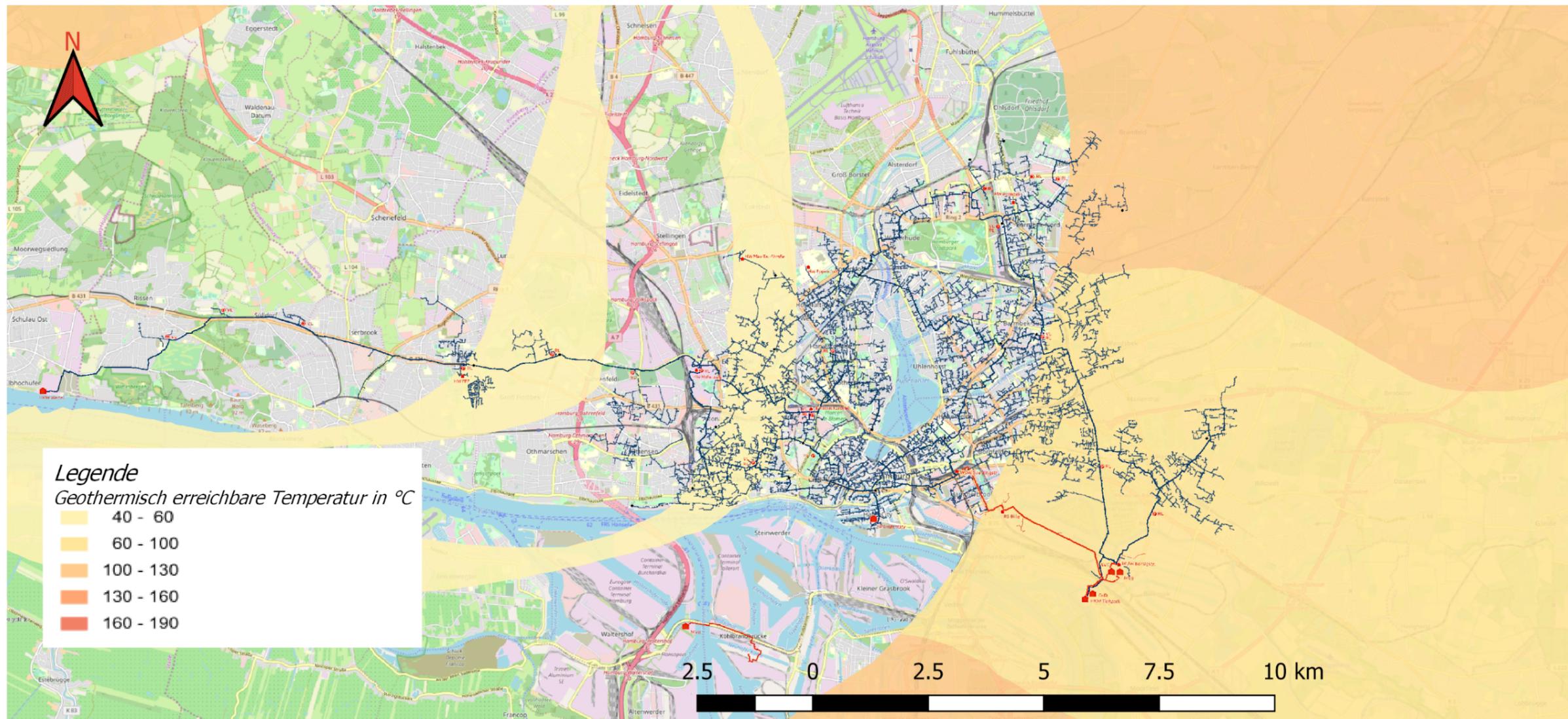


Abbildung A.4: Räumliche Korrelation von hydrothermischen Potentialen und dem Wärmenetz der Wärme Hamburg GmbH [118, 138]

A.5 Standorte für industrielle Abwärme in Hamburg

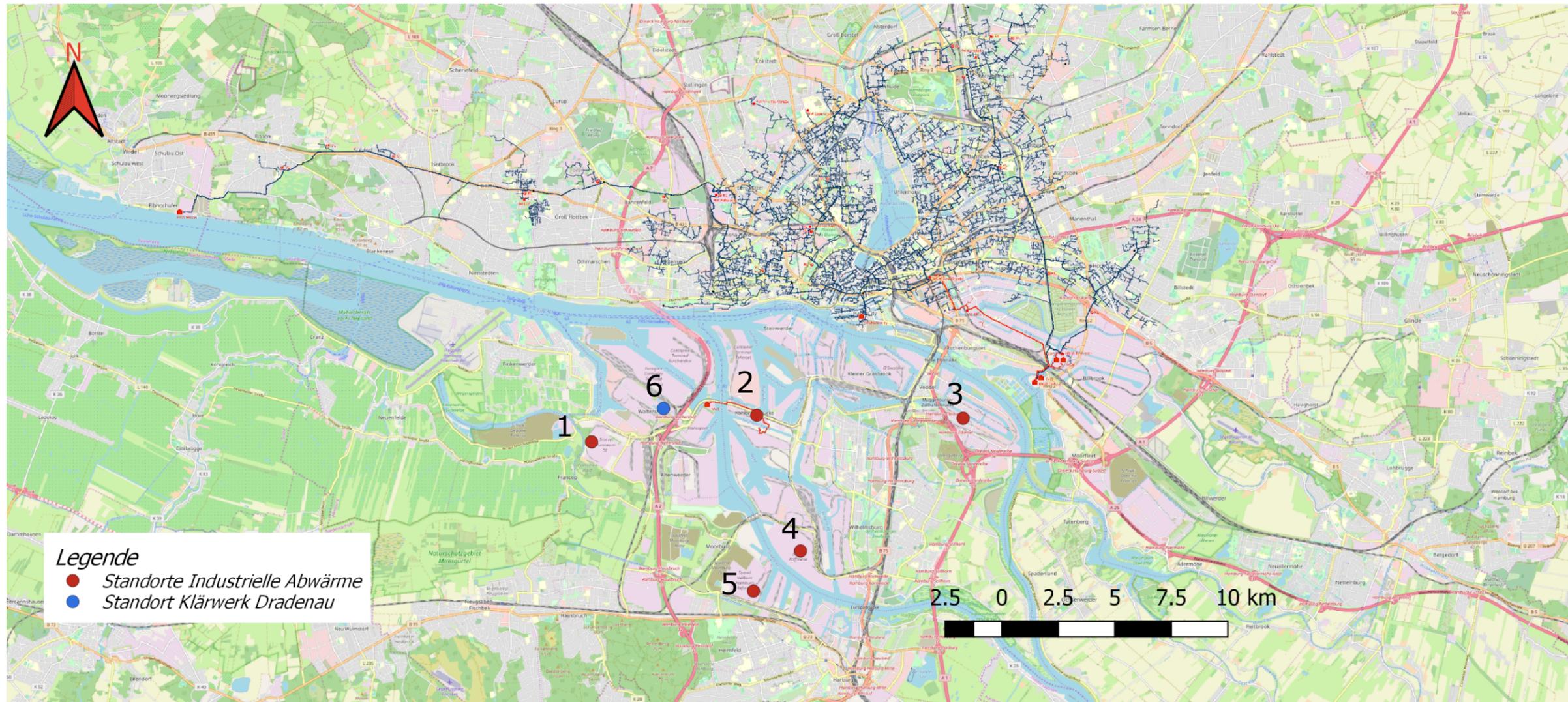


Abbildung A.5: Standorte von industriellen Abwärmeanlagen in Nähe zum Netzgebiet von Hamburg Wärme[61]

A.6 Standorte von Müllverbrennungsanlagen in Hamburg

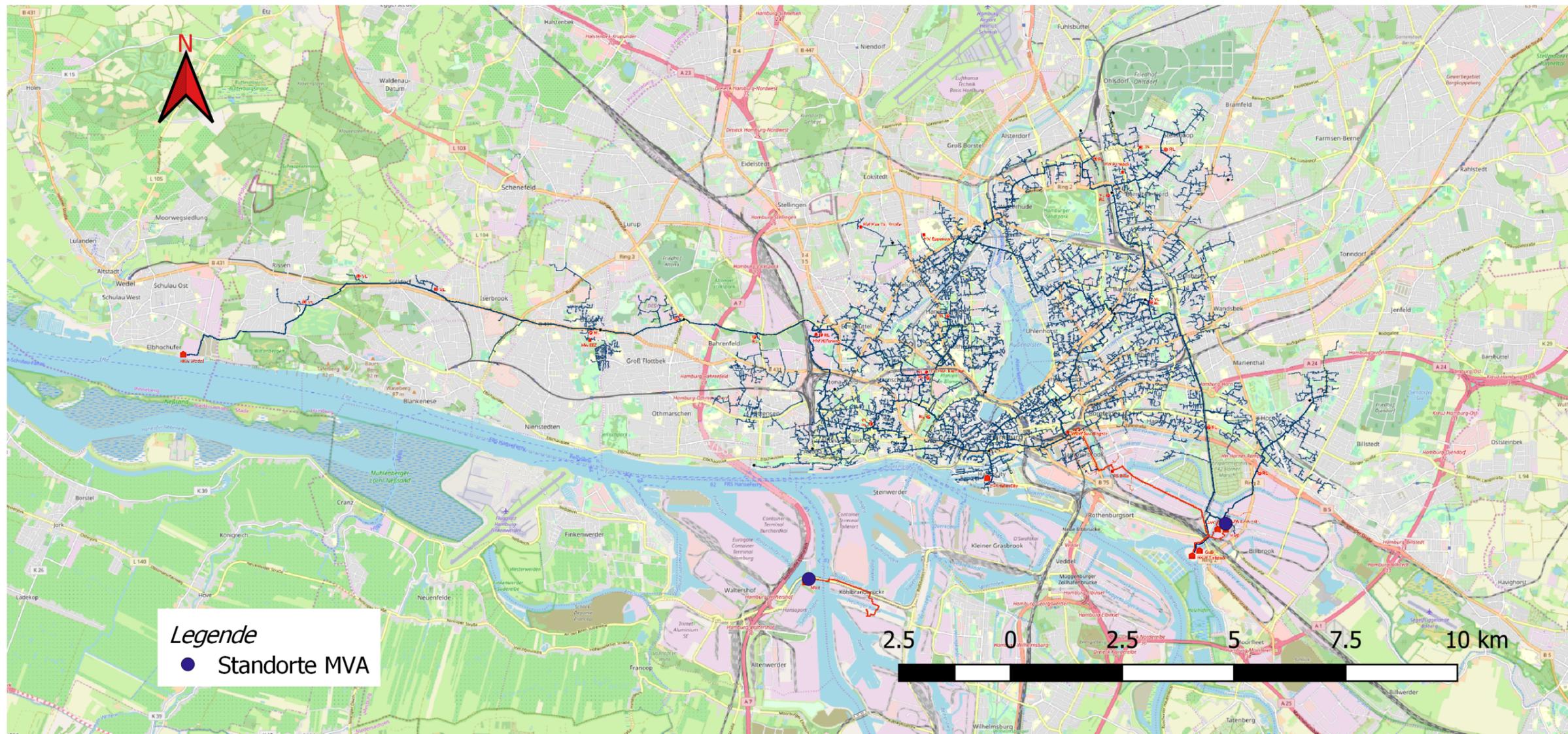


Abbildung A.6: Standorte der existierenden Müllverbrennungsanlagen in Hamburg [138]

A.7 Verlauf der U-Bahn-Linien in Hamburg

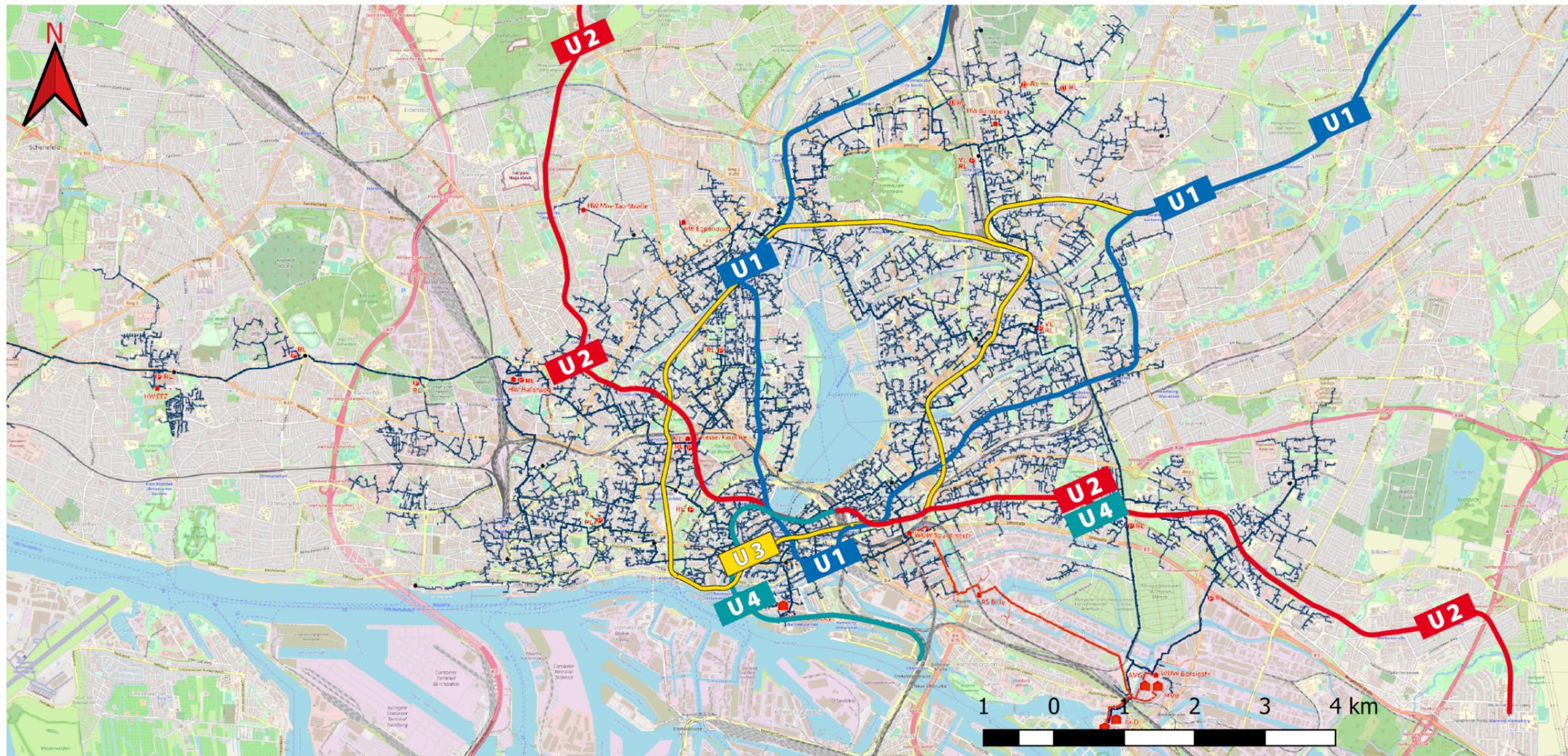


Abbildung A.7: Streckennetz der U-Bahnlinien des Hamburger Verkehrsverbunds[81]

A.8 Standorte von Rechenzentren in Hamburg

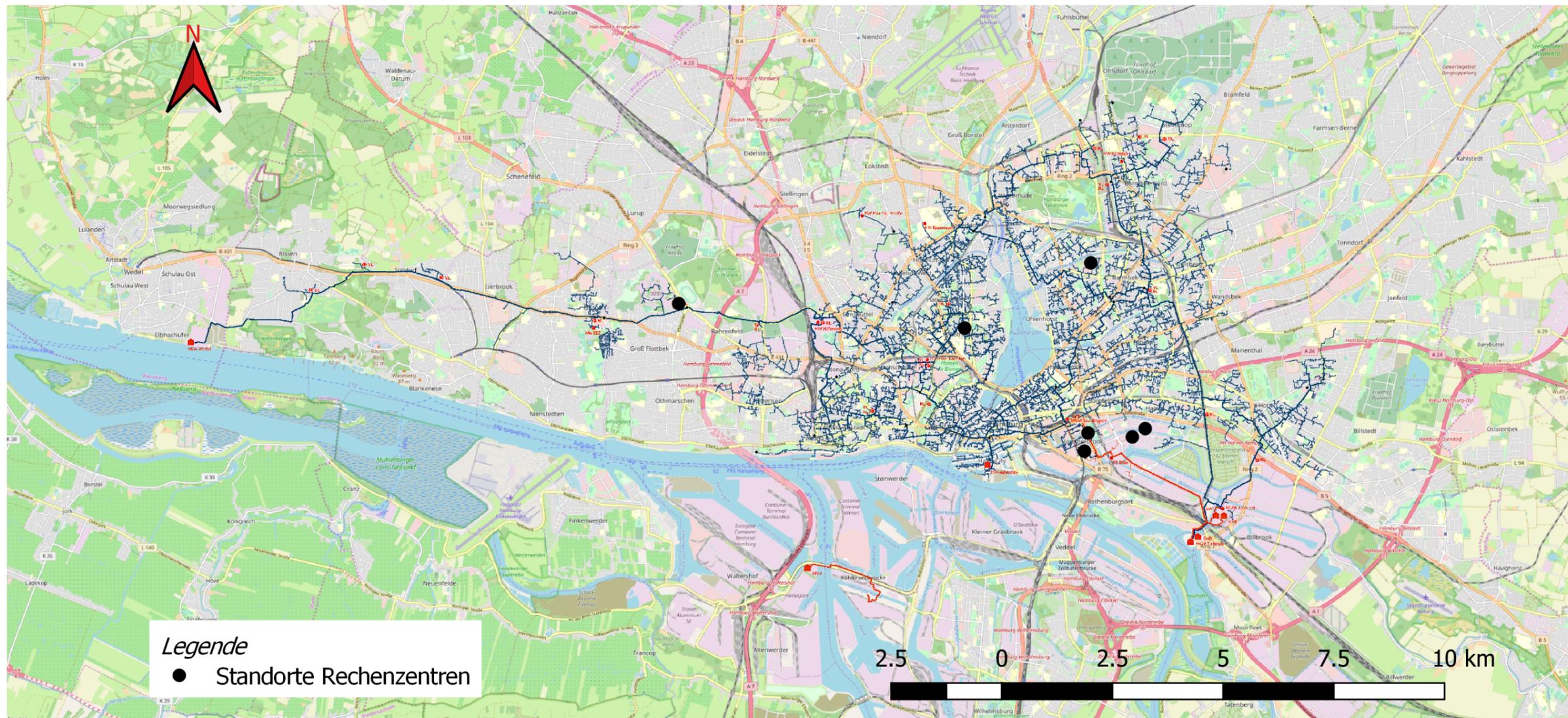


Abbildung A.8: Standorte von ausgewählten Rechenzentren im Wärmenetzgebiet, eigene Darstellung nach [62]

A.9 Kombinierte Ansicht aller potentiellen Standorte

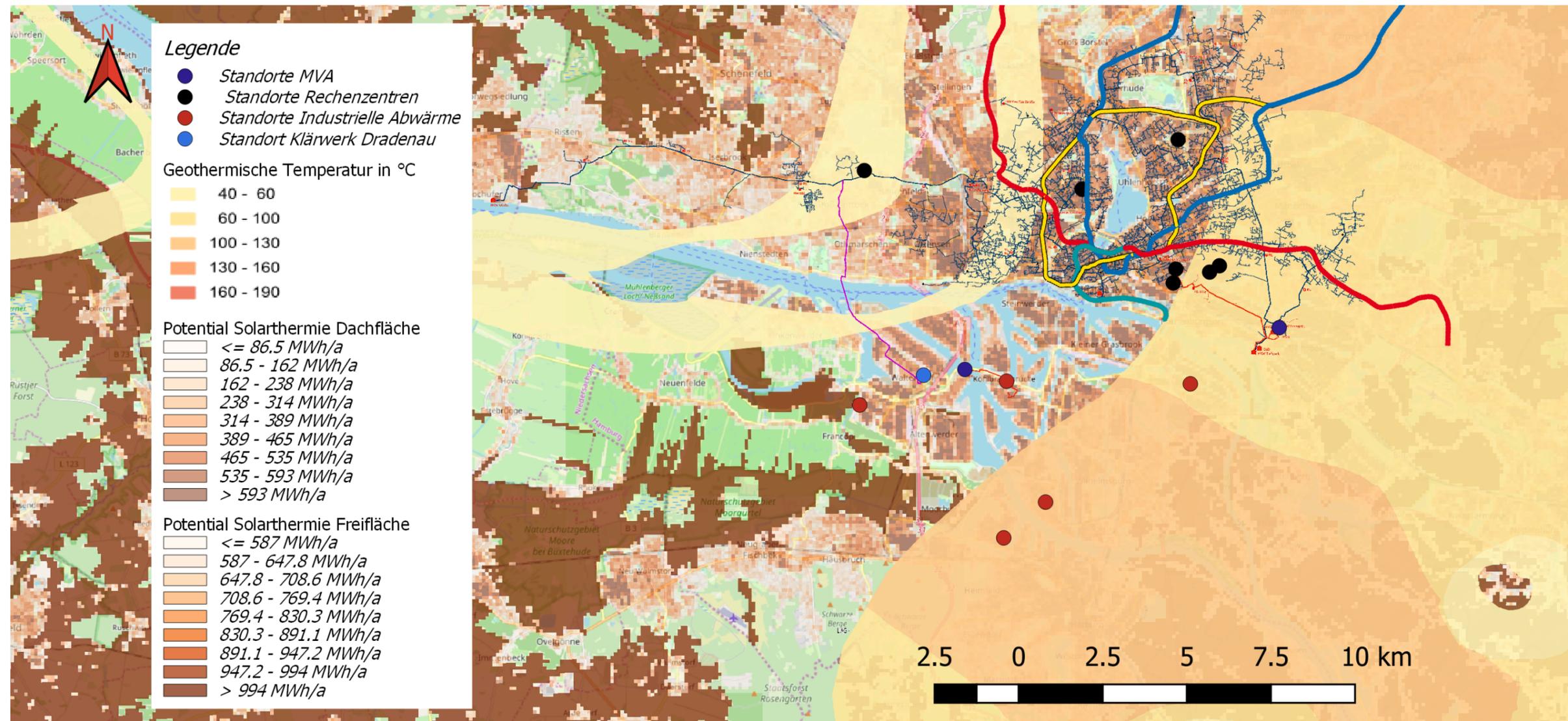


Abbildung A.9: Kombinierte Ansicht aller potentiellen Wärmerezeuger

B Digitaler Anhang

B.1 Excel-Arbeitsblatt zur Kostenkalkulation

B.2 Excel-Arbeitsblatt zur Szenarioentwicklung



Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit

Gemäß der Allgemeinen Prüfungs- und Studienordnung ist zusammen mit der Abschlussarbeit eine schriftliche Erklärung abzugeben, in der der Studierende bestätigt, dass die Abschlussarbeit „– bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit [(§ 18 Abs. 1 APSO-TI-BM bzw. § 21 Abs. 1 APSO-INGI)] – ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt wurden. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich zu machen.“

Quelle: § 16 Abs. 5 APSO-TI-BM bzw. § 15 Abs. 6 APSO-INGI

Dieses Blatt, mit der folgenden Erklärung, ist nach Fertigstellung der Abschlussarbeit durch den Studierenden auszufüllen und jeweils mit Originalunterschrift als letztes Blatt in das Prüfungsexemplar der Abschlussarbeit einzubinden.

Eine unrichtig abgegebene Erklärung kann -auch nachträglich- zur Ungültigkeit des Studienabschlusses führen.

Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung der Arbeit

Hiermit versichere ich,

Name: Nina

Vorname: Kicherer

dass ich die vorliegende Masterarbeit bzw. bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit – mit dem Thema:

Entwicklung einer Strategie für die langfristige Transformation des Hamburger Wärmenetzes

ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

- die folgende Aussage ist bei Gruppenarbeiten auszufüllen und entfällt bei Einzelarbeiten -

Die Kennzeichnung der von mir erstellten und verantworteten Teile der -bitte auswählen- ist erfolgt durch:

Hamburg

Ort

14.04.2020

Datum

