

Potentialermittlung erneuerbarer Energien in der Vorderen Neustadt (Bremen) und Ansätze zur Integration in ein zukünftiges Wärmenetz

Entstanden im Modul 2.3 Projekt Zukunftsfähige Energie- und Umweltsysteme im Masterstudiengang Zukunftsfähige Energie- und Umweltsysteme M. Eng. der Fakultät 2 - Architektur, Bau und Umwelt an der Hochschule Bremen unter Projektbetreuung durch Prof. Dr. Jürgen Knies

24.02.2023

Novi Pujianto, Michel Kruse, Philipp Scheuermann, Marvin Jütting und Georgios Karantinakis

Überarbeitet und aufbereitet zur Veröffentlichung im Kontext des Verbundvorhabens WärmewendeNordwest - Digitalisierung zur Umsetzung von Wärmewende- und Mehrwertanwendungen für Gebäude, Campus, Quartiere und Kommunen im Nordwesten - Teilprojekte: Potentiale für eine stadtweite und quartiersbezogene Transformation der Wärmeversorgung sowie Bildungsformate für nachhaltige Entwicklung (FKZ: 03SF0624H)

24.08.2023

Novi Pujianto, Timmy Schwarz und Jürgen Knies

Impressum

Potentialermittlung erneuerbarer Energien in der Vorderen Neustadt (Bremen) und Ansätze zur Integration in ein zukünftiges Wärmenetz

Entstanden im Verbundvorhaben: **WärmewendeNordwest** - Digitalisierung zur Umsetzung von Wärmewende- und Mehrwertanwendungen für Gebäude, Campus, Quartiere und Kommunen im Nordwesten - Teilprojekte: Potentiale für eine stadtweite und quartiersbezogene Transformation der Wärmeversorgung sowie Bildungsformate für nachhaltige Entwicklung (FKZ: 03SF0624H).

Basierend auf der Ausarbeitung von Novi Pujianto, Michel Kruse, Philipp Scheuermann, Marvin Jütting und Georgios Karantinakis im Projektmodul des Masterstudiengangs Zukunftsfähige Energie- und Umweltsysteme (ZEUS) an der Hochschule Bremen im WS 2022/2023.

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung



Zitiervorschlag:

Pujianto, N., Kruse, M., Scheuermann, P., Jütting, M., Karantinakis, G., Schwarz, T. & Knies, J. (2023): Potentialermittlung erneuerbarer Energien in der Vorderen Neustadt (Bremen) und Ansätze zur Integration in ein zukünftiges Wärmenetz

DOI: [10.26092/elib/2406](https://doi.org/10.26092/elib/2406)

Inhalt

Abbildungen	v
Tabellen	vi
Normen, Richtlinien und Gesetze.....	vii
Abkürzungen.....	viii
1 Einleitung und Aufgabenstellung.....	1
1.1 Problemstellung und Motivation.....	1
1.2 Zielsetzung.....	1
2 Status quo	2
2.1 Standortbeschreibung	2
2.2 Stand der Technik	3
2.2.1 Wärmeversorgung.....	3
2.2.2 Wärmeerzeugung.....	4
2.3 Rechtliche Rahmenbedingungen	8
2.4 Fördermöglichkeiten.....	10
3 Methodisches Vorgehen.....	13
3.1 Wärmebedarfsanalyse.....	13
3.2 Potentialermittlung der Wärmequellen	14
3.2.1 Solarenergie.....	15
3.2.2 Flusswasserwärme.....	17
3.2.3 Oberflächennahe Geothermie.....	18
3.2.4 Industrielle Abwärme	18
3.2.5 Abwasserwärme	19
3.3 Variantentechnik	19
3.4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	20
3.5 Bestimmung der CO ₂ -Emissionen	20
3.6 Bewertungsmethode	21
4 Ergebnisse	22
4.1 Wärmebedarf.....	22
4.2 Wärmeerzeugungspotentiale	25
4.2.1 Solarenergie.....	25
4.2.2 Flusswasserwärme.....	27
4.2.3 Oberflächennahe Geothermie.....	29
4.2.4 Industrielle Abwärme	31

4.2.5	Abwasserwärme	33
4.3	Versorgungsvarianten.....	35
4.3.1	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	35
4.3.2	CO ₂ -Betrachtung	38
4.3.3	Zusammenfassung	40
5	Diskussion	41
5.1	Wärmebedarfsanalyse	41
5.2	Potentielle Wärmequellen.....	42
5.3	Bewertung	46
5.4	Politische Handlungsempfehlung	49
6	Fazit und Ausblick.....	50
7	Literatur	52
Anhang	56

Abbildungen

Abbildung 1: Das Betrachtungsgebiet „Vordere Neustadt“ in Bremen, südlich der Weser. Hintergrundkarte: © Bundesamt für Kartographie und Geodäsie 2021.....	3
Abbildung 2: Funktionsprinzip einer Wärmepumpe (BWP, 2022)	5
Abbildung 3: Schaubild zur industriellen Abwärme	7
Abbildung 4: Zeithorizont für die Förderzeiträume der verschiedenen Module (BAFA, 2022b)	12
Abbildung 5: Grafische Darstellung des Vorgehens	13
Abbildung 6: Umgekehrte Pyramide der Potentialarten.....	15
Abbildung 7: Kartenausschnitt der Wärmebedarfsdaten. Datenquelle: © DBI GUT GmbH (Bereitstellung 2023). Hintergrundkarte: © basemap.de / Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (Abruf Februar 2023).....	22
Abbildung 8: Darstellung des Wärmebedarfs der drei Versorgungsvarianten	24
Abbildung 9: Kalkulierte synthetische Wärmelastprofile der Versorgungsvarianten im Vergleich	25
Abbildung 10: Dachflächen im Betrachtungsgebiet, kategorisiert nach Eignung für Solarthermie-Anlagen. Datenquelle: © Die Senatorin für Klimaschutz, Umwelt, Mobilität, Stadtentwicklung und Wohnungsbau (Auszug aus Solarkataster 2019). Hintergrundkarte: © basemap.de / Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (Abruf Februar 2023).....	26
Abbildung 11: Geeignete Standorte zur Parkplatzüberdachung mit PV- oder PVT-Anlagen. Hintergrundkarte: © basemap.de / Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (Abruf Februar 2023).....	26
Abbildung 12: Potentielle Standorte für den Bau einer FWW-Anlage. Hintergrundkarte: © basemap.de / Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (Abruf Februar 2023).....	28
Abbildung 13: Potentielle Standorte für Geothermie. Hintergrundkarte: © basemap.de / Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (Abruf Februar 2023).....	30
Abbildung 14: Potentieller Standort für die Nutzung von industrieller Abwärme und Darstellung der Leitungen für den Transport der Abwärme (grüne Linie). Hintergrundkarte: © basemap.de / Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (Abruf Februar 2023).....	32
Abbildung 15: Kartenausschnitt vom Kanalnetz im Gebiet und die Standortauswahl für die Nutzung von Abwasserwärme. Datenquelle: © hanseWasser Bremen GmbH (Auszug aus Kanalkataster). Hintergrundkarte: © basemap.de / Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (Abruf Februar 2023).....	34
Abbildung 16: CO ₂ -Emissionen bei verschiedenen Varianten und Wärmeversorgungsarten	40
Abbildung 17: Vergleich des Wärmebedarfs der drei Varianten und der Wärmepotentiale.....	41

Tabellen

Tabelle 1: Inhaltsvorgaben der Transformationspläne und Machbarkeitsstudien (BAFA, 2022a)	11
Tabelle 2: Die vorgegebenen Ankerkunden und die selbstgewählten Kriterien für die Eingruppierung der Abnehmer.....	14
Tabelle 3: Verwendeter Kollektor für alle Simulationen von Solarthermie	16
Tabelle 4: Verwendete Module bei allen Simulationen für Strom- und Wärmeerzeugung mit PV bzw. PVT.....	17
Tabelle 5: Ausgewählte Wärmepumpe	18
Tabelle 6: Bewertungskriterien, Gewichtung und die Einflussfaktoren für die Bewertung der Wärmepotentiale	21
Tabelle 7: Die für die Bewertung verwendete Skala	21
Tabelle 8: Ankerkunden und die dazugehörigen Wärmebedarfe	23
Tabelle 9: Wärmebedarfe der Kundengruppen in Versorgungsvariante 2	23
Tabelle 10: Wärmebedarfe der Kundengruppen in Versorgungsvariante 3	23
Tabelle 11: Darstellung der Wärmepotentiale aus Solarenergie.	27
Tabelle 12: Zusammenfassung der erschließbaren Potentiale aus Solarenergie.....	27
Tabelle 13: Parameter zur Berechnung der Potentiale der FWW-Anlage an kleiner Weser und Weser	28
Tabelle 14: Darstellung der Potentiale einer FWW-Anlage an kleiner Weser und Weser (abgerundet).....	29
Tabelle 15: Flächenmaße und Sondenanzahl je Potentialgebiet	30
Tabelle 16: Parameter zur Berechnung der geothermischen Potentiale	31
Tabelle 17: Ergebnisse der Potentialermittlung für oberflächennahe Geothermie	31
Tabelle 18: Dimensionierung industrielle Abwärme	32
Tabelle 19: Darstellung der Potentiale einer industriellen Abwärmeaufbereitungsanlage (abgerundet).....	33
Tabelle 20: Kenngrößen des Abwassersystems für die Nutzung zur Gewinnung von Abwasserwärme.....	33
Tabelle 21: Parameter Abwasser.....	35
Tabelle 22: Potentiale der Abwärmenutzung von Kanalisationswasser	35
Tabelle 23: Länge des erforderlichen Netzausbaus in den verschiedenen Versorgungsvarianten.....	35
Tabelle 24: Kostenstellen des Wärmenetzes über 25 Jahre.....	36
Tabelle 25: Anlagenauslegung für die Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	36
Tabelle 26: Kostenstellen der verschiedenen Wärmeerzeugungsanlagen	37
Tabelle 27: Kosten der Solarthermieanlagen in den verschiedenen Varianten	37
Tabelle 28: Wärmegestehungskosten der Anlagen in den verschiedenen Versorgungsvarianten in den ersten 25 Betriebsjahren	37
Tabelle 29: Anlagen zur Deckung des Wärmebedarfs in Variante 1	38
Tabelle 30: Anlagen zur Deckung des Wärmebedarfs in Variante 2	38
Tabelle 31: Anlagen zur Deckung des Wärmebedarfs in Variante 3	38
Tabelle 32: Aus landesweiten Durchschnittswerten abgeschätzte Wärmeerzeugung im Betrachtungsgebiet und die spezifischen CO ₂ -Emissionen (BDEW, 2019; Gniffke, 2022).....	39
Tabelle 33: Zusammenfassung der Wirtschaftlichkeits- und CO ₂ -Betrachtung 2038	40
Tabelle 34: Vergleich der Ergebnisse aus spezifischen Werten und Simulation	45
Tabelle 35: Bewertung der Wärmepotentiale.....	46
Tabelle 36: Vergleich der installierten Leistung und der Jahreshöchstlast	47

Normen, Richtlinien und Gesetze

VDI-, ISO- Richtlinien etc.:

VDI4640 Blatt 1:2010-06

Thermische Nutzung des Untergrunds - Grundlagen, Genehmigungen, Umweltaspekte

VDI4640 Blatt 2:2019-06

Thermische Nutzung des Untergrunds - Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen

Verordnungen:

Energieeinsparverordnung in der Neufassung vom 24. Juli 2007 (BGBl. I S. 1519), die am 01. November 2020 (BGBl. I S. 1728, 1794) außer Kraft getreten ist. – EnEV –

Honorarordnung für Architekten und Ingenieure vom 10. Juli 2013 (BGBl. I S. 2276), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22. März 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 88) geändert worden ist. – HOAI –

Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen in der Neufassung vom 18. April 2017 (BGBl. I S. 905), die zuletzt durch Artikel 256 in der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328, 1358) geändert worden ist. – AwSV –

Gesetze:

Bauordnung für das Land Nordrhein-Westfalen in der Fassung vom Juli 2018 (GV. NRW. S. 421), das zuletzt durch Artikel 3 in der Verordnung vom 14. September 2021 (GV. NRW. S. 1086) geändert worden ist. – BauO NRW –

Bremer Landesbauordnung in der Neufassung vom 18. Oktober 2022 (Brem.GBl. S.603) – BremLBO –

Bremisches Denkmalschutzgesetz in der Neufassung vom 18. Dezember 2018 (Brem.GBl. 2018, S. 631). – BremDSchG –

Bremisches Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege in der Fassung vom 27. April 2010 (Brem.GBl. 2010, S. 315), das zuletzt durch Artikel 1 in der Verordnung vom 01. März 2022 (Brem.GBl. S. 149) geändert worden ist. – BremNatG –

Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Neufassung vom 26. September 2002 (BGBl. I S. 3830), das zuletzt durch Artikel 1 G in der Verordnung vom 19. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1792) geändert worden ist. – BImSchG –

Bundes-Klimaschutzgesetz in der Fassung vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), das zuletzt durch Artikel 1 G in der Verordnung vom 18. August 2021 (BGBl. I S. 3905) geändert worden ist. – KSG –

Bundesnaturschutzgesetz in der Neufassung vom 29. Juli 2009 (BGBl. I S. 2542), das zuletzt durch Artikel 3 G in der Verordnung vom 08. Dezember 2020 (BGBl. I S. 2240) geändert worden ist. – BNatSchG –

Erneuerbare-Energien-Gesetz in der Neufassung vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 6 G in der Verordnung vom 20. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2512, 2555) geändert worden ist. – EEG –

Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz in der Fassung vom 07. August 2008 (BGBl. I S. 1658), das zuletzt durch Artikel 261 in der Verordnung zum 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328, 1358) geändert worden ist und am 01. November 2020 (BGBl. I S. 1728, 1794) außer Kraft getreten ist. – EEWärmeG –

Gebäudeenergiegesetz in der Fassung vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1728), das zuletzt durch Artikel 18a G in der Verordnung vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237, 1321) geändert worden ist. – GEG –

Wasserhaushaltsgesetz in der Neufassung vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585), das zuletzt durch Artikel 12 G in der Verordnung vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237, 1309) geändert worden ist – WHG –

Abkürzungen

a	Jahr
ALKIS	Amtliches Liegenschaftskatasterinformationssystem
AB InBev	Anheuser-Busch InBev
ARA	Abwasserreinigungsanlage
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
C	spez. Wärmekapazität des Abwassers
Ct	Cent
COP	Coefficient of Performance
DBI	Deutsches Brennstoffinstitut Freiberg
DBI GUT GmbH	DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
DN	Nennweite (Nenndurchmesser)
DWA	Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V.
EK	Eignungskategorie
el	elektrisch
FWW	Flusswasserwärme
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GW	Gigawatt
h	Stunde
JAZ	Jahresarbeitszahl
KEA-BW	Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH
km	Kilometer
kW	Kilowatt
kW _p	Kilowattpeak
kWh	Kilowattstunde
m	Meter
m ²	Quadratmeter
mA	mit Aufständerung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
N/A	Not applicable (nicht anwendbar)
oA	ohne Aufständerung
PV	Photovoltaik
SCOP	Seasonal Coefficient of Performance
SDG	Sustainable Development Goal
SKUMS	Senatorin für Klimaschutz, Umwelt, Mobilität, Stadtentwicklung und Wohnungsbau (Bremen)
swb	swb Services AG & Co. KG

ΔT	Temperaturdifferenz
th	thermisch
P	Dichte
\dot{Q}	Wärmestrom
\dot{V}	Volumenstrom
WWNW	Wärmewende Nordwest (Forschungsverbundvorhaben)

Potentialermittlung erneuerbarer Energien in der Vorderen Neustadt (Bremen) und Ansätze zur Integration in ein zukünftiges Wärmenetz

1 Einleitung und Aufgabenstellung

Die derzeitige Wärmeversorgung in Deutschland beruht überwiegend auf dem Einsatz fossiler Brennstoffe. Im Jahr 2021 wurden lediglich 16,2 % der benötigten Wärme und Kälte durch erneuerbare Energien bereitgestellt (Lewicki, 2022). Die Wärmewende zielt darauf ab, den Übergang von fossilen Energiequellen hin zu erneuerbaren Energien zu erreichen und ist somit ein zentraler Bestandteil für eine nachhaltige Wärmeversorgung. Ziel ist dabei die Umsetzung des *Sustainable Development Goal* (SDG) 11, welches sich auf die Entwicklung nachhaltiger Städte und Gemeinden bezieht (United Nations, 2015). Durch die Wärmewende soll die Menge an Treibhausgasemissionen in der Wärmeversorgung reduziert und somit zu einer nachhaltigen Stadtentwicklung beigetragen werden.

1.1 Problemstellung und Motivation

Nach § 3 (2) Satz 1 KSG soll bis 2045 die Treibhausgasneutralität in Deutschland erreicht werden. Die Freie Hansestadt Bremen plant dieses Ziel bereits bis 2038 zu erreichen. Anfang 2020 wurde in Bremen eine Enquetekommission eingesetzt, um eine Klimaschutzstrategie zu entwickeln. Diese Strategie inkludiert konkrete Vorschläge, wie das Land Bremen seine Emissionen reduzieren kann. Bezogen auf die Wärmeversorgung wird vorwiegend die Maßnahme des Ausbaus der Nah- und Fernwärmenetze genannt. Die Wärmeerzeugung soll aus einem Mix aus Abwärme und grüner Wärmeerzeugung bestehen (Michalik, 2021).

Um eine klimaneutrale Wärmeversorgung gewährleisten zu können, müssen zeitnah Lösungen für eine zuverlässige und fossilfreie Wärmeerzeugung gefunden und umgesetzt werden. Laut dem Koalitionsvertrag 2021 soll das GEG zum 1. Januar 2025 geändert werden, sodass bei neu gebauten Heizungslösungen ein Anteil von mindestens 65 % erneuerbare Energien erreicht werden muss. Daraus ergibt sich eine Dringlichkeit, die Wärmeversorgung auch im großen Rahmen, wie zum Beispiel für Quartiere oder ganze Stadtteile, weiterzuentwickeln. In dieser Ausarbeitung wird diesbezüglich eine beispielhafte Betrachtung für einen Teil der Bremer Neustadt durchgeführt. Mit Unterstützung des Forschungsprojektes Wärmewende Nordwest (WWNW) und der Firma swb Services AG & Co. KG (nachfolgend: swb) wird anhand eines abgegrenzten Stadtgebiets untersucht, inwieweit eine Deckung des Wärmebedarfes dieses Gebiets mit klimaneutralen Wärmequellen aus dem betrachteten Gebiet selbst heraus möglich ist. Dazu werden das theoretische, technische und erschließbare Potential der erneuerbaren Wärmequellen im Untersuchungsgebiet sowie die grundsätzlich rechtlichen Umsetzbarkeiten ausgewertet. Eine theoretisch in diesem Zusammenhang ebenfalls mögliche Kälteversorgung wird hierbei nicht betrachtet.

1.2 Zielsetzung

Das Ziel dieses Projektes ist es, darzustellen, ob und wie die Deckung des Wärmebedarfs des festgelegten Stadtgebiets mit klimaneutralen Wärmequellen aus Umwelt und Abwärme möglich ist. Für das Betrachtungsgebiet sollen die technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten der Wärmeerzeugung und -versorgung untersucht und bewertet werden. Es soll ebenfalls eine Aussage über die Vermeidung von CO₂-Emissionen im Vergleich zum Status quo getroffen werden. Ein weiteres Ziel des Projektes ist das Aufzeigen der Einflussmöglichkeiten der Politik, um eine optimale Erschließung der Wärmepotentiale zu gewährleisten und die erneuerbare Wärmeversorgung voranzutreiben.

Die Ausarbeitung kann als Grundlage für die Bewertung der Potentiale in anderen Stadtteilen / Quartieren verwendet werden. Anhand der angewandten Vorgehensweise können auch für andere Gebiete die nutzbaren erneuerbaren Wärmequellen

identifiziert und bewertet werden. Außerdem kann die Ausarbeitung für das betrachtete Gebiet Grundlage für eine Machbarkeitsstudie und schließlich auch für die Realisierung bieten.

Es sollen verschiedene Varianten der Wärmeversorgung im Hinblick auf ihre Wirtschaftlichkeit, ihre CO₂-Emissionen und ihren Anteil erneuerbarer Energien bewertet und miteinander verglichen werden. Zuletzt wird betrachtet, welche Einflussmöglichkeiten die Politik hat, um die vorhandenen erneuerbaren Wärmequellen (wirtschaftlich) erschließbar zu gestalten. Dabei sind folgende wissenschaftliche Fragestellungen zu beantworten:

1. Welche technischen sowie erschließbaren Potentiale der Wärmeversorgung aus erneuerbaren Energien gibt es in der vorderen Neustadt?
2. Können die CO₂-Emissionen der Wärmeversorgung im betrachteten Gebiet durch die ermittelten Wärmezeugungspotentiale bis 2045 auf null gesenkt werden?
3. Welche politischen Maßnahmen müssen ergriffen werden, um die ermittelten Wärmezeugungspotentiale optimal nutzen zu können?

Im Versorgungsgebiet befindet sich bereits ein Nahwärmenetz rund um das Südbad. Ob dieses Netz in künftige Planungen eingebunden und sukzessive erweitert werden kann, muss bei einer konkreten Umsetzung und im Hinblick auf die laufende Versorgungssicherheit sowie Redundanzen betrachtet werden, ist jedoch explizit nicht Gegenstand der vorliegenden Untersuchung. Ebenso wird die technische bzw. hydraulische Umsetzbarkeit der Netzplanung nicht betrachtet. Auch die planerische und rechtliche Seite des Netzbaus wird nicht mit einbezogen. Die Beurteilung der Wärmeerzeugung und des Wärmebedarfs soll zunächst bilanziell und nicht zeitkritisch erfolgen. Dadurch wird der mögliche Einsatz von Wärmespeichern in dieser Ausarbeitung ebenfalls nicht betrachtet.

2 Status quo

Um den Status quo darzustellen, wird auf vier Punkte eingegangen: die Abgrenzung des Betrachtungsgebiets, den Stand der Technik der Wärmeversorgung und -erzeugung, die rechtlichen Rahmenbedingungen und zuletzt auf vorhandene Fördermöglichkeiten.

2.1 Standortbeschreibung

Das in diesem Projekt betrachtete Gebiet befindet sich in Bremen auf der südlichen Seite der Weser im Stadtteil Neustadt (vgl. Abbildung 1). Es wird in dieser Ausarbeitung als „Vordere Neustadt“ bezeichnet, da nicht der gesamte Stadtteil betrachtet wird, sondern nur das Gebiet zwischen der Weser und den Neustadtwallanlagen. Auf der westlichen Seite ist das Gebiet durch die B6 begrenzt und auf der östlichen Seite geht es bis zur Piepe. Diese Abgrenzung des Gebietes hat eine Auswirkung auf die zu betrachtenden Umweltwärmequellen, welche für die Wärmeerzeugung genutzt werden können. Da das Ziel ist, den Wärmebedarf durch Umweltwärmequellen, die innerhalb des Gebietes vorkommen, zu decken, werden mögliche Quellen außerhalb des abgegrenzten Gebietes nicht betrachtet. Unter den Begriff Umweltwärmequellen fallen auch industrielle Abwärme und Wärme aus Kanalisationsabwasser.

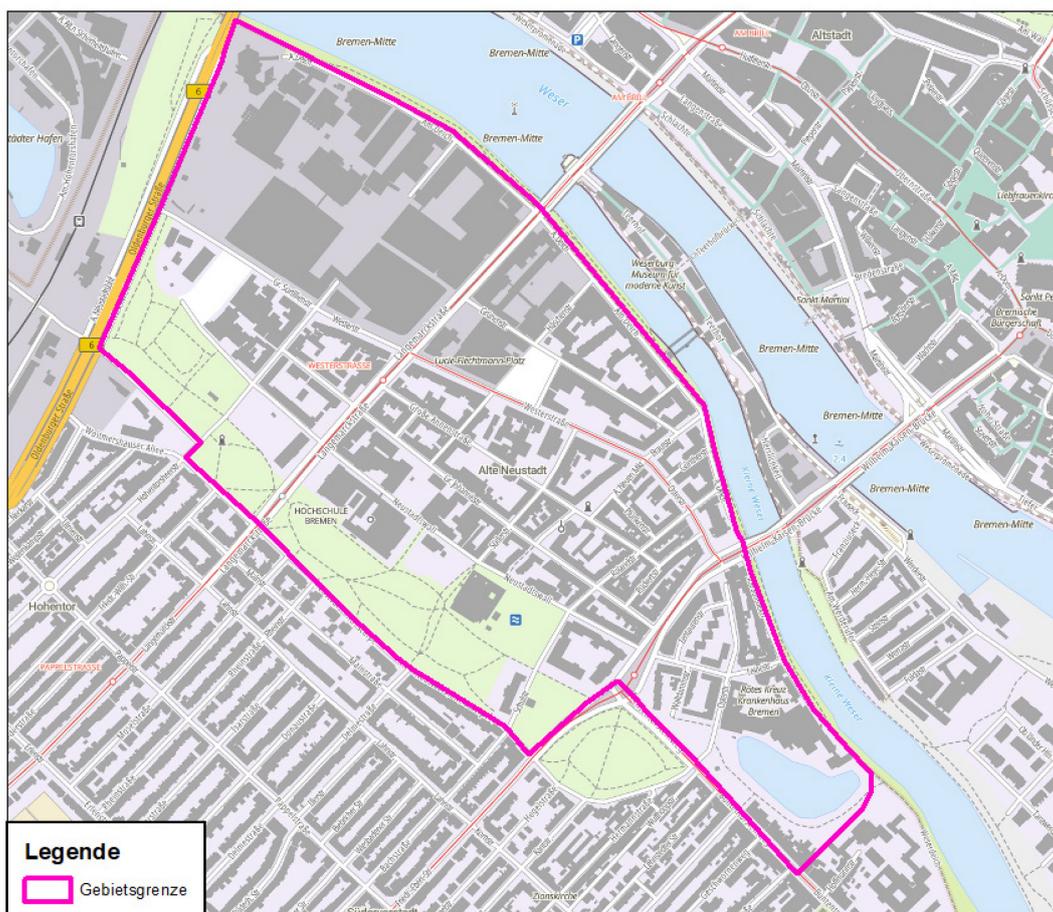


Abbildung 1: Das Betrachtungsgebiet „Vordere Neustadt“ in Bremen, südlich der Weser. Hintergrundkarte: © Bundesamt für Kartographie und Geodäsie 2021

2.2 Stand der Technik

Im Folgenden wird sich auf konkrete Projekte bezogen, die den Stand der Technik widerspiegeln und zeigen, wie erneuerbare Wärmeversorgung und -erzeugung umgesetzt werden kann.

2.2.1 Wärmeversorgung

Die Wärmeversorgung kann grundsätzlich zwischen dezentral und zentral unterschieden werden. Bei dezentralen Systemen handelt es sich um Einzelversorgung von Wärme, die lokal am gleichen Standort erzeugt sowie verbraucht wird. Der wesentliche Vorteil dabei ist die Minimierung von Wärmeverlusten durch Transport. Auf diese Weise wurden fast 86 % aller deutschen Wohnungen im Jahr 2020 beheizt (BDEW, 2022). Bei zentralen Systemen werden die Begriffe Fern- und Nahwärmenetz verwendet. Hier werden mehrere Gebäude oder ganze Stadtteile durch große Rohrleitungen mit dem Wärmeerzeuger, wie z. B. einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage, verbunden. Gewöhnlich werden Netze, die Wärme über größere Entfernungen transportieren, als „Fernwärmenetz“ bezeichnet, während der Begriff „Nahwärmenetz“ für kleinere, lokale Systeme verwendet wird (Kaltschmitt et al., 2020).

In Deutschland und Europa werden an einigen Orten bereits Wärmenetze mit erneuerbaren Energiequellen geplant bzw. ausgebaut. In Industriestädten fällt vielerorts ein Überschuss von Abwärme aus industriellen Prozessen oder der Stromerzeugung an, welcher ins Wärmenetz eingespeist werden kann. Die Betriebstemperatur der Leitungen beeinflusst den Wärmeverlust und somit die Funktionalität eines Wärmenetzes. Derzeit wird das sogenannte „Wärmenetz der 5. Generation“ oder „kaltes Wärmenetz“ zunehmend erforscht und eingesetzt, bei welchem die Vorlauftemperatur unter 50 °C liegt (Seifert & Seidel, 2022). Dadurch können mehr erneuerbare Wärmequellen, aus denen Niedertemperaturwärme gewonnen wird, angeschlossen und zugleich der Wärmeverlust sowie Rohrisolierungskosten minimiert werden (Kaltschmitt

et al., 2020; Seifert & Seidel, 2022). In Deutschland bilden fossile Energieträger zurzeit den größten Anteil der Fernwärmeerzeugung, während erneuerbare Energien und Abwärme insgesamt nur 23,4 % abdecken (BDEW, 2022).

Im Land Bremen wird aktuell fast die Hälfte aller Wohngebäude mit Erdgas beheizt. Der Großteil der übrigen Wohngebäude wird mittels Ölheizungen mit Wärme versorgt, während weniger als 10 % der Wärme durch erneuerbare Energien bereitgestellt wird (BDEW, 2019). Im Betrachtungsgebiet liegt nur ein kleines Nahwärmenetz rund um das Südbad vor. Allerdings ist dort nach Angaben der swb eine Grundsanierung und gegebenenfalls auch andere Dimensionierung der Leitungen notwendig, sodass eine Einbindung dieses Netzes in die Planung nicht in Frage kommt. Es wird im weiteren Vorgehen davon ausgegangen, dass in diesem Bereich ebenfalls ein Neubau notwendig ist.

2.2.2 Wärmeerzeugung

Durch die Projektpartner besteht bereits eine Vorauswahl der Umweltwärmequellen im betrachteten Gebiet. Die Auswahl wurde auf Grundlage der im festgelegten Gebiet vorkommenden Umweltwärmequellen getroffen. Dadurch werden Lösungen wie Biogas oder Wasserstoff nicht betrachtet.

In dieser Ausarbeitung werden folgende Wärmequellen betrachtet:

- Solarenergie
- Flusswasserwärme
- Geothermie
- Abwärmenutzung (aus Kanalisationsabwasser und Industrie)

Solarenergie

Die Sonne ist der Ursprung zahlreicher Energiequellen. Die Sonnenstrahlung selbst lässt sich optimal für Strom- und Wärmeerzeugung nutzen. Dabei ist die Globalstrahlung ein maßgeblicher Faktor. Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) und Solarthermie-Anlagen werden so aufgestellt, dass möglichst viel Sonnenstrahlung senkrecht auf die Fläche trifft, zum Beispiel durch geeignet ausgewählte Anstellwinkel, Azimutwinkel (Ausrichtung) und automatische Nachführung. In Deutschland liegt der optimale Anstellwinkel bei Südausrichtung zwischen 30° bis 40° (Burkhardt, 2022).

Bei der Solarthermie gibt es für bestimmte Zwecke unterschiedliche Arten von Solarkollektoren, darunter die Flachkollektoren, Röhrenkollektoren und unverglaste Kollektoren (auch Schwimmbadabsorber genannt). Flachkollektoren werden häufig für Privathaushalte zur Trinkwassererwärmung und als Unterstützung für Raumheizung verwendet. In einem Ein- und Zweifamilienhaus kann Solarthermie für Raumheizung einen Deckungsgrad von bis zu 50 % aufweisen, und für Trinkwassererwärmung bis zu 60 % (BMW, 2021). Durch den höheren Wirkungsgrad werden Röhrenkollektoren typischerweise zum Decken höherer Wärmebedarfe eingesetzt, zum Beispiel für Fernwärmeintegration und zur Bereitstellung von Prozesswärme. Schwimmbadabsorber sind hingegen für die Warmwasseraufbereitung in Schwimmbädern geeignet, in welchen die Zieltemperatur nur bei 25 °C liegt und somit kostenaufwendige Wärmedämmung bei dieser Technik nicht nötig ist (Schabbach & Leibbrandt, 2021).

Reine PV-Anlagen lassen sich in Wärmeversorgungssysteme aus erneuerbaren Energien gut integrieren, da solche Systeme Strom für Wärmetauscher oder Wärmepumpen benötigen. In einem Stadtgebiet kombiniert eine Parkplatzüberdachung durch PV-Module zwei Nutzungen und bringt dabei Vorteile wie Schatten für die Fahrzeuge und Stromerzeugung für elektrische Ladesäulen mit sich. Die größte Herausforderung dabei sind die höheren Kosten für die Konstruktion und Montage. Das liegt daran, dass die Umsetzung bisher noch nicht verbreitet ist und nicht staatlich bezuschusst wird. Im Vergleich zu Dachanlagen sind PV-Parkplätze insgesamt 50 % teurer (Stryi-Hipp & Uhland, 2022).

Die Kombination von Photovoltaik und Solarthermie zur simultanen Strom- und Wärmeerzeugung, mit sogenannten PVT-Modulen, ist ebenfalls möglich. Der typische Aufbau solcher Module besteht aus klassischen Solarzellen und einem dahinter installierten thermischen Absorber. Durch die Wärmeabnahme kann sogar ein höherer Stromertrag erzeugt werden, denn der Wärmeüberschuss hat für die Stromerzeugung einen erheblichen Nachteil. Die Leistung bei kristallinen Zellen verringert sich innerhalb der Betriebsgrenzen um 0,5 % je Kelvin Temperaturzunahme (vgl. Schabbach & Leibbrandt, 2021). Ein weiterer Vorteil ergibt sich bei der Kombination aus PVT und Geothermie: Die überschüssige Wärme kann im Sommer im Erdreich gespeichert und im Winter als Unterstützung für die Erdwärmepumpe genutzt werden. In einer Studie zu diesem Thema

ergab sich eine konstante Temperatur des Rücklaufwassers unabhängig von der Solareinstrahlung, weil die Wärme effizient ins Erdreich eingetragen werden konnte, und somit ein Mehrertrag von 20 % gegenüber einem Referenz PV-Modul erreicht wurde (Fernandes et al., 2014).

Quartiersversorgung durch Solarthermie ist heute ebenfalls möglich. So wird in der HafenCity in Hamburg auf 1.800 m² nachhaltige Wärme gewonnen und durch ein Wärmenetz dem Stadtteil zur Verfügung gestellt. Damit werden rund 35 % des Warmwasserbedarfs gedeckt und dabei jährlich 55 Tonnen CO₂ eingespart (Hamburger Energiewerke, o. J.). Allerdings wird Solarthermie meist für die dezentrale Wärmeversorgung aufgrund der einfachen Dachinstallation und Vermeidung von Wärmeverlusten (die bei einer Netzeinspeisung aufträten) angewendet. Bei allen Kollektorarten steigt der Wirkungsgrad mit abnehmender Differenz zwischen Umgebungs- und Zieltemperatur (Eicker, 2003), weshalb die maximale Leistung an heißen Sommertagen erreicht wird. Dementsprechend sind Pufferspeicher bei allen Versorgungssystemen notwendig, um die Energie an kälteren Tagen nutzen zu können, an denen der Bedarf vorliegt.

Wärmepumpe

Für die Nutzung vieler Umweltwärmequellen müssen Wärmepumpen eingesetzt werden. Dies ist notwendig, um die aus der Umwelt entnommene Wärme auf ein für das Heizen und Bereitstellen von Warmwasser geeignetes Temperaturniveau zu heben. Nachdem der Umweltquelle über einen Wärmetauscher thermische Energie entzogen wird, wendet die Wärmepumpe für die Anhebung des Temperaturniveaus mechanische Arbeit in einem Kreisprozess auf (Wietschel et al., 2015). Die am meisten verbreiteten Wärmepumpen sind sogenannte Kompressionswärmepumpen. Diese werden elektrisch betrieben und nutzen in den meisten Fällen Umweltwärme aus Grund- und Oberflächenwasser, der Außenluft oder dem Erdreich als Quelle der thermischen Energie. Sie bestehen aus den Komponenten Verdampfer, Verdichter, Kondensator (Verflüssiger) und Expansionsventil (vgl. Abbildung 2). Bei einer Wärmepumpe wird ein Wärmeträgermittel eingesetzt, welches im Verdampfer durch die genutzte Umweltwärme erwärmt wird und aufgrund seines geringen Siedepunkts verdampft. Im Verdichter wird der dampfförmige Wärmeträger mithilfe eines mit Strom betriebenen Kompressors verdichtet und dadurch der Druck erhöht. Infolgedessen erhöht sich ebenfalls die Temperatur des Wärmeträgers. Im Verflüssiger wird die durch Kondensation des Dampfs gewonnene Wärme über einen weiteren Wärmetauscher an das Heizsystem abgegeben. Im letzten Schritt wird der zuvor aufgebaute Druck über ein Expansionsventil verringert bis der Ausgangszustand erreicht wird. Anschließend beginnt der Kreislauf von vorn. Wichtige Kennzahlen bei dem Betrieb einer Wärmepumpe sind der Coefficient of Performance (COP) und die Jahresarbeitszahl (JAZ). Diese beiden Kennzahlen beschreiben die Effizienz der Wärmepumpe. Der COP gibt das Verhältnis von Wärmeleistung und der zusätzlich benötigten Antriebsenergie (Strom) an. Dabei ist dieser jedoch eine Momentaufnahme zu bestimmten Normbedingungen.

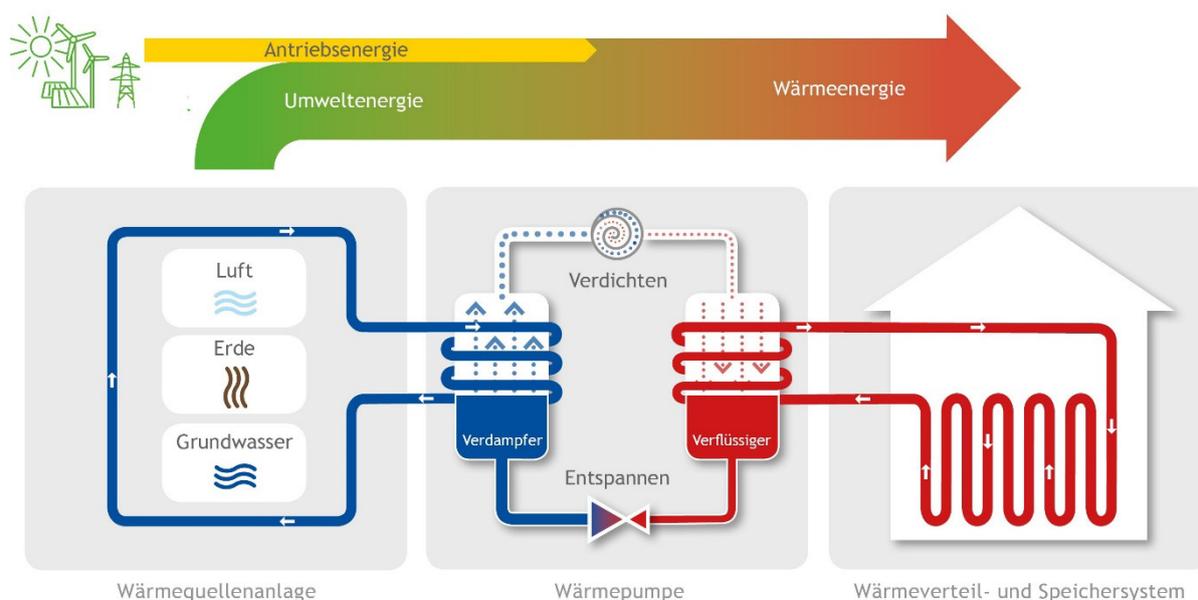


Abbildung 2: Funktionsprinzip einer Wärmepumpe (BWP, 2022)

Die JAZ ist das Verhältnis von abgegebener zu zugeführter Energie innerhalb eines Jahres. Sie kann folglich erst nach Inbetriebnahme errechnet werden, gibt dann allerdings eine Aussage über die Effizienz der Wärmepumpe über einen Zeitraum während des Betriebs zu unterschiedlichen Randbedingungen.

Grundsätzlich erlaubt das technische Prinzip von Wärmepumpen auch das Kühlen. Gebäude können bei entsprechender Auslegung des Systems in den Sommermonaten mit Kälte versorgt werden, was den Einsatz zusätzlicher Klimaanlage erübrigt.

Flusswasserwärme

Als Flusswasserwärme-Anlage (FWW-Anlage) werden Anlagen bezeichnet, die thermische Energie aus Fließgewässern gewinnen. Das Funktionsprinzip einer FWW-Pumpe beruht auf dem Einsatz zweier Wärmetauscher. Zunächst wird dem Fluss an einer Entnahmestelle Wasser entnommen. Anschließend findet eine Systemtrennung statt. Dafür wird ein Wärmetauscher eingesetzt, welcher dem Flusswasser Wärme entzieht, und somit einen Zwischenkreislauf erwärmt. Das abgekühlte Flusswasser wird anschließend über eine Rückgabelleitung zurück ins Gewässer geleitet. Das erwärmte Wärmeträgermedium des Zwischenkreislaufes erwärmt im nächsten Schritt den Wärmeträger der nachgeschalteten Wärmepumpe. Durch eine Wärmepumpe wird die aus dem Fließgewässer entnommene Umweltwärme auf ein höheres Temperaturniveau gehoben. Diese Art der Energiegewinnung ermöglicht es, Quartiere, die sich in der Nähe eines geeigneten Fließgewässers befinden, auf nachhaltige Weise mit Wärme zu versorgen.

In Bremen gibt es bereits ein Wärmeversorgungskonzept, das die Nutzung von Flusswasser als erneuerbarer Wärmequelle vorsieht. Auf der Überseeinsel wird derzeit eine Anlage geplant, welche die Überseestadt durch die Umweltenergie der Weser mit Nahwärme und -kälte versorgen soll. Die für den Betrieb der Wärmepumpe erforderliche elektrische Energie wird dabei von auf Dachflächen installierten PV-Anlagen sowie bilanziell durch Windenergieanlagen auf dem Stahlwerkegelände bereitgestellt. Laut bisheriger Planung sollen durch den ersten von insgesamt drei Bauabschnitten etwa 40.000 m² Wohnfläche und ca. 48.000 m² Bürofläche mit Nahwärme und -kälte versorgt werden (Werner, 2020).

In Mannheim wird derzeit von der MVV Energie AG ebenfalls eine derartige Anlage mit einer Leistung von etwa 20 MW gebaut, welche das Rheinwasser als Wärmequelle nutzt. Generell ist das Potential der Umweltenergiegewinnung in Mannheim durch die beiden Flüsse Rhein und Neckar hoch. Durch den Bau der ersten Anlage sollen Erfahrungen gesammelt und anschließend ggf. weitere Anlagen dieser Art gebaut werden. Somit soll ermöglicht werden, zukünftig rund 50.000 Haushalte mit Wärme aus Flusswasser zu versorgen (Eckert, 2022).

In der Schweiz wurde die Nutzung von Binnengewässern als erneuerbare Energiequelle bereits erprobt und erfolgreich etabliert. Große Seen, wie beispielsweise der Zürichsee, der Vierwaldstättersee und der Genfersee werden als nachhaltige Energiequelle genutzt, um ganze Stadtquartiere mit Wärme und Kälte zu versorgen (Kammer, 2018). Auch in Schweden wird diese Technologie im großen Maßstab angewandt. In Stockholm nutzt das Fernheizwerk „Värtan Ropsten“ das Meerwasser der Ostsee als Energiequelle. Dieses Fernheizwerk besteht aus sechs Meerwasser-Wärmepumpen mit einer Gesamtkapazität von 180 MW, welches etwa 60 % des Gesamtenergieeintrages in das Fernwärmesystem leistet (Friothers AG, 2018).

Geothermie

Grundsätzlich wird bei der Geothermie zwischen oberflächennaher und tiefer Geothermie unterschieden. Während der Übergang im Erdreich fließend ist, legt die VDI-Richtlinie 4640 fest, dass bis zu einer Tiefe von 400 m von oberflächennaher Geothermie ausgegangen wird, während darunter von tiefer Geothermie gesprochen wird. Geothermie gewinnt in Bezug auf die Wärmeversorgung zunehmend an Bedeutung, da sie ein notwendiger Bestandteil ist, um langfristig die energie- und klimapolitischen Ziele umzusetzen (Schuberth, 2022). Im Rahmen dieser Ausarbeitung liegt der Fokus auf der oberflächennahen Geothermie, da diese im urbanen Raum einfacher umzusetzen ist. Tiefe Bohrungen können Erdbeben verursachen und unterliegen mehr Auflagen als die oberflächennahe Geothermie. Diese weist in Deutschland ein hohes, bisher zum größten Teil ungenutztes Potential auf. So kann durch diese Form der Energiegewinnung bis zu 75 % des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs gedeckt werden (Born et al., 2022).

Der Einsatz von Geothermie kann allerdings bei mangelnder Wärmeregeneration im Boden langfristig zu einer reduzierten Effizienz führen. Maßnahmen wie die Nutzung von Geothermie für Kühlzwecke können dem Problem entgegenwirken. Dabei wird den Gebäuden entzogene Wärme in den Boden zurückgeführt. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, wie zuvor beschrieben, Wärme aus anderen Quellen wie Solarthermie im Erdreich zu speichern. Damit sind geothermische Bohrungen auch als saisonaler Speicher nutzbar. Voraussetzung hierfür ist die Nutzung einer reversiblen Wärmepumpe (Pfefferer et al., 2020).

Abgesehen von den Vorteilen der Speichernutzung sind die Kosten für entsprechende Erdbohrungen nicht unerheblich. Demgegenüber sind Wärmepumpen, welche die Umgebungsluft nutzen, zunächst deutlich günstiger, haben jedoch andere Platz- und v. a. auch Abstandsanforderungen an die Anlagenstandorte.

Ein Beispiel für die Nutzung von oberflächennaher Geothermie für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser ist in der Stadt Wien zu sehen. Derzeit werden dort bereits einige Quartiere mittels oberflächennaher Geothermie und Wärmepumpen mit Umweltwärme versorgt. Hier ist beispielsweise der „Smart Block Geblergasse“ zu nennen, bei welchem der Warmwasser- und Raumwärmeverbrauch eines Gründerzeit-Häuserblockes durch oberflächennahe Geothermie gedeckt wird (Zeining, 2020). Im Rahmen des Projektes EnergieUrban wurde im Jahr 2020 zudem am Beispiel zweier dicht bebauter Wiener Testgebiete, die derzeit mit Erdgas beheizt werden, untersucht, ob Wassererwärmung und Raumheizung durch oberflächennahe Geothermie möglich sind. In beiden Fällen stellte sich heraus, dass die benötigte Wärmeleistung allein durch Erdwärmesonden bereitgestellt werden kann (Pfefferer et al., 2020).

Abwärme

Abwärme aus Industrieprozessen und Kanalisationsabwasser ist ebenfalls eine potentielle Wärmequelle für die Wärmeversorgung. Es gibt dazu unterschiedliche Verfahren je nach Quelle und Anwendung, weshalb eine genaue vorherige Untersuchung bezüglich Temperaturniveau und Form der Abwärme notwendig ist (Fraunhofer ISI, 2013; Jouhara et al., 2018). Die Wärme, welche bei Industrieprozessen oft als Nebenprodukt anfällt, wird auch als industrielle Abwärme bezeichnet. Diese kann zum Teil mittels Wärmepumpe oder Wärmetauscher nutzbar gemacht und in ein Fernwärmenetz eingespeist werden.

Ziel der Industrie ist es, ungenutzte Abwärme zu vermeiden und für andere Zwecke sinnvoll einzusetzen. So kann die Abwärme zum Prozess zurückgeführt werden und mithilfe einer Wärmepumpe zum Heizen von anderen Räumen oder zur Erzeugung von Warmwasser eingesetzt werden. Fällt mehr industrielle Abwärme an, als im Unternehmen verbraucht werden kann, ist es möglich diese z. B. in ein Fernwärmenetz einzuspeisen (Abbildung 3).

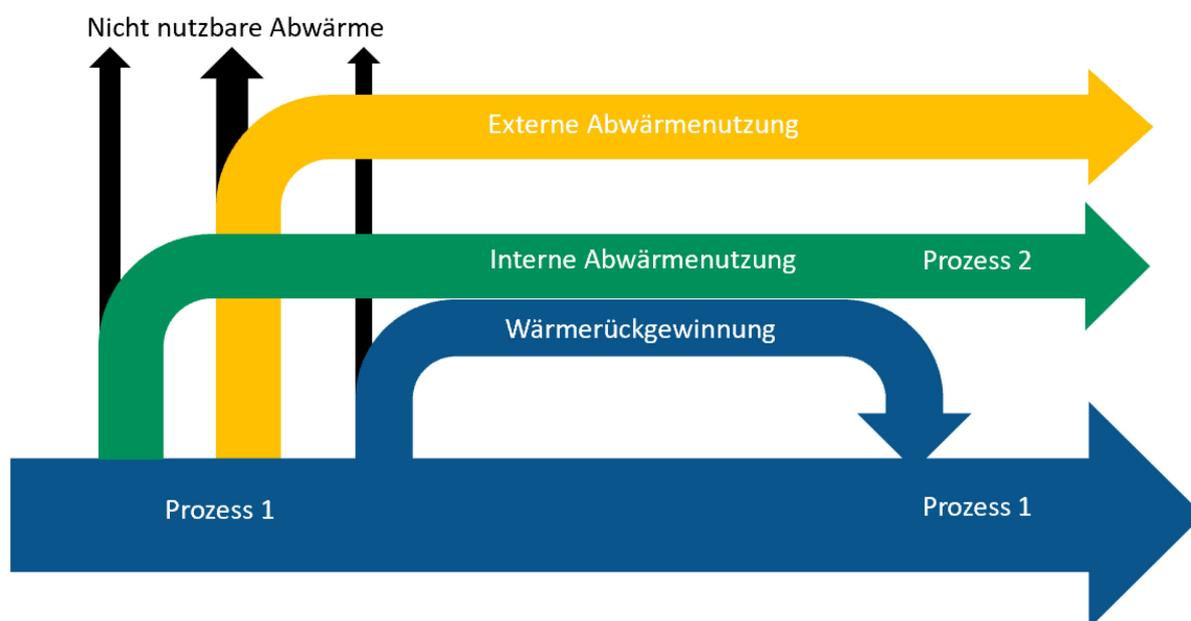


Abbildung 3: Schaubild zur industriellen Abwärme

Die interne Nutzung der Abwärme ist aus mehreren Gründen die sinnvollste Verwendung: Die Distanzen sind geringer und es treten somit weniger Wärmeverluste sowie Kosten für eine Fernwärmeleitung auf. Es entsteht keine gegenseitige Abhängigkeit zwischen Erzeuger und Abnehmer. Bei einem Vertrag müssten das Angebot und die Abnahme geregelt sein, welches bei einem Produktionsstillstand zu Schwierigkeiten führen könnte. Da in Industrien versucht wird, Produkte möglichst energieeffizient und kostengünstig herzustellen, wird die gewonnene Nutzenergie meistens in den internen Kreislauf für denselben Prozess oder andere Prozesse im Betrieb eingesteuert. Die Wärme kann extern ins Fernwärmenetz eingespeist werden, allerdings ist hier mit weiteren Wärmeverlusten und infrastrukturellem Aufwand zu rechnen (Fraunhofer ISI, 2013). Weitere Risiken für die Versorgungssicherheit sind Produktionsausfälle, Standortwechsel oder die Insolvenz (Pehnt

et al., 2010). Deshalb sollten langfristige Verträge mit den Industrien geschlossen werden, um eine sichere Bereitstellung von Wärme zu gewährleisten (Fraunhofer ISI, 2013). Hier kann sich finanziell abgesichert werden, aber um die Wärme den Kunden zuverlässig zur Verfügung zu stellen, müssten weitere Wärmequellen (Redundanzzeugung) erschlossen werden, die im Notfall Wärme bereitstellen können. Für Industrieunternehmen ist die Verwertung der industriellen Abwärme generell sinnvoll, da diese den Gesamtenergiebedarf reduziert bzw. die dem Unternehmen zugestandenen Umweltbelastungen bilanziell verringert (Fraunhofer ISI, 2013).

Zurzeit werden einige Großprojekte mit industrieller Abwärme realisiert: In Hamburg wird ein Fernwärmenetz vom Kupferproduzenten Aurubis AG und Wärme Hamburg GmbH entwickelt, mit dem rund 20.000 Haushalte ab dem Jahr 2025 mit Prozessabwärme versorgt werden sollen (Wärme Hamburg, 2021).

In der gleichen Dimension gibt es für Kanalisationsabwasser als Wärmequelle noch kein vergleichbares Projekt. In einem 2009 begonnenen Pilotprojekt der Stadt Aurich wird Molkereiabwasser für Großabnehmer wie ein Schwimmbad und eine Multifunktionshalle in einer 1,5 km langen Leitung verwendet. Bei einer Abwassertemperatur von 20 – 25 °C ist der Einsatz einer Wärmepumpe nötig. Die Errichtung erwies sich als kostengünstig mit relativ geringem Aufwand. Allerdings ist die Zusammensetzung des Abwassers von der Produktion(leistung) abhängig und veränderlich, was wiederum zu variierender Energiegewinnung führt (DBU, 2022). Neuere Projekte, wie die Wärmerückgewinnung aus Abwasser in Oldenburg, versorgen bereits große Wohneinheiten (König, 2015).

Durch den Gebrauch von warmem Wasser in Haushalten, Gewerbe und Industrien liegt das gesamte Jahr über eine konstante Temperatur in der Kanalisation vor. Diese kann durch Wärmetauscher und Wärmepumpen nutzbar gemacht werden. Mithilfe von Wärmepumpen lassen sich damit Gebäude heizen und Warmwasser erzeugen (Dunkelberg et al., 2020). Die Wärme kann in der Abwasserreinigungsanlage (ARA) entzogen werden oder direkt aus der Kanalisation vor der ARA. Der Vorteil dieser Variante ist, dass die Verbraucher der Wärme direkt vor Ort liegen und so längere Wege vermieden werden (Kaufmann, 2004). In den folgenden Kapiteln wird das Kanalisationsabwasser als Abwasser abgekürzt.

2.3 Rechtliche Rahmenbedingungen

Politische Leitinstrumente für eine Transformation, wie sie die Energieversorgung derzeit erfährt, sind Gesetze, Verordnungen und Maßnahmen, wie Förderungen von Projekten und Technologien. Dazu wurde zuletzt die überarbeitete Fassung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) verabschiedet, in welchem die Regelungen zu Neu- und Bestandsgebäuden bezüglich des Energieverbrauchs und dem Einsatz von erneuerbaren Energien beschrieben sind. Damit sind das EEWärmeG und das EnEV außer Kraft getreten und es zeigt sich, dass sich die Rahmenbedingungen ebenfalls transformieren.

Für die Ermittlung von Energiepotentialen sind rechtliche Rahmenbedingungen maßgebend, da diese die Umsetzbarkeit begünstigen oder ausschließen und die Wirtschaftlichkeit durch Förderungen oder den CO₂-Preis beeinflussen. Nachfolgend sollen diese für jede in dieser Ausarbeitung betrachtete Umweltwärmequelle beschrieben werden.

Solarenergie

Bei der Gewinnung von Solarenergie existieren im Vergleich zu den anderen Wärmequellen wenig Restriktionen, die auf die Installationsmöglichkeit Einfluss haben. Die Errichtung von Freiflächenanlagen wird maßgeblich durch die Bauleitplanung der Stadt bzw. Gemeinde gesteuert, denn die erforderliche Baugenehmigung wird nur mit einem Bebauungsplan erteilt. Definierte Grünflächen „Parkanlage“, wie die Neustadtwallanlagen, sind für diesen Zweck nach Flächennutzungsplan von solchen baulichen Anlagen ausgeschlossen.

Der Bau von PV- und Solarthermie-Anlagen in Bremen unterliegt außerdem der bremischen Landesbauordnung. Gemäß § 61 Abs. 1 Satz 3 BremLBO sind Solaranlagen auf Dächern und an Wänden von Gebäuden sowie gebäudeunabhängige Anlagen bis zu 3 m hoch genehmigungsfrei. Eine Ausnahme gilt für Gebäude mit Denkmalschutz, welche nach § 10 BremDSchG nur nach Genehmigung mit Anbauten versehen werden dürfen. Die Genehmigung wird erteilt, wenn nach § 10 Abs. 3 BremDSchG „ein überwiegend öffentliches Interesse“ vorliegt. Im Betrachtungsgebiet befinden sich folgende Kulturdenkmäler: die Häusergruppe in der Rückertstraße, die St. Pauli Kirche, die ehemalige Volksschule und Schule an der Langemarckstraße, das Schulgebäude der Oberschule am Leibnizplatz, die Kaserne IV des Infanterieregiments „Bremen“ und die ehemalige Schokoladen-Fabrik HACHEZ (*Denkmaldatenbank - Landesamt für Denkmalpflege, o. J.*).

Zudem gibt es Brandschutzvorschriften, die bei Dachanlagen zu beachten sind, darunter ein erforderlicher Abstand von 0,5 m zwischen PV- bzw. Solarthermie-Anlage und Brandschutzwand, sofern die Anlage keine brennbare Unterkonstruktion hat (§ 32 Abs. 5 BremLBO).

In vielen Bundesländern wie Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg gilt seit 2022 eine PV-Pflicht über neuen öffentlichen Parkplätzen ab einer bestimmten Flächengröße oder Anzahl von Stellplätzen (Christner, 2022). Auch Solarthermie kann nach § 8 Abs. 2 BauO NRW auf Parkplatzüberdachungen installiert werden. In Bremen gibt es diesbezüglich noch keine gesetzliche Regelung.

Flusswasserwärme

Da die Nutzung von Flusswärme in Deutschland noch wenig verbreitet ist, gibt es noch keine konkreten Regelungen zur Errichtung einer FWW-Anlage, wie beispielsweise durch das DWA-Regelwerk. Durch geltendes Umweltrecht werden jedoch bereits einige Rahmenbedingungen geschaffen. So gilt nach § 6 Abs. 1 Satz 1 WHG, dass Gewässer nachhaltig zu bewirtschaften sind und die Funktions- und Leistungsfähigkeit der Lebensräume für Tiere und Pflanzen zu erhalten bzw. verbessern sind. Ähnlich gilt bei der Entscheidung über eine Anlagenrealisierung nach § 19 Abs. 1 BNatSchG die Voraussetzung, keine negativen Auswirkungen auf die Umwelt und den natürlichen Lebensraum der vorkommenden Arten auszuüben. Zudem müssen etwaige Regularien des Deichschutzes beachtet werden. Es handelt sich folglich um Einzelfallentscheidungen, ob und wie ein Projekt umgesetzt werden kann. In Bremen wird derzeit ein Projekt zur Errichtung einer FWW-Anlage in der Bremer Überseestadt realisiert. Dabei sind bezüglich der rechtlichen Rahmenbedingungen unter anderem die Senatorin für Klimaschutz, Umwelt, Mobilität, Stadtentwicklung und Wohnungsbau (SKUMS) und das Fischereiamt, welches die Auswirkung einer FWW-Anlage auf den Fischbestand berücksichtigt, involviert.

Oberflächennahe Geothermie

Jedes Bundesland kann eigene Regelungen zu den erneuerbaren Energien verabschieden. Der Leitfaden Geothermie Bremen (Panteleit et al., 2022) fasst die wesentlichen technischen und rechtlichen Aspekte für Bremen zusammen. In diesem ist beschrieben, dass für Erdwärmesonden ein Abstand von 3 m zur Grundstücksgrenze und 0,5 m zu öffentlichen Straßen eingehalten werden soll. Diese Abstände können im Einzelfall unterschritten werden, bspw. mit dem Einverständnis der Nachbarn. Allerdings soll Konkurrenz der erdwärmenutzenden Anlagen vermieden werden.

Die Oberflächennahe Geothermie kann rechtlich in zwei Verantwortlichkeitsbereiche unterteilt werden. Bis zu einer Bohrtiefe von 100 m ist eine Bohranzeige beim geologischen Dienst für Bremen einzureichen und zeitgleich die Wasserbehörde zu informieren. Ab 100 m bis 400 m ist dies zusätzlich beim Landesbergamt nach Bundesberggesetz mit zusätzlichen Auflagen anzuzeigen. Bei einer gewählten Bohrtiefe bis 100 m und Anlagengrößen größer 100 kW sind Auslegungsrechnungen mit numerischer Modellierung, Durchführung eines Thermal Response Test zur Bestimmung der genauen Untergrundeigenschaften, ein dauerhaftes Temperaturmonitoring und eine Prüfung bei der Inbetriebnahme durch einen Sachverständigen erforderlich.

Da durch Bohrarbeiten und den Betrieb der Anlage in den Grundwasserhaushalt eingegriffen werden kann, ist das WHG und die AwSV zu berücksichtigen. Hierin sind beispielsweise Anforderungen an die Qualität der verwendeten Materialien und die Art der Durchführung von Bohrarbeiten näher beschrieben. Da bei den Bohrarbeiten eine Vermischung der verschiedenen Schichten entstehen kann, sind auch Altlasten zu beachten und der Eintrag dieser ins Grundwasser zu vermeiden. Verschiedene Grundwasserstockwerke sollen nicht miteinander verbunden werden.

Ebenso kann durch die Bohrarbeiten die Vegetation beschädigt werden. Nach § 4 Abs. 3 BremNatG sollte dies verhindert werden. Inhaltlich werden die Vorgaben durch den Stand der Technik DIN 18920 Vegetationstechnik im Landschaftsbau – Schutz von Bäumen, Pflanzbeständen und Vegetationsflächen bei Baumaßnahmen konkretisiert.

Der Denkmalschutz ist zwar kein Ausschlusskriterium für geothermische Anlagen, kann jedoch ein rechtliches Hindernis darstellen. Zusätzliche Prüfungen und bürokratische Auflagen sowie aufwendigere Bohrarbeiten sind im Bereich denkmalgeschützter Gebäude eventuell notwendig. Die zu beachtenden Kulturdenkmäler sind bereits im Abschnitt Solarenergie aufgelistet.

Abwärmennutzung

Bei Abwärmennutzung gibt es ebenfalls rechtliche Faktoren zu beachten. So ist nach § 5 Abs. 1 Nr. 4 BImSchG festgelegt, dass bei genehmigungspflichtigen Anlagen die eingesetzte Energie „sparsam und effizient“ verwendet werden muss. Dies gilt unter

der Voraussetzung, dass eine technische Realisierbarkeit gegeben und zumutbar ist (Pehnt et al., 2010). Hierunter fällt jedoch nicht die konkrete Pflicht, anfallende Abwärme nutzbar zu machen, sondern lediglich diese zu reduzieren.

Für das Bauen und Führen einer Abwasserwärmeentzugsanlage auf öffentlichem Gelände wird die Erlaubnis vom Betreiber der Kanalisation und der ARA benötigt. Somit ist eine Nutzungsvereinbarung abzuschließen, die dieses widerspiegelt. Wird die Anlage in direkter Nähe der ARA errichtet, beeinflusst die Anlage potentiell das nachfolgende Gewässer und ist somit in den meisten Fällen von der Wasserbehörde genehmigungspflichtig (FiW, 2013). Anlagen, die zusätzlich zum Kühlen ausgelegt sind, unterliegen weiteren Rahmenbedingungen. Da in diesem Bericht lediglich die Wärmeerzeugung betrachtet wird, werden die nötigen rechtlichen Bedingungen für einen Kühlbetrieb nicht betrachtet.

2.4 Fördermöglichkeiten

Da mit dem Neu- und Ausbau eines Wärmenetzes in der Regel hohe Investitionskosten in den Anfangsjahren verbunden sind, ist eine Umsetzung für Unternehmen in vielen Fällen nicht wirtschaftlich. Deshalb wird der Neu- und Ausbau von Wärmenetzen vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) gefördert. Im September 2022 hat die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) das Förderprogramm Wärmenetzsysteme 4.0 (WNS 4.0) abgelöst. Das Programm WNS 4.0 läuft zwar noch weiter, allerdings können keine neuen Anträge eingereicht werden. Deshalb wird in dieser Ausarbeitung nur die BEW betrachtet.

Im Rahmen der BEW wird sowohl der Neubau von Wärmenetzen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien als auch die Dekarbonisierung von Bestandsnetzen gefördert. Dementsprechend kommt die Förderung für den Ausbau des Wärmenetzes in der vorderen Neustadt infrage.

Eine BEW kann von folgenden Institutionen beantragt werden (BAFA, 2022c):

- Unternehmen im Sinne des §14 BGB
- Kommunen (soweit wirtschaftlich tätig)
- Kommunale Eigenbetriebe und Unternehmen
- Eingetragene Vereine
- Eingetragene Genossenschaften

Das Förderprogramm ist in vier aufeinander aufbauende Module aufgeteilt:

- Modul 1: Transformationspläne und Machbarkeitsstudien
- Modul 2: Systemische Förderung für Neubau und Bestandsnetze
- Modul 3: Einzelmaßnahmen
- Modul 4: Betriebskostenförderung

Bei der Realisierung eines Projekts müssen und können nicht zwingend alle Module beantragt werden. Die Förderbedingungen und Abhängigkeiten der Module zueinander sind im Folgenden erläutert.

Modul 1

Im ersten Modul sind die Leistungsphasen der Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (HOAI) 1-4 förderfähig. Diese enthalten Transformationspläne, Machbarkeitsstudien und Planungsleistungen. Grundbedingung für eine Förderung ist, dass die Wärmeversorgung entweder auf mehr als 16 Gebäude oder auf mehr als 100 Wohneinheiten ausgelegt ist. Unterschieden wird dabei zwischen Transformationsplänen, bei denen es um den Um- und Ausbau von Bestandsnetzen geht, und Machbarkeitsstudien, bei denen es um die Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit von neuen Wärmenetzen geht. Bei einem Neubau müssen mindestens 75 % der Wärme aus erneuerbaren Energien und Abwärme gewonnen werden. In beiden Fällen muss ein Pfad zur Treibhausgasneutralität des Wärmenetzes bis 2045 erkennbar sein. Es werden 50 % der förderfähigen Kosten gefördert, wobei die maximale Fördersumme bei 2 Millionen Euro liegt. Der Bewilligungszeitraum ist auf 12 Monate begrenzt und kann einmalig um 12 Monate verlängert werden. Bei der Antragsstellung muss eine Projektskizze vorgelegt

werden, die je nachdem ob es sich um einen Transformationsplan oder eine Machbarkeitsstudie handelt, verschiedene Punkte beinhaltet. In Tabelle 1 sind diese Inhaltsvorgaben aufgeführt.

Tabelle 1: Inhaltsvorgaben der Transformationspläne und Machbarkeitsstudien (BAFA, 2022a)

Transformationsplan	Machbarkeitsstudie
	Auflistung der voraussichtlichen Projektbeteiligten
	Lage/Standort des geplanten Wärmenetzsystems
Ist-Analyse des Wärmenetzes	Konzept des Wärmenetzes
Potentiale erneuerbarer Energie und Abwärme	Zeitplanung Machbarkeitsstudie
Planstand und Erläuterungen zum Soll-Zustand des Wärmenetzes bis zur vollständigen Treibhausgasneutralität bis spätestens 2045	Zeitplanung Bau des Wärmenetzes
Zeitplanung Transformationsplan	

Dem Antrag müssen ebenfalls Informationen über ggf. erfolgte Voruntersuchungen und Erklärungen zu den Ausgabenposten im Finanzierungsplan beiliegen.

Modul 2

Grundlage für eine Förderung im Modul 2 ist die Vorlage eines Transformationsplanes bei einem Um- bzw. Ausbau oder einer Machbarkeitsstudie bei einem Neubau des Wärmenetzes. Der Plan oder die Studie müssen nicht zwingend mit dem Modul 1 gefördert worden sein, aber den Mindestanforderungen vom Modul 1 entsprechen. Auch hier gilt, dass das zu fördernde Wärmenetz mindestens 16 Gebäude oder 100 Wohneinheiten mit Wärme versorgen und im Falle eines Neubaus mindestens 75 % der Wärme aus erneuerbaren Energiequellen oder Abwärme beziehen muss. In diesem Modul werden 40 % der förderfähigen Kosten erstattet. Enthalten sind darin die Planungsleistungen aus der HOAI 5-8 und Investitionen in Infrastruktur und Wärmeerzeugungsanlagen. Die maximale Fördersumme liegt bei 100 Millionen Euro pro Antrag. Allerdings muss dem Antrag eine Wirtschaftlichkeitsberechnung beiliegen, die die Notwendigkeit der Förderung darlegt. Dabei müssen sämtliche Kosten, Erlöse und Förderungen über die gesamte Laufzeit des Projekts aufgeführt werden. Die Förderung wird auf Basis dieser Berechnung ausgeschüttet und ist ausschließlich auf die Wirtschaftlichkeitslücke begrenzt. Der Bewilligungszeitraum wird zuerst auf 48 Monate festgelegt und kann einmalig um 24 Monate verlängert werden. Dem Antrag müssen ein Transformationsplan bzw. eine Machbarkeitsstudie beiliegen, sowie eine Projektbeschreibung, eine Wirtschaftlichkeitslückenberechnung, Planungsunterlagen, ein Zeit- und Ressourcenplan und Erklärungen zu den Ausgabenposten im Finanzierungsplan.

Modul 3

Im Modul 3 sind schnell umsetzbare Einzelmaßnahmen in Wärmenetzen förderfähig. Darunter fallen Solarthermieanlagen, Wärmepumpen, Biomassekessel, Wärmespeicher, Rohrleitungen für den Anschluss von erneuerbaren Wärmeerzeugern, die Integration von Abwärme und die Erweiterung des Wärmenetzes sowie Wärmeübergabestationen. Die Art und der Umfang der Förderung sind wie im Modul 2 auf 40 % der förderfähigen Kosten und maximal 100 Millionen Euro festgelegt. Der Bewilligungszeitraum ist kürzer als im Modul 2 und liegt bei 24 Monaten. Er kann einmalig um 12 Monate verlängert werden. Bei der Antragstellung für das Modul 3 müssen die gleichen Unterlagen wie beim Modul 2 eingereicht werden. In der Tabelle im Anhang I sind die in den Modulen 2 und 3 förderfähigen Komponenten und Anlagen aufgeführt.

Modul 4

Der Betrieb von Solarthermieanlagen und Wärmepumpen ist sowohl in neuen als auch in transformierten Wärmenetzen förderfähig. Es handelt sich dabei um eine sogenannte Betriebskostenförderung. Eine Förderung ist nur möglich, wenn die Solarthermieanlage bzw. Wärmepumpe bereits durch Modul 2 oder 3 gefördert wurde und im Betrieb eine JAZ von mindestens 2,5 erreicht wird. Für jede Wärmepumpe und für jeden Einspeisepunkt einer Solarthermieanlage muss ein separater Förderantrag gestellt werden. Die Betriebskostenförderung wird jedes Jahr neu kalkuliert und endet spätestens zehn Jahre nach Inbetriebnahme der Anlage. Der Antragsteller muss jährlich aktuelle Betriebsdaten einreichen anhand derer die Fördermenge jeweils neu errechnet wird. Eine Förderung über das Modul 4 kann aktuell noch nicht beantragt werden.

Der Termin, ab dem das möglich sein wird, wurde noch nicht veröffentlicht. Für Solarthermieanlagen liegt die Betriebskostenförderung bei 1 ct/kWh_{th}. Für strombetriebene Wärmepumpen wird die Betriebskostenförderung mit Gleichung 1 (vgl. Anhang I) berechnet und liegt maximal bei 9 ct/kWh_{th}. Für den Anteil der Wärme, die nicht ins Netz eingespeist wird, wird Gleichung 2 (vgl. Anhang I) genutzt. Dort liegt die Betriebskostenförderung bei maximal 3 ct/kWh_{th}.

Abbildung 4 zeigt die Förderzeiträume der verschiedenen Module für den Fall, dass der Bewilligungszeitraum von 4 Jahren für die Realisierung eingehalten wird. Eine Darstellung für den Fall, dass die Zeiträume länger sind, befindet sich im Anhang.

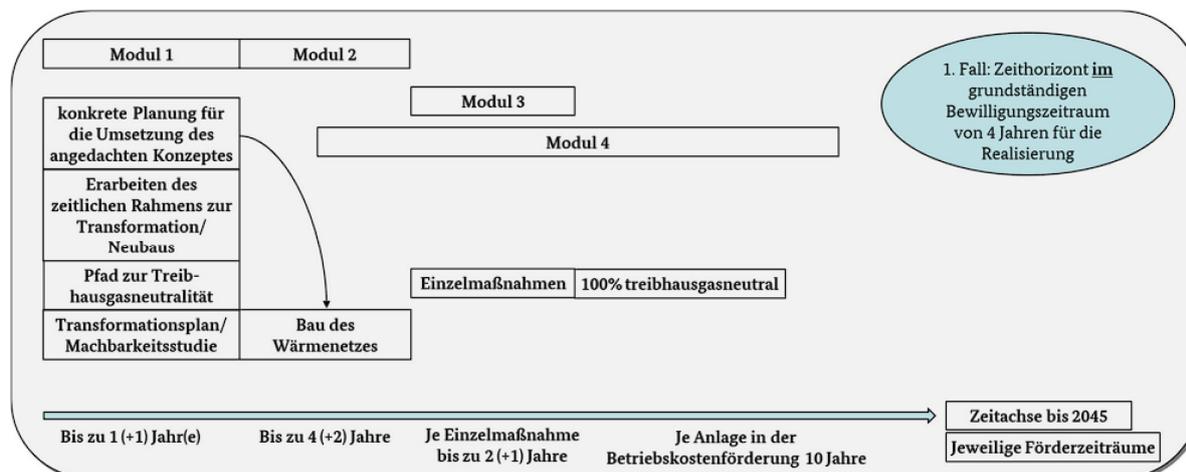


Abbildung 4: Zeithorizont für die Förderzeiträume der verschiedenen Module (BAFA, 2022b)

3 Methodisches Vorgehen

Um die Fragestellungen zu beantworten, wird das Projekt in mehrere Arbeitsschritte aufgeteilt. Zunächst müssen die Wärmebedarfe und die Potentiale der erneuerbaren Wärmequellen ermittelt werden. Daraufhin werden verschiedene Versorgungsvarianten auf ihre Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit untersucht, um Schlussfolgerungen für die Quartiersentwicklung und eine Handlungsempfehlung für die Politik zu erarbeiten. Zum besseren Verständnis wird das Vorgehen in Abbildung 5 grafisch dargestellt.

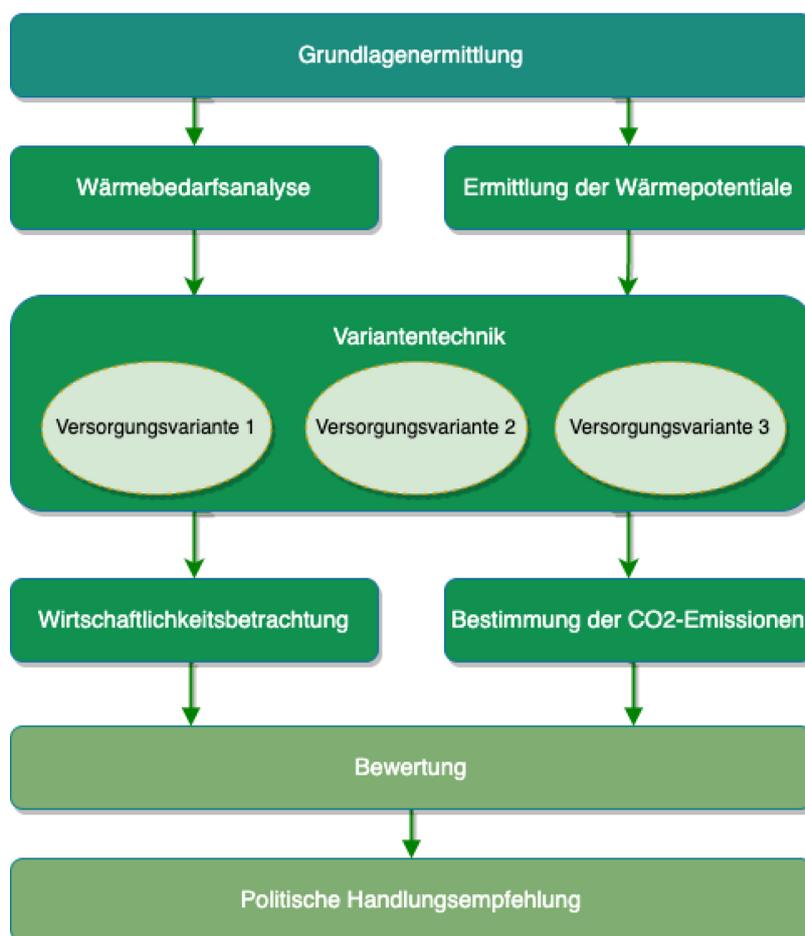


Abbildung 5: Grafische Darstellung des Vorgehens

3.1 Wärmebedarfsanalyse

Es wird in dieser Ausarbeitung von Wärmebedarfsdaten und nicht von Wärmeverbrauchsdaten gesprochen, da die genauen Verbrauchsdaten nur dem jeweiligen Energieversorger vorliegen und diese dem Datenschutz unterliegen. Die Bedarfsdaten werden anhand von spezifischen Verbräuchen, Gebäudestrukturen und -grundflächen bestimmt. Die Wärmebedarfsanalyse wird in mehreren Schritten durchgeführt. Untersucht wird ausschließlich der Wärmebedarf für Raumheizung und Warmwasseraufbereitung, ohne Prozesswärme. Dabei wird vom Status quo ausgegangen und mögliche zukünftige Renovierungen und damit Verringerungen des Wärmebedarfs werden außer Acht gelassen.

Die Kunden mit dem höchsten zu erwartenden Wärmebedarf werden durch den Projektpartner swb vorgegeben und zu ihrem Wärmebedarf angefragt. Diese Kunden werden als „Ankerkunden“ bezeichnet. Dazu zählen die Hochschule Bremen, das Südbad, das Rotes Kreuz Krankenhaus, das sich noch in der Planungsphase befindende HACHEZ-Quartier, die Brauerei der Anheuser-Busch InBev (AB InBev), sowie die Rösterei der Azul Kaffee GmbH & Co. KG. Die übrigen Bedarfsdaten werden durch einen Datensatz der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (nachfolgend: DBI GUT) ermittelt. Dieser Datensatz beinhaltet die Wärmebedarfsdaten der einzelnen Gebäude im Betrachtungsgebiet. Für die Ankerkunden liegen in diesem Datensatz nur teilweise Werte vor. Falls von einem Ankerkunden keine Bedarfsdaten vorliegen und der Bedarf auch seitens der swb nicht

geschätzt werden kann, wird der Ankerkunde nicht weiter berücksichtigt. Nach der Ermittlung der jährlichen Wärmebedarfsmengen, werden die übrigen Wärmeabnehmer in „Großabnehmer“ und „Kleinkunden“ aufgeteilt. Als Großabnehmer werden alle Abnehmer mit einem Wärmebedarf von über 120 MWh_{th} pro Jahr bezeichnet, wie zum Beispiel Supermärkte oder das Theater am Leibnizplatz. Alle Abnehmer mit einem geringeren Wärmebedarf werden als Kleinkunden bezeichnet. Diese Einteilung basiert lediglich auf einem typischen Bereich des Wärmebedarfs bei Haushalten bzw. Gewerben, unabhängig davon, ob es sich tatsächlich um ein Gewerbe- oder ein Wohngebäude im Falle von Kleinkunden oder Großabnehmern handelt. Im betrachteten Gebiet verfügt eine Vielzahl der Gebäude im Erdgeschoss über Gewerbeflächen und in den darüberliegenden Stockwerken befinden sich Wohnungen, was eine genauere Aufteilung nach Gewerbekunden und Privathaushalten erschweren würde. Die Kriterien für die Eingruppierung der Abnehmer sind in Tabelle 2 aufgeführt.

Tabelle 2: Die vorgegebenen Ankerkunden und die selbstgewählten Kriterien für die Eingruppierung der Abnehmer

Kundengruppe	Kriterium
Ankerkunden	Hochschule Bremen Südbad Rotes Kreuz Krankenhaus HACHEZ-Quartier AB InBev Azul Kaffeerösterei
Großabnehmer (u. a. Gewerbekunden)	Wärmebedarf $\geq 120 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$
Kleinkunden (üblicherweise private Haushalte)	Wärmebedarf $< 120 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$

Abschließend werden die Wärmebedarfsdaten für jede Versorgungsvariante mit einem Excel-Tool in ein stundengenaueres Wärmelastprofil umgewandelt. Das Excel-Tool wird vom Projekt Wärmewende Nordwest zur Verfügung gestellt und wandelt die Jahresbedarfswerte anhand von hinterlegten synthetischen Lastprofilen in ein Wärmelastprofil stundenbasierter Auflösung um. Zwar soll die Versorgung vorerst nur bilanziell betrachtet werden, allerdings kann durch die Lastprofile eine Aussage darüber getroffen werden, welche installierte Erzeugungslleistung bei einer zeitkritischen Betrachtung für jede Variante notwendig wäre.

3.2 Potentialermittlung der Wärmequellen

Bei der Potentialermittlung der erneuerbaren Wärmequellen im Betrachtungsgebiet wird zwischen dem theoretischen, dem technischen, dem erschließbaren sowie dem umsetzbaren Potential unterschieden.

Das theoretische Potential wird als Obergrenze des zur Verfügung stehenden Energieangebots definiert. Es ergibt sich folglich aus dem gesamten physikalischen Angebot der jeweiligen Energiequelle. Das technische Potential ist der Anteil des theoretischen Potentials, welcher unter Berücksichtigung der bestehenden technischen Restriktionen (bspw. mögliche Volllaststunden und die JAZ der Wärmepumpe) als Nutzenergie bereitgestellt werden kann. Das erschließbare Potential ist definiert als der Anteil des technischen Potentials unter Berücksichtigung rechtlicher und ökologischer Rahmenbedingungen. Das umsetzbare Potential würde weitere ökologische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen einschließen, welche im Rahmen dieser Ausarbeitung nicht vertiefend berücksichtigt werden. Abbildung 6 zeigt deshalb die in der vorliegenden Untersuchung betrachteten Potentiale, die sich wie oben beschrieben abstufen. Die Wirtschaftlichkeit der Erschließung der Umweltwärmequellen wird gesondert betrachtet. Das Vorgehen dafür wird im Kapitel 3.4 weiter beschrieben.

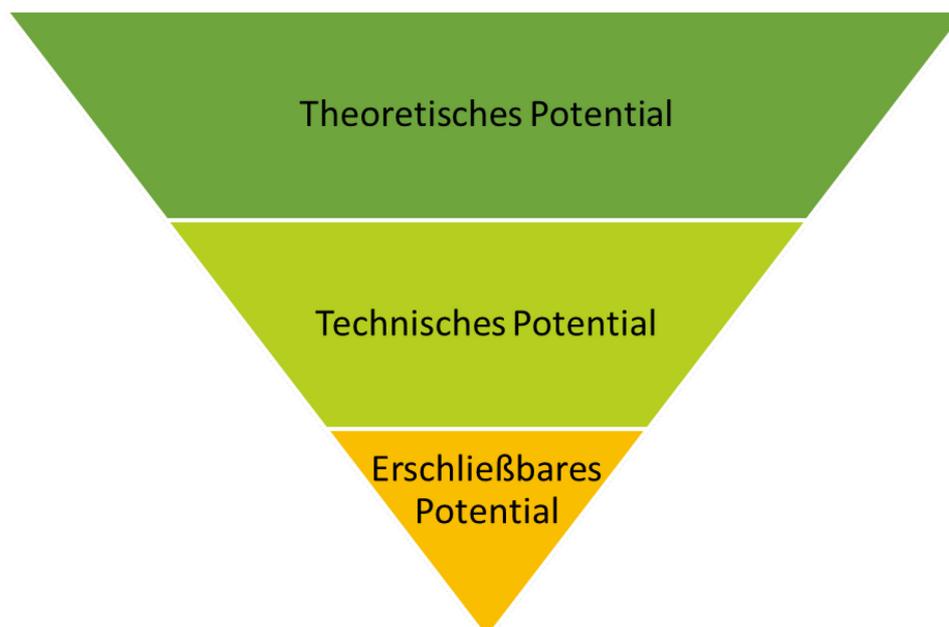


Abbildung 6: Umgekehrte Pyramide der Potentialarten

3.2.1 Solarenergie

In dieser Arbeit wird die Wärmeerzeugung in den Vordergrund gestellt, sodass Gebäudedächer nur als potentielle Standorte für Solarthermie und nicht für Photovoltaik berücksichtigt werden. Freiflächen-Anlagen werden wegen der geringen Flächenverfügbarkeit nicht untersucht. Optimal zur Vermeidung von Verlusten und Mehraufwand (vgl. Kapitel 2.2.2, Abschnitt Solarthermie) wäre es, die selbst erzeugte Energie direkt vor Ort zu nutzen und damit möglichst den eigenen Bedarf zu decken. Bei Solarenergie als Quelle steht somit die dezentrale Versorgung im Fokus. Ferner wird nicht zwischen Raumheizung, Trinkwasser- und Schwimmbaderwärmung unterschieden.

Die mögliche Mehrfachnutzung urbaner Flächen wird auch hier in Betracht gezogen. Große Parkplätze sind als potentielle Standorte für Strom- und Wärmeerzeugung sowie Direkteinspeisung zu betrachten. Es wird der Einsatz von PV- und PVT-Anlagen untersucht, um eine quantitative Aussage treffen zu können, welche von beiden Alternativen hinsichtlich der Energieversorgung sinnvoller ist.

Das von SKUMS und swb entwickelte Solarkataster Bremen dient als zentrale Datengrundlage für die Untersuchung des technischen Potentials. Die Datenerfassung der verfügbaren Dachflächen wurde mit einem Laserscan und internen Berechnungen automatisch durchgeführt (swb, o. J.). Die Datensätze werden in Form von Shape-Dateien vom Auftraggeber (WWNW) zur Verfügung gestellt. Jeder Dachfläche werden verschiedene Attribute zugewiesen, u. a. die solare Leistung, Dachflächengröße, Ausrichtung, Neigung und Verschattung. Diese sind die Basis für die Unterteilung in PV- und Solarthermie-Eignungskategorien (EK): 1 (sehr gut), 2 (gut), 3 (weniger gut), und 6 (ungeeignet). Bei abweichenden Bewertungen in beiden Kategorien wird die EK für PV bevorzugt.

Jede Dachfläche wird mit der Software ArcGIS einem Gebäudezweck aus dem Amtlichen Liegenschaftskatasterinformationssystem (ALKIS) (LGB, o. J.) sowie dem jährlichen Wärmebedarf nach dem DBI GUT-Datensatz zugeordnet. Daraus erfolgt die Zuordnung in Kleinkunden, Großabnehmer und Ankerkunden (vgl. Kapitel 3.1). Die maximale Modulanzahl wird mittels eines Excel-Tools „Vorlage Solarkataster“, welches vom Auftraggeber entwickelt und bereitgestellt wurde, berechnet. Das Tool verwendet die hinzugefügten Datensätze des Solarkatasters und wertet diese in den EK aus. Alle Dächer, die derselben EK angehören, werden nach der zu betrachtenden Dachausrichtung und -neigung eingeteilt und der Mittelwert berechnet. Für diese Untersuchung erfolgt eine grobe Einteilung in Südost und Südwest. Nach dieser Einordnung und mit Eingabe der Kollektorggröße, wird die gesamte verfügbare Flächengröße kalkuliert. Bei Flachdächern (Neigung < 10°) wird eine Aufständigung mit Süd-Ausrichtung und Neigungswinkel von 15° bzw. Ost-West-Ausrichtung und Neigungswinkel von 10° betrachtet.

Das theoretische Potential der Solarenergie lässt sich mit der einfachen Multiplikation der jährlichen mittleren Globalstrahlung pro Fläche in kWh/m² mit der Fläche des Gesamtgebiets in Quadratmetern errechnen. Dabei werden alle mit

Sonnenlicht bestrahlten Flächen berücksichtigt. Das technische Potential ist auf die Fläche der Gebäudedächer beschränkt. Dieses verringert sich weiter aufgrund variierender Dachstrukturen und möglicher Hindernisse für die Installation von Kollektoren. Es werden 80 % der theoretisch verfügbaren Dachfläche für die Berechnung angenommen und alle Eignungskategorien betrachtet. Das erschließbare Potential wird durch den erforderlichen Abstand von 0,5 m zur Brandschutzwand (Kapitel 2.3) und die wirtschaftlich sinnvolle Auslegung der Anlagen weiter reduziert. Dementsprechend wird die verfügbare Dachfläche auf 75 % verringert und alle weniger geeigneten sowie ungeeigneten Dächer (EK 3 und 6) werden ausgeschlossen.

Die identifizierten Parkplätze für PV- bzw. PVT-Standorte werden in ArcGIS digitalisiert und ihre Flächen ermittelt. Zur Berechnung der maximalen Modulanzahl wurde ein Modul mit der Länge von ca. 1,65 m und einer Aufständigung von 15° angenommen. Die Ausrichtung wird an die Form der betrachteten Fläche angepasst. In diesem Fall wird nicht zwischen technischem und erschließbarem Potential unterschieden.

Die Potentiale werden mit der Simulationssoftware Polysun berechnet. Standortspezifische Eigenschaften, wie die Globalstrahlung und historische Wetterdaten, sind im Programm hinterlegt. Zudem kann das Programm auf eine Datenbank von auf dem Markt zugelassenen Modulen und Kollektoren zugreifen, deren hinterlegte Eigenschaften wie Nennleistung, Wirkungsgrad und Leistungskennlinie für die Berechnung entscheidend sind. Die maximale Modulanzahl sowie mittlere Dachneigung und Ausrichtung sind als Output aus der „Vorlage Solarkataster“ zu entnehmen und als Input in Polysun einzugeben. Aus den eingegebenen Parametern wird der jährliche Ertrag der PV- und solarthermischen Anlagen prognostiziert.

Da sich sowohl der Wärmebedarf als auch die verfügbaren Dachflächen aller Gebäude stark voneinander unterscheiden, wird die Potentialanalyse für Solarthermie bei Kleinkunden, Großabnehmern und den einzelnen Ankerkunden getrennt durchgeführt. Es kommt somit zu einer Aggregation aller Flächen, die zur entsprechenden Kundengruppe bzw. zum einzelnen Ankerkunden gehören, und zur Betrachtung dieser als eine Großanlage in der Simulation und Auswertung.

Bei allen Polysun-Simulationen wird der Einsatz von Flachkollektoren angenommen. Der Kollektor und einige Bedingungen werden konstant gehalten. Diese sind in der folgenden Tabelle 3 übersichtlich dargestellt. Es werden für die Kleinkunden und Großabnehmer sowie die einzelnen Ankerkunden jeweils 6 Simulationen mit unterschiedlichen Ausrichtungen und Neigungen ausgeführt. Weitere 6 Simulationen werden auf Dächer der EK 3 und 6 (unabhängig von Kundengruppen) zur Ermittlung des technischen Potentials durchgeführt. Zur Übersicht dienen die Tabellen in Anhang III.

Tabelle 3: Verwendeter Kollektor für alle Simulationen von Solarthermie

Simulation	Solarthermie
Kollektor, Hersteller	VFK 140/3 VD, Vaillant GmbH
Technologie	Flachkollektor
Bruttofläche pro Kollektor	2,51 m ²
Wirkungsgrad	85 %
Standort der Simulation	Ungefäher Mittelpunkt des Gebiets
Sonstige Parameter	Lastprofil „Energiesenke“ als Verbraucher Kein Pufferspeicher

Für die Simulationen der PV- und PVT-Anlagen werden ebenfalls einige Inputparameter festgelegt, die in Tabelle 4 aufgeführt sind. An jedem Standort werden jeweils zwei Simulationen durchgeführt.

Tabelle 4: Verwendete Module bei allen Simulationen für Strom- und Wärmeerzeugung mit PV bzw. PVT

Simulation	PV	PVT
Modul, Hersteller	Vision 6M - 320 High power, Solarwatt	DUO-PANEL GG320 Cu, Giersch Eneritech GmbH
Technologie	Monokristallin	Monokristallin, Flachkollektor
Bruttofläche pro Modul	1,66 m ²	1,65 m ²
Nennleistung	320 W _p	320 W _p
Standort der Simulation	Ungefährer Mittelpunkt des Gebiets	
Sonstige Parameter	Lastprofil „Energiesenke“ als Verbraucher Kein Speicher Wirkungsgrad Wechselrichter: 82 - 99 %	

Für das technische und erschließbare Potential wird aus der Polysun-Simulation der Bruttoertrag ohne jeglichen Wärmeverlust entnommen. Der Nettoertrag ergibt sich nach einem pauschalen Abschlag von 25 % für die Verluste, die tatsächlich in Rohrleitungen, im Wärmetauscher und Speicher entstehen würden. Zusätzlich wird aus der PV- bzw. PVT-Simulation ein Abschlag von 10 % wegen möglicher Verschattung durch nebenstehende Gebäude, die nicht im Solarkataster erfasst wurde, einberechnet.

3.2.2 Flusswasserwärme

Für die Potentialermittlung der FWW wird zunächst eine Standortbestimmung durchgeführt. Dadurch sollen geeignete Standorte für den Bau einer FWW-Anlage ermittelt werden. Für diese Standortbestimmung sowie die anschließende Berechnung der Potentiale finden zunächst Austauschrunden mit relevanten Stakeholdern wie der Senatorin für Klimaschutz, Umwelt, Mobilität, Stadtentwicklung und Wohnungsbau (SKUMS) Bremen, der swb und Mitgliedern des Forschungsprojektes Wärmewende Nordwest statt. Diese dienen der Ermittlung der relevanten Parameter für den Volumenstrom der kleinen Weser und Weser und der maximalen Temperaturentnahme sowie rechtlichen Rahmenbedingungen für die Berechnung der Potentiale. Der Volumenstrom wird als konstant angenommen. Zudem wird eine Literaturrecherche durchgeführt, um weitere für die Berechnung relevante Parameter, wie die Dichte des Wassers und die spezifische Wärmekapazität, zu erhalten.

Zur Berechnung der Potentiale wird mit den getroffenen Annahmen die thermische Leistung errechnet. Unter Annahme der Volllaststunden wird anschließend die Arbeit errechnet. Dafür gilt folgendes für die Berechnungsgrundlage:

Die thermische Leistung (P_{th}) entspricht dem Wärmestrom, also folglich der Wärmemenge (Q) pro Zeit (t). Die Wärmemenge ergibt sich aus der Masse (m), der spezifischen Wärmekapazität (c) sowie der Temperaturdifferenz (ΔT).

$$P_{th} = \frac{Q}{t} = \frac{m * c * \Delta T}{t} \quad (\text{Gleichung 3})$$

Für die Masse (m) kann das Volumen (V) multipliziert mit der Dichte (ρ) eingesetzt werden. Daraus ergibt sich:

$$P_{th} = \dot{V} * \rho * c * \Delta T \quad (\text{Gleichung 4})$$

Für die Berechnung der theoretischen Potentiale wird davon ausgegangen, dass der gesamte Durchfluss der kleinen Weser und Weser für die Anlage nutzbar ist. Zudem wird davon ausgegangen, dass die Umweltwärmequelle das ganze Jahr über verfügbar ist. Dies entspricht folglich 8.760 Stunden pro Jahr. Um die jährliche Energieerzeugung zu erhalten, wird die errechnete Leistung mit den Stunden multipliziert.

Die technischen Potentiale werden in Anbetracht der technischen Restriktionen der Anlage zum Gewinn der FWW errechnet. Dazu gehört, dass die Volllaststunden pro Jahr in Betracht gezogen werden. Zudem muss die gewonnene Umweltwärme durch den Einsatz einer Wärmepumpe nutzbar gemacht werden.

Für die Berechnung des erschließbaren Potentials müssen weitere rechtliche Rahmenbedingungen beachtet werden. Zu diesen gehört die maximal zugelassene Wasserentnahme. Weitere mögliche ökologische Rahmenbedingungen, wie in diesem Fall Fischvorkommen, Laichgebiete, etc. werden bei der Berechnung nicht betrachtet. Die errechnete Leistung kann daraufhin mit den Volllaststunden verrechnet werden, um die jährliche Energieerzeugung zu erhalten.

3.2.3 Oberflächennahe Geothermie

Die Ermittlung des theoretischen geothermischen Potentials erfolgt nach der kalorischen Grundgleichung (Gleichung 5) (Rybach, 2015). Dabei ist n die Porosität des Untergrundes, c die spezifische Wärmekapazität (Indize W-Wasser und S-Stein) und ΔT ist die Differenz aus ungestörter Erdreichtemperatur und Enderdreichtemperatur. Datengrundlage für die Stoffeigenschaften bietet eine eingehende Literaturrecherche. Die Wärmearbeit wird durch die Stundenanzahl eines Jahres geteilt, um die dazugehörige Leistung zu ermitteln.

$$E = [n \cdot c_w + (1 - n)c_s] \cdot V \cdot \Delta T \quad \text{(Gleichung 5)}$$

Das technische Potential der oberflächennahen Geothermie wird auf Grundlage der VDI 4640 Blatt 2 berechnet. Dazu wird der g-function Ansatz nach Eskilson (1987) für Erdwärmesonden verfolgt. Die Software Polysun nutzt dieses Rechenmodell, um die Temperaturen im Bohrfeld, unter Berücksichtigung der Sondenanordnung und der entzogenen Wärme, zu berechnen. Es wird von einer regenerativen Wärmeentnahme ausgegangen, sodass die Temperatur im Erdreich über die Jahre nicht sinkt. Ferner wird lediglich Heizen und nicht Kühlen betrachtet, sodass dem Erdreich ausschließlich Wärme entzogen und nicht zugeführt wird. Die ausgewählten Potentialflächen sind größere Grünanlagen ohne Gebäude, größere Parkplätze und öffentliche Plätze. Ausgenommen sind Straßen und Gehwege. Mit ArcGIS und Luftbildern (Digitales Orthophoto 2021, bereitgestellt vom Landesamt Geoinformation Bremen) werden die Flächen ausgemessen. Zur Vereinfachung von komplexen Grundstücksgeometrien werden rechteckige Referenzflächen gebildet und linienförmig mit Sonden angeordnet (vgl. Bracke et al., 2015).

Parameter wie Bohrlochtiefe, minimale Wärmepumpenaustrittstemperatur zum Verhindern von Niederdruckstörungen an der Wärmepumpe (VDI4640 Blatt 2), Wärmeentnahme aus dem Boden (vgl. VDI4640 Blatt 2), Betriebsstunden (vgl. VDI4640 Blatt 2) sowie Wärmeleitfähigkeit des Untergrundes (siehe Anhang VI) und Sonden-Durchmesser gehen in die Simulation ein und werden in den Ergebnissen dargestellt. Für die Berechnung wird ein Referenzbohrfeld von 100 Sonden erzeugt, welches auf die gegebenen Potentialflächen skaliert wird.

Zur Ermittlung der Wärmeerzeugungspotentiale mit Polysun wird über mehrere Jahre simuliert. Wenn das Programm durch die hohe Anzahl an Jahren nicht fehlerfrei laufen kann, wird lediglich ein Jahr simuliert. Dabei wird das Gebäude als „Wärmesenke“ definiert, sodass die Wärmeproduktion unabhängig von der Last simuliert wird. Die optimale Wärmepumpe wird nach der umsetzbaren Leistung ausgewählt und ist in Tabelle 5 vermerkt. Zur Berechnung der JAZ werden dem Gebäude Heizkörper statt Flächenheizungen zugeordnet. Das Verhältnis von eingesetzter elektrischer Energie zu an das System abgegebener Wärmeenergie über ein Jahr wird daraus ermittelt.

Tabelle 5: Ausgewählte Wärmepumpe

Wärmepumpendaten	Wert
Hersteller	Waterkotte
Polysun Katalog Nr.	1261
Typ	Sole/Wasser
Nennleistung thermisch B0/W35	690 kW

Im Vergleich zum technischen werden beim erschließbaren Potential rechtliche Rahmenbedingungen (vor allem der Naturschutz) berücksichtigt, sodass Vegetation wie Bäume nicht beschädigt wird. Dazu werden mithilfe von Fotokarten, die in ArcGIS eingebettet werden, Flächen mit Bäumen, Denkmälern und Abstände zu benachbarten Grundstücken nach den rechtlichen Vorgaben berücksichtigt. Die daraus resultierende Fläche wird ausgemessen und in Relation zur technischen Potentialfläche gestellt. Das Verhältnis wird angewandt und mit der Sonden-Anzahl des technischen Potentials verrechnet, um die erschließbare Sonden-Anzahl zu bestimmen.

3.2.4 Industrielle Abwärme

Bei der Ermittlung der Potentiale für Abwärme der Industrie wird nur das Abwärmewasser des Betriebes AB InBev betrachtet. Zu Beginn wird eine Standortermittlung für die Errichtung von Wärmetauschern und Wärmepumpen durchgeführt. Um eine passende Dimensionierung der Anlage und somit passende Parameter für die Berechnung der Potentiale zu erhalten, werden Informationen über die industrielle Abwärme durch WWNW bereitgestellt. Des Weiteren wird eine Literaturrecherche durchgeführt, um weitere für die Berechnung nötige Annahmen treffen zu können.

Der Volumenstrom der industriellen Abwärme sowie die Start- und Endtemperatur werden jeweils als konstant angenommen. Spezifische Parameter, wie die Dichte des Wassers und die spezifische Wärmekapazität, werden durch eine Literaturrecherche ermittelt. Die Formel für die Berechnungen der Potentiale ist Gleichung 4 zu entnehmen.

Beim theoretischen und technischen Potential wird davon ausgegangen, dass das Wasser mithilfe von Wärmetauschern bis zum Gefrierpunkt abgekühlt werden kann. Bei dem erschließbaren Potential werden weitere Rahmenbedingungen, wie z. B. rechtliche und vertragliche, mit einbezogen.

Es wird beim theoretischen Potential davon ausgegangen, dass die Abwärme das ganze Jahr über verfügbar ist. Somit ergeben sich 8.760 Stunden Betriebszeit. Nach der Grundgleichung für mechanische Leistung kann damit die jährlich zu erwartende Umweltwärme (mechanische Arbeit) kalkuliert werden. Diese wird noch mit einer passenden JAZ und der daraus resultierenden elektrischen Arbeit addiert, um die Heizarbeit zu erhalten.

Bei der Berechnung des technischen und erschließbaren Potentials wird eine andere jährliche Betriebszeit angenommen. Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten der Industrieanlagen und Wärmegewinnungsanlage reduzieren die Betriebszeit und müssen hierbei mit betrachtet werden.

3.2.5 Abwasserwärme

Zur Ermittlung der Potentiale aus Abwärme der Kanalisation wird eine Literaturrecherche und ein Austausch mit SKUMS durchgeführt. Dadurch werden entsprechende Parameter ermittelt, welche für den Betrieb wichtig sind. Darunter fallen z. B. die maximale Temperaturentnahme und technische Rahmenbedingungen. So können die Standorte für potentielle Entnahmen anhand des Kanalnetzes (bereitgestellt von der hanseWasser GmbH) bestimmt werden. Durch die Bestimmung des Standortes können daraufhin Annahmen für den Volumenstrom anhand von Praxisanlagen getroffen werden. Für die Berechnung der thermischen Leistung wird Gleichung 4 genutzt.

Bei der Ermittlung des theoretischen Potentials wird angenommen, dass das Abwasser mit einer konstanten Temperatur und Masse im Jahresverlauf fließt. Außerdem wird davon ausgegangen, dass die Anlage über das ganze Jahr (8760 h) betrieben wird. Die Temperaturentnahme wird bis zum Gefrierpunkt angenommen.

Beim technischen Potential wird durch rechtliche Rahmenbedingungen die Temperaturentnahme begrenzt. Des Weiteren werden andere Volllaststunden angenommen, da Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten mit einbezogen werden.

Das erschließbare Potential beinhaltet weitere Bedingungen, weshalb die Temperaturentnahme weiter gesenkt wird. Hier werden auch jahreszeitabhängige Änderungen im Volumenstrom und Temperatur des Abwassers angenommen. Die ermittelte thermische Arbeit wird zusammen mit der notwendig zugeführten elektrischen Arbeit für Wärmepumpen addiert, um die Heizarbeit zu erhalten.

3.3 Variantentechnik

Wie in Abbildung 5 dargestellt, sollen drei verschiedene Versorgungsvarianten untersucht werden, um die Frage zu klären, wie viele und welche Kunden mit erneuerbarer Wärme aus dem Gebiet versorgt werden können. Dabei fließen die Ergebnisse aus der Wärmebedarfs- und Potentialanalyse der Wärmequellen ein. Jede Variante beinhaltet die Versorgung verschiedener Kundengruppen. Dementsprechend unterscheiden sich auch die Wärmenetzlängen, die Wärmebedarfe und damit die Wärmegestehungskosten und CO₂-Einsparungen der verschiedenen Versorgungsvarianten. Die Einteilung der Gebäude in die Kundengruppen hängt von dem jeweiligen Wärmebedarf ab. Die Kriterien zur Einteilung sind in Abschnitt 3.1 beschrieben. In dieser Ausarbeitung werden die folgenden drei Wärmeversorgungsvarianten untersucht:

- Versorgungsvariante 1: Nur Ankerkunden
- Versorgungsvariante 2: Ankerkunden und Großabnehmer
- Versorgungsvariante 3: Gesamtes Versorgungsgebiet (Ankerkunden, Großabnehmer und Kleinkunden)

Die Standorte der unterschiedlichen Erzeugungsanlagen sollen durch ein Wärmenetz mit den Zielkunden verbunden werden. Straßen werden dazu als mögliche Standorte für die Leitungen berücksichtigt. Die kürzesten Straßenverbindungen zwischen Wärmequellen und Kunden werden für jede Versorgungsvariante bestimmt und mittels ArcGIS erfasst. Dabei wird beachtet,

dass das Netzsystem alle in der Variante zu versorgenden Gebäude erreicht. Schließlich ist die Gesamtlänge der Wärmeleitungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung relevant. Das Bestandsnahwärmenetz am Südbad wird an dieser Stelle nicht berücksichtigt, da kein genauer Netzplan vorliegt und davon ausgegangen wird, dass eine Sanierung bzw. das Verlegen neuer Leitungen mit einem größeren Querschnitt notwendig werden würde. Dies wäre im Rahmen einer genauen Netzplanung, die nicht Teil dieser Ausarbeitung ist, zu validieren.

3.4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Um die Wirtschaftlichkeit der Wärmeerzeugungsanlagen miteinander vergleichen zu können, werden die Wärmegestehungskosten aller Anlagen für jede Versorgungsvariante berechnet. Diese werden als Durchschnittswert für die ersten 25 Betriebsjahre ermittelt. Dazu werden die Investitionskosten für die Anlagen mit den fixen und den variablen Betriebskosten und bei den Wärmepumpen zusätzlich mit den Stromkosten addiert. Zu diesen Kosten werden auch die Kosten für den Bau und Betrieb des Wärmenetzes anteilig auf die verschiedenen Anlagen umgelegt.

Die fixen und variablen Betriebskosten für das Wärmenetz werden mit jährlich 1 % der Investitionskosten angenommen. In diesen Kosten sind die Wartung und auch der Betrieb des Netzes inklusive der Stromkosten für Pumpen und Steuerungstechnik enthalten. Dieser Wert ist ein Richtwert und stammt aus Praxiserfahrungen der swb.

Die Investitionskosten für die Anlagen werden anhand des Technikkatalogs zur kommunalen Wärmeplanung ermittelt. Dieser wurde im Auftrag vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg von der KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH (KEA-BW) erstellt. Hierin sind Kennwerte etablierter Techniken und spezifische Investitions- und Betriebskosten zusammengetragen. Die Werte stammen aus Literaturrecherchen sowie aus der Planungspraxis, von Marktakteuren und der Wissenschaft (Peters et al., 2022). Die Investitionskosten für den Netzbau werden mit 1.300 €/m und 5.000 € pro Hausanschluss angesetzt. In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird davon ausgegangen, dass alle förderfähigen Investitionskosten durch das Modul 2 der BEW gefördert werden.

Die Kosten für den Betriebsstrom der Wärmepumpen ergeben sich aus den JAZ-Werten der Wärmepumpen, der jährlich erzeugten Wärmemenge und dem aktuellen Strompreis für Industriekunden (Bundesnetzagentur, 2022). Die Solarthermie- und PVT-Anlagen haben (vereinfacht angenommen, da vernachlässigbar gering bzw. selbstdeckend) keine extra ausgewiesenen Stromkosten, sondern nur fixe und variable Betriebskosten. Eine Betriebskostenförderung für Wärmepumpen und Solarthermie durch Modul 4 der BEW wird nicht berücksichtigt, da nicht alle Informationen zur Berechnung vorliegen oder festgelegt werden können.

Zur Bestimmung der Wärmegestehungskosten werden alle Kosten für die Anlagen und die anteiligen Netzkosten, die in den ersten 25 Betriebsjahren anfallen, durch die in diesem Zeitraum erzeugte Wärmemenge geteilt. Die Wärmegestehungskosten werden für jede Anlage für jede der drei Varianten separat bestimmt.

3.5 Bestimmung der CO₂-Emissionen

Um eine Aussage über die Vermeidung von CO₂-Emissionen treffen zu können, wird der Status quo mit der Wärmeversorgung durch ein Fernwärmenetz in diesem Jahr und im Jahr 2038 verglichen. Dabei werden nur die anfallenden Emissionen durch den Strommix und die aktuelle Wärmeversorgung betrachtet.

Zudem wird der Mittelwert der Emissionen, die durch die derzeitige Wärmeversorgung entstehen, mithilfe von Literaturrecherchen ermittelt. Hierfür werden die verschiedenen Wärmeerzeugungsarten mit den spezifischen CO₂-Emissionen multipliziert, um im Anschluss einen Mittelwert für die CO₂-Emissionen pro kWh erzeugter Wärme in Bremen zu erhalten.

Bei der Berechnung der CO₂-Emissionen, die durch den benötigten Strom entstehen, wird der deutsche Strommix zugrunde gelegt. Dabei werden auch die CO₂-Emissionen durch sogenannte Vorketten miteinbezogen, welche den gesamten Prozess entlang der Wertschöpfungskette (wie Förderung und Transport der fossilen Brennstoffe) vor der Verbrennung beschreiben und in welchen ebenfalls Emissionen verursacht werden. Der Strommix ist ein wichtiger Parameter, da die erneuerbare Wärme größtenteils durch Wärmepumpen erzeugt wird, die einen hohen Strombedarf haben.

Die CO₂-Emissionen der drei Versorgungsvarianten werden jeweils mit dem Strommix von 2021 und 2038 errechnet. Der Teil des Wärmebedarfs, der in Variante 1 und 2 nicht durch erneuerbare Wärme gedeckt wird, wird weiterhin mit den Emissionen der aktuellen Wärmeversorgung angenommen.

Für das Jahr 2038 werden durch Literaturrecherchen Annahmen für den Strommix getroffen, um die Reduktion der CO₂-Emissionen mit einzubeziehen.

Der angenommene Strombedarf und somit auch die anfallenden CO₂-Emissionen hängen von der JAZ der für die Erzeugung genutzten Wärmepumpe ab. Dies bedeutet, die CO₂-Emissionen sind abhängig von den Ergebnissen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.

Es werden nur die CO₂-Emissionen betrachtet, die direkt bei der Wärmeerzeugung entstehen. So werden z. B. die Kühlmittel der Wärmepumpen und der Bau und Betrieb des Wärmenetzes nicht in der CO₂-Betrachtung mit einbezogen.

3.6 Bewertungsmethode

Um die Ergebnisse der Untersuchung zusammenfassen und entsprechende Handlungsempfehlungen geben zu können, wird eine Bewertung der Wärmepotentiale durchgeführt. In dieser Arbeit gehört dies zum Kapitel 5 Diskussion.

Die Wärmepotentiale werden nach den untenstehenden Kriterien bewertet:

Tabelle 6: Bewertungskriterien, Gewichtung und die Einflussfaktoren für die Bewertung der Wärmepotentiale

Kriterium	Gewichtung	Einflussfaktoren
A CO ₂ -Einsparung	20 %	Spezifische CO ₂ -Emission in t CO ₂ /kWh
B Wirtschaftlichkeit	20 %	Wärmegestehungskosten
C Wärmebedarfsdeckung	20 %	Deckungsgrad im Betrachtungsgebiet
D Realisierbarkeit	15 %	Aufwand des Zubaus, gesetzlicher Rahmen, politische Entwicklung,
E Jahresverfügbarkeit	10 %	Saisonale und tägliche Schwankung, kurzfristiges Ausfallrisiko
F langfristige Versorgungssicherheit	10 %	Beständigkeit der Anlage, notwendige Kooperationen
G Umweltverträglichkeit	5 %	Umwelteinriffe, kurz- bzw. langfristige Folgen aus Installation oder Betrieb

Jedem Kriterium wird ein Gewichtungssatz (in %) zugeteilt in Bezug auf die Relevanz und Bedeutsamkeit für die Stadt und Bewohner, sodass die Summe 100 % ergibt. Es wird eine Bewertungsskala von 1 bis 5 verwendet. Bei den Kriterien A bis C erfolgt eine quantitative Bewertung anhand der zuvor ermittelten Ergebnisse. Für A und B wird dem Potential mit dem besten Ergebnis die 5 gegeben und die restlichen Potentiale folgen im Verhältnis zu diesem Wert (hier: 100 %) und werden entsprechend der Tabelle 7 eingestuft:

Tabelle 7: Die für die Bewertung verwendete Skala

Skala	Bewertung	Verhältnis zum besten Ergebnis
1	sehr gering	0 – 20 %
2	gering	21 – 40 %
3	mittel	41 – 60 %
4	hoch	61 – 80 %
5	sehr hoch	81 – 100 %

Für die Bewertung der Kriterien A und B wird die jeweils durchgeführte Rechnung zugrunde gelegt. Für das Kriterium C wird ausschließlich der thermische Deckungsgrad bewertet und die Potentiale werden nicht miteinander in Bezug gesetzt. Für die restlichen Kriterien D bis G erfolgt eine qualitative Bewertung nach eigenen Erkenntnissen und Einschätzungen. Alle Bewertungen werden mit den entsprechenden Gewichtungssätzen multipliziert und anschließend für jede Wärmequelle aufsummiert.

4 Ergebnisse

Die Ergebnisse sind in drei Unterkapitel aufgeteilt: Die Ermittlung des Wärmebedarfes, die Wärmeerzeugungspotentiale der verschiedenen Umweltwärmequellen und der Vergleich der drei Versorgungsvarianten in Anbetracht der Wirtschaftlichkeit und der CO₂-Emissionen.

4.1 Wärmebedarf

Die Ergebnisse der Wärmebedarfsanalyse werden aufgeteilt nach den drei Versorgungsvarianten dargestellt. Die Varianten sind in Kapitel 3.3 klassifiziert.

Zum Zeitpunkt dieses Projekts liegen für den Betrachtungsbereich Wärmebedarfsdaten aus dem Jahr 2020 von über 1.000 Gebäuden vor. Es handelt sich dabei um den Datensatz der DBI GUT, der vom Projekt Wärmewende Nordwest zur Verfügung gestellt wird. Diese Daten sind in Abbildung 7 mit ArcGIS dargestellt. Die farbliche Markierung der Kundengruppen ist der Legende zu entnehmen.

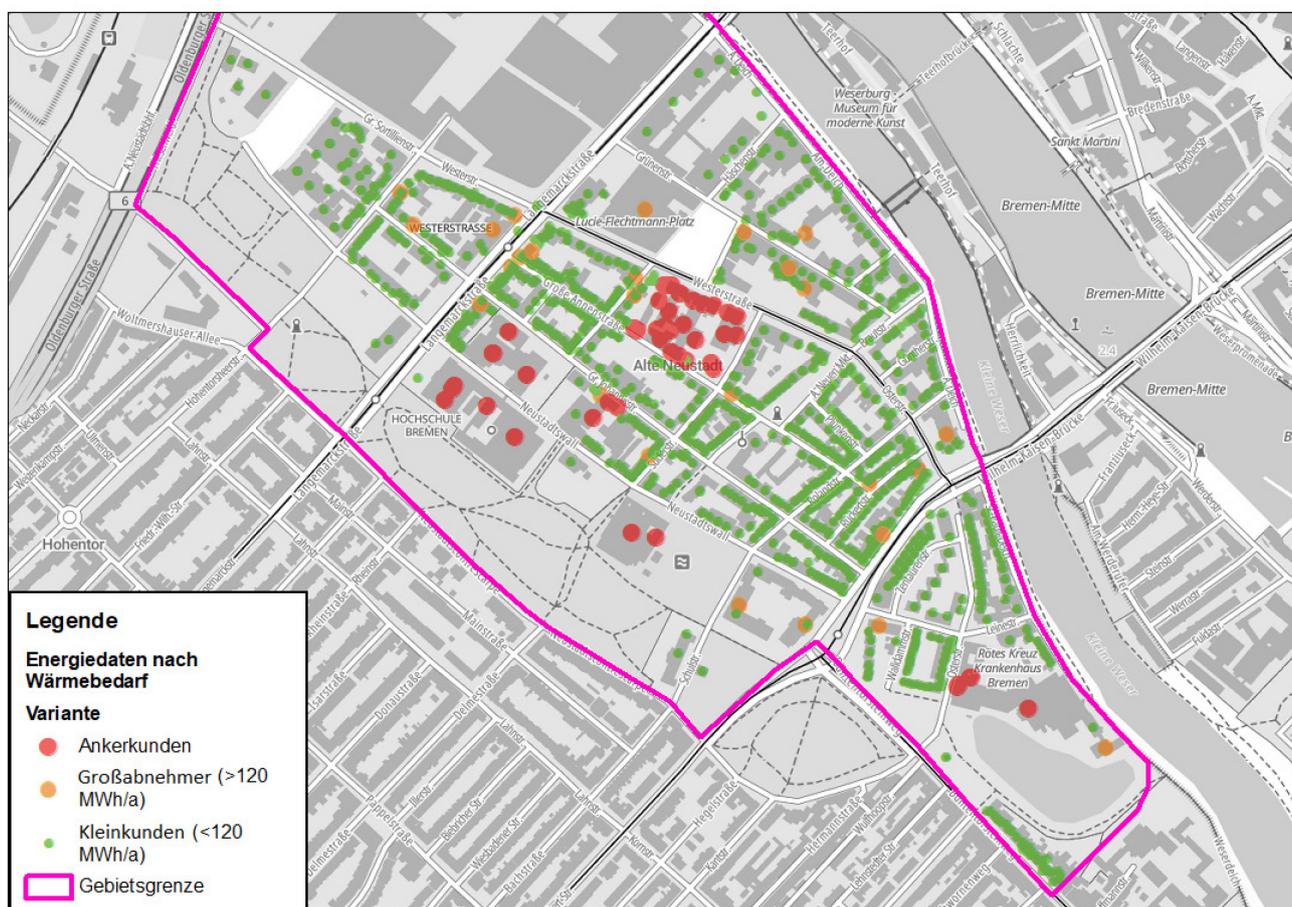


Abbildung 7: Kartenausschnitt der Wärmebedarfsdaten. Datenquelle: © DBI GUT GmbH (Bereitstellung 2023). Hintergrundkarte: © basemap.de / Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (Abruf Februar 2023)

Versorgungsvariante 1

In Variante 1 wird davon ausgegangen, dass nur die Ankerkunden mit Wärme zur Raumbeheizung und Warmwasseraufbereitung versorgt werden. Eine direkte Rückmeldung zum Wärmebedarf ist nur vom HACHEZ-Quartier vorhanden. Die Gebäude der Hochschule Bremen haben laut DBI GUT-Datensatz einen Wärmebedarf von 400 MWh_{th} pro Jahr. Die swb geht allerdings nach ihren Informationen von einem Wärmebedarf der Hochschulgebäude von 13.100 MWh_{th} aus. Es handelt sich dabei um fünf Hochschulgebäude am Neustadtswall. Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass der

DBI GUT-Datensatz an dieser Stelle unvollständig ist, weshalb mit den Informationen der swb weitergearbeitet wird. Der voraussichtliche Wärmebedarf des HACHEZ-Quartiers (welches noch nicht gebaut ist und sich in der Planung befindet) liegt nach Aussagen des Bauherrn bei 1.200 MWh_{th} pro Jahr. Für AB InBev und die Azul Kaffeerösterei liegen zum Zeitpunkt der vorliegenden Untersuchung keine Wärmebedarfsdaten vor. Die swb befindet sich in Vertragsverhandlungen mit diesen Unternehmen, um die fehlenden Daten zu erhalten. Die Bedarfe vom Südbad und vom Rotes Kreuz Krankenhaus stammen aus dem DBI GUT-Datensatz und stimmen mit den Schätzungen der swb überein. In Tabelle 8 sind die Wärmebedarfe der Ankerkunden aufgelistet. Damit ergibt sich für die Variante 1 in Summe ein Wärmebedarf von 20.300 MWh_{th} pro Jahr.

Tabelle 8: Ankerkunden und die dazugehörigen Wärmebedarfe

Ankerkunde	Wärmebedarf [MWh_{th}/a]
Rotes Kreuz Krankenhaus	4.100
Südbad	1.900
Hochschule Bremen (5 Gebäude am Neustadtswall)	13.100
HACHEZ-Quartier (Neubau)	1.200
AB InBev	Unbekannt
Azul Kaffeerösterei	Unbekannt
Gesamt	20.300

Versorgungsvariante 2

In Variante 2 wird davon ausgegangen, dass zusätzlich zu den Ankerkunden die Großabnehmer an das Wärmenetz angeschlossen werden. Im Betrachtungsgebiet können 26 Gebäude, die unter die in Kapitel 3.1 genannten Kriterien fallen, als Großabnehmer bezeichnet werden, unter anderem das Theater und die Oberschule am Leibnizplatz, das Hansa Seniorenzentrum und die REWE-Filiale in der Westerstraße. Tabelle 9 zeigt die Wärmebedarfe der Ankerkunden, der Großabnehmer und die Summe daraus. Der ermittelte jährliche Wärmebedarf in Versorgungsvariante 2 liegt mit 25.600 MWh_{th} nur 25 % über dem Bedarf in der Versorgungsvariante 1.

Tabelle 9: Wärmebedarfe der Kundengruppen in Versorgungsvariante 2

Kundengruppe	Wärmebedarf [MWh_{th}/a]
Ankerkunden	20.300
Großabnehmer	5.300
Summe	25.600

Versorgungsvariante 3

In der dritten Variante wird der Wärmebedarf des gesamten Betrachtungsgebiets berücksichtigt. Ausgeschlossen davon sind die Brauerei und die Kaffeerösterei. Zu den Ankerkunden und Großabnehmern kommen damit 1.027 weitere Gebäude mit einem Wärmebedarf von jeweils weniger als 120 MWh_{th}/a dazu. Die Wärmebedarfe der verschiedenen Abnehmergruppen sind in Tabelle 10 dargestellt. Alle Abnehmer im Betrachtungsgebiet haben in Summe einen Wärmebedarf von 69.300 MWh_{th} pro Jahr.

Tabelle 10: Wärmebedarfe der Kundengruppen in Versorgungsvariante 3

Kundengruppe	Wärmebedarf [MWh_{th}/a]
Ankerkunden	20.300
Großabnehmer	5.300
Kleinkunden	43.700
Summe	69.300

Zusammenfassung

In Abbildung 8 sind die Wärmebedarfe der drei Versorgungsvarianten dargestellt. Variante 1 besteht aus den vier bekannten Bedarfen der Ankerkunden, Rotes Kreuz Krankenhaus (RKK), Südbad, Hochschule Bremen (HSB) und Hachez-Quartier. Der Wärmebedarf in Variante 2 ergibt sich aus der Summe der Ankerkunden und Großabnehmer. In Variante 3 kommen zu dieser Summe noch die Kleinkunden dazu. Selbst bei Betrachtung des gesamten Gebiets machen die Ankerkunden 30 % des Wärmebedarfs aus. In dieser Darstellung ist gut zu sehen, welch großen Anteil die Ankerkunden am Wärmebedarf haben. Sie sind dementsprechend durch ihre gesicherten Abnahmemengen für die Realisierung eines wirtschaftlichen Wärmenetzes ein wichtiger Baustein.

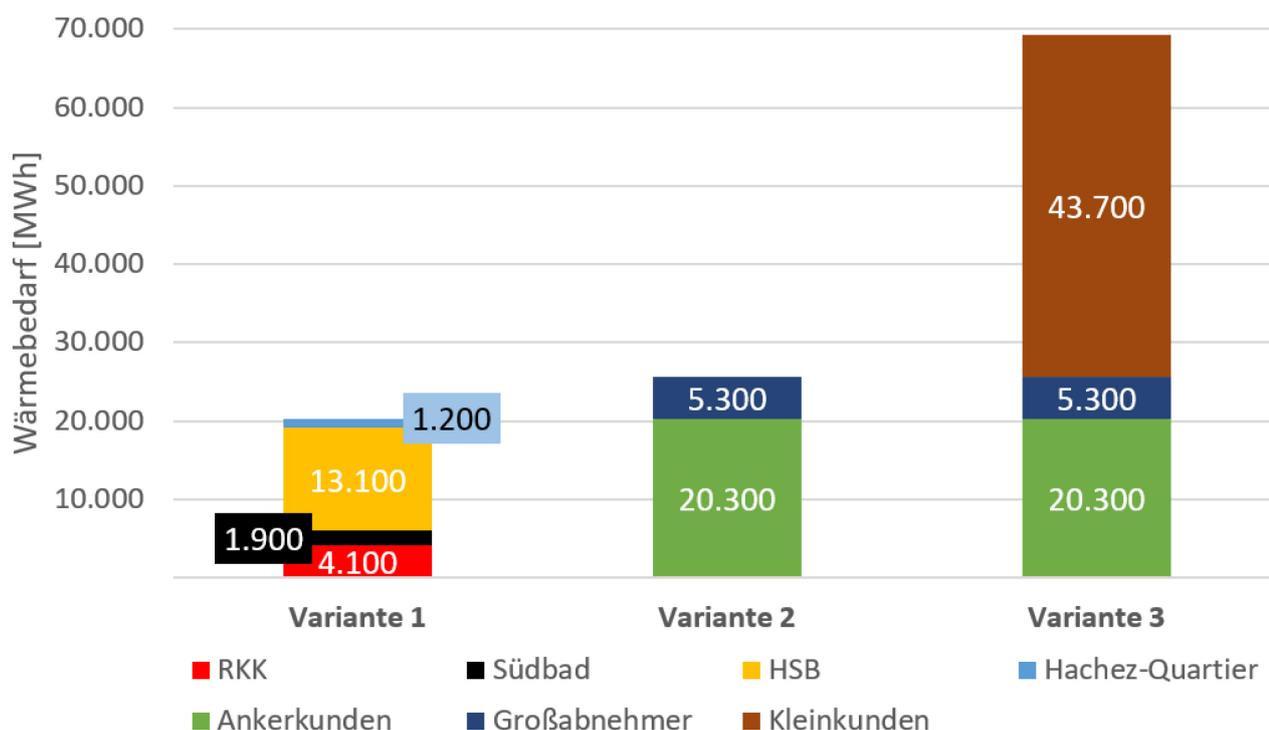


Abbildung 8: Darstellung des Wärmebedarfs der drei Versorgungsvarianten

Der jährliche Gesamtwärmebedarf der Versorgungsvarianten wird mit Hilfe von synthetischen Lastprofilen in ein Wärmelastprofil umgewandelt und in Abbildung 9 dargestellt. Diese Methode ist nur eine Annäherung, da nicht berücksichtigt wird, dass Verbraucher wie das Südbad oder das Krankenhaus auch im Sommer einen verhältnismäßig hohen Wärmebedarf haben. Die hinterlegten synthetischen Lastprofile stammen von Privathaushalten und beinhalten keine industriellen oder gewerblichen Wärmelasten. Grundsätzlich ist dies für das Ergebnis dieser Ausarbeitung unproblematisch, da eine Verschiebung der Wärmelast vom Winter in den Sommer einen positiven Effekt hätte. Es müsste dadurch weniger Heizleistung im Winter gleichzeitig bereitgestellt werden, was bedeutet, dass die benötigte installierte Leistung geringer wird und damit auch die Kosten für den Bau und Betrieb des Wärmenetzes sinken. Dies würde schließlich auch zu einem geringeren Wärmepreis für die Verbraucher führen.

Zum Zeitpunkt mit dem höchsten gleichzeitigen Wärmebedarf müssen nach dem erstellten Lastprofil in Variante 1 ca. 11 MW_{th} Heizleistung zur Verfügung stehen. In Versorgungsvariante 2 ergibt sich eine zu deckende Jahreshöchstwärmelast von ca. 14 MW_{th}. Für Versorgungsvariante 3 wird anhand des Wärmelastprofils eine Jahreshöchstlast von 37 MW_{th} benötigt. In Variante 3 sollte die Abweichung von den ermittelten Werten zu den Realverbräuchen geringer als in den ersten beiden Varianten sein, da in Variante 3 die Privathaushalte enthalten sind.

Die Wärmebedarfsanalyse ist damit abgeschlossen und die ermittelten Wärmebedarfsdaten können im nächsten Schritt mit den Wärmeerzeugungsdaten übereinandergelegt werden. Dadurch kann eine Aussage über das Realisierungspotential der verschiedenen Versorgungsvarianten getroffen werden.

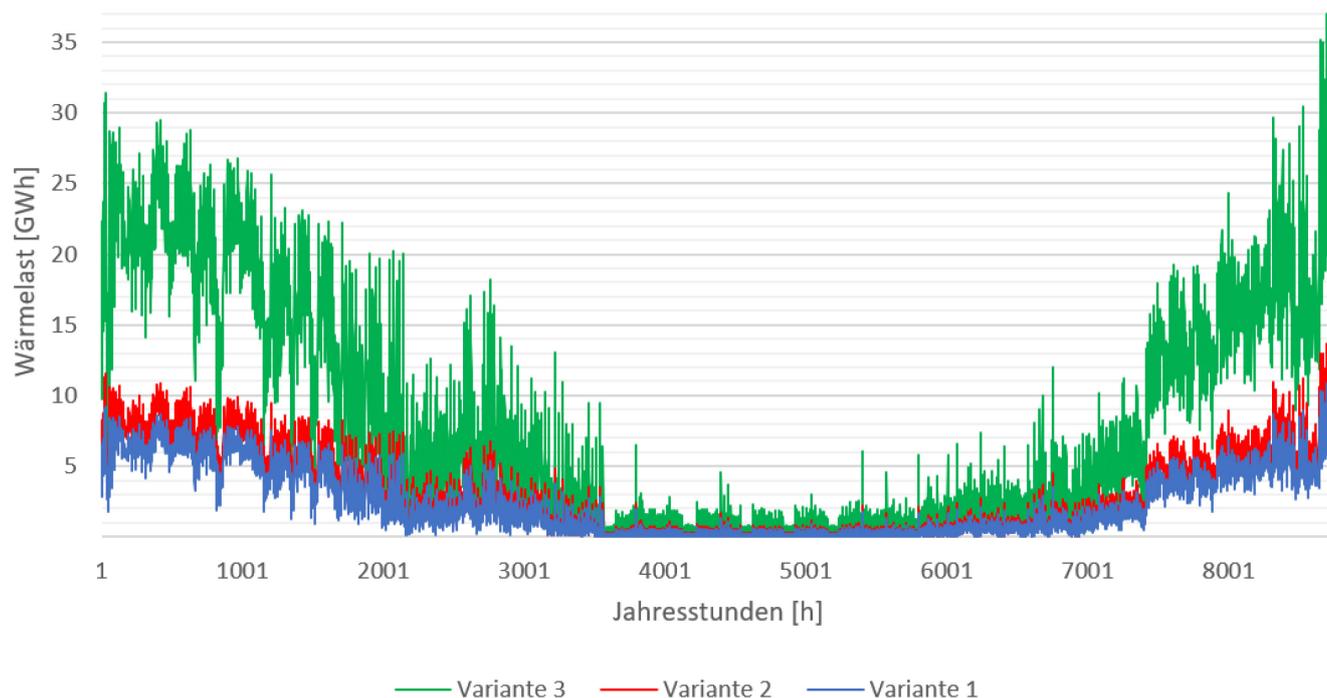


Abbildung 9: Kalkulierte synthetische Wärmelastprofile der Versorgungsvarianten im Vergleich

4.2 Wärmeerzeugungspotentiale

Die Potentiale der möglichen Wärmeerzeugung in der vorderen Neustadt werden anhand unterschiedlicher Datengrundlagen und Methoden, wie zuvor in Kapitel 3.2 erläutert, ermittelt. In diesem Kapitel werden die Ermittlungen in die Abschnitte Standort, ggf. Dimensionierung, und Ergebnisse der Potentialermittlung unterteilt.

4.2.1 Solarenergie

Standort

Die Standorte für Solarthermie sind in Abbildung 10 nach Eignungskategorie zu sehen. Diese werden für die Berechnung des technischen und erschließbaren Potentials unterschiedlich berücksichtigt (siehe Kapitel 3.2.1). Die Gelände von AB InBev und Azul werden wegen der fehlenden Wärmebedarfsdaten ausgeschlossen. Die Orte „Parkplatz Beck“, „Parkplatz Rewe-Aldi“, und „Parkplatz Südbad“ werden als geeignete Standorte für PV bzw. PVT aufgrund der Form und Größe identifiziert. Diese sind in Abbildung 11 dargestellt. Die Südwest-Ausrichtung ist in diesem Fall an allen drei Standorten gut geeignet.

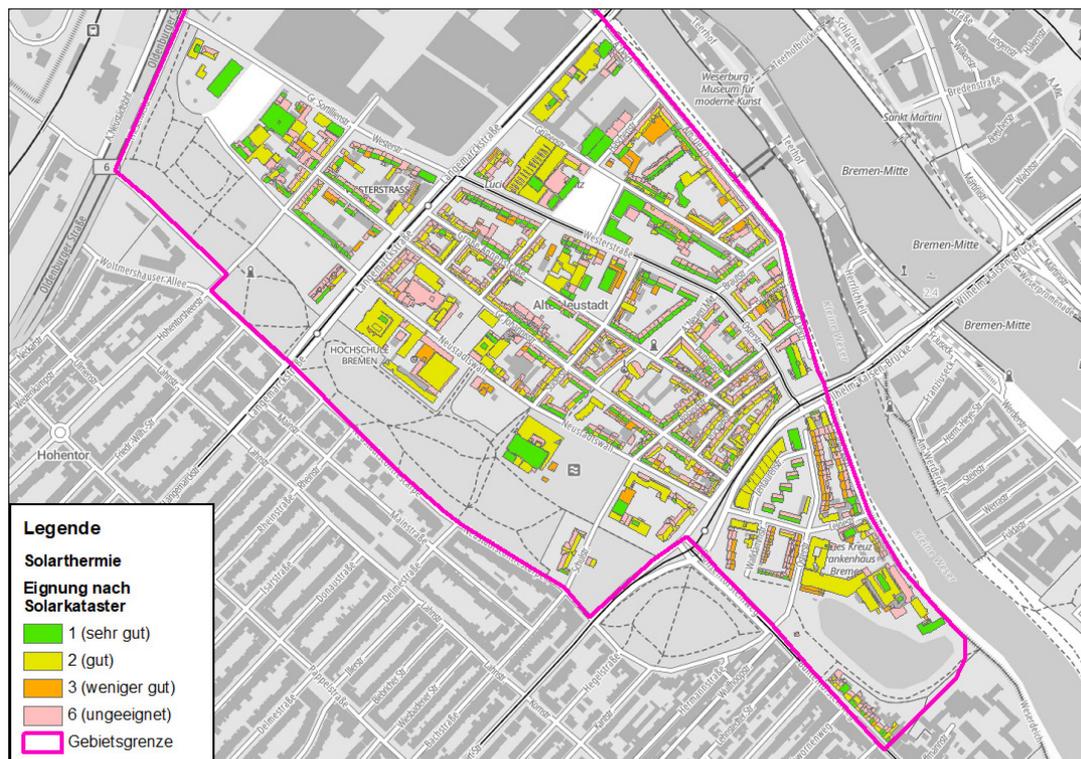


Abbildung 10: Dachflächen im Betrachtungsgebiet, kategorisiert nach Eignung für Solarthermie-Anlagen. Datenquelle: © Die Senatorin für Klimaschutz, Umwelt, Mobilität, Stadtentwicklung und Wohnungsbau (Auszug aus Solarkataster 2019). Hintergrundkarte: © basemap.de / Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (Abruf Februar 2023)

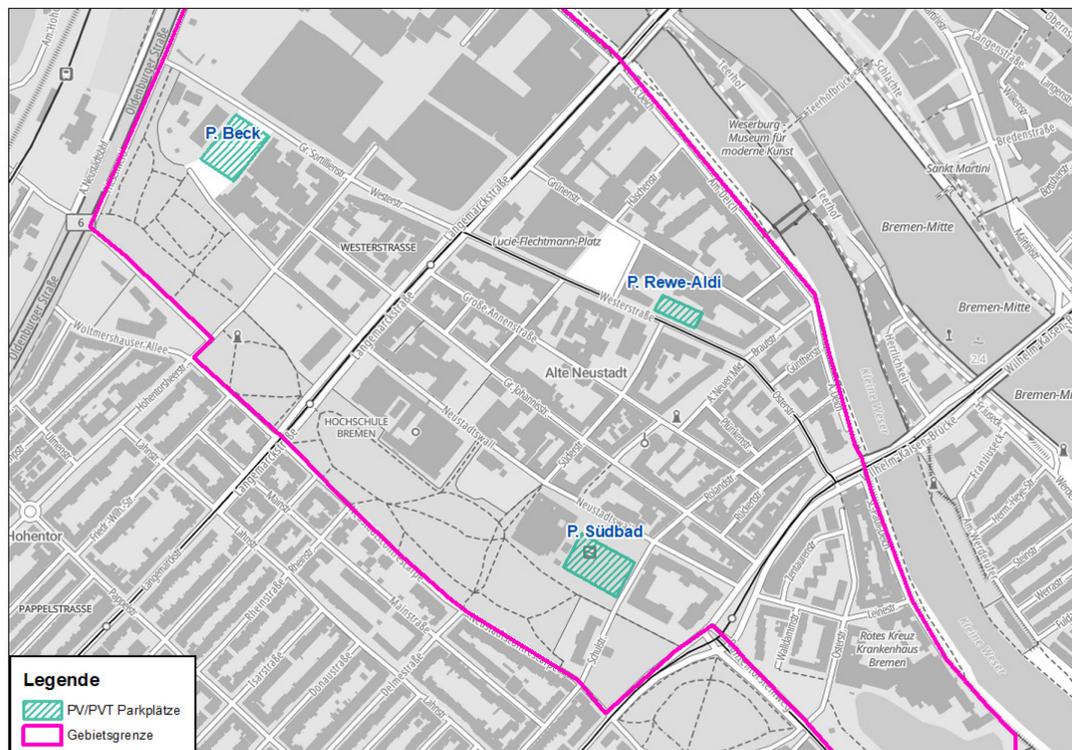


Abbildung 11: Geeignete Standorte zur Parkplatzüberdachung mit PV- oder PVT-Anlagen. Hintergrundkarte: © basemap.de / Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (Abruf Februar 2023)

Ergebnisse

Aus dem Gebiet ergeben sich die in Tabelle 11 zusammengefassten Wärmepotentiale aus Solarenergie.

Tabelle 11: Darstellung der Wärmepotentiale aus Solarenergie.

Potentialart	Solarenergie
Theoretisches Potential [MWh _{th} /a]	731.090
Technisches Potential [MWh _{th} /a]	3.930
Erschließbares Potential [MWh _{th} /a]	3.214

Die Größe des Gesamtgebiets beträgt 745.250 m² und die Globalstrahlung in Bremen (mittlere Jahressumme, Bezugszeitraum 1981-2010) liegt bei 981 - 1.000 kWh/m² (DWD, 2023). Das theoretische Potential der Solarenergie im Gesamtgebiet beträgt somit etwa 731.090 MWh_{th} pro Jahr.

Für die dezentrale Wärmeversorgung beträgt das technische Potential im gesamten Betrachtungsgebiet 3.521 MWh_{th}/a. Das erschließbare Potential liegt mit 2.806 MWh_{th}/a bei fast 80 % des technischen Potentials. Dabei werden für die Flachdächer Kollektoren mit Südausrichtung gegenüber Ost-West-Aufständigung bevorzugt, weil so ein höherer spezifischer Ertrag zu erwarten ist (vgl. Anhang IV). Kleinkunden verfügen mit 2.037 MWh_{th}/a über das größte Potential im Vergleich zu den Großabnehmern und Ankerkunden aufgrund der zahlreichen verfügbaren Dachflächen. Bei den Großabnehmern liegt mit 393 MWh_{th}/a ein höheres Potential vor als bei den vier Ankerkunden mit insgesamt 374 MWh_{th}/a. Von diesen wird das höchste Potential bei der Hochschule Bremen ermittelt, und das niedrigste beim Südbad.

Die restliche Wärmemenge stammt aus der Parkplatzüberdachung. Im Vergleich zwischen PV- und PVT-Modulen wird festgestellt, dass die PVT bei gleicher Modulanzahl und Gesamtleistung einen höheren Stromertrag von 467 MWh_{el}/a erzielt. Damit wird auch zusätzlich thermische Energie in Höhe von 409 MWh_{th}/a für die Fernwärme gewonnen. Die PVT-Variante wird somit für die restlichen Arbeitsschritte übernommen. Die vollständigen Ergebnisse der Simulationen sind im Anhang IV zu finden. In Tabelle 12 sind die erschließbaren Potentiale mit der benötigten Kollektor- bzw. Modulanzahl aufgeführt.

Tabelle 12: Zusammenfassung der erschließbaren Potentiale aus Solarenergie

Standorte	Kollektoranzahl	Erschließbares Potential [MWh _{th} /a]
Ankerkunden Summe	1.131	374
• HACHEZ-Quartier	217	80
• Hochschule Bremen	418	133
• Rotes Kreuz Krankenhaus	362	114
• Südbad	134	47
Großabnehmer	1.137	393
Kleinkunden	8.543	2.038
Parkplatzüberdachung (PVT)	1.782	409
		467 (elektrisch)

4.2.2 Flusswasserwärme

Standort

Durch die geografische Lage der vorderen Neustadt liegt der Fokus bei der Nutzung von FWW auf der kleinen Weser und einem Teilabschnitt der Weser. Als zwei potentielle Standorte für den Bau von FWW-Anlagen ergeben sich aus den Austauschrunden zwei Standorte (vgl. Abbildung 12):

- Auf der Höhe des AB InBev Geländes an der Weser
- An der kleinen Weser zwischen dem Rotes Kreuz Krankenhaus und dem Martinshof

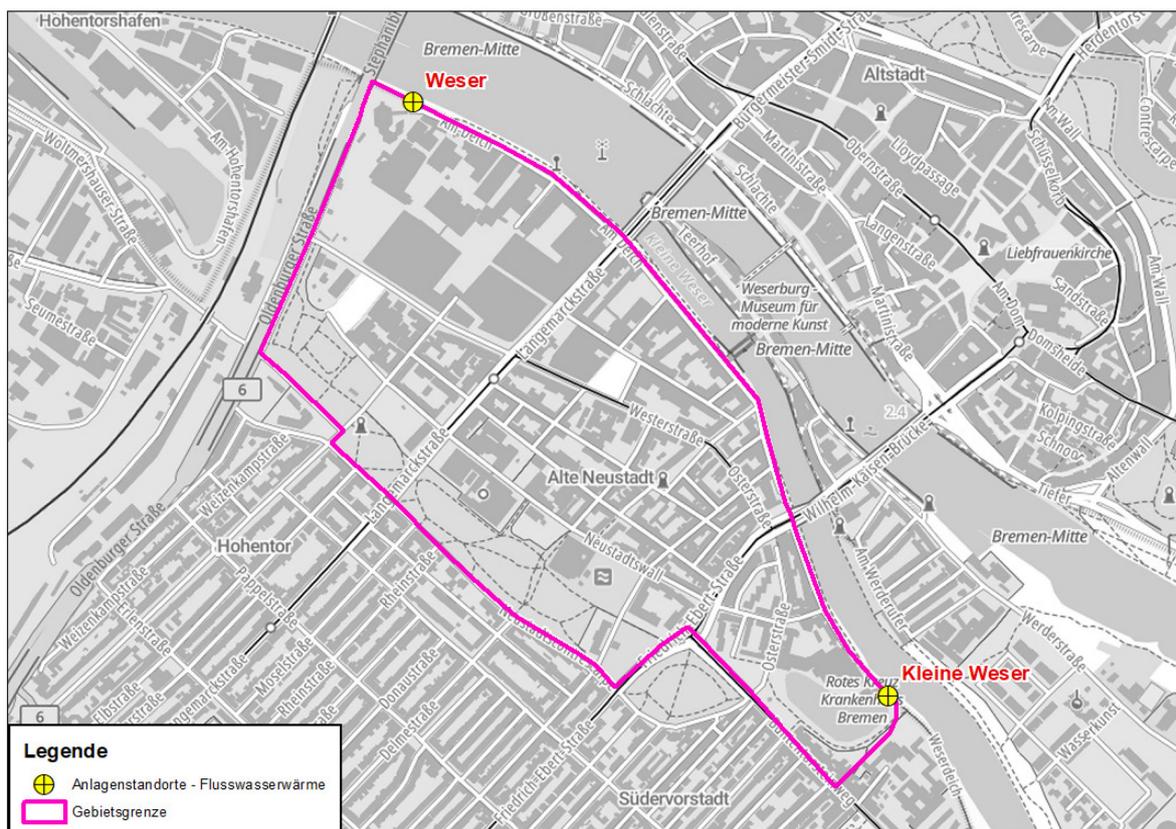


Abbildung 12: Potentielle Standorte für den Bau einer FWW-Anlage. Hintergrundkarte: © basemap.de / Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (Abruf Februar 2023)

Dimensionierung

Das Ziel im Rahmen dieses Abschnittes ist es, zu ermitteln, wie hoch das Potential für die Wärmeerzeugung aus der kleinen Weser und der Weser ist. Problematisch in Bezug auf die Potentialermittlung für den Gewinn von Umweltwärme aus der kleinen Weser ist, dass für diese bisher keine Temperaturmessungen vorliegen. Daher wird die Annahme getroffen, dass die Temperatur der kleinen Weser ähnlich der Temperatur der Weser ist.

Die für die Ermittlung des theoretischen, technischen und erschließbaren Potentials benötigten Parameter werden in folgender Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 13: Parameter zur Berechnung der Potentiale der FWW-Anlage an kleiner Weser und Weser

Parameter	theoretisch	technisch	erschließbar
Temperaturntzug (ΔT)	3 K	3 K	3 K
Volumenstrom kleine Weser	5 m ³ /s	5 m ³ /s	0,25 m ³ /s
Volumenstrom Weser	239,3 m ³ /s	239,3 m ³ /s	11,965 m ³ /s
(Volllast)-Stunden pro Jahr	8.760 h/a	6.000 h/a	6.000 h/a
JAZ	-	3,9	3,9
Dichte Wasser (ρ)	998 kg/m ³	998 kg/m ³	998 kg/m ³
Spezifische Wärmekapazität Wasser (cW)	4,186 kJ/kg*K	4,186 kJ/kg*K	4,186 kJ/kg*K

Wie in Tabelle 13 ersichtlich, wird davon ausgegangen, dass dem Wasser drei Kelvin entnommen werden können. Dies hat den Grund, dass die Wassertemperatur im Winter um die 4 °C beträgt. Bei höherer Temperaturentnahme würde das Wasser gefrieren und es wäre nicht möglich dies zurück in den Fluss zu führen. Im Sommer dagegen können dem Gewässer fünf bis sechs Kelvin entzogen werden. Da der Wärmebedarf jedoch im Winter am höchsten ist, wurde ein Temperaturentzug von drei Kelvin für die Errechnung der Potentiale angesetzt. Nach Absprache mit SKUMS wird bei der kleinen Weser von einem

Volumenstrom von 5 m³/s ausgegangen (Völkel et al., persönliche Kommunikation, 5. Dezember 2022). Bei der Weser wird von 239,3 m³/s ausgegangen. Der Volumenstrom der Weser ergibt sich dabei aus einem Mittelwert aus den Messwerten der Messstation Bremen-Hemelingen aus den letzten zehn Jahren (SKUMS, 2022). Eine rechtliche Bedingung für die Ermittlung des erschließbaren Potentials ist, dass aus ökologischen Gründen maximal 5 % des Volumenstroms entnommen werden darf (Völkel et al., persönliche Kommunikation, 5. Dezember 2022). Daraus ergibt sich eine Durchflussrate der Anlage von 0,25 m³/s für die kleine Weser sowie 11,965 m³/s für die Weser für die Berechnung des erschließbaren Potentials. Bei der FWW-Anlage wird davon ausgegangen, dass diese mit etwa 6.000 Volllaststunden pro Jahr betrieben wird. Dies folgt der Annahme, dass die Wassertemperatur an etwa 60 Tagen im Jahr unter den benötigten 4 °C liegt. Außerdem ist ein Aufschlag von 15 % für Wartungsarbeiten oder Ausfälle aus anderen möglichen Gründen, wie geringerer Durchfluss der Weser, eingeplant. Vor Projektrealisierung müssten darüber hinaus genauere Details zu den vorherrschenden lokalen Strömungsverhältnissen (u. a. tideabhängig) vorliegen, um die Betriebszeiten datenbasiert zu kalkulieren. Die Jahresarbeitszahl der Großwärmepumpe wurde aus Literaturwerten entnommen (Peters et al., 2022). Die Werte der Volllaststunden sowie der JAZ haben Relevanz für die Errechnung der technischen und erschließbaren Potentiale. Ebenfalls wurden die für die Berechnung notwendigen Werte der Dichte von Wasser sowie der Wärmekapazität von Wasser aufgeführt, welche dem VDI-Wärmeatlas entnommen wurden.

Ergebnisse der Potentialermittlung

In Tabelle 14 sind die Ergebnisse der Potentialermittlung der FWW dargestellt.

Tabelle 14: Darstellung der Potentiale einer FWW-Anlage an kleiner Weser und Weser (abgerundet)

Potentialart	Kleine Weser	Weser
Theoretisches Potential [MWh _{th} /a]	548.940	26.272.283
Technisches Potential [MWh _{th} /a]	472.393	22.608.744
Erschließbares Potential [MWh _{th} /a]	23.619	1.130.437

Die vollständigen Berechnungen zur Ermittlung dieser Potentiale sind im Anhang II ersichtlich. Es ergibt sich folglich ein erschließbares Potential von etwa 23.000 MWh_{th}/a für die kleine Weser. Die dafür vorgesehene Anlage hat eine Leistung von etwa 3 MW. Für die Weser ergibt sich ein erschließbares Potential von ca. 1.130.000 MWh_{th}/a bei einer Anlagenleistung von ca. 150 MW.

Aufgrund des hohen erschließbaren Potentials an der Weser, welches den Wärmebedarf des Betrachtungsgebietes bilanziell komplett decken kann, wird im Folgenden von einer FWW-Anlage mit einer kleineren, aber ausreichenden Leistung von 10 MW ausgegangen. Weitere Gründe dafür werden im Kapitel 5.2, Abschnitt Flusswasserwärme, dargestellt.

4.2.3 Oberflächennahe Geothermie

Standort

Die ausgewählten Potentialflächen für die Bohrungen sind in Abbildung 13 dargestellt. Die grünen Flächen sind Grünanlagen (hier Neustadtswall), die blauen Flächen zeigen öffentliche Plätze (Lucie-Flechtmann-Platz und Neuer Markt) und die rosa Flächen sind Parkplätze.

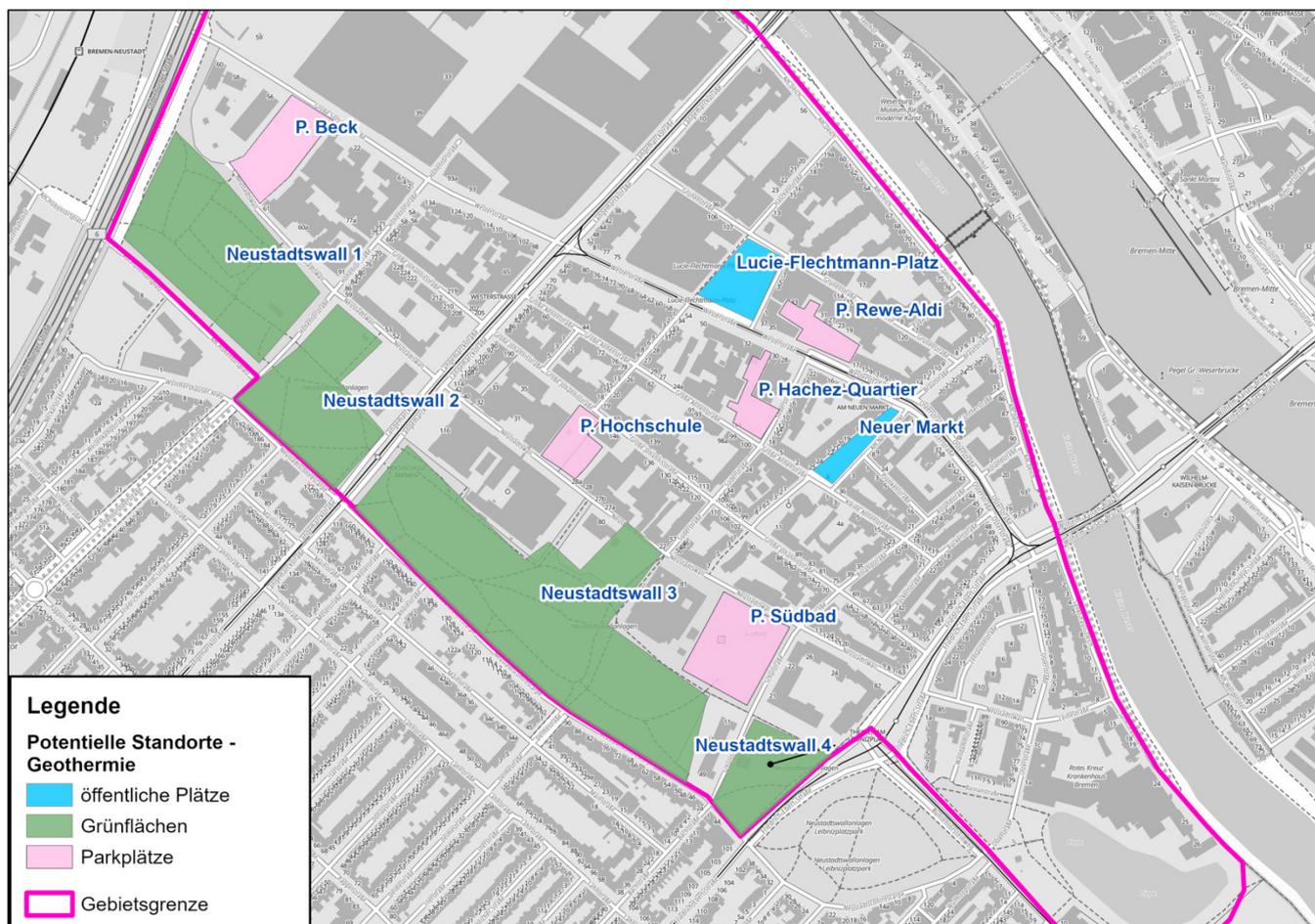


Abbildung 13: Potentielle Standorte für Geothermie. Hintergrundkarte: © basemap.de / Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (Abruf Februar 2023)

Dimensionierung

Zur Dimensionierung der geothermischen Anlage gehören die Anzahl der Sonden, die Eigenschaften des Untergrundes und die Wärmepumpenspezifikationen. Die Fläche und die Anzahl der Sonden sind in Tabelle 15 dargestellt. Die Ausmessung der einzelnen Flächen für das technische Potential und die daraus resultierende Sondenanzahl je Gebiet sind Anhang V zu entnehmen.

Tabelle 15: Flächenmaße und Sondenanzahl je Potentialgebiet

Potentialart	Flächen in m ²	Anzahl Sonden
Theoretisch	745.250	N/A
Technisch	120.334	2.773
Erschließbar	51.977	1.227

Eine Übersicht der gewählten, vorgegebenen oder angenommenen Parameter für die Berechnung vermittelt Tabelle 16. Die Karte zur Ermittlung der Wärmeleitfähigkeit des geologischen Dienstes für Bremen ist im Anhang VI hinterlegt.

Tabelle 16: Parameter zur Berechnung der geothermischen Potentiale

Parameter	theoretisch	technisch	erschließbar
Temperaturreiz (ΔT)	4 K	4 K	4 K
(Volllast)-Stunden pro Jahr	8.760 h/a	2.400 h/a	2.400 h/a
Dichte Wasser (ρ)	998 kg/m ³	998 kg/m ³	998 kg/m ³
Spezifische Wärmekapazität Wasser (c _W)	4,186 kJ/kgK	4,186 kJ/kgK	4,186 kJ/kgK
Sand und Tonstein	0,930 kJ/kgK	N/A	N/A
Porosität des Untergrundes	0,2	N/A	N/A
Wärmeleitfähigkeit	N/A	1,9–2,3 W/mK	1,9–2,3 W/mK
Sondenabstand	N/A	6 m	6 m
Abstand Grundstücksgrenze Straße	N/A	N/A	3 m 0,5 m
Anzahl der Wärmepumpen	N/A	13	28
Bohrlochtiefe	100 m	100 m	100 m
Sondentyp	N/A	Doppel-U 32 mm	Doppel-U 32 mm

Ergebnisse der Potentialanalyse

Die Simulation der Ergebnisse über mehrere Jahre hat zum Abbruch geführt, sodass nur über ein Jahr simuliert wurde. Die Ergebnisse sind in Tabelle 17 aufgeführt.

Tabelle 17: Ergebnisse der Potentialermittlung für oberflächennahe Geothermie

Potentialart	Leistung in MW _{th}	Wärmearbeit in MWh _{th} /a	Hilfsenergiebedarf in MWh _{el} /a	Jahresarbeitszahl
Theoretisch	47.560	416.624.560	N/A	N/A
Technisch	8,32	19.966	5.712	3,5
Erschließbar	3,68	8.834	2.528	3,5

Für das erschließbare Potential des ausgewählten Systems aus Erdwärmesonden und Wärmepumpe ist eine JAZ von 3,5 berechnet worden. Mit einer thermischen Leistung von 8,32 MW_{th} für das technische Potential und 3,68 MW_{th} für das erschließbare Potential ergibt sich bei 2.400 Volllaststunden ein Wärmeertrag von 19.966 MWh_{th}/a bzw. 8.834 MWh_{th}/a. Der für die Wärmepumpen notwendige Hilfsenergiebedarf liegt beim technischen Potential bei 5.712 MWh_{el}/a und beim erschließbaren Potential bei 2.528 MWh_{el}/a.

4.2.4 Industrielle Abwärme

Standort

Die industrielle Abwärme von AB InBev beschränkt sich auf das warme Abwasser aus der Flaschenspülanlage. Aktuell wird dieses über Leitungen zu Abkühlsilos in der Duckwitzstraße außerhalb des Untersuchungsgebiets weitergeleitet. Diese Leitungen werden in Abbildung 14 als eine gerade gestrichelte Linie dargestellt, da der tatsächliche Verlauf der Leitungen unbekannt ist. Um das Potential möglichst weit auszuschöpfen, ist es notwendig, die Abwärme so quellennah wie möglich nutzbar zu machen, bevor Verluste in den Leitungen auftreten. Deshalb wurde der Standort für die Anlage (in Abbildung 14 mit einem blauen Punkt kenntlich gemacht) am Anfang der Leitungen bestimmt.

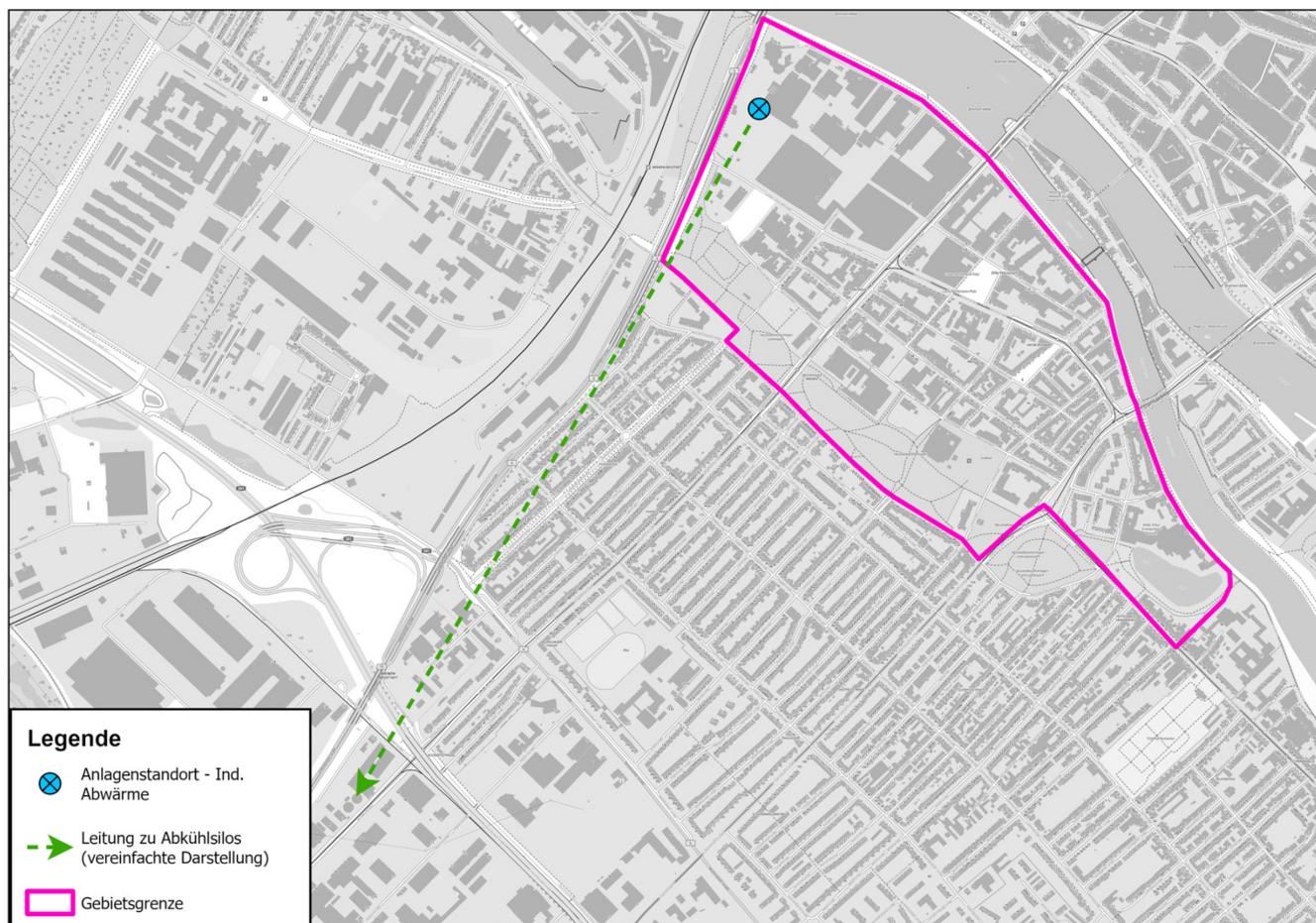


Abbildung 14: Potentieller Standort für die Nutzung von industrieller Abwärme und Darstellung der Leitungen für den Transport der Abwärme (grüne Linie). Hintergrundkarte: © basemap.de / Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (Abruf Februar 2023)

Dimensionierung

Tabelle 18 zeigt die nötigen Parameter und die Annahmen für das theoretische, technische sowie erschließbare Potential der industriellen Abwärme bei AB InBev. Nach Gesprächen mit WWNW wurde die Austrittswärme des Wassers mit 40 °C angenommen.

Tabelle 18: Dimensionierung industrielle Abwärme

Parameter	Theoretisch	Technisch	Erschließbar
Temperaturreiz (ΔT)	40 K	40 K	15 K
Volumenstrom (m^3/s)	0,028935	0,028935	0,028935
(Volllast)-Stunden pro Jahr	8.760 h/a	7.008 h/a	7.008 h/a
JAZ	-	4	4
Dichte Wasser (ρ)	998 kg/ m^3	998 kg/ m^3	998 kg/ m^3
Spezifische Wärmekapazität Wasser (c)	4,186 kJ/kg*K	4,186 kJ/kg*K	4,186 kJ/kg*K

Beim theoretischen und technischen Potential wird davon ausgegangen, dass das Wasser bis zu der Temperatur 0 °C mithilfe von Wärmetauschern abgekühlt werden kann. Beim erschließbaren Potential wird davon ausgegangen, dass die Temperatur des Wassers auf bis zu 25 °C abgesenkt werden kann, da das Tabakquartier bereits einen Vertrag für die Abkühlung des Abwassers von 25 °C auf 10 °C besitzt (internes Gespräch mit Auftraggeber).

Weitere Unterschiede der Potentiale entstehen durch die angenommenen Volllaststunden. Beim technischen und erschließbaren Potential werden 80 % der Volllaststunden (7.008 h) angenommen, da 20 % für Wartung und Instandhaltung

der Betriebsanlagen angenommen wurden. Es wird davon ausgegangen, dass der Industrieprozess bei AB InBev fast dauerhaft läuft. In den 20 % für Wartungsarbeiten sind somit auch Wartungsarbeiten bei AB InBev einberechnet. Ebenfalls wurden die für die Berechnung notwendigen Werte der Dichte sowie der Wärmekapazität von Wasser aufgeführt (VDI, 2013)

Ergebnisse

Tabelle 19 stellt die Ergebnisse der Potentialermittlung nach der Berechnung mittels Gleichung 4 für industrielle Abwärme dar. Die vollständigen Berechnungen zur Ermittlung dieser Potentiale sind im Anhang VII ersichtlich.

Tabelle 19: Darstellung der Potentiale einer industriellen Abwärmeaufbereitungsanlage (abgerundet)

Potentialart	Industrielle Abwärme
Theoretisches Potential [MWh _{th} /a]	42.400
Technisches Potential [MWh _{th} /a]	33.900
Erschließbares Potential [MWh _{th} /a]	16.600

Es ergibt sich folglich ein erschließbares Potential von 16,6 GWh_{th}/a für die industrielle Abwärme. Eine dafür nötige Anlage hätte eine Leistung von etwa 1,81 MW.

4.2.5 Abwasserwärme

Standort

Bei der Standortauswahl für die Nutzung der Abwärme aus der Kanalisation gibt es mehrere Kriterien, die zu beachten sind. Zum einen ist die Abflussmenge ein wichtiger Faktor. Ein kontinuierlicher Abfluss mit großem Volumen ist die Grundvoraussetzung. So ist ein Durchschnittswert bei Trockenwetter von 12-15 l/s notwendig für das wirtschaftliche Betreiben einer Abwasserwärmenutzungsanlage (FiW, 2013). Im Betrachtungsgebiet wird überprüft, wie und wo die Kanalisationsleitungen zusammenlaufen. Des Weiteren sollte die Abwassertemperatur mit einbezogen werden. Höhere Abwassertemperaturen erlauben eine höhere Temperaturentnahme und erhöhen somit das Potential. Es werden Schwankungen über das Jahr hinweg betrachtet, aber auch innerhalb eines Tages. Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Bauweise der Kanalisation selbst. Dabei werden Kanäle mit einem Innendurchmesser größer gleich 800 mm als vorteilhaft betrachtet (FiW, 2013). Diese führen mehr Abwasser als kleinere Kanäle und erleichtern zusätzlich das Einbauen der technischen Komponenten.

Zwei weitere Punkte, die normalerweise relevant sind, in diesem Teil aber nicht betrachtet werden, sind die Distanz zum Abnehmer und der Abnehmer selbst. Dieser Punkt würde sich vor allem in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung widerspiegeln, da die Distanz zum Abnehmer über die Länge der Verbindungsleiter zu einem wesentlichen Kostenpunkt beitragen kann. Da das gesamte Gebiet aber als Abnehmer zu betrachten ist, spielt die Distanz zum Abnehmer in dieser Standortauswahl keine wesentliche Rolle. Der Einspeisepunkt der Anlage ins Wärmenetz wäre direkt an der Entnahmestelle anzusetzen. Außerdem zu beachten ist, dass der Kanal saniert bzw. neu gebaut sein und möglichst gradlinig verlaufen sollte (FiW, 2013). Die benötigten Kenngrößen für die Standortbestimmung werden in Tabelle 20 zusammengefasst.

Tabelle 20: Kenngrößen des Abwassersystems für die Nutzung zur Gewinnung von Abwasserwärme

Kenngrößen	Wert
Trockenwetterabflussmenge	12 - 15 l/s
Innendurchmesser	≥ 800 mm
Ausrichtung des Kanals	Geradlinig
Alter des Kanals	Neubau / saniert

Es handelt sich hier um ein Mischkanalsystem. Durch die geografische Lage der vorderen Neustadt startet das Kanalnetz in diesem Stadtteil. Somit liegen keine besonders hohen Volumenströme in der Kanalisation vor. Die Auswertung des Kanalnetzes hat ergeben, dass der Großteil des Kanalisationswassers durch den Kanal an der ausgewählten Stelle fließt (vgl. Abbildung 15). Infolgedessen wäre die vordere Neustadt ein geeigneter Ort, um eine Abwasserwärmeanlage zu installieren. Im ausgewählten Kanalabschnitt weisen die Rohre eine Durchschnittsbreite von 1.577 mm auf. Somit ist davon auszugehen, dass hier ein Volumenstrom von 15 l/s fließen kann. Auch der Einbau der technischen Bauteile ist bei einer solchen Größe ohne große Umstände umsetzbar. Im Gebiet des Herdentorparcs wurde der Kanal 2013 saniert. Dieser Abschnitt ist 80 m lang

und somit gut geeignet, um dort eine Anlage zu installieren. Der Straße nördlich folgend ist die Kanalisation bereits über 100 Jahre alt und würde eine Sanierung benötigen, bevor dort eine Anlage gebaut werden kann.

Eine weitere Möglichkeit für die Entnahme von Wärme durch Abwasser könnte an der Hochschule Bremen sein. Die in den Methoden genannten Vorgaben erfüllt auch dieser Abschnitt. Die Kanalisation besitzt hier einen Durchmesser von 1.400 mm, der Abschnitt wurde 2010 in einer Länge von 227 m saniert.

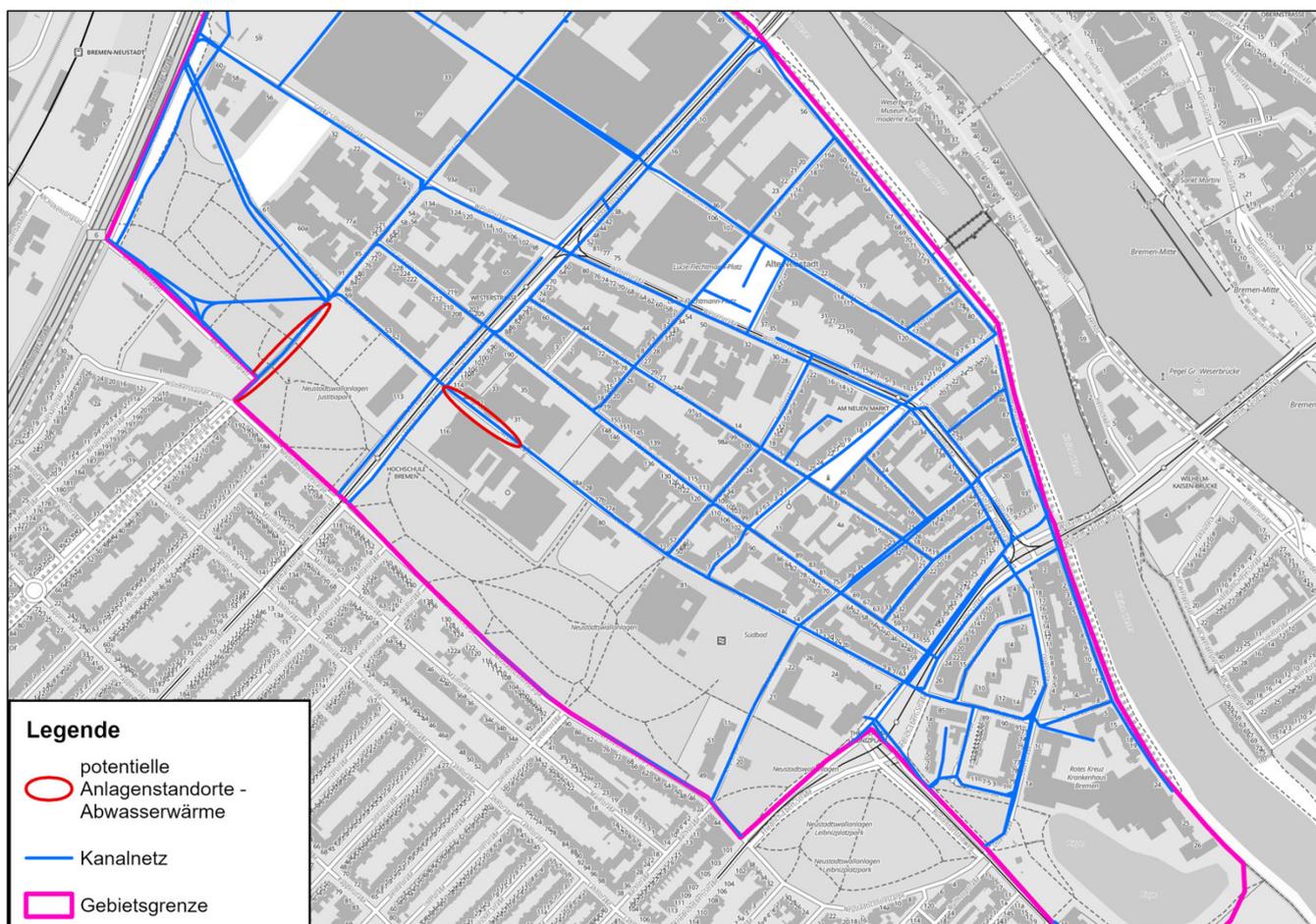


Abbildung 15: Kartenausschnitt vom Kanalnetz im Gebiet und die Standortauswahl für die Nutzung von Abwasserwärme. Datenquelle: © hanseWasser Bremen GmbH (Auszug aus Kanalkataster). Hintergrundkarte: © basemap.de / Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (Abruf Februar 2023)

Dimensionierung

Bei der Ermittlung des Potentials der Abwasserwärme wird sich an bereits bestehenden Abwasserwärmeanlagen orientiert. Dabei werden die Anlagen aus Binningen und Zwingen (Buri & Kobel, 2004) und Oldenburg (König, 2015) betrachtet, um geeignete Annahmen treffen zu können. Es liegen keine Daten für den Volumenstrom sowie Temperaturmessungen vor. Deshalb wird sich für die gleiche spezifische Leistung von 3,4 kW/m Kanalleitung wie im Pilotprojekt in Oldenburg entschieden, da ähnliche Bedingungen vorliegen und die Anlage dem Stand der Technik entspricht.

Es wird angenommen, dass, zusätzlich zum konstanten Betrieb der Anlage (max. Betriebszeit = 8.760 h/a) (vgl. Kapitel 3.2.5), bei einer typischen Abwassertemperatur von 12 °C ein Wärmeentzug von 12 K theoretisch möglich ist. Durch den Wärmetauscher wäre eine Abnahme der Wassertemperatur von mindestens 0,1 K pro 10 m Wärmetauscherstrecke zu erwarten (Buri & Kobel, 2004). Daraus ergibt sich zur Ermittlung des theoretischen Potentials die erforderliche Wärmetauscherstrecke von 1.200 m, um die thermische Energie maximal auszuschöpfen.

Für das technische Potential wird eingeschätzt, dass 20 % der maximalen Betriebszeit für Wartung und Instandhaltung der Anlagenteile nötig sind. Die höchste rechtlich zulässige Temperaturabnahme beträgt dabei 2 K, da ARA-Anlagen eine

Mindestwassertemperatur von 10 °C benötigen (FiW, 2013). Somit werden 7.008 h Betriebszeit und 2 K Temperaturdifferenz angenommen. Bei der gleichen spezifischen Leistung wird demnach eine Wärmetauscherstrecke von 200 m benötigt.

Für das erschließbare Potential wird eine jährliche Betriebsstundenzahl von 4.000 h angenommen. Abzüge in der Betriebsstundenzahl entstehen durch zu erwartende, häufiger auftretende Dürreperioden im Sommer (vgl. DWD, 2018), in denen nur wenig Regenwasser durch die Mischkanäle fließt. Da die Niederschlagsmenge ein maßgebender Faktor ist, wird erwartet, dass kein konstanter Volumenstrom in den Abschnitten herrscht. Aus den rechtlichen Rahmenbedingungen gilt auch hier der Temperaturentzug von 2 K. Die gesammelten Parameter für die Abwasserwärme sind der folgenden Tabelle zu entnehmen.

Tabelle 21: Parameter Abwasser

Parameter	Theoretisch	Technisch	Erschließbar
Temperaturentzug (ΔT)	12 K	2 K	2 K
Leistung Wärmetauscher	3,4 kW/m	3,4 kW/m	3,4 kW/m
Länge Wärmetauscher	1.200 m	200 m	200 m
(Volllast)-Stunden pro Jahr	8.760 h/a	7.008 h/a	4.000 h/a
JAZ	-	3,5	3,5

Ergebnisse

Tabelle 22 stellt die Ergebnisse der Potentialermittlung nach der Berechnung mit Gleichung 4 für die Abwärmenutzung aus Kanalisationswasser dar. Die vollständigen Berechnungen zur Ermittlung dieser Potentiale sind im Anhang 8 ersichtlich.

Tabelle 22: Potentiale der Abwärmenutzung von Kanalisationswasser

Potentialart	Abwärme Kanalisationswasser
Theoretisches Potential [MWh _{th} /a]	35.700
Technisches Potential [MWh _{th} /a]	4.700
Erschließbares Potential [MWh _{th} /a]	4.015

Es ergibt sich insgesamt ein erschließbares Potential von 4 GW_{th}/a für die Abwasserwärme. Eine dafür nötige Anlage hätte eine Leistung von etwa 0,68 MW.

4.3 Versorgungsvarianten

Die drei Versorgungsvarianten werden in diesem Kapitel sowohl in der Wirtschaftlichkeit als auch in Bezug auf die potentiellen CO₂-Einsparungen miteinander verglichen.

4.3.1 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Wärmegestehungskosten für jede der Wärmeerzeugungsanlagen berechnen sich aus den Investitionskosten für die Anlage und anteilig für das Wärmenetz, sowie aus den fixen und variablen Betriebskosten der Anlage und des Netzes. Die Betriebskosten des Netzes werden wie die Investitionskosten anteilig auf die Erzeugungsanlagen umgelegt. Die Netzverläufe sind in den Karten in Anhang IX dargestellt. Der erforderliche Netzbau in Metern ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.

Tabelle 23: Länge des erforderlichen Netzausbaus in den verschiedenen Versorgungsvarianten

Variante	Wärmenetzzubau [m]
1	3.022
2	4.114
3	8.721

Die Baukosten für das Wärmenetz ergeben sich aus einem eingeschätzten Pauschalpreis von 1.300 € pro Meter und 5.000 € pro Hausanschluss, unabhängig von der Anschlussleistung (vgl. Kapitel 3.4). Die Betriebskosten betragen jährlich 1 % der Investitionskosten und sind in Tabelle 24 für die ersten 25 Betriebsjahre aufsummiert. Um die im Abschnitt 4.1 bestimmten

Wärmebedarfe decken zu können, muss mehr Wärme ins Netz gespeist werden, da bei der Übertragung Verluste auftreten. Für die Bestandswärmenetze in Bremen und Bremerhaven lagen die Netzverluste in den letzten fünf Jahren bei 13,3 % (Wesernetz, 2023). Da das Netz in diesem Fall neu gebaut wird, wird von einer effizienten Isolierung ausgegangen. Daher werden in den Berechnungen Netzverluste in Höhe von 10 % angenommen. Die Kosten für das Wärmenetz, die Wärmebedarfe und die benötigte Wärmemenge inklusive der Netzverluste sind in der nachstehenden Tabelle aufgeteilt nach den drei Varianten aufgeführt.

Tabelle 24: Kostenstellen des Wärmenetzes über 25 Jahre

Wärmenetz	Variante 1	Variante 2	Variante 3
Baukosten	3,9 Mio. €	5,3 Mio. €	11,3 Mio. €
Betriebskosten (25 Jahre)	1 Mio. €	1,3 Mio. €	2,8 Mio. €
Hausübergabestationen	0,02 Mio. €	0,15 Mio. €	5,3 Mio. €
Wärmebedarf	20.300 MWh _{th} /a	25.600 MWh _{th} /a	69.300 MWh _{th} /a
Benötigte Wärmemenge bei 10 % Netzverlust	22.600 MWh _{th} /a	28.400 MWh _{th} /a	77.000 MWh _{th} /a

Die Anlagenauslegung findet unabhängig von den Versorgungsvarianten statt. Die Anlagen werden so ausgelegt, dass das erschließbare Potential ausgeschöpft wird. Eine Ausnahme bildet hierbei die FWW-Pumpe an der Weser. Das erschließbare Potential ließe eine Anlage mit einer Leistung von 150 MW zu. Allerdings wäre hierfür ein großer Platzbedarf notwendig und die erzeugte Wärmemenge überstiege den Bedarf des Gebietes deutlich. Deshalb wird im Folgenden mit einer Leistung von 10 MW für die FWW-Pumpe am Weserstandort gerechnet. Tabelle 25 enthält die Leistung, die Jahresarbeitszahl, den Hilfsstrombedarf und die resultierende jährlich erzeugte Wärmemenge. Für Solarthermie und PVT können keine Angaben zur Wärmepumpenleistung, Jahresarbeitszahl und Strombedarf gemacht werden, da hier technisch keine Wärmepumpen Bestandteil der Systeme und die Stromkosten vernachlässigbar sind (bzw. diese Systeme sich selbst tragen).

Die Jahresarbeitszahl hängt unter anderem von den Vor- und Rücklauftemperaturen des Netzes und den Temperaturniveaus der Umweltquellen ab. Da diese Ausarbeitung keine Netzplanung enthält und die exakten Quelltemperaturen nicht bekannt sind, werden Jahresarbeitszahlen für die verschiedenen Technologien derselben Literaturquelle wie die Investitionskosten und die Betriebskosten entnommen (Peters et al., 2022).

Tabelle 25: Anlagenauslegung für die Wirtschaftlichkeitsrechnung

Anlage	Wärmepumpenleistung [MW]	Wärmeerzeugung [MWh _{th} /a]	JAZ	Strombedarf [MWh _{el} /a]
FWW-Pumpe Weser	10	75.400	3,9	19.300
FWW-Pumpe Kleine Weser	3,13	23.600	3,9	6.100
Geothermie	3,68	8.834	3,5	2.500
Industrielle Abwärme	1,81	16.600	4,3	3.900
Abwasserwärme	0,68	4.000	3,1	1.300
Solarthermie	N/A	2.800	N/A	N/A
PVT	N/A	400	N/A	N/A

Aus der Anlagenleistung ergeben sich die Investitionskosten für die Erzeugungsanlagen. Die fixen und variablen Betriebskosten betragen auch hier jährlich 1 % der Investitionskosten, falls keine anderen Informationen im Technikkatalog der kommunalen Wärmeplanung gegeben sind (Peters et al., 2022). Die Kosten für den Hilfsstrom ergeben sich aus der JAZ der einzelnen Anlagen und dem aktuellen Strompreis für Industriekunden. Dieser lag Stand April 2022 bei 22,51 ct/kWh (Bundesnetzagentur, 2022) und unterliegt auch aktuell größeren Preisschwankungen. Da der zukünftige Verlauf der Strompreise aufgrund der momentanen Gaskrise nicht vorausszusehen ist und die Schätzungen verschiedener Quellen weit auseinander gehen, wird für die nächsten 25 Jahre mit dem zum Zeitpunkt der Berechnung vorliegenden Strompreis (April 2022) gerechnet. Die Kosten in der Tabelle 26 sind ebenfalls auf die ersten 25 Betriebsjahre gerechnet und gelten für alle drei Varianten. Die Wärmeerzeugung durch Solarthermie ist abhängig von der Versorgungsvariante, da jeweils nur die Dächer der in den Varianten eingebundenen Kunden berücksichtigt werden. Deshalb werden die Kosten in Tabelle 27 separat aufgeführt.

Tabelle 26: Kostenstellen der verschiedenen Wärmeerzeugungsanlagen

Wärmeerzeugungsanlage	Investitionskosten	Betriebskosten	Stromkosten
FWWP Weser	8 Mio. €	3,5 Mio. €	108,8 Mio. €
FWWP Kleine Weser	2,5 Mio. €	1,1 Mio. €	34,1 Mio. €
Geothermie	15,1 Mio. €	3,8 Mio. €	14,2 Mio. €
Industrielle Abwärme	1,4 Mio. €	0,6 Mio. €	21,7 Mio. €
Abwasserwärme	0,84 Mio. €	0,2 Mio. €	7,3 Mio. €
PVT	1,5 Mio. €	0,38 Mio. €	N/A

Es ist deutlich zu sehen, dass die Stromkosten auf 25 Betriebsjahre gesehen mit Abstand den größten Kostenpunkt darstellen. Ausgenommen davon sind PVT und Solarthermie. Da die PVT-Anlagen über Parkplätzen installiert werden, steigen die Investitionskosten um 50 % gegenüber den Kosten von PVT-Anlagen auf Gebäudedächern (Stryi-Hipp & Uhland, 2022).

Tabelle 27: Kosten der Solarthermieanlagen in den verschiedenen Varianten

Solarthermie	Variante 1	Variante 2	Variante 3
Investitionskosten	1,96 Mio. €	3,9 Mio. €	18,7 Mio. €
Betriebskosten (25 Jahre)	0,49 Mio. €	0,98 Mio. €	4,68 Mio. €

Um die Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Wärmeerzeugungsanlagen beurteilen zu können, werden primär die Wärmegestehungskosten betrachtet. Da die Kosten für das Wärmenetz variieren, ergeben sich für jede Anlage in jeder Versorgungsvariante leicht unterschiedliche Wärmegestehungskosten. In Tabelle 28 sind die Wärmegestehungskosten der verschiedenen Erzeugungsanlagen aufgeteilt nach den drei Varianten aufgeführt.

Tabelle 28: Wärmegestehungskosten der Anlagen in den verschiedenen Versorgungsvarianten in den ersten 25 Betriebsjahren

Anlage	Variante 1	Variante 2	Variante 3
FWWP Weser	6,39 ct / kWh	6,46 ct / kWh	6,88 ct / kWh
FWWP Kleine Weser	6,78 ct / kWh	6,87 ct / kWh	6,87 ct / kWh
Geothermie	12,84 ct / kWh	12,89 ct / kWh	12,91 ct / kWh
Industrielle Abwärme	6,17 ct / kWh	6,23 ct / kWh	6,24 ct / kWh
Abwasserwärme	8,56 ct / kWh	8,62 ct / kWh	8,64 ct / kWh
Solarthermie	17,78 ct / kWh	17,39 ct / kWh	22,69 ct / kWh
PVT	12,81 ct / kWh	12,81 ct / kWh	12,81 ct / kWh

Die Wärmegestehungskosten der Geothermie-, PVT- und Solarthermieanlagen liegen auf einem höheren Niveau als die der restlichen Erzeugungsanlagen.

Im Folgenden werden die generellen Wärmegestehungskosten für jede Versorgungsvariante bestimmt. Dazu wird betrachtet, welche Erzeugungsanlagen notwendig sind, um den Wärmebedarf und die Netzverluste in den Varianten zu decken. Dabei werden die Gleichzeitigkeit und eine in der Realisierung notwendige Redundanzversorgung vorerst nicht berücksichtigt. Gestartet wird mit der Anlage mit den geringsten Wärmegestehungskosten und es wird so lange die nächstgünstige Anlage hinzugefügt, bis der Wärmebedarf gedeckt werden kann. Schließlich lassen sich die generellen Wärmegestehungskosten aus den entsprechenden Anteilen der Wärmequellen an der einzuspeisenden Wärmemenge kalkulieren.

In der gewählten Vorgehensweise wird zudem vermieden, die Wärme nur einer einzigen Quelle zu verwenden (z. B. FWWP Weser alleinig) damit keine Abhängigkeit entsteht. Zuerst wird daher die günstigste Wärmequelle (bei maximaler Ausschöpfung) genutzt, bis der Wärmebedarf gedeckt ist. Der am Ende über den Bedarf hinausgehende und in der Praxis tatsächlich umsetzbare „Überschuss“ aus der zuletzt addierten Technologie kann idealerweise benachbarten Quartieren (außerhalb des Betrachtungsgebiets) oder anderen Versorgungsgruppen zur Verfügung gestellt werden, wenn diese in der jeweiligen Variante nicht schon inkludiert sind.

Variante 1

In Versorgungsvariante 1 müssen zur Deckung des Wärmebedarfs der Ankerkunden 22.600 MWh_{th} Wärme pro Jahr ins Netz eingespeist werden. Dazu werden die Anlagen in Tabelle 29 eingesetzt.

Tabelle 29: Anlagen zur Deckung des Wärmebedarfs in Variante 1

Anlage	Wärmegestehungskosten bei max. Potentialnutzung	zugeführte Wärmemenge
Industrielle Abwärme	6,17 ct/kWh _{th}	16.600 MWh _{th} /a
FWWP Weser	6,39 ct/kWh _{th}	6.000 MWh _{th} /a

Es ergeben sich spezifische Wärmegestehungskosten von 6,23 ct/kWh_{th}. Die beiden Erzeugungsanlagen ergeben eine installierte Leistung von 11,81 MW_{th}. Die Jahreshöchstlast liegt bei ca. 11 MW_{th}.

Variante 2

In Versorgungsvariante 2 müssen zur Deckung des Wärmebedarfs der Ankerkunden und Großabnehmer 28.400 MWh_{th} Wärme pro Jahr ins Netz eingespeist werden. Dazu werden die Anlagen in Tabelle 30 eingesetzt.

Tabelle 30: Anlagen zur Deckung des Wärmebedarfs in Variante 2

Anlage	Wärmegestehungskosten bei max. Potentialnutzung	zugeführte Wärmemenge
Industrielle Abwärme	6,23 ct/kWh	16.600 MWh _{th} /a
FWWP Weser	6,46 ct/kWh	11.800 MWh _{th} /a

Es ergeben sich spezifische Wärmegestehungskosten von 6,33 ct/kWh_{th}. Die beiden Erzeugungsanlagen ergeben eine installierte Leistung von 11,81 MW_{th}. Die Jahreshöchstlast liegt bei ca. 14 MW_{th}.

Variante 3

In Versorgungsvariante 3 müssen zur Deckung des Wärmebedarfs des gesamten Betrachtungsgebiets 77.000 MWh_{th} Wärme pro Jahr ins Netz eingespeist werden. Dazu werden die Anlagen in Tabelle 31 eingesetzt.

Tabelle 31: Anlagen zur Deckung des Wärmebedarfs in Variante 3

Anlage	Wärmegestehungskosten bei max. Potentialnutzung	zugeführte Wärmemenge
Industrielle Abwärme	6,24 ct/kWh	16.600 MWh _{th} /a
FWWP Weser	6,88 ct/kWh	58.800 MWh _{th} /a
FWWP Kleine Weser	6,87 ct/kWh	1.600 MWh _{th} /a

Es ergeben sich spezifische Wärmegestehungskosten von 6,74 ct/kWh_{th}. Die drei Erzeugungsanlagen ergeben eine installierte Leistung von 14,94 MW_{th}. Die Jahreshöchstlast liegt bei ca. 37 MW_{th}.

4.3.2 CO₂-Betrachtung

Die Emissionen aus dem aktuellen deutschen Strommix belaufen sich auf 485 g/kWh_{el} (Icha et al., 2022). Dieser Wert bezieht sich dabei auf die spezifischen Emissionen inklusive der Vorketten. Es werden somit alle bei der Stromerzeugung entstandenen Emissionen betrachtet. Die Emissionen aus dem Strommix werden für die Erzeugung der Wärme durch Wärmepumpen und Nachtspeicheröfen benötigt. Für den Strommix im Jahr 2038 wird angenommen, dass die Senkung der CO₂-Emissionen zwischen 2030 und 2045 linear verlaufen wird. Nach Luderer et al., (2021) sollen die Emissionen bis 2030 um 85 % gesenkt werden und bis 2045 um 100 %. Somit wird die Emissionsminderung im Jahr 2038 voraussichtlich 93 % betragen. Im Verhältnis zu 2021 fallen dann nur noch 7 % der Emissionen an.

Die Daten der aktuellen Wärmeerzeugung für Wohngebäude im Betrachtungsgebiet werden aus der BDEW-Studie „Wie heizt das Land Bremen?“ (BDEW, 2019) übertragen, da es für die vordere Neustadt keine genauen Angaben dazu gibt. Die Anteile der Heizungssysteme basieren dabei auf dem landesweiten Ergebnis. Diese werden mit den zusammengehörigen spezifischen Emissionen (Gniffke, 2022) in Tabelle 32 dargestellt.

Tabelle 32: Aus landesweiten Durchschnittswerten abgeschätzte Wärmeerzeugung im Betrachtungsgebiet und die spezifischen CO₂-Emissionen (BDEW, 2019; Gniffke, 2022)

Heizungssystem	Anteil in %	Emissionen in g/kWh_{th}
Erdgas Zentralheizung	56,1	200,8
Erdgas Etagenheizung	10,1	200,8
Ölzentralheizung	24,5	266,5
Holz-/Pellets-Zentralheizung	2,02	367,6
Holz-/Pellets-Einzelofen	0,29	367,6
Gaseinzelofen	0,72	200,8
Nachtstromspeicher	0,29	485
Elektro-Wärmepumpe	5,92	138,5
Durchschnitt		217,9

Bei den Elektrowärmepumpen wird der Emissionswert vom aktuellen Strommix mit einer JAZ von 3,5 kombiniert, um die Emissionen nur auf den verbrauchten Strom zu beziehen und nicht auf die erzeugte Wärme. Da ein Nachtstrom-Speicher den Strom eins zu eins in Wärme umwandelt, werden hier die erzeugten Emissionen bei der Stromproduktion direkt auf die Wärmeproduktion übertragen. Im Bericht der BDEW (2019) wird dargestellt, dass im Land Bremen 22,2 % der Wärmeerzeugung unter Nutzung sonstiger Quellen stattfindet, unter anderem Flüssiggas-/Kohle-Zentralheizung und Gas-Wärmepumpe, aber weder alle Technologien noch die spezifischen Anteile sind dort bekannt. Weil die verursachten CO₂-Emissionen teilweise je nach Energieträger stark variieren, werden für die Berechnung diese sonstigen Quellen nicht mitbetrachtet. Das gleiche gilt für das Fernwärmesystem mit einem landesweiten Anteil von 8,5 %, zumal die ursprünglichen Energieträger nicht angegeben sind. Deshalb entstehen höhere Werte für die Wärmeerzeugungsquellen als im Bericht der BDEW. Zusammengefasst für die vordere Neustadt bedeutet dies, dass 217,9 g/kWh_{th} CO₂-Emissionen entstehen.

Abbildung 16 bildet die anfallenden CO₂-Emissionen beim Status Quo der Wärmeversorgung und bei den drei Versorgungsvarianten ab. Für die drei Varianten wird die Berechnung jeweils mit dem Strommix von 2021 und dem Strommix von 2038 berechnet.

Der Wärmebedarf in Variante 1 wird mit 20.000 MWh_{th} aus den ermittelten erneuerbaren Wärmequellen und mit 49.000 MWh_{th} aus der konventionellen Wärmeversorgung gedeckt. Bei der erneuerbaren Wärmeversorgung mit dem Strommix aus dem Jahr 2021 können 11 % der derzeitigen CO₂-Emissionen vermieden werden. Für den Strommix aus dem Jahr 2038 können in Variante 1 bis zu 28 % der CO₂-Emissionen eingespart werden.

In Variante 2 wird der Wärmebedarf mit 26.000 MWh_{th} aus den ermittelten erneuerbaren Wärmequellen und mit 44.000 MWh_{th} aus der konventionellen Wärmeversorgung gedeckt. Somit ergeben sich CO₂-Einsparungen in Höhe von 13 % für den Strommix von 2021 und 35 % für den Strommix im Jahr 2038.

Bei Variante 3 wird der Wärmebedarf des gesamten Betrachtungsgebiets von den erneuerbaren Wärmequellen gedeckt. So entsteht eine CO₂-Reduktion von 36 % beim Strommix aus dem Jahr 2021 und eine Einsparung von 96 % beim Strommix aus dem Jahr 2038. Es ist also eindeutig, dass der Wandel zum klimaneutralen Strommix den größten Einfluss auf die Klimaneutralität im Gebiet hat, wenn alle untersuchten Technologien entsprechend eingesetzt werden. Die genauen Berechnungen befinden sich in Anhang XI.

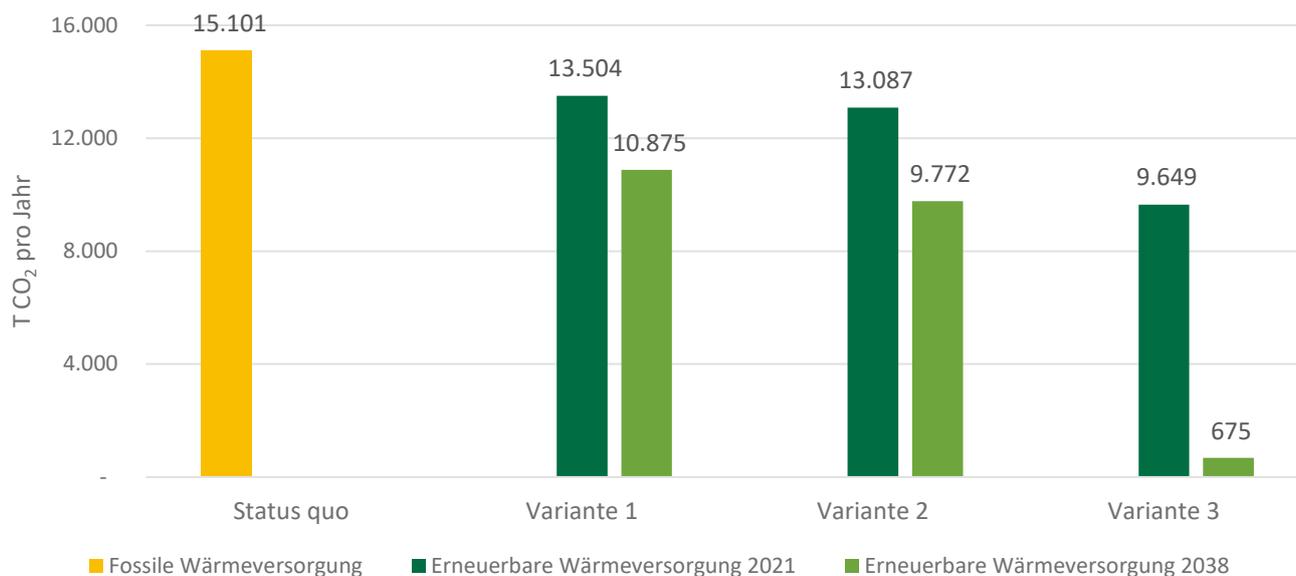


Abbildung 16: CO₂-Emissionen bei verschiedenen Varianten und Wärmeversorgungsarten

4.3.3 Zusammenfassung

Abschließend werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeits- und CO₂-Betrachtung zusammengefasst. In der folgenden Tabelle werden die CO₂-Emissionen, die Wärmegestehungskosten und der Anteil der erneuerbaren Energien der verschiedenen Versorgungsvarianten und des Status quo dargestellt. Dabei werden die CO₂-Emissionen mit dem voraussichtlichen Strommix im Jahr 2038 angegeben (vgl. 4.3.2). Die Wärmegestehungskosten für den Status quo sind nicht bekannt. Der durchschnittliche Beschaffungspreis der verschiedenen Energieträger für den Status quo ohne jegliche Aufschläge wäre ein sinnvoller Vergleichswert.

Tabelle 33: Zusammenfassung der Wirtschaftlichkeits- und CO₂-Betrachtung 2038

Versorgungsvariante	CO ₂ -Emissionen [tCO ₂ /a]	Anteil erneuerbare Energien [%]	Wärmegestehungskosten bei max. Potentialnutzung [ct/kWh _{th}]
Status Quo	15.100	8,5	-
Variante 1	10.872	35	6,23
Variante 2	9.778	42	6,33
Variante 3	675	93	6,74

Für Versorgungsvariante 3 wird ein Anteil von 93 % erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung des gesamten Betrachtungsgebiets erreicht. Die Wärmegestehungskosten liegen in diesem Fall bei 6,74 ct/kWh_{th}. Der Gaspreis liegt im ersten Quartal 2023 bei 18,15 ct/kWh. Davon fallen 13,78 ct/kWh für die Beschaffung und den Vertrieb an (BDEW, 2023). In den berechneten Wärmegestehungskosten ist zwar kein Anteil für den Vertrieb enthalten, allerdings ist es unwahrscheinlich, dass die Kosten dadurch auf das Niveau des momentanen Gaspreises steigen würden.

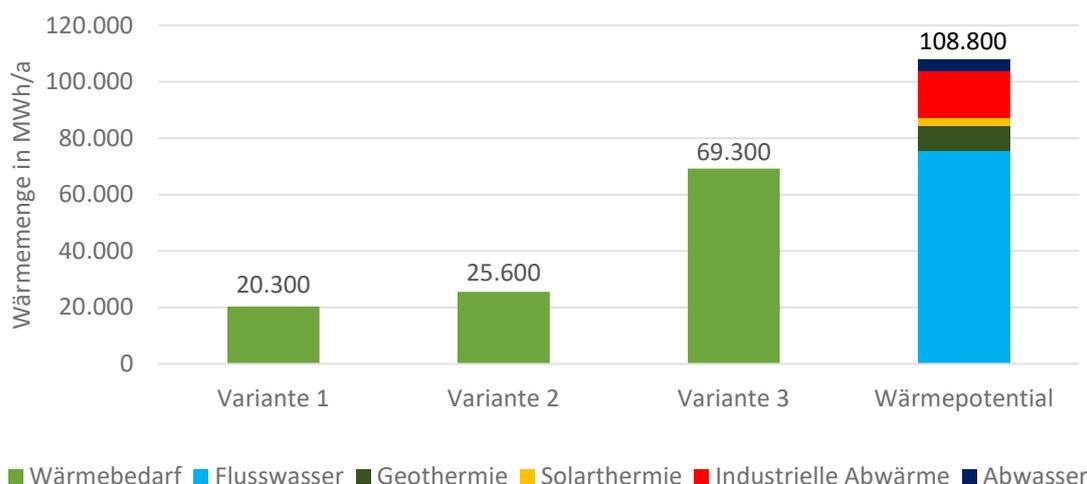


Abbildung 17: Vergleich des Wärmebedarfs der drei Varianten und der Wärmepotentiale

In Abbildung 17 sind die jährlichen Wärmebedarfe dem jährlichen Wärmeerzeugungspotential gegenübergestellt. Rein bilanziell betrachtet kann der Bedarf aller Versorgungsvarianten mit den im Gebiet vorhandenen Potentialen gedeckt werden. Wie in der Abbildung dargestellt, würde die FWW als Quelle mit einer 3 MW Anlage an der kleinen Weser und einer 10 MW Anlage an der Weser dafür ausreichen. Allerdings werden mindestens zwei Wärmequellen in Betracht gezogen, um eine totale Abhängigkeit zu vermeiden. Abwasserwärme und FWW werden ausgewählt, da die Wärmegestehungskosten, die bei maximaler Ausschöpfung des Potentials anfallen würden, hierbei am niedrigsten sind. Anhand der Ergebnisse des erschließbaren Potentials könnte bei Bedarf eine Gesamtleistung von 150 MW an der Weser erbaut werden. In welcher Größenordnung die Anlage tatsächlich dimensioniert werden muss, wäre durch eine zeitkritische Analyse unter Einbeziehung von Wärmespeichersystemen und Redundanzherzeugung zu untersuchen.

5 Diskussion

Die Diskussion ist aufgeteilt in die Wärmebedarfsanalyse, die potentiellen Wärmequellen, die Wirtschaftlichkeitsanalyse, die Bewertung und die politische Handlungsempfehlung.

5.1 Wärmebedarfsanalyse

Die Wärmebedarfsanalyse ist ein wesentlicher Faktor für die Auslegung eines Fernwärmenetzes und der Erzeugungsanlagen. Anhand von potentiellen Abnahmemengen kann beurteilt werden, wie viel installierte Erzeugungsleistung zur Versorgung notwendig ist. Dabei ist zu unterscheiden, ob es sich um Wärmeverbrauchs- oder Wärmebedarfsdaten handelt. In dieser Ausarbeitung werden Wärmebedarfsdaten verwendet, die anhand von Gebäudegrundflächen, Sanierungsstand, soziodemografischen Faktoren und spezifischen Verbräuchen ermittelt wurden. Die DBI GUT-Daten dienen ursprünglich zum Zweck einer Sanierungsprognose, die keine genaue Angabe des Wärmebedarfs benötigt. Daher können diese von realen Werten abweichen. Dies stellt einen Risikofaktor für die weitere Kalkulation und Planung vom Wärmenetz und den Erzeugungsanlagen dar. In der vorliegenden Ausarbeitung wurde die Versorgung vorerst nur bilanziell betrachtet. Tatsächlich werden aber im Winter größere Wärmemengen benötigt, weshalb die Erzeugungsleistung auf die Höchstlast im Winter auszulegen ist. Erschwerend kommt hinzu, dass die Verfügbarkeit einiger Umweltwärmequellen das Jahr über stark fluktuiert und die maximale Entzugsleistung mit der Quelltemperatur sinkt. Wärmespeichersysteme können von großem Nutzen sein, um Spitzenlasten in den Wintermonaten und größere Versorgungslücken, die durch Nichtnutzbarkeit der Umweltquellen entstehen, zu decken. Die Einbindung von Wärmespeichern muss im Zuge der Zusammenlegung der Bedarfs- und Erzeugungsseite zwingend betrachtet werden.

Eine Definition von Ankerkunden ist im Hinblick auf eine Realisierung der Wärmeversorgung ein wichtiger Schritt. Durch einen *Letter of Intent* kann von diesen Kunden eine Absichtserklärung der Wärmeabnahme im Falle einer Realisierung abgegeben

werden. Durch viele Kunden mit großen Abnahmemengen steigt die Wahrscheinlichkeit, dass die Umsetzung des Projekts wirtschaftlich ist, da weniger Investitionskosten pro abgenommener Kilowattstunde entstehen als bei einem kleinen Abnehmerkreis. Deshalb wird in der Versorgungsvariante 1 überprüft, ob der Bau eines Wärmenetzes schon mit dem Anschluss der Ankerkunden wirtschaftlich sein kann. Generell gilt, dass pro Meter Netzverlängerung eine bestimmte Wärmemenge abgenommen werden muss, damit die Investitions- und Betriebskosten durch den Wärmeverkauf ausgeglichen werden können.

5.2 Potentielle Wärmequellen

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Potentialanalyse der Umweltwärmequellen diskutiert, auf mögliche Fehlerquellen und in der Berechnung nicht betrachtete Aspekte hingewiesen.

Solarenergie

Das theoretische Potential im gesamten Gebiet ist groß, da hier die gesamte Fläche innerhalb der Gebietsgrenze unabhängig von Bauwerken kalkuliert wird. Der mittlere Jahresertrag pro Fläche gilt dabei auch für senkrecht einfallende Strahlung. In der Wirklichkeit ist der Mittelwert der betrachteten Dachneigungen (außer Flachdach) bei EK 1 und 2 zwischen 30° - 55°, bei EK 3 bis zu 65° und nur auf Flachdächern ist die optimale Süd-Ausrichtung möglich. Somit ergeben sich die geringen technischen und erschließbaren Potentiale.

Die dezentrale Wärmeversorgung mittels Solarthermie kann bei allen Kundengruppen nur einen geringen Anteil des Wärmebedarfs decken. Bei den Großabnehmern ist der solare Deckungsgrad mit 7,4 % am höchsten, gefolgt von den Kleinkunden mit 4,7 % und den Ankerkunden mit lediglich 1,8 %. Bei den Ankerkunden liegt der höchste Deckungsgrad mit 6,7 % im HACHEZ-Quartier vor. Grund dafür ist der geringe spezifische Wärmeertrag zwischen 0,12 und 0,22 MWh_{th}/m²a in allen Simulationen. Es lässt sich aussagen, dass die Solarthermie in diesem Fall aufgrund der geringen Sonneneinstrahlung weniger geeignet ist. Allerdings müssten verschiedene Kollektoren und Standorte zum Überprüfen simuliert werden, denn Datenfehler (zum Beispiel bei Kollektorleistung, Globalstrahlung, etc.) in Polysun können ebenfalls eine Ursache sein.

Die größte Unsicherheit liegt jedoch bei der Datenvorbereitung des Solarkatasters. Die Digitalisierung der Dachobjekte ist an einigen Stellen ungenau, weshalb beispielsweise fehlerhafte Dach-Polygone über der Straße erfasst wurden. Trotz Aussortierung ist es möglich, dass noch einzelne Polygone übersehen wurden, sodass die verfügbare Fläche größer ausfällt. Andererseits können starke Verschattungen bei der Datenerfassung auch fälschlicherweise als Bauwerke erkannt werden, sodass die Fläche im Datensatz geringer ausfällt. Zudem wird bei der Berechnung der Kollektoranzahl die Gesamtfläche aller Dächer als ein einziges großflächiges Rechteck betrachtet. Die Anzahl wird mittels einfacher Teilung durch die angenommene Bruttofläche je Kollektor ermittelt. Hier werden Knickstrukturen einzelner Dachflächen mitgezählt, obwohl sie in der Realität keine Möglichkeit für eine solche Installation bieten. Um die korrekten Maße und somit die maximale Kollektoranzahl bestimmen zu können, müsste jede Dachfläche einzeln bemessen werden.

In Polysun werden Großanlagen simuliert (vgl. Kapitel 3.2.1). Die Software eignet sich jedoch besonders für Einzelanlagen, bei welchen die genauen Hindernisse, der Standort und die Modulanzahl korrekt eingestellt werden können. Die Jahreserträge bei Kleinkunden sowie Großabnehmern können in der Realität stärker abweichen, denn einzelne Verschattungen durch Bauwerke werden so nicht betrachtet. Bei den Ankerkunden wurde jedoch diese Ungenauigkeit vermindert, da diese einzeln simuliert wurden. Dementsprechend sind die Jahreserträge bei Ankerkunden mit insgesamt 374 MWh_{th}/a am sichersten.

Die Nutzenergie bei den einzelnen Kundengruppen kann zudem aufgrund der unterschiedlichen Nutzttemperaturen in der Realität anders ausfallen. In den Simulationen wurde nur der Einsatz von Flachkollektoren mit gleichem Wirkungsgrad betrachtet. Diese eignen sich allerdings besser für Raumbeheizung und Trinkwassererwärmung, was für den Ankerkunden Südbad eher zu hoch dimensioniert ist. Der hohe Wärmebedarf besteht beim Südbad zum größten Teil für die Schwimmbaderwärmung mit einer niedrigen Zieltemperatur, weshalb hier kostengünstigere Schwimmbadabsorber ausreichen würden. Mit typischen Flachkollektoren würden vor allem in den Sommermonaten ohne ausreichende Speicher erhebliche Verluste entstehen.

Wichtig zu erwähnen ist, dass das erschließbare Potential für Solarthermie nur bei erteilter Genehmigung für den Bau auf und an allen Kulturdenkmälern realisierbar ist. Gebäude des Ankerkunden HACHEZ-Quartier sind hier betroffen. Wenn der Genehmigungsprozess den Ausbau erschwert, würde wieder ein relevanter Teil des Potentials entfallen, denn hier, wie zuvor erläutert, ist der höchste Deckungsgrad unter den Ankerkunden zu erwarten.

Die simulierten PVT-Module erzeugen einen spezifischen Stromertrag von 819 kWh/kWp (vgl. Anhang IV). Das entspricht einem Mehrertrag von 9,4 % im Vergleich zu den PV-Modulen mit 749 kWh/kWp bei gleicher Modulleistung und -anzahl. Grund dafür können die effektive Absorption und Übertragung der Wärme sein, welche zur Kühlung der Module führen. Die drei ausgewählten Parkplätze eignen sich besonders gut als PVT-Standorte, denn neben dem großen verfügbaren Raum könnten dort Erdsonden für geothermische Wärmeengewinnung installiert werden (vgl. Kapitel 4.2.3). Es besteht somit die Möglichkeit, die Wärme noch effektiver ins Erdreich abzuführen und zu speichern. Mit diesem Synergieeffekt zwischen beiden Technologien wird die thermische sowie elektrische Energiegewinnung maximal ausgenutzt. Auch wenn PVT-Systeme lediglich eine untergeordnete Rolle bei der Gesamtbetrachtung des Quartiers spielen, könnten sie dennoch einen positiven Beitrag zur dezentralen Strombereitstellung und innerhalb des Gesamtsystems einen Wärmebeitrag leisten.

Flusswasserwärme

Das Ergebnis der Potentialermittlung bezüglich FWW weist das höchste Potential der im Gebiet vorkommenden Umweltwärmequellen auf. Dies deckt sich grundlegend mit den Erkenntnissen des Abschlussberichtes der Enquetekommission Bremen, welche das Weserwasser ebenfalls als Umweltwärmequelle mit dem höchsten Potential ansieht (Michalik, 2021). Einen größeren Anteil am voraussichtlichen Wärme-Mix 2030 haben nach einer im Jahr 2021 durchgeführten Untersuchung lediglich die Abwärme des Müllheizkraftwerkes sowie des Stahlwerks (Claas-Reuther et al., 2021).

Für die Ermittlung des theoretischen Potentials wurde das gesamte zur Verfügung stehende Energieangebot des Flusses (Weser und kleine Weser) über das ganze Jahr errechnet. Dabei wird die technische Umsetzung nicht betrachtet. Dieses enorm hohe Potential ist folglich technisch nicht erschließbar. Für das technische Potential wurde das zuvor bereits errechnete Energieangebot des Flusses genutzt. Zudem wurde die Wärmepumpe, welche benötigt wird, um die gewonnene Umweltwärme auf eine bestimmte Temperatur zu heben, in die Berechnung einbezogen. Die angenommenen 6.000 Volllaststunden sind von Seiten eines Ingenieurs der Firma Johan Christoffers GmbH & Co. KG, der von 5.500 bis 6.500 Volllaststunden ausgeht, als realistisch anzusehen (Völkel et al., persönliche Kommunikation, 5. Dezember 2022). Auch das angenommene Temperaturdelta von 3 K ist als realistisch einzuschätzen, denn die Spanne von 60 Tagen, in welchen das Flusswasser eine Temperatur von unter 4 °C haben kann, ist Anbetracht der Temperaturmessung an der Messstelle in Hemelingen als ausreichend hoch anzusehen.

Bezüglich des erschließbaren Potentials an der kleinen Weser ist festzuhalten, dass das Ergebnis als durchaus plausibel einzuschätzen ist. Eine Anlage mit etwa 3 MW Leistung folgt den genannten rechtlichen Rahmenbedingungen von SKUMS. Durch die geringe Fließgeschwindigkeit der kleinen Weser ist bei der Errichtung einer solchen Anlage jedoch darauf zu achten, dass die Rohrleitungen für Entnahme und Rückführung des Flusswassers weit genug auseinander liegen, um einen thermischen Kurzschluss zu verhindern. Die für eine solche Wärmepumpe benötigte elektrische Energie in Höhe von etwa 4.820 MWh_{el}/a kann von einer modernen Windkraftanlage problemlos bereitgestellt werden (Enercon, 2023). Inmitten des dicht bebauten Betrachtungsgebietes kann ein solches Windrad nicht errichtet werden. Die benötigte elektrische Energie könnte jedoch bilanziell bezogen werden, um die FWW-Pumpe mit erneuerbarem Strom zu versorgen.

Das erschließbare Potential der Weser fällt deutlich höher aus. Dies liegt der Annahme zu Grunde, dass die rechtliche Rahmenbedingung der Entnahme von maximal 5 % des Volumenstromes hier ebenfalls gilt. Beim deutlich höheren Volumenstrom der Weser gegenüber der kleinen Weser ist ein entsprechend höheres erschließbares Potential die logische Schlussfolgerung. Eine Entnahme von nahezu 12 m³/s aus der Weser ist trotz Einhaltung der rechtlichen Vorgaben als hoch anzusehen. Die errechnete erschließbare Anlagenleistung von etwa 150 MW ist im Vergleich zu bereits in Deutschland durchgeführten Projekten ebenfalls signifikant höher. In der Praxis ist eine Anlage dieser Größe technisch möglich, wie am Beispiel Stockholm zu sehen ist (vgl. Kapitel 2.2.2: FWW). Jedoch ist für eine Anlage dieser Größenordnung ein relativ hoher Flächenbedarf nötig. Da der Anlagenstandort auf dem Gelände der Firma AB InBev wäre, ist zu prüfen, ob genügend Fläche vorhanden ist.

Zudem ist zu untersuchen, ob Beeinträchtigungen durch die mögliche Anlage an der kleinen Weser und auf die flussabwärts geplante Anlage an der Überseeinsel auszuschließen sind, auch wenn auf den ersten Blick aufgrund der hydrologischen Gegebenheiten eine negative Beeinflussung der flussabwärts geplanten Anlage an der Überseeinsel nicht zu erwarten ist. Außerdem ist am Standort zu beachten, dass die Fließgeschwindigkeit und -richtung der Weser durch den Tidenhub beeinflusst wird. Dies hat folglich einen Einfluss auf Entnahme und Rückführung des Wassers und eine optimale Vermischung des zurückgeleiteten Flusswassers ist nicht zu jeder Zeit gegeben. Zuletzt ist anzumerken, dass die Investitions- und Betriebskosten sowie die Kosten für den benötigten Strom für eine Anlage mit einer Leistung von 150 MW ausgesprochen hoch sind und eine solche Anlage nur wirtschaftlich ist, wenn die erzeugte Wärme auch abgenommen wird. Aus diesen genannten Gründen ist der Bau einer Anlage mit einer Leistung von 10 MW als realistischer einzuschätzen.

Für die Errichtung einer FWW-Anlage gibt es derzeit noch keine einheitlichen Richtlinien. Dennoch sind für die Nutzung des Flusswassers für industrielle Zwecke anderweitige gesetzliche Rahmenbedingungen einzuhalten. Dazu zählen die in Kapitel 2.3 unter FWW genannten Gesetze bezüglich Einhaltung der Gewässergüte und des Artenschutzes. An den in Kapitel 4.2.2 genannten potentiellen Standorten zur Errichtung einer FWW-Anlage müssen folglich vor dem Bau einer solchen Anlage ökologische und raumplanerische Aspekte untersucht werden. Dazu zählen unter anderem die Analyse, ob spezielle Tierräume, wie Fischlaichgründe, vorliegen und wie damit in Bezug auf die Errichtung einer FWW-Anlage umzugehen ist.

Zudem ist aus ökologischer Sicht zu beachten, dass durch die Entnahme einer gewissen Temperatur durch einen Wärmetauscher Wasser mit einer geringeren Temperatur zurück in den Fluss geleitet wird. Diese Reduzierung der Temperatur kann vor allem in der kleinen Weser, in welcher lediglich eine geringe Fließgeschwindigkeit vorherrscht, dazu führen, dass sogenannte Wanderbarrieren für Fische auftreten (Werth et al., 2011). Dies könnte beispielsweise durch den Einsatz von Prallblechen oder ähnlichen Vorkehrungen, mittels welchen das zurückgeführte Wasser stärker durchmischt wird, verhindert werden.

Entgegengesetzt ist jedoch generell festzustellen, dass die Temperatur in Flüssen besonders über die Sommermonate durch den Klimawandel im Vergleich zu den Vorjahren steigt (van Treeck & Wolter, 2021). Dies ist über die vergangenen Jahre ebenfalls an der Messstation in Hemelingen, welche neben diversen Parametern bezüglich der Gewässergüte auch die Temperatur der Weser aufzeichnet, erkennbar. Diese durch den Klimawandel steigenden Wassertemperaturen des Flusses können bei Fischen zu Hitzestress führen, welcher bei Überschreiten einer gewissen kritischen Toleranzgrenze bis zum Tod führen kann. Zwar profitieren vereinzelte Fischarten, wie der Flussbarsch, grundlegend von einem Anstieg der Wassertemperatur, jedoch hat dies für die Gesamtheit der Fischarten eine negative Auswirkung (Oexle & Brinker, 2022). Durch die Entnahme eines gewissen Temperaturdeltas mit FWW-Pumpen wäre es möglich, einen Ausgleich zur Erwärmung des Flusswassers zu schaffen. Nach § 6 Abs. 1 Satz 1 WHG müssen Gewässer nachhaltig bewirtschaftet werden und zudem sind die Funktions- und Leistungsfähigkeit der Lebensräume für Tiere und Pflanzen zu erhalten bzw. zu verbessern. Der Einsatz einer FWWP könnte daher grundsätzlich zu einer Verbesserung des Ökosystems führen, doch es besteht das Problem, dass im Sommer ein wesentlich geringerer Wärmebedarf besteht, sodass nicht viel Wärme dem Fluss entzogen wird.

An der Messstation in Hemelingen ist ebenfalls durch die stetige Aufzeichnung des Abflusses (m^3/s) ersichtlich, dass vermehrte Hitze- und Dürreperioden im Sommer einen geringeren Abfluss der Weser verursachen. Dies ist in Bezug auf die ermittelten Potentiale zur Gewinnung von Wärme aus Flusswasser als kritisch zu beurteilen. Eine Folge des geringeren Abflusses könnte sein, dass unter Berücksichtigung der rechtlichen Rahmenbedingungen nicht genug Wasser zur Entnahme bereitgestellt wird. Dagegen steht allerdings auch der deutlich geringere Wärmebedarf in den Sommermonaten gegenüber den Wintermonaten.

Oberflächennahe Geothermie

Das theoretische geothermische Potential ist hoch im Vergleich zum technischen und erschließbaren, da es die im Boden gespeicherte Wärme des Betrachtungsgebietes zugrunde legt. Würde die Wärme vollständig genutzt werden, dann wäre die Form der Energiegewinnung nicht regenerativ. Der Boden würde langfristig auskühlen. Damit beschreibt das theoretische Potential lediglich die im Boden gespeicherte Wärme ohne die wärmeabgebenden Faktoren und Regenerationsrate und kann daher für eine Abschätzung und einen Vergleich mit anderen Gebieten genutzt werden (Rybach, 2015). Damit der Einfluss des Flächenbedarfs von Sonden im theoretischen Potential in Zukunft berücksichtigt wird, kann der Ansatz von Pfefferer et al. (2020) helfen. Bei diesem wird eine spezifische Fläche pro Sonde festgelegt (hier $6 \text{ m} \times 6 \text{ m} = 36 \text{ m}^2$) und durch die Wärmeausbringung je Sonde geteilt, sodass ein spezifischer Wert in kWh/m^2 für das Gebiet vorliegt.

Das technische Potential nutzt die Technologie von Wärmepumpen und ist von der Größe und der Anzahl der Bohrungen, sowie den wärmeübertragenden Eigenschaften des Untergrundes abhängig. Die Leistungsfähigkeit der Wärmepumpe und die Volllaststunden im Jahr sind maßgebend für das technische und erschließbare Potential. Die Volllaststunden sind von der Richtlinie VDI 4640 Blatt 2 übernommen und es wird davon ausgegangen, dass dieser Wert als erprobt und gesichert gilt. Dabei wird nur auf den Heizfall eingegangen. Wenn sich im Sommer hohe Temperaturen häufen, wäre Kühlung auch zu betrachten. Damit würden sich auch die Volllaststunden erhöhen. Da die Simulation über mehrere Jahre immer wieder zu einem Abbruch geführt hat, ist nur über ein Jahr simuliert worden. Für eine genauere Untersuchung sollte über einen längeren Zeitraum simuliert werden. Dafür sollten Rechnerkapazitäten berücksichtigt werden. Die Wärmeleitfähigkeit ändert sich mit der Bohrtiefe. Für die vorliegende Betrachtung wurde eine konstante Wärmeleitfähigkeit je Bohrung vorgesehen und damit sind Ungenauigkeiten zu erwarten. Die Anzahl der Bohrungen ist mit ArcGIS ermittelt worden. Hierfür wurden Felder erzeugt, die mit Bohrungen versehen werden können. Diese Art der Quartiersplanung ist noch sehr grob und bei einer genaueren Planung könnte sich die Anzahl der Bohrungen ändern, was einen Einfluss auf die Potentiale hat. Insgesamt haben die Anzahl

und Größe der Wärmepumpen und die Anzahl der Sonden den größten Einfluss auf das berechnete Potential. Bei einer weiteren Untersuchung sollte darauf besondere Rücksicht genommen werden.

Das erschließbare Potential berücksichtigt rechtliche Rahmenbedingungen, wie die Abstandregularien durch Grundstücksgrenzen und den Naturschutz. Damit wird die Realität deutlich besser abgebildet. Mit der Nutzung von Luftbildern in ArcGIS können so die Potentialflächen gut ermittelt werden. Restriktionen, wie z. B. eine breite Zuwegung für die erforderlichen Baumaschinen, sind hierin nicht möglich und bedürfen einer Feinplanung. Die Abstände zu benachbarten Grundstücken und Straßen können nicht detailliert abgebildet werden. Der Flächenvergleich zur Berechnung der Sondenanzahl ist eine gute Methode, um eine Näherung vorzunehmen. Bei einer konkreten Planung müssten anhand von Ortsbegehungen die genauen Standorte der Bohrungen ermittelt werden.

Zur Plausibilitätskontrolle werden die ermittelten Werte mit den spezifischen Werten aus der VDI 4640 Blatt 2 verglichen. Diese Werte sind Tabelle 34 zu entnehmen.

Tabelle 34: Vergleich der Ergebnisse aus spezifischen Werten und Simulation

Potentialart	Wärmemenge nach VDI4640 [MWh _{th} /a]	Wärmemenge aus Simulation [MWh _{th} /a]
Technisch	33.276	19.966
Erschließbar	14.724	8.834

Die Ergebnisse der Potentialermittlung aus der Simulation sind geringer als die aus den spezifischen Werten der VDI4640 Blatt 2. Da es sich in beiden Berechnungsmethoden um unterschiedlich ausgewählte Wärmepumpen handelt, kann dies ein Grund für die variierenden Ergebnisse sein. Die VDI4640 setzt außerdem eine Wärmeleitfähigkeit von 1,5 - 3,0 W/m*K voraus und errechnet so einen spezifischen Wert von 50 W/m, während in der Simulation die Wärmeleitfähigkeit standortspezifisch ist. So weichen die erschließbaren Potentiale aus beiden Methoden um 43 % voneinander ab und zeigen damit, dass eine Simulation bei größeren Vorhaben unbedingt notwendig ist, da die spezifischen Werte ganz konkrete Voraussetzungen haben und sich mit der Anzahl der Bohrungen die Fehler kumulieren.

In der Zukunft wird sich die Wärmepumpentechnologie noch weiter entwickeln. Die JAZ der Anlagen können ansteigen und damit auch die erzeugte Wärmearbeit. Die Untergrundeigenschaften und der Wärmeübergang werden sich aufgrund feststehender physikalischer Zusammenhänge in Zukunft nicht ändern.

Änderungen der rechtlichen Regularien wie Abstände zu Straßen, Denkmalschutz und Naturschutz können in Zukunft einen Einfluss darauf haben, wie viele Bohrungen im urbanen Raum möglich sind. Dies zeigt sich im Unterschied zwischen technischem und erschließbarem Potential.

Industrielle Abwärme

Industrielle Abwärme weist die geringsten Wärmegestehungskosten auf. Dies ist auf die hohe Volllaststundenzahl und die hohe JAZ zurückzuführen. Bei der Berechnung des erschließbaren Potentials wurde angenommen, dass dem Abwasser aus der Flaschenspülanlage der Firma AB InBev 15 K entzogen werden können und der Volumenstrom als konstant angesehen werden kann. Sollte es zu einer Umsetzung kommen, wären genaue Angaben oder Messungen der Temperaturen und der Wassermengen wichtig, um eine qualitativ hochwertige Berechnung anstellen zu können. So könnte sich die Temperaturdifferenz, der Volumenstrom und die Volllaststundenzahl stark verändern, was das Ergebnis beeinflussen würde. Die hohen Temperaturen der Abwärme können leicht auf das Niveau des Fernwärmenetztes erhöht werden und zeigen somit einen weiteren Vorteil auf. Um dieses Potential zu erschließen, ist es aber notwendig, mit den jeweiligen Industrieunternehmen in Kontakt zu treten, qualitative Auswertungen über die Abwärme durchzuführen und zum Schluss einen Vertrag zu schließen. Von einem proaktiven Handeln der AB InBev würde die Transformation zu einer klimaneutralen Wärmeversorgung in der vorderen Neustadt erheblich profitieren.

Viele Unternehmen könnten dabei zögern, entstehende Abwärme für öffentliche Wärmenetze zur Verfügung zu stellen, da so betriebsinterne Prozesse offenbart werden könnten und eine Abhängigkeit mit dem Wärmenetzbetreiber entsteht. Für den Wärmenetzbetreiber weist auch die industrielle Abwärme ein hohes Risiko auf. Unternehmen können z. B. andere Verfahren nutzen, um weniger Abwärme zu erzeugen oder die Abwärme intern zu verwerten. In vielen Fällen ist die Erzeugung von Wärme für die Durchführung von Prozessen unumgänglich. Die erzeugte Wärme weiterzuverwenden, bedeutet Einsparungen von CO₂-Emissionen. Das Unternehmen kann sich damit diese Einsparungen bilanziell gutschreiben,

um z. B. ein Produkt klimaneutraler darzustellen. Es liegt in der Hand der Politik, Vorgaben zu schaffen, die das Thema der industriellen Abwärmenutzung für Industrie und Wärmeversorger greifbarer und verpflichtender gestalten.

Abwasserwärme

Das Potential für die Wärmegewinnung aus Abwasser ist in der vorderen Neustadt gering. Durch die geografische Lage fließen in den Kanälen nur geringe Mengen häuslichen Abwassers. Kombiniert mit dem Regenwasser ergibt sich ein Potential, das nutzbar gemacht werden kann. Die meisten Grundvoraussetzungen sind in den ermittelten Gebieten erfüllt. Für das weitere Vorgehen ist es notwendig, den Volumenstrom in der Kanalisation genau zu erfassen. Für die Berechnungen in dieser Ausarbeitung wurden Richtwerte von anderen Projekten übernommen. Hier können große Unterschiede auftreten, da die geografische Lage für die Durchflussmenge in einer Kanalisation ausschlaggebend ist. Nach Erkenntnis des Forschungsinstituts für Wasser- und Abfallwirtschaft an der RWTH Aachen (FiW) ist für Messungen ein Zeitraum von 3 Jahren anzupeilen, um aussagekräftige Werte zu erhalten (FiW, 2013). Durch die Messungen lassen sich auch genauere Werte für die Vollaststunden ermitteln. In der vorliegenden Untersuchung wurde aufgrund von Wittereinflüssen (wie Hitzeperioden im Sommer oder kalten Wintertagen) angenommen, dass die Anlage nur 4.000 Stunden pro Jahr unter Vollast betrieben wird. Mit echten Messwerten kann stundengenau erfasst werden, welche Massen an Wasser zu welchem Zeitpunkt durch die Kanalisation fließen. Hieraus lassen sich realistische und präzisere Annahmen für durchschnittliche Betriebsstunden sowie Ausfallzeiten ableiten.

5.3 Bewertung

Die Gegenüberstellung der Ergebnisse der verschiedenen Wärmepotentiale kann eine gute Aussage dazu liefern, bei welchen Anlagen eine Realisierung sinnvoll ist und bei welchen nicht. Anhand der zuvor bestimmten Kriterien A bis G und den dazugehörigen Einflussfaktoren (siehe Kapitel 3.6) werden die Potentiale wie folgt bewertet (5 ist der beste, 1 der schlechteste Wert).

Tabelle 35: Bewertung der Wärmepotentiale

Kriterien	Gewichtung	Solarenergie	Flusswasser-wärme	Geothermie	Industrielle Abwärme	Abwasser
A CO ₂ -Einsparung	20 %	5	4	4	5	4
B Wirtschaftlichkeit	20 %	2	5	3	5	4
C Wärmebedarfsdeckung	20 %	1	5	1	2	1
D Realisierbarkeit	15 %	4	2	3	2	4
E Jahresverfügbarkeit	10 %	1	4	5	5	4
F langfristige Versorgungssicherheit	10 %	5	4	4	2	4
G Umweltverträglichkeit	5 %	5	4	4	4	5
Summe	100 %	3,05	4,10	3,15	3,60	3,45

CO₂-Einsparung

Die CO₂-Emissionen können im betrachteten Gebiet durch die ermittelten Wärmeerzeugungspotentiale auf null gesenkt werden. Es steht genügend thermische Energie zur Verfügung, um die gesamte vordere Neustadt ohne fossile Energieträger mit Wärme zu versorgen. Dies bedeutet, der limitierende Faktor ist der benötigte Strom. Die Wärmequellen Solarenergie und industrielle Abwärme erreichen vergleichsweise die höchste CO₂-Einsparung (Bewertung = 5), da sie aufgrund des geringeren Stromverbrauchs die geringsten CO₂-Emissionen verursachen. Bei 100 % regenerativen Energien im deutschen Stromnetz, werden die CO₂-Emissionen um 100 % reduziert. Je früher der Zeitpunkt von 100 % regenerativer Energie im deutschen Strom erreicht wird, desto früher wird auch der Sektor Wärme klimaneutral. Wenn Bremens Klimaneutralitätsziel bis 2038 als Richtwert angesehen wird, entstehen auch bei der Wärmeversorgung keine Emissionen mehr ab diesem Jahr. Es ist aber unwahrscheinlich, dass Bremen den Energiebedarf aufgrund der großen Flächenkonkurrenz und hohen Bevölkerungsdichte allein decken kann. Bremen besitzt kein eigenes Inselstromnetz und ist daher im deutschen Stromnetz integriert. Deshalb wurde bei den Berechnungen der deutsche Strommix mit Vorketten verwendet. Wenn ein anderer Strommix, wie der von Bremen oder Niedersachsen, betrachtet wird, können Unterschiede bei den CO₂-Emissionen für die Bewertungen der CO₂-Emissionen der Varianten im Jahr 2021 entstehen. Das gleiche gilt für die Betrachtung des Strommix mit bzw. ohne Vorketten.

Bei den CO₂-Emissionen der aktuellen Wärmeversorgung mit fossilen Brennstoffen wurde der Bremer Wärme-Mix betrachtet. Diese Annahme kann sich von der tatsächlichen Wärmeversorgung im Betrachtungsgebiet unterscheiden. Zudem müsste für eine ganzheitliche Betrachtung der CO₂-Emissionen in weiterführenden Analysen auch der Bau und Betrieb des Wärmenetzes und der Anlagen mit einberechnet werden.

Wirtschaftlichkeit

Bei diesem Kriterium werden die Wärmegestehungskosten der einzelnen Potentiale gewichtet. Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit werden FWW und industrielle Abwärme am höchsten bewertet. Für die Varianten 1 bis 3 liegen die Wärmegestehungskosten der beiden Anlagen zwischen 6,17 und 6,88 ct/kWh, dementsprechend wäre diese Investition am wirtschaftlich Sinnvollsten, wie bereits in Kapitel 4.3.1 dargestellt. Hingegen wäre die Investition in Solarenergie im Gebiet oder in oberflächennahe Geothermie, die in der Größenordnung mehrere kostenintensive Bohrarbeiten für die Sonden erfordert, weniger sinnvoll. Zwischen den Varianten schwanken die Wärmegestehungskosten von Solarthermie am stärksten, da die Kollektoranzahl sowie die passende Ausrichtung und Anstellwinkel sich je nach Kundengruppe unterscheiden. Auch das Konzept von PVT-Parkplatzüberdachungen hat derzeit hohe Investitionskosten wegen der aufwendigeren Unterkonstruktion. Künftig wird sich diese vermutlich reduzieren, wenn angesichts der politischen Entwicklung die PV-Pflicht, wie bereits in vielen Bundesländern, vermehrt eingeführt und die Umsetzung gefördert wird.

Wichtig zu erwähnen ist auch, dass die spezifischen Wärmegestehungskosten im Verhältnis zum Gaspreis von 2023 gering sind. Dieser liegt zum Zeitpunkt dieser Ausarbeitung bei 18,15 ct/kWh (BDEW, 2023). Um die beiden Wärmepreise sinnvoll in Vergleich setzen zu können, müsste allerdings bestimmt werden, welche Abschläge wie z. B. Vertrieb und Steuern auf die errechneten Wärmegestehungskosten zu addieren sind. Vergleichbares gilt jedoch umgekehrt für weitere Betriebskosten (Vergleich Betrieb und Wartung Gas-/Ölheizungen zu Fernwärmeanschluss).

In allen Varianten wird die Versorgung nur bilanziell betrachtet. Dies führt dazu, dass die zeitliche Abhängigkeit der Wärmeversorgung vernachlässigt wird. Gerade durch die beschränkte Verfügbarkeit und saisonale Abhängigkeit von Umweltwärmequellen kann es zu großen Lücken in der Wärmeerzeugung kommen. Die installierte Leistung liegt in den Varianten 2 und 3 schon ohne Redundanzzeugung unter der Jahreshöchstlast. Die Werte sind in der untenstehenden Tabelle aufgeführt.

Tabelle 36: Vergleich der installierten Leistung und der Jahreshöchstlast

Versorgungsvariante	Installierte Leistung	Jahreshöchstlast
1	11,81 MW _{th}	11 MW _{th}
2	11,81 MW _{th}	14 MW _{th}
3	14,94 MW _{th}	37 MW _{th}

In der realen Umsetzung müssen in jeder Variante sowohl Redundanz erzeugungsanlagen an das Netz angeschlossen als auch Wärmespeichersysteme zur Deckung von Spitzenlasten eingesetzt werden. Diese beiden Punkte sind für eine weiterführende Untersuchung und für die spätere Umsetzung essenziell.

Wärmebedarfsdeckung

Nach diesem Kriterium wird geprüft, inwiefern die einzelnen Potentiale zur Bedarfsdeckung im gesamten Betrachtungsgebiet beitragen. Die Analyse stellt fest, dass das erschließbare Potential der FWW mit einer 150 MW-Anlage allein das 17-fache des Wärmebedarfs des gesamten Betrachtungsgebiets decken könnte. Alternativ könnte mit dem Betrieb einer FWWP mit 10 MW Leistung an der Weser und einer Anlage mit 3 MW Leistung an der kleinen Weser ebenfalls eine bilanzielle Wärmebedarfsdeckung von 100 % erreicht werden. Die maximale Bewertungszahl 5 wird also für die FWW gegeben, während die restlichen Potentiale eine 1 und 2 erhalten, da diese, wenn einzeln betrachtet, lediglich bis zu 24 % des Wärmebedarfs decken können.

Realisierbarkeit

Die Realisierbarkeit ist das wichtigste Kriterium beim qualitativen Vergleich der Technologien. Die Wärmegewinnung aus Solarenergie und Abwasser wird diesbezüglich mit einer 4 bewertet, die bei diesem Kriterium der höchste vergebene Wert ist. Vergleichsweise ist die Umsetzung der beiden Technologien mit geringerem technischen Aufwand, Platzbedarf und gesetzlichen Restriktionen verbunden. Beim Ausbau wird außerdem bereits die bestehende Infrastruktur verwendet, nämlich Gebäudedächer für Solarthermie, Parkplätze für PVT-Standorte, und Abwasserkanäle für Abwasserwärme. Die Möglichkeit der dezentralen Wärmeversorgung bei Solarthermie hat einen hohen Stellenwert, da diese bei keiner anderen Wärmequelle besteht. Auf diese Weise können hohe Energieverluste und der Bau von komplexen Wärmeleitungen vermieden werden. Die Nutzung von Abwasserwärme zeigt in vergleichbaren Projekten wie in Oldenburg (König, 2015) auch eine hohe Realisierbarkeit. Industrielle Abwärme wird hierbei mit einer 2 am geringsten bewertet, da die Umsetzung eine hohe Bereitschaft vom Wärmelieferanten benötigt. In dieser Untersuchung werden zudem die spezifischen Daten nur angenommen, wie die abzugebende Wärmemenge, Volumenstrom der Abwärme und Temperatur, sodass eine genauere Aussage hinsichtlich der Umsetzbarkeit schwierig zu treffen ist.

Jahresverfügbarkeit

Um die Versorgungssicherheit ganzjährig gewährleisten zu können und die Notwendigkeit der Speicherung der Wärme zu minimieren, nimmt die Jahresverfügbarkeit eine wesentliche Rolle ein. Die höchste Bewertung von 5 erhalten Geothermie und industrielle Abwärme, weil diese Quellen tendenziell eine konstante Wärmemenge zur Verfügung stellen können. Geothermie verfügt über den Vorteil, dass die Erde das Jahr über die Wärme unabhängig von Witterungseinflüssen regeneriert. Eine geringe Jahresverfügbarkeit hat die Solarenergie aufgrund der Abhängigkeit von Witterungsbedingung, Sonnenverlauf und möglicher Verschattung. Eine erhöhte Investition in eine Langzeitspeichertechnik wäre daher erforderlich.

Langfristige Versorgungssicherheit

Die langfristige Versorgungssicherheit einer Wärmequelle zeichnet sich hauptsächlich durch die Beständigkeit und Unabhängigkeit der Anlage von externen Bedingungen aus, die künftig die Erzeugung oder Bereitstellung der Wärme behindern könnten. Solarenergie und Geothermie sind in dieser Hinsicht eine sichere Technologie und werden somit mit einer 5 bewertet. In den letzten Dekaden in Deutschland wurde ein positiver Trend der jährlichen Sonnenstunden nachgewiesen (Übel, 2023), was die Erträge von solarthermischen Anlagen erhöht. Trotz der langsamen natürlichen Regeneration kann die Geothermie im Betrachtungsgebiet langfristig eine konstante Wärmemenge liefern, wenn die Regeneration durch den Wärmeüberschuss aus PVT unterstützt wird. Mit einem Anschluss ans Wärmenetz könnte der Boden nicht nur von PVT als saisonaler Wärmespeicher genutzt werden, sondern auch von den restlichen Wärmequellen. Geothermie erhält dementsprechend den Wert 4, genau wie die Flusswasser- und Abwasserwärme. Die niedrigste Bewertung mit 2 erhält die industrielle Abwärme. Dies ist begründet durch die Notwendigkeit der Kooperation zwischen Wärmelieferant und -abnehmer, die durch geschäftliches Interesse unzuverlässig werden kann.

Umweltverträglichkeit

Der eventuell entstehende Konflikt zwischen Klimaschutz und Umweltschutz soll mit diesem Kriterium bewertet werden. Alle Wärmequellen haben eine hohe bis sehr hohe Umweltverträglichkeit. Die Solarenergie erhält zusammen mit Abwasserwärme die höchste Bewertung von 5, weil durch die Nutzung bestehender Infrastruktur kein Umwelteingriff für die Installation nötig ist. Zudem bietet der Betrieb langfristig keine Gefahr für Mensch und Umwelt. Durch die Parkplatzüberdachung mit PVT können auch die Besucher von der Verschattung profitieren. Die Wärmeverluste in der Stadt werden insgesamt durch die dezentrale Versorgung aus Solarthermie und die Abwärmenutzung aus Abwasser verringert. Das aquatische und terrestrische

Ökosystem kann durch FWW-Pumpen und Geothermie-Anlagen negativ beeinflusst werden. Die industrielle Abwärmenutzung, Flusswasser und Geothermie werden mit einer 4 bewertet.

Fazit

Nach dem gewichteten Ergebnis stellt sich die FWW (Bewertungssumme = 4,10) im Betrachtungsgebiet nach dieser Beurteilung als die sinnvollste Technologie heraus (vgl. Tabelle 35). Die Solarenergie wird insbesondere durch die geringe Wirtschaftlichkeit und Wärmebedarfsdeckung als am wenigsten geeignet bewertet (Bewertungssumme = 3,05). Da das Potential der FWW im gesamten Gebiet bereits äußerst hoch ist und die Realisierungen von Geothermie, industrieller Abwärme und Abwasserwärme wirtschaftlicher sind, spielt die dezentrale Versorgung durch Solarenergie höchstens eine untergeordnete Rolle. Sie trägt allenfalls an ausgewählten Standorten (in Kombination mit Speicherlösungen, ohnehin rechtlich erforderlich werdenden Parkplatzüberdachungen usw.) punktuell zur Effizienzerhöhung und gleichzeitig einer geringen lokalen Strombedarfsdeckung bei. Eine Ausnahme bildet hierbei noch das Südbad, für welches die Nutzung von Schwimmbadabsorbieren eine lohnenswerte Investition darstellen könnte.

5.4 Politische Handlungsempfehlung

Die Ausarbeitung zeigt, dass im Quartier ausreichend regenerative Wärmepotentiale vorliegen. Es bleibt die Frage offen, was von der Politik benötigt wird, sodass entsprechende Projekte zur Nutzung der Potentiale umgesetzt werden können.

Es müssen Wärmenetze gebaut werden, die in der Lage sind, die Wärmemengen zu transportieren. Im Vergleich zu Fernwärmenetzen sind die Anforderungen für Wärmenetze im Niedertemperaturbereich deutlich geringer. Ein Einsatz dieser Netze ist nur möglich, wenn auch im Gebäudesektor saniert wird, sodass das Temperaturniveau niedrig gehalten werden kann. Die fehlende Erfahrung beim Bau, Betrieb und der Wartung derartiger Wärmenetze stellt eine große Herausforderung dar (Seifert & Seidel, 2022). Es sollten vermehrt branchenübergreifende Fortbildungen zum Thema Energiewende angeboten und, um dem generell herrschenden Fachkräftemangel entgegenzuwirken, sollte zudem der Quereinstieg vereinfacht und attraktive Ausbildungsplätze geschaffen werden.

Da zur Nutzung der Potentiale größtenteils Wärmepumpen benötigt werden, sind die Sektoren Strom und Wärme an dieser Stelle miteinander gekoppelt. Die städtischen Stromnetze müssen ausgebaut werden, damit der in Zukunft nachhaltig erzeugte Strom zu den Wärmepumpen gebracht werden kann. Aufgrund der volatilen Stromerzeugung durch erneuerbare Energie sind zusätzliche Speicherkonzepte mithilfe von Sektorenkopplung notwendig. Dadurch kann auch der Strompreis stabil und nachhaltig gestaltet werden, denn die Abhängigkeit von Weltgeschehen und Preisschwankungen für fossile Energieträger bleibt dann aus. Dies ist notwendig, um die günstigen Wärmegestehungskosten langfristig zu halten.

Grundsätzlich sind Förderungen ein adäquates Mittel, um den Ausbau von Technologien zu beschleunigen. Dazu wurde bereits ein umfassendes Programm erstellt, welches in Kapitel 2.4 beschrieben ist. Die aufgezeigten, sehr unterschiedlichen Wärmeentstehungskosten könnten ebenfalls Grundlage für eine differenzierte Förderung sein. Im urbanen Umfeld ließen sich explizit bspw. Geothermie und Solarthermie fördern, möchte man nicht nur rein ökonomische Aspekte, sondern darüber hinaus z. B. Redundanzen für die langfristige Versorgungssicherheit berücksichtigen. Zusätzlich zu Fördermaßnahmen auf der einen Seite, könnte andererseits die CO₂-Steuer im Wärmesektor angehoben werden, damit die Kosten der konventionellen Wärmeversorgung steigen. Die erneuerbare Wärmeversorgung wäre hierdurch wettbewerbsfähiger und könnte größeren Zuspruch in der Bevölkerung erhalten, was die Nachfrage und den Ausbau beschleunigen dürfte.

Aufgrund vergleichsweise geringerer Sonnenstunden in Bremen weist die Solarthermie grundsätzlich nur ein geringes Potential auf. Die Vorgaben des Denkmalschutzes können oftmals limitierend in Bezug auf klimaschutztechnisch sinnvolle Sanierungen wirken bzw. im Kontrast zu Klimaschutzziele stehen. So können Solarthermie-Anlagen nur im Einzelfall auf denkmalgeschützten Gebäuden genehmigt werden. Zudem können die Potentiale stark variieren, je nachdem auf welchem Gebäude die Installation erfolgen soll. Das Thema Energiewende und die hohe Bedeutung von Solaranlagen sollte in solchen Fällen besonders in Erwägung gezogen werden, wie es aktuell in den Raumordnungsplänen der Kommunen beim Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor der Fall ist.

Das größte Wärmeerzeugungspotential ist den FWW-Anlagen zuzuordnen. Es gibt noch keinen rechtlichen Rahmen und eine Genehmigung ist nur in enger Kooperation mit der Stadt möglich. Daher wird empfohlen, schnellstmöglich einen Rahmen und ein Genehmigungsverfahren zu etablieren, sodass auch andere an der Weser befindliche Stadtteile mit der Planung beginnen können. Hierbei darf der Gewässer- und der Naturschutz nicht vernachlässigt werden.

Der neue Leitfaden für oberflächennahe Geothermie ist bereits eine gute Handreichung, um den Ausbau zu beschleunigen. Der bürokratische Aufwand für die Genehmigungen von größeren Vorhaben in der Stadt ist jedoch hoch und es kann längere Zeit dauern, bis diese bearbeitet werden. Die Genehmigung von Geothermie erfolgt, in Abhängigkeit des Bundeslandes, bereits online und für die anderen Wärmepotentiale sollte auch verstärkt auf die digitale Abwicklung von Genehmigungen gesetzt werden.

Die ungenutzte Abwärme aus Industrieprozessen zur Verfügung zu stellen, sollte in Zukunft für Unternehmen verpflichtend sein. Was früher aufgrund der technischen Umsetzbarkeit als undenkbar galt, ist durch den Einsatz von Wärmepumpen nun möglich. So kann auch Niedertemperaturwärme über Leitungen transportiert und am Ende genutzt werden. Dafür benötigt die Wirtschaft Unterstützung in Form von Energieberatungen. Die Energieberatung sollte dabei immer das Quartier im Blick behalten und umliegende Wärmenutzungspläne mitdenken. Auch Zukunftsprojektionen wie Abwanderung der Industrie sollten für die nachhaltige Quartiersplanung bedacht werden (Pehnt et al., 2010).

Zusammengefasst sind die folgenden politischen Maßnahmen zu empfehlen:

1. Wärmenetz und Stromnetz ausbauen (Sektorenkopplung)
2. Anhebung der CO₂-Steuer im Wärmesektor als Anreiz für den schnelleren Ausbau / die Nutzung fossilfreier Energiequellen
3. Bedeutung von Solaranlagen bei Baugenehmigungen auf denkmalgeschützten Gebäuden anpassen („Denkmalschutz und Klimaschutz gemeinsam denken“)
4. Rechtliche Rahmenbedingungen für die FWW-Gewinnung festlegen
5. Digitale Abwicklung von Genehmigungen
6. Energieberatung für Unternehmen mit Blick auf umliegende Quartiere
7. Mögliche fehlende Erfahrung durch Fortbildungsmöglichkeiten ausgleichen
8. Vereinfachter Quereinstieg und attraktive Ausbildungsstellen, um dem Fachkräftemangel entgegenzuwirken

6 Fazit und Ausblick

Im Betrachtungsgebiet ist bilanziell betrachtet mehr Wärmepotential aus nachhaltigen und CO₂-emissionsfreien Umweltwärmequellen vorhanden als Wärmebedarf vorliegt. Eine klimaneutrale Wärmeversorgung in der vorderen Neustadt ist dementsprechend möglich. Dabei werden jedoch die Wärmebedarfe der großen Industrien wie AB InBev, die insbesondere Prozesswärme auf einem hohen Temperaturniveau benötigen, vernachlässigt.

Die ermittelten Wärmepotentiale aus Solarenergie, Geothermie, Flusswasserwärme (FWW), industrieller Abwärme und Abwasserwärme sind im Betrachtungsgebiet mehr als ausreichend, um die durch die Wärmeversorgung verursachten CO₂-Emissionen im Betrachtungsgebiet bis 2038 auf null zu senken. Das höchste erschließbare Potential stellt die FWW dar. Die Klimaneutralität wird allerdings nur erreicht, wenn der deutsche Strommix zum Zieljahr 2038 zu 100 % aus regenerativen Energien besteht, da die Wärmeversorgung durch die notwendigen Wärmepumpen einen hohen elektrischen Energiebedarf hat. Als Unterstützung besteht die Möglichkeit, klimaneutralen Strom aus PVT-Anlagen, die als Überdachung über öffentlichen Parkplätzen installiert werden können, zu erzeugen. Künftig wäre ein staatlicher Zuschuss für den Bau der Unterkonstruktion ein wesentlicher Faktor, um den Ausbau von Solarenergietechnik zu beschleunigen und dabei die städtische Mehrfachnutzung von Flächen zu unterstützen.

Die Erschließung der ermittelten Wärmequellen wäre nach der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bereits heute profitabler als die konventionelle Wärmeerzeugung. Somit muss die Politik nur noch den gesetzlichen Aufwand für die Errichtung erneuerbarer Wärmeerzeugungsanlagen verringern, damit sich mehr Energieversorgungsunternehmen dieser Quellen bedienen und den Ausbau vorantreiben. Insbesondere sollte der Fokus auf die Gewinnung von FWW gelegt werden, welche noch einheitliche gesetzliche Rahmenbedingungen benötigt. Zudem wäre künftig ein Gesetz, das Industrien verpflichtet,

erzeugte Abwärme innerbetrieblich zu nutzen oder anderweitig nutzbar zu machen, sehr zu begrüßen. Eine höhere CO₂-Steuer könnte zusätzlich eine Entscheidungshilfe für den Ausbau der erneuerbaren Technologien zur Wärmeerzeugung sein.

Die vorliegende Ausarbeitung hat den Grundstein für die Erstellung einer Machbarkeitsstudie gelegt. Für eine genauere Betrachtung ist es notwendig, mehr Informationen über die Potentiale im Betrachtungsgebiet zu sammeln, um genauere Aussagen treffen zu können. Außerdem wäre die Wärmeversorgung im nächsten Schritt auch zeitkritisch zu betrachten. So müssen auch Wärmespeichersysteme und Redundanzanlagen in die Berechnungen integriert werden. Abschließend ist es von größter Relevanz, dass eine enge Zusammenarbeit zwischen Energieversorgungsunternehmen und der Stadt sowie allen weiteren Stakeholdern stattfindet. Nur so kann die Wärmewende für Quartiere vollzogen werden.

7 Literatur

- Born, H., Bracke, R., Eicker, T., & Rath, M. (2022). *Roadmap Oberflächennahe Geothermie*. <https://doi.org/10.24406/PUBLICA-70>
- Bracke, R., Rocholl, W., Schmidt, B., Bussmann, G., Eicker, T., & Kelz, B. (2015). *Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW; Teil 4—Geothermie*. https://www.lanuv.nrw.de/fileadmin/lanuvpubl/3_fachberichte/Fachbericht_40-Teil4-Geothermie_web.pdf
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). (2021). *Dialog Klimaneutrale Wärme—Zielbild, Bausteine und Weichenstellungen 2030/2050*. 49.
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). (2022a). *Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)—Modul 1 Merkblatt Antragsstellung*.
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). (2022b). *Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)—Technische Anforderungen der Module 1 bis 4*.
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). (2022c). *BAFA - Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)*. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html
- Bundesnetzagentur. (2022, November). *Strompreise für Gewerbe- und Industriekunden in Deutschland in den Jahren 2012 bis 2022*. Statista. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/154902/umfrage/strompreise-fuer-industrie-und-gewerbe-seit-2006/>
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW). (2019). *Wie heizt das Land Bremen?* https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Heizungsmarkt_Regionalbericht_Bremen.pdf
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW). (2022). *Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland—6. Ausgabe 2020*. https://www.bdew.de/media/documents/20220511_Waermeverbrauchsanalyse_Foliensatz_2022_final.pdf
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW). (2023). *BDEW-Gaspreisanalyse Jahresbeginn 2023*. <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-gaspreisanalyse/>
- Bundesverband Wärmepumpe e.V. (BWP). (2022). Bundesverband Wärmepumpe e.V. <https://www.waermepumpe.de/presse/mediengalerie/grafiken/>
- Buri, R., & Kobel, B. K. (2004). *Wärmenutzung aus Abwasser—Leitfaden für Inhaber, Betreiber und Planer von Abwasserreinigungsanlagen und Kanalisationen*. Bundesamt für Energie. https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Energieeffizienz/Abwasserwaermenutzung/Leitfaden_Ratgeber/Leitfaden_Waerme_aus_Abwasser.pdf
- Burkhardt, J. (2022, Juni 26). Photovoltaik Neigungswinkel – Tabelle, Ertrag & Optimum | Echtsolar. *Echtsolar*. <https://echtsolar.de/photovoltaik-neigungswinkel/>
- Christner, D. T. (2022). *Verpflichtende Installation einer Photovoltaikanlage über neu hergestellten Parkplätzen auf Gewerbeflächen – ein Überblick über die gesetzliche Neu- regelung des § 8 Abs. 2 LBauO NRW*. GÖRG Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB.
- Claas-Reuther, J., Landsberg, F., Maaß, C., Möhring, P., Pavlenko, S., Pieper, H., Sandrock, M., Strodel, N., Adwiraah, H., Bildmann, C., Eirich, D., Mierendorff, L., & van der Linde, E. (2021). *Gutachten zur Analyse der zukünftigen CO₂-neutralen Wärmeversorgungsoptionen und politischrechtlicher Handlungsoptionen im Land Bremen*. <https://www.hamburg-institut.com/news/gutachten-zur-co2-neutralen-waermeversorgung-im-land-bremen/>

- Denkmaldatenbank—Landesamt für Denkmalpflege. (o. J.). Freie Hansestadt Bremen - Landesamt für Denkmalpflege. Abgerufen 14. Februar 2023, von https://www.denkmalpflege.bremen.de/denkmalliste/denkmaldatenbank-37984?doSearch=0&sv%5Brel_denkmal_adr_ort.id%5D=41400
- Deutsche Bundesstiftung Umwelt (DBU). (2022). *Abwärmenutzung aus Abwasser mittels externen Wärmeübertragern zur Beheizung einer Multifunktionshalle | Projektdatenbank*. Deutsche Bundesstiftung Umwelt. https://www.dbu.de/projekt_26988/01_db_2409.html
- Deutscher Wetterdienst (DWD) (Hrsg.). (2018). (DWD, Regionale Klima- und Umweltberatung Hamburg und Der Senator für Umwelt, Bau und Verkehr Bremen): *Klimaanpassungsstrategie Bremen.Bremerhaven. Begleitstudie Wetter und Klima im Land Bremen*. https://www.bauumwelt.bremen.de/sixcms/media.php/13/Wetter%20und%20Klima%20im%20Land%20Bremen_WEB.39120.pdf
- Deutscher Wetterdienst (DWD). (2023). *Wetter und Klima—Deutscher Wetterdienst—Leistungen—Globalstrahlung (mittlere 30-jährige Monats- und Jahressummen)*. Deutscher Wetterdienst. https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/strahlungskarten_mv.html;jsessionid=5FA523134820F38FA242C012D480867D.live11051?nn=16102
- Dunkelberg, E., Deisböck, A., Hirschl, B., Mitzinger, T., Röder, J., Salecki, S., Thier, P., & Wassermann, T. (2020). *Keimzellen für eine Quartierswärmeversorgung. Abwasserwärmenutzung durch Gebäude einer städtischen Wohnungsbaugesellschaft in einem Berliner Bestandsquartier* [Forschungsbericht]. IÖW.
- Eckert, W. (2022). *Flusswärmepumpe als klimafreundlicher Energielieferant*. <https://www.swr.de/wissen/so-funktioniert-eine-flusswaermepumpe-102.html>
- Eicker, U. (2003). *Solar technologies for buildings*. Wiley.
- Enercon. (2023). *Datenblatt „E-138 EP3“*. <https://www.enercon.de/produkte/ep-3/e-138-ep3/>
- Eskilson, P. (1987). *Thermal Analysis of Heat Extraction Boreholes*.
- Fernandes, F. T., Farret, F. A., de Nardin, C. R., Longo, A. J., & Trapp, J. G. (2014). PV Efficiency Improvement by Underground Heat Exchanging and Heat Storage. *3rd Renewable Power Generation Conference (RPG 2014)*, 6.3.3-6.3.3. <https://doi.org/10.1049/cp.2014.0875>
- Forschungsinstitut für Wasser- und Abfallwirtschaft an der RWTH Aachen e.V. (FiW). (2013). *Abschlussbericht—Potenziale und technische Optimierung der Abwasserwärmenutzung*. <https://docplayer.org/13024290-Abschlussbericht-ibb-potenziale-und-technische-optimierung-der-abwasserwaermenutzung-aktenzeichen-iv-7-042-600-003-c.html>
- Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI). (2013). *Industrielle Abwärmenutzung. Kurzstudie*. 44.
- Friotherm AG. (2018). *Värtan Ropsten – The largest sea water heat pump facility worldwide*. Friotherm AG. https://www.friotherm.com/wp-content/uploads/2017/11/vaertan_e008_uk.pdf
- Gniffke, P. (2022). *Kohlendioxid-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen*. <http://www.umweltbundesamt.de>
- Hamburger Energiewerke. (o. J.). *Solarthermie*. Hamburger Energiewerke. Abgerufen 12. November 2022, von <https://www.hamburger-energiewerke.de/wissen-themen/regenerative-energetraeger/solarthermie>
- Icha, P., Lauf, T., & Kuhs, G. (2022). *Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990—2021*. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-8>
- Jouhara, H., Khordehghah, N., Almahmoud, S., Delpech, B., Chauhan, A., & Tassou, S. A. (2018). Waste heat recovery technologies and applications. *Thermal Science and Engineering Progress*, 6, 268–289. <https://doi.org/10.1016/j.tsep.2018.04.017>
- Kaltschmitt, M., Streicher, W., & Wiese, A. (Hrsg.). (2020). *Erneuerbare Energien: Systemtechnik · Wirtschaftlichkeit · Umweltaspekte*. Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-61190-6>
- Kammer, H. (2018). *Thermische Seewassernutzung in Deutschland: Bestandsanalyse, Potential und Hemmnisse seewasserbetriebener Wärmepumpen*. Springer-Verlag.

- Kaufmann, M. (2004). *Leitfaden Wärmenutzung aus Abwasser*. https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Energieeffizienz/Abwasserwaermenutzung/Leitfaden_Ratgeber/Leitfaden_Waerme_aus_Abwasser.pdf
- König, K. W. (2015). *Wärmerückgewinnung aus dem Abwasserkanal*. https://www.tga-praxis.de/sites/default/files/public/data-fachartikel/mgt1115-pb-koenig-abwassernutzung_0.pdf
- Landesamt GeoInformation Bremen (LGB). (o. J.). *Auskunft für Behörden—Landesamt GeoInformation Bremen*. Landesamt GeoInformation Bremen. Abgerufen 4. Februar 2022, von <https://www.geo.bremen.de/auskunft/auskunft-fuer-behoerden-12324>
- Lewicki, P. (2022, Dezember 15). *Erneuerbare Energien in Zahlen* [Text]. Umweltbundesamt; Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen>
- Luderer, G., Kost, C., & Sörgel, D. S. (2021). *Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045*. [https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet-2045-szenarienreport/#:~:text=im%20Zieljahr%20der%20Klimaneutralit%C3%A4t%20liegt,7c\)](https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet-2045-szenarienreport/#:~:text=im%20Zieljahr%20der%20Klimaneutralit%C3%A4t%20liegt,7c))
- Michalik, M. (2021). *Klimaschutzstrategie für das Land Bremen* [Abschlussbericht]. Enquetekommission. <https://www.bremische-buergerschaft.de/index.php?id=enquete-klimaschutz&noMobile=1>
- Oexle, S., & Brinker, A. (2022). Auswirkungen des Klimawandels auf verschiedene Fischarten in Fließgewässern. *Die Variabilität natürlicher Prozesse – Eine Herausforderung bei der Planung von Fischaufstiegsanlagen. 7. Kolloquium zur Herstellung der ökologischen Durchgängigkeit der Bundeswasserstraßen 18. und 19. November 2021*, 13–18. <http://henry.baw.de/handle/20.500.11970/110547>
- Panteleit, B., Ortmann, S., & Langer, S. (2022). *Leitfaden oberflächennahe Geothermie im Land Bremen*. <https://www.gdfb.de/wp-content/uploads/2022/10/Leitfaden-Geothermie-Bremen.pdf>
- Pehnt, M., Bödeker, J. B., Arens, M., Jochem, E., & Idrissova, F. (2010). *Die Nutzung industrieller Abwärme – technisch-wirtschaftliche Potenziale und energiepolitische Umsetzung*. https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/Nutzung_industrieller_Abwaerme.pdf
- Peters, M., Steidle, T., Hebisch, H., Skok, J., Berg, A., Graef, D., & Anders, F. (2022). *Kommunale Wärmeplanung—Technikkatalog*.
- Pfefferer, B., Bayer, G., Fuchsluger, M., Götzl, G., Hoyer, S., Kalasek, R., Brus, T., & Zeininger, J. (2020). *AnergieUrban—Stufe 1 Die Stadt als Energiespeicher* (S. 79) [Projektbericht]. ÖGUT, GBA, TU Wien, zeininger architekten. https://www.oegut.at/de/medien/publikation.php?id=1563&ref_id=11925
- Rybach, L. (2015). Classification of geothermal resources by potential. *Geothermal Energy Science*, 3(1), 13–17. <https://doi.org/10.5194/gtes-3-13-2015>
- Schabbach, T., & Leibbrandt, P. (2021). *Solarthermie: Wie Sonne zu Wärme wird*. Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-59488-9>
- Schuberth, J. (2022). *Umgebungswärme und Wärmepumpen*. Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/umgebungswaerme-waermepumpen>
- Seifert, J., & Seidel, P. (2022). *Wärmenetze der 5. Generation – eine Technologiebeschreibung*. Freie Wärme. https://www.freie-waerme.de/fileadmin/Freie-Waerme-DE/Downloads/Fachbeitrag_Kalte_Nahwaerme/Waermenetze_der_5_Generation_230322.pdf
- Senatorin für Klimaschutz, Umwelt, Mobilität, Stadtentwicklung und Wohnungsbau (SKUMS). (2022). *Messstation Bremen-Hemelingen—Die Senatorin für Klimaschutz, Umwelt, Mobilität, Stadtentwicklung und Wohnungsbau*. <https://www.bauumwelt.bremen.de/umwelt/wasser/oberflaechengewaesser/messstation-bremen-hemelingen-28654>
- Stryi-Hipp, G., & Uhland, T. (2022). *Photovoltaikparkplätze – Solarüberdachungen von Park- & Stellplätzen*. Solar Cluster Baden-Württemberg e.V. <https://solarcluster->

[bw.de/fileadmin/Dokumente/Aktuelles/Nachrichten/2022/2022_01_Solar_Cluster_BW_PV-Netzwerk_Faktenpapier_Photovoltaik-Parkplaetze.pdf](https://www.bw.de/fileadmin/Dokumente/Aktuelles/Nachrichten/2022/2022_01_Solar_Cluster_BW_PV-Netzwerk_Faktenpapier_Photovoltaik-Parkplaetze.pdf)

- swb Services AG & Co. KG (swb). (o. J.). *Solarkataster: Die Sonne als Energielieferanten nutzen* | swb. swb. Abgerufen 14. Februar 2023, von <https://www.swb.de/service/solarkataster>
- Übel, M. (2023, Januar 14). *Wetter und Klima—Deutscher Wetterdienst—Thema des Tages—Die Sonne machte 2022 Überstunden—Endbilanz.* Deutscher Wetterdienst. https://www.dwd.de/DE/wetter/thema_des_tages/2023/1/14.html
- United Nations. (2015). *Transforming our world: The 2030 Agenda for Sustainable Development.* <https://documents-dds-ny.un.org/doc/UNDOC/GEN/N15/291/89/PDF/N1529189.pdf?OpenElement>
- van Treeck, R., & Wolter, D. C. (2021). *Temperaturempfindlichkeiten der Fischgemeinschaften in deutschen Fließgewässern – Überprüfung der Orientierungswerte für die Temperatur* (Abschlussbericht O 10.20). Leibniz-Institut für Gewässerökologie und Binnenfischerei; Auftraggeber: Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Wasser (LAWA).
- Verein Deutscher Ingenieure e.V. (VDI) (Hrsg.). (2013). *VDI-Wärmeatlas.* Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-19981-3>
- Völkel (SKUMS), M., Stanislawski (SKUMS), K., Wesser (swb), A., Senkel (swb), A., Spallek, M., Knies (HSB), J., Klefoth (HSB), T., & Kotterheinrich (WWNW), K. (2022, Dezember 5). *Austauschrunde Flusswasserwärme Vordere Neustadt* [Microsoft Teams].
- Wärme Hamburg. (2021). *Aurubis AG und Wärme Hamburg GmbH bauen größte Industriewärmeversorgung Deutschlands weiter aus—Wärme Hamburg.* <https://waerme.hamburg/presse-media/pressemitteilungen/aurubis-ag-und-waerme-hamburg-gmbh-bauen-groesste-industriewaermeversorgung-deutschlands-weiter-aus>
- Werner, T. (2020). *Energiekonzept Überseeinsel.* https://www.windenergiecluster-mv.de/export/sites/windenergiecluster-mv/dokumente/20201208_vortraege-gruene-waerme-und-ptn-in-mv/05_tobiaswerner_Ueberseeinsel_energiekonzept_uberseeinsel.pdf
- Werth, S., Weibel, D., Alp, M., Junker, J., Karpati, T., Peter, A., & Scheidegger, C. (2011). *Lebensraumverbund Fließgewässer: Die Bedeutung der Vernetzung. Wasser, Energie, Luft,* 224–234. <https://www.dora.lib4ri.ch/eawag/islandora/object/eawag%3A6711/>
- Wesernetz. (2023). *Netzverluste und Anteil erneuerbarer Energien—Wesernetz.* Wesernetz - Fernwärme Netzverluste in Bremen. <https://www.wesernetz.de/fuer-mein-zuhause/nachhaltiges-zuhause/fernwaerme/fernwaermetz-bremen/fernwaerme-netzverluste>
- Wietschel, M., Ullrich, S., Markewitz, P., Schulte, F., & Genoese, F. (2015). *Energietechnologien der Zukunft: Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze.* Springer Fachmedien Wiesbaden.
- Zeininger, J. (2020). *SMART Block Geblergasse Wien—Solare und Geothermische Wärme- und Kälteversorgung im Baublock der historischen Stadt.* Erdwärme für Bestandsquartiere, Wien. https://www.tsb-energie.de/fileadmin/Redakteure/Veranstaltungen/Energiewende_und_Klimaschutz/2021/Referentenbeitraege/Johannes_Zeininger_-_Zeininger_Architekten.pdf

Anhang

Anhang I	Fördermöglichkeiten
Anhang II	Flusswasserwärme – Berechnungen
Anhang III	Solarthermie – Technisches Potential
Anhang IV	Solarenergie – PV- und PVT-Simulationsergebnisse
Anhang V	Geothermie – Anzahl der Sonden
Anhang VI	Geothermie – Wärmeleitfähigkeit des Untergrundes in 100 m Tiefe
Anhang VII	Industrielle Abwärme – Berechnungen
Anhang VIII	Abwasserwärme – Berechnungen
Anhang IX	Standorte der Wärmepotentiale und Wärmenetz
Anhang X	Anteil erneuerbarer Energien
Anhang XI	CO ₂ -Berechnungen

Anhang I Fördermöglichkeiten

Komponente und Anlagen	Förderfähig in Modul 2	Förderfähig in Modul 3
Solarthermie	Ja	Ja
Wärmepumpen mit Umweltwärme	Ja	Ja
Tiefe Geothermie	Ja	Nein
Fest Biomasse	Ja	Ja
Abwärmeauskopplung	Ja	Nein
Rohrleitungen (inkl. Dämmung)	Ja	Ja, für den Anschluss von EE-Erzeugern und die Integration von Abwärme sowie die Erweiterung von Wärmenetzen
Verlege- und Tiefbauarbeiten	Ja	Ja
Armaturen	Ja	Ja, für den Anschluss von EE-Erzeugern und die Integration von Abwärme sowie die Erweiterung von Wärmenetzen
Leckageüberwachung	Ja	Ja, für den Anschluss von EE-Erzeugern und die Integration von Abwärme sowie die Erweiterung von Wärmenetzen
Hocheffiziente Pumpen	Ja	Ja, für den Anschluss von EE-Erzeugern und die Integration von Abwärme sowie die Erweiterung von Wärmenetzen
Anlagen zur Druckerhöhung und Druckhaltung	Ja	Ja, für den Anschluss von EE-Erzeugern und die Integration von Abwärme sowie die Erweiterung von Wärmenetzen
MSR-Technik	Ja	Nein, nicht als alleinige Maßnahme. Nur förderfähig im Zusammenhang mit einer im Modul 3 förderfähigen Einzelanlage
Wärmeübertrager	Ja	Nein
Wärmespeicher	Ja	Ja
Wärmeübergabestationen (inkl. dezentraler Wärmepumpen)	Ja	Ja
Wärmepumpen im Wärmenetz	Ja	Nein
Besicherungsanlagen	Ja, aber ausschließlich mit Biogas oder Biomethan befeuerte Anlagen	Nein
Heizzentrale	Ja	Nein

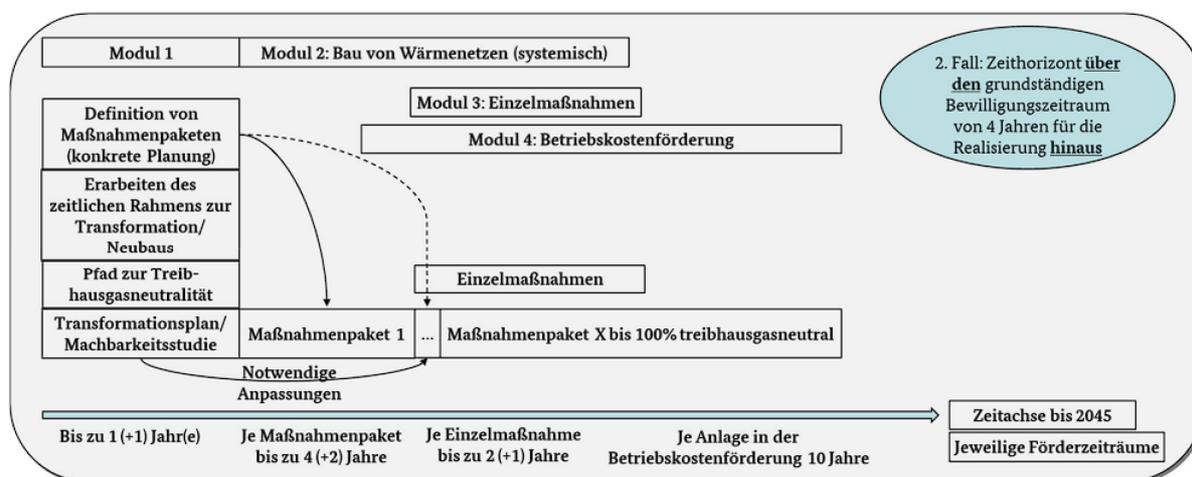
Planungsleistungen angelehnt an die HOAI Leistungsphasen 5 - 8	Ja	Ja, in Verbindung mit einer förderfähigen Anlage
--	----	--

Gleichung 1: Betriebskostenförderung Wärmepumpen

$$\begin{aligned}
 & \text{Betriebskostenförderung} \left[\frac{ct}{kWh_{th}} \right] \\
 &= \left[5,5 * \frac{ct}{kWh_{Umgebungswärme \text{ oder } Abwärme}} - \left(6,8 - \frac{17}{JAZ} \right) \right. \\
 & \quad \left. * 0,75 \frac{ct}{kWh_{Umgebungswärme \text{ oder } Abwärme}} \right] * \left(\frac{JAZ}{JAZ - 1} \right)
 \end{aligned}$$

Gleichung 2: Betriebskostenförderung Solarthermie

$$\text{Betriebskostenförderung} \left[\frac{ct}{kWh_{th}} \right] = 3 * \frac{ct}{kWh_{th}} - \left(\frac{8}{2,5} - \frac{8}{JAZ} \right) * 0,75 \frac{ct}{kWh_{th}}$$



Quelle: BAFA, 2022b

Anhang II Flusswasserwärme – Berechnungen

Theoretisches Potential kleine Weser:

$$P_{thermisch} = 5 \frac{m^3}{s} * 998 \frac{kg}{m^3} * 4,186 \frac{kJ}{kg * K} * 3 K$$

$$P_{thermisch} = 62.664,42 kW \triangleq 62,7 MW$$

Einsetzen der Stunden pro Jahr (8.760 h/a):

$$E = 62.664,42 kW * 8.760 \frac{h}{a} = 548.940.319,2 \frac{kWh}{a} \triangleq 548.940,3 \frac{MWh}{a} \triangleq 548,9 \frac{GWh}{a}$$

Technisches Potential kleine Weser:

$$P_{thermisch} = 5 \frac{m^3}{s} * 998 \frac{kg}{m^3} * 4,186 \frac{kJ}{kg * K} * 3 K$$

$$P_{thermisch} = 62.664,42 kW \triangleq 62,7 MW$$

Einsetzen der Volllaststunden (6.000 h/a):

$$E = 62.664,42 kW * 6.000 \frac{h}{a} = 375.986.520 \frac{kWh}{a} \triangleq 375.986,52 \frac{MWh}{a} \triangleq 375,98 \frac{GWh}{a}$$

Dies ist das Potential rein aus dem Flusswasser. Um dies nutzbar zu machen wird eine Wärmepumpe eingesetzt. Die dafür benötigte elektrische Energie ergibt sich aus der JAZ. Diese elektrische Energie wird folglich in Wärme umgewandelt. Daraus ergibt sich:

$$E = 375.986,52 \frac{MWh}{a} + 96.406,8 \frac{MWh}{a} = 472.393,32 \frac{MWh}{a}$$

Bei einer JAZ von 3,9

Erschließbares Potential kleine Weser:

$$P_{thermisch} = 0,25 \frac{m^3}{s} * 998 \frac{kg}{m^3} * 4,186 \frac{kJ}{kg * K} * 3 K$$

$$P_{thermisch} = 3.133,2 kW \triangleq 3,13 MW$$

Einsetzen der Volllaststunden (6.000 h/a):

$$E = 3.133,2 kW * 6.000 \frac{h}{a} = 18.799.326 \frac{kWh}{a} \triangleq 18.799,3 \frac{MWh}{a} \triangleq 18,79 \frac{GWh}{a}$$

Mit elektrischer Energie:

$$E = 18.799,3 \frac{MWh}{a} + 4.820,34 \frac{MWh}{a} = 23.619,67 \frac{MWh}{a}$$

Bei einer JAZ von 3,9

Theoretisches Potential Weser:

$$P_{thermisch} = 239,3 \frac{m^3}{s} * 998 \frac{kg}{m^3} * 4,186 \frac{kJ}{kg * K} * 3 K$$

$$P_{thermisch} = 2.999.119,14 kW \triangleq 2.999 MW$$

Einsetzen der Stunden pro Jahr (8.760 h/a):

$$E = 2.999.119,14 kW * 8.760 \frac{h}{a} = 26.272.283.677 \frac{kWh}{a} \triangleq 26.272.283,6 \frac{MWh}{a} \triangleq 26.272 \frac{GWh}{a}$$

Technisches Potential Weser:

$$P_{thermisch} = 239,3 \frac{m^3}{s} * 998 \frac{kg}{m^3} * 4,186 \frac{kJ}{kg * K} * 3 K$$

$$P_{thermisch} = 2.999.119,14 kW \triangleq 2.999 MW$$

Einsetzen der Volllaststunden (6.000 h/a):

$$E = 2.999.119,14 kW * 6.000 \frac{h}{a} = 17.994.714.847,2 \frac{kWh}{a} \triangleq 17.994.714,85 \frac{MWh}{a}$$

$$\triangleq 17.994,71 \frac{GWh}{a}$$

Mit elektrischer Energie:

$$E = 17.994.714,85 \frac{MWh}{a} + 4.614.029,45 \frac{MWh}{a} = 22.608.744,30 \frac{MWh}{a}$$

Bei einer JAZ von 3,9

Erschließbares Potential Weser:

$$P_{thermisch} = 11,965 \frac{m^3}{s} * 998 \frac{kg}{m^3} * 4,186 \frac{kJ}{kg * K} * 3 K$$

$$P_{thermisch} = 149.955,96 kW \triangleq 149,96 MW$$

Einsetzen der Volllaststunden (6.000 h/a):

$$E = 149.955,95 kW * 6.000 \frac{h}{a} = 899.735.742,36 \frac{kWh}{a} \triangleq 899.735,74 \frac{MWh}{a} \triangleq 899,74 \frac{GWh}{a}$$

Mit elektrischer Energie:

$$E = 889.735,74 \frac{MWh}{a} + 230.701,47 \frac{MWh}{a} = 1.130.437,21 \frac{MWh}{a}$$

Bei einer JAZ von 3,9

Anhang III Solarthermie – Technisches Potential

Kleinkunden

Wärmebedarf <120.000 kWh/a

Simulation	Kategorie	Beschreibung	Anzahl Module insgesamt	Gesamtbruttofläche [m ²]	Abgegebene solarthermische Energie [MWh/a]	Gesamtertrag nach 25% Verlust in Rohrleitungen und Wärmetauscher [MWh/a]	Spezifischer Jahresertrag [MWh/a*m ²]
1	Eignung 1	Südost, oA	1.194	2.806	478	359	0,170
2		Südwest, oA	3.034	7.130	871	653	0,122
3	Eignung 2	Südost, oA	2.408	5.659	692	519	0,122
4		Südwest, oA	2.110	4.959	700	525	0,141
5	Eignung 1&2	Süd, 15° Neigung, mA	367	862	157	118	0,182
6		Ost-West, 10°, mA	761	1.788	209	157	0,117
		Summe	9.113	21.416	2.898	2.174	

Großabnehmer

Wärmebedarf >120.000 kWh/a

Simulation	Kategorie	Beschreibung	Anzahl Module insgesamt	Gesamtbruttofläche [m ²]	Abgegebene solarthermische Energie [MWh/a]	Gesamtertrag nach 25% Verlust in Rohrleitungen und Wärmetauscher [MWh/a]	Spezifischer Jahresertrag [MWh/a*m ²]
1	Eignung 1	Südost, oA	31	73	14,6	10,928	0,200
2		Südwest, oA	286	672	141	106	0,210
3	Eignung 2	Südost, oA	345	811	151	113	0,186
4		Südwest, oA	220	517	113	85	0,219
5	Eignung 1&2	Süd, 15° Neigung, mA	331	778	140	105	0,180
6		Ost-West, 10°, mA	688	1.617	191	143	0,118
		Summe	1.213	2.851	560	420	

Ankerkunde
HACHEZ

Simulation	Kategorie	Beschreibung	Anzahl Module insgesamt	Gesamtbruttofläche [m ²]	Abgegebene solarthermische Energie [MWh/a]	Gesamtertrag nach 25% Verlust in Rohrleitungen und Wärmtauscher [MWh/a]	Spezifischer Jahresertrag [MWh/a*m ²]
1	Eignung 1	Südost, oA	-	-	-	-	-
2		Südwest, oA	94	221	47,7	35,8	0,216
3	Eignung 2	Südost, oA	20	47	8,7	6,5	0,185
4		Südwest, oA	15	35	8,6	6,5	0,244
5	Eignung 1 & 2	Süd, 15° Neigung, mA	102	240	49	37	0,206
6		Ost-West, 10°, mA	212	498	67	50	0,135
		Summe	231	543	114	86	

Ankerkunde
HSB

Simulation	Kategorie	Beschreibung	Anzahl Module insgesamt	Gesamtbruttofläche [m ²]	Abgegebene solarthermische Energie [MWh/a]	Gesamtertrag nach 25% Verlust in Rohrleitungen und Wärmtauscher [MWh/a]	Spezifischer Jahresertrag [MWh/a*m ²]
1	Eignung 1	Südost, oA	-	-	-	-	-
2		Südwest, oA	-	-	-	-	-
3	Eignung 2	Südost, oA	-	-	-	-	-
4		Südwest, oA	11	26	5,8	4,4	0,224
5	Eignung 1 & 2	Süd, 15° Neigung, mA	435	1022	184	138	0,180
6		Ost-West, 10°, mA	903	2.122	239	179	0,113
		Summe	446	1.048	190	142	

Ankerkunden
RKKH

Simulation	Kategorie	Beschreibung	Anzahl Module insgesamt	Gesamtbruttofläche [m ²]	Abgegebene solarthermische Energie [MWh/a]	Gesamtertrag nach 25% Verlust in Rohrleitungen und Wärmtauscher [MWh/a]	Spezifischer Jahresertrag [MWh/a*m ²]
1	Eignung 1	Südost, oA	-	-	-	-	-
2		Südwest, oA	-	-	-	-	-
3	Eignung 2	Südost, oA	-	-	-	-	-
4		Südwest, oA	-	-	-	-	-
5	Eignung 1 & 2	Süd, 15° Neigung, mA	386	907	162	122	0,179
6		Ost-West, 10°, mA	801	1.882	217	163	0,115
		Summe	386	907	162	122	

Ankerkunden
Südbad

Simulation	Kategorie	Beschreibung	Anzahl Module insgesamt	Gesamtbruttofläche [m ²]	Abgegebene solarthermische Energie [MWh/a]	Gesamtertrag nach 25% Verlust in Rohrleitungen und Wärmtauscher [MWh/a]	Spezifischer Jahresertrag [MWh/a*m ²]
1	Eignung 1	Südost, oA	-	-	-	-	-
2		Südwest, oA	6	14	2,5	1,9	0,177
4	Eignung 2	Südost, oA	-	-	-	-	-
5		Südwest, oA	2	5	1,0	0,8	0,213
5	Eignung 1 & 2	Süd, 15° Neigung, mA	135	317	63	47	0,198
6		Ost-West, 10°, mA	281	660	87	65	0,131
		Summe	143	336	66	50	

Weniger geeignet und ungeeignete Flächen - Alle Versorgungskunden

Simulation	Kategorie	Beschreibung	Anzahl Module insgesamt	Gesamtbruttofläche [m ²]	Abgegebene solarthermische Energie [MWh/a]	Gesamtertrag nach 25% Verlust in Rohrleitungen und Wärmetauscher [MWh/a]	Spezifischer Jahresertrag [MWh/a*m ²]
1	Eignung 3 & 6	Südost, oA	641	1.506	183	137	0,121
2		Südwest, oA	1.516	3.563	337	253	0,095
3		Nordost, oA	749	1.760	56	42	0,032
4		Nordwest, oA	928	2.181	99	74	0,045
5		Süd, 15° Neigung, mA	88	207	30	22	0,145
6		Ost-West, 10°, mA	184	432	43	32	0,100
		Summe	3.922	9.217	705	529	

Anhang IV Solarenergie – PV- und PVT-Simulationsergebnisse

PVT-Simulation

	Parkplatz Beck	Parkplatz Rewe-Aldi	Parkplatz Südbad	Summe
Flächengröße [m ²]	3.971	1.276	4.177	
Modulanzahl	760	242	780	1.782
Gesamte Nennleistung [MW]	0,24	0,08	0,25	0,57
Solarthermische Energie an System [MWh/a ohne Verlust	237	128	240	
Solarthermische Energie nach 10% Abschlag wegen Verschattung [MWh/a]	213	115	216	
Solarthermische Nutzenergie nach 25% Verlust in Rohrleitung und Wärmetauscher [MWh/a]	160	86	162	408
PV Ertrag nach Wechselrichter [MWh/a]	238	69	221	
PV Ertrag nach 10% Abschlag wegen Verschattung [MWh/a]	214	62	199	
Stromeigenverbrauch für Pumpensystem [MWh/a]	3	3	3	
PV Nettoertrag Netzeinspeisung [MWh/a]	211	59	196	467

PV-Simulation

	Parkplatz Beck	Parkplatz Rewe-Aldi	Parkplatz Südbad	Summe
Flächengröße [m ²]	3971	1276	4177	
Modulanzahl	760	242	780	1.782
Gesamte Nennleistung [MW]	0,24	0,08	0,25	0,57
PV Ertrag nach Wechselrichter [MWh/a]	214	62	198	
PV Ertrag nach 10% Abschlag wegen Verschattung (Netzeinspeisung) [MWh/a]	193	55	179	427

Vergleich

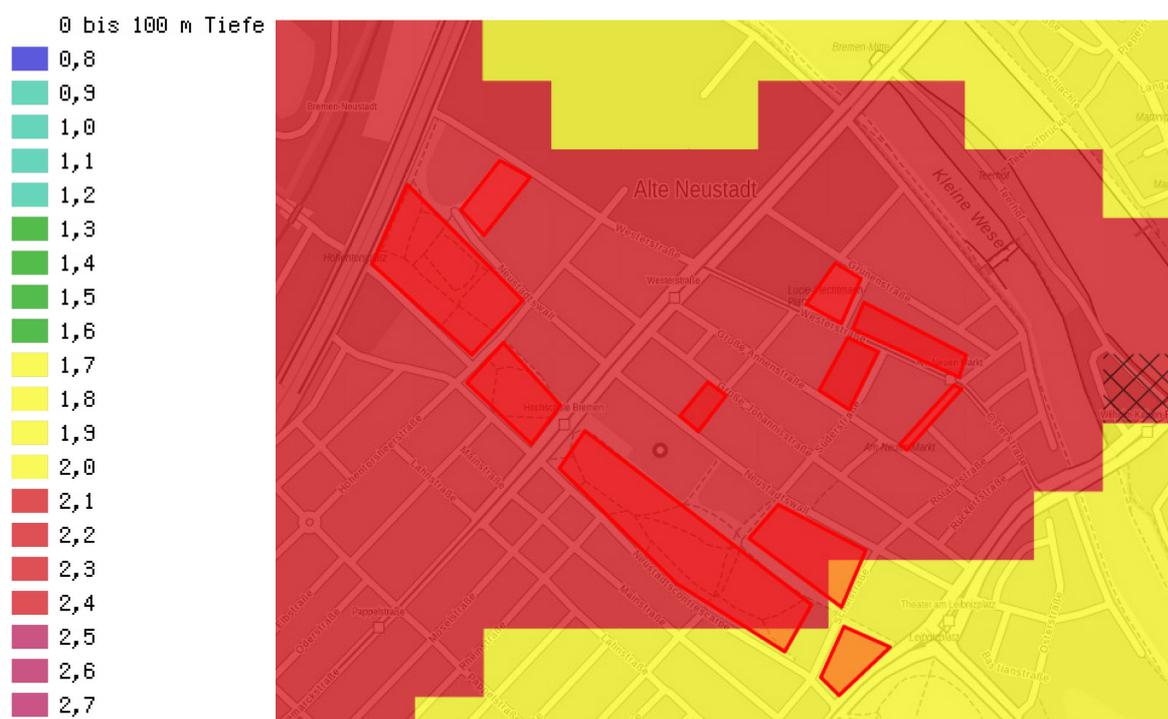
	PVT	PV
Spezifischer Stromertrag [kWh/kWp]	819	749

Anhang V Geothermie – Anzahl der Sonden

Standorte	Flächen	Anzahl Sonden
Neustadtswall 1	215m x 100m	560
Neustadtswall 2	145m x 86m	336
Neustadtswall 3	465m x 89m	1.078
Neustadtswall 4	100m x 51m	128
Parkplatz Südbad	96m x 80m	208
Parkplatz Rewe	62m x 30m	50
	33m x 21m	15
	13m x 12m	4
Parkplatz Hochschule	68m x 23m	33
Parkplatz HACHEZ	51m x 10m	4
	43m x 37m	24
	20m x 9m	3
	12m x 10m	2
Parkplatz Beck	157m x 47m	182
Lucie-Flechtmann-Platz	86m x 51m	112
Neuer Markt	106m x 14m	34
Gesamt		2.795

Anhang VI Geothermie – Wärmeleitfähigkeit des Untergrundes in 100 m Tiefe

Standort	Wärmeleitfähigkeit in W/mK
Neustadtwall 1	2,2
Neustadtwall 2	2,2
Neustadtwall 3	2,1
Neustadtwall 4	1,9
Parkplatz Südbad	2,2
Parkplatz Rewe	2,3
Parkplatz Hochschule	2,3
Parkplatz HACHEZ	2,3
Parkplatz Beck	2,3
Lucie-Flechtmann-Platz	2,3
Neuer Markt	2,3



Quelle: <https://gdfbmapserver.marum.de/mapbender3/application/Geothermie>

Anhang VII Industrielle Abwärme – Berechnungen

Theoretisches Potential Abwärme:

$$P_{thermisch} = 0,028935 \frac{m^3}{s} * 998 \frac{kg}{m^3} * 4,186 \frac{kJ}{kg * K} * 40 K$$

$$P_{thermisch} = 4.835,19 kW \cong 4,8 MW$$

Einsetzen der Stunden pro Jahr (8.760 h/a):

$$E = 4.835,19 kW * 8.760 \frac{h}{a} = 42.356.235,03 \frac{kWh}{a} \cong 42.356,23 \frac{MWh}{a} \cong 42,36 \frac{GWh}{a}$$

Technisches Potential Abwärme:

$$P_{thermisch} = 0,028935 \frac{m^3}{s} * 998 \frac{kg}{m^3} * 4,186 \frac{kJ}{kg * K} * 40 K$$

$$P_{thermisch} = 4.835,19 kW \cong 4,8 MW$$

Einsetzen der Volllaststunden (700.8 h/a):

$$E = 4.835,19 kW * 7.008 \frac{h}{a} = 33.885.011,52 \frac{kWh}{a} \cong 33.885,01 \frac{MWh}{a} \cong 33,89 \frac{GWh}{a}$$

Erschließbares Potential Abwärme:

$$P_{thermisch} = 0,028935 \frac{m^3}{s} * 998 \frac{kg}{m^3} * 4,186 \frac{kJ}{kg * K} * 15 K$$

$$P_{thermisch} = 1813,19 kW \cong 18,13 MW$$

Einsetzen der Volllaststunden (7884 h/a):

$$E = 1813,19 kW * 7.884 \frac{h}{a} = 12.706.835,52 \frac{kWh}{a} \cong 12.706,84 \frac{MWh}{a} \cong 12,71 \frac{GWh}{a}$$

Zzgl. elektrischer Energie, bei einer JAZ von 4,3:

$$E = 16.558 \frac{MWh}{a} \cong 16,56 \frac{GWh}{a}$$

Anhang VIII Abwasserwärme – Berechnungen

Theoretisches Potential Abwasserwärme:

$$P_{thermisch} = 1200 \text{ m} * 3,4 \frac{\text{kW}}{\text{m}}$$

$$P_{thermisch} = 4.080 \text{ kW} \triangleq 4,1 \text{ MW}$$

Einsetzen der Stunden pro Jahr (8.760 h/a):

$$E = 4.080 \text{ kW} * 8.760 \frac{\text{h}}{\text{a}} = 35.740.800 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \triangleq 35.740,8 \frac{\text{MWh}}{\text{a}} \triangleq 35,74 \frac{\text{GWh}}{\text{a}}$$

Technisches Potential Abwasserwärme:

$$P_{thermisch} = 200 \text{ m} * 3,4 \frac{\text{kW}}{\text{m}}$$

$$P_{thermisch} = 680 \text{ kW} \triangleq 0,7 \text{ MW}$$

Einsetzen der Volllaststunden (7.008 h/a):

$$E = 680 \text{ kW} * 7.008 \frac{\text{h}}{\text{a}} = 4.765.440 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \triangleq 4.765,44 \frac{\text{MWh}}{\text{a}} \triangleq 4,77 \frac{\text{GWh}}{\text{a}}$$

Erschließbares Potential Abwasserwärme:

$$P_{thermisch} = 200 \text{ m} * 3,4 \frac{\text{kW}}{\text{m}}$$

$$P_{thermisch} = 680 \triangleq 0,7 \text{ MW}$$

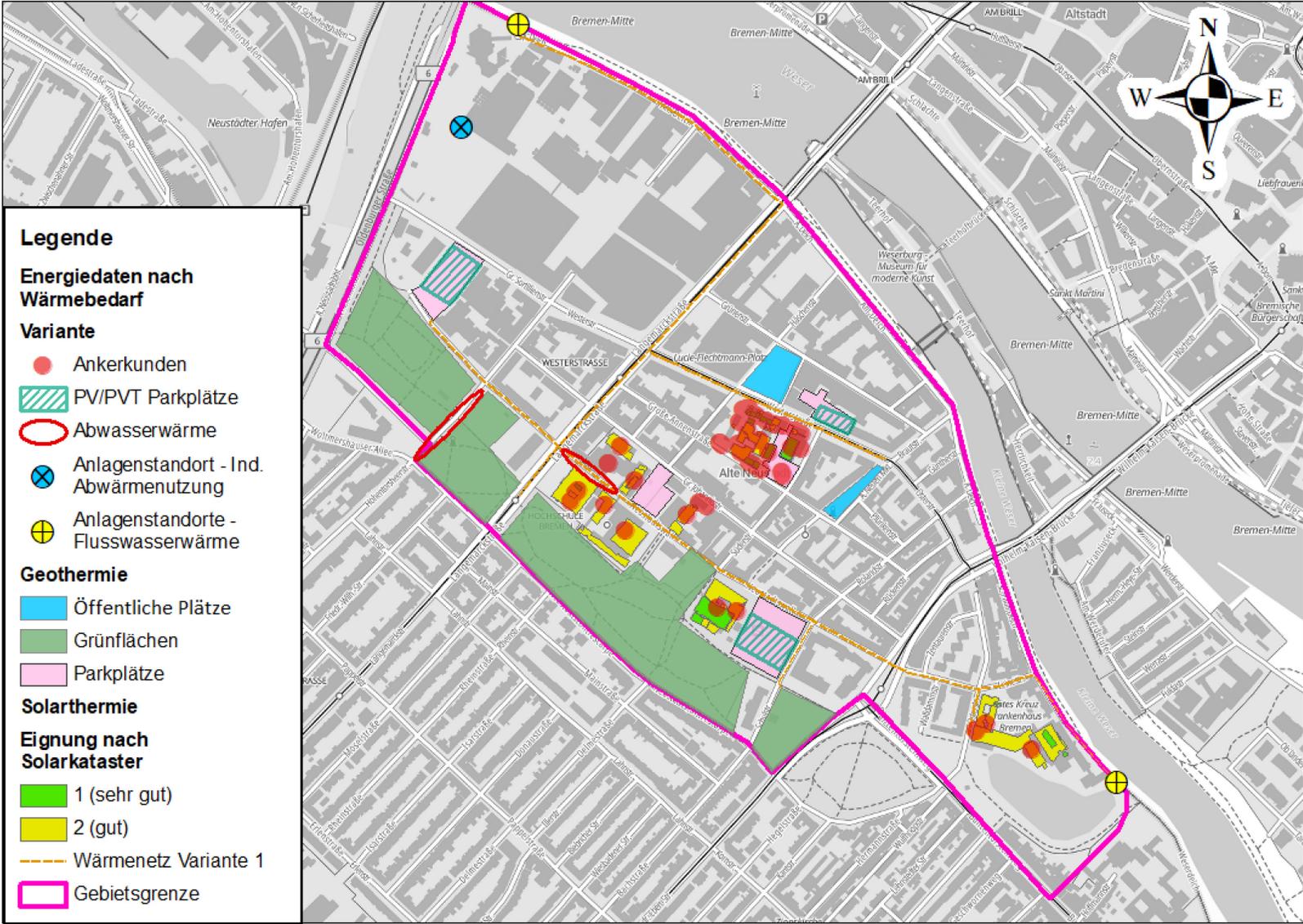
Einsetzen der Volllaststunden (4000 h/a):

$$E = 680 \text{ kW} * 4.000 \frac{\text{h}}{\text{a}} = 2.720.000 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \triangleq 2.720 \frac{\text{MWh}}{\text{a}} \triangleq 2,72 \frac{\text{GWh}}{\text{a}}$$

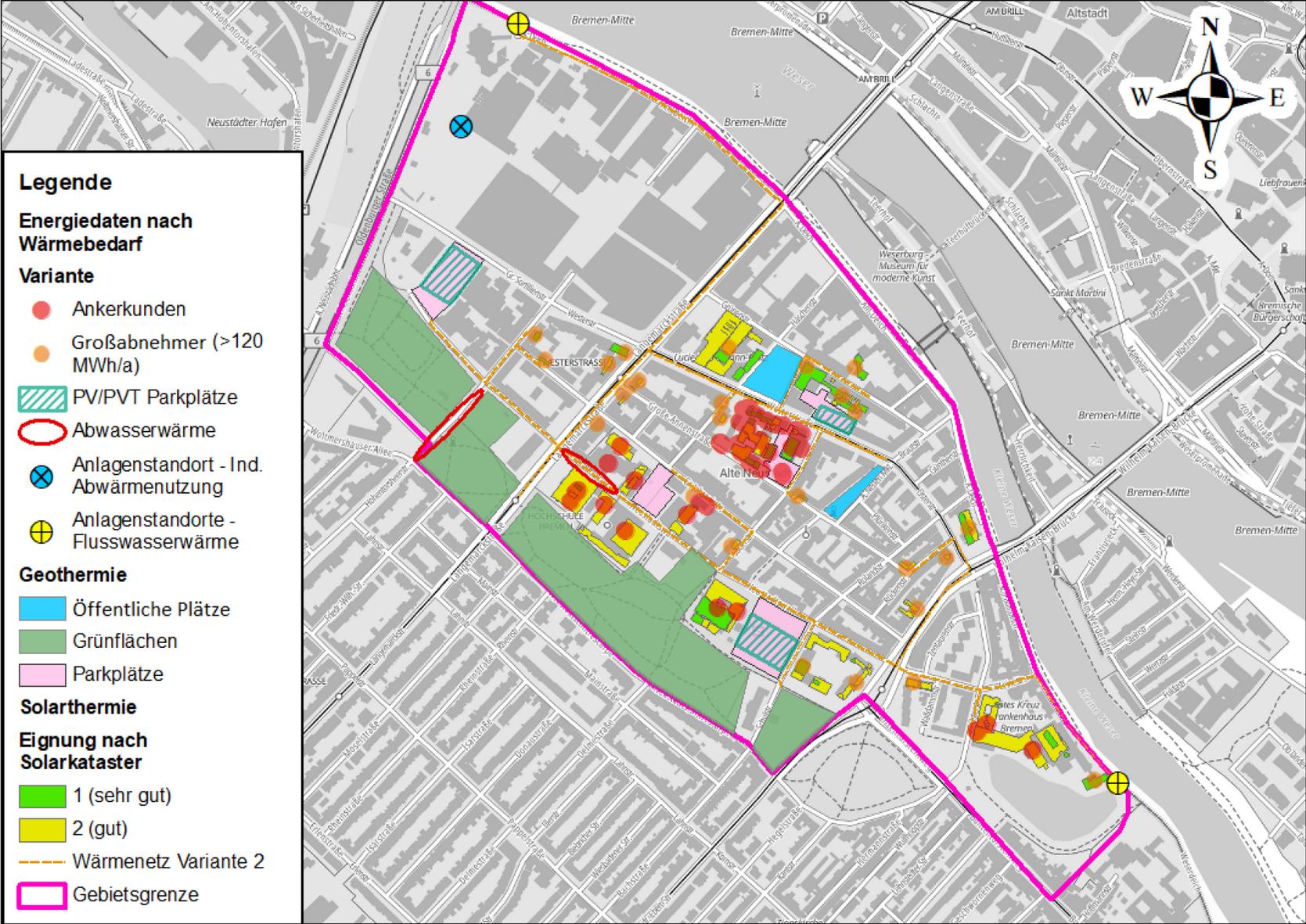
Zzgl. elektrischer Energie, bei einer JAZ von 3,1:

$$E = 4.015 \frac{\text{MWh}}{\text{a}} \triangleq 4,02 \frac{\text{GWh}}{\text{a}}$$

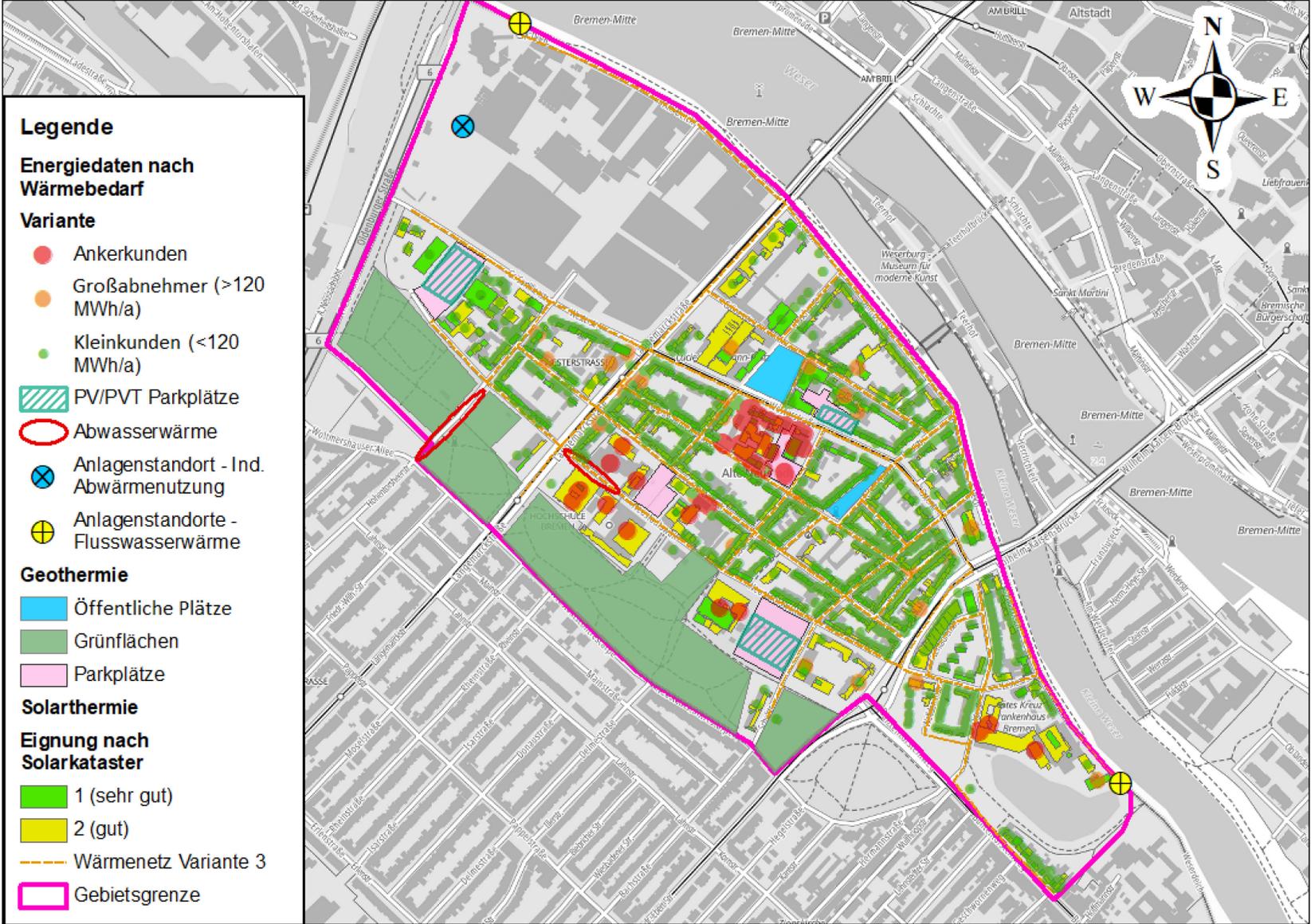
Wärmenetz – Versorgungsvariante 1



Wärmenetz – Versorgungsvariante 2



Wärmenetz – Versorgungsvariante 3



Anhang X Anteil erneuerbarer Energien

Variante 1

$$EE = \left(\frac{20.300 \text{ MWh}}{69.300 \text{ MWh}} + 0,085 \right) * 0,93 * 100 = 35,15 \%$$

0,085 à da dieser Anteil (8,5 %) bereits jetzt durch erneuerbare Quellen von Wohngebäuden benutzt wird

0,93 à da im Jahr 2038 93 % erneuerbarer Strom im deutschen Stromnetz vorliegt

Variante 2

$$EE = \left(\frac{25.600 \text{ MWh}}{69.300 \text{ MWh}} + 0,085 \right) * 0,93 * 100 = 42,26 \%$$

0,085 à da dieser Anteil (8,5 %) bereits jetzt durch erneuerbare Quellen von Wohngebäuden benutzt wird

0,93 à da im Jahr 2038 93 % erneuerbarer Strom im deutschen Stromnetz vorliegt

Variante 3

$$EE = \left(\frac{69.300 \text{ MWh}}{69.300 \text{ MWh}} \right) * 0,93 * 100 = 93 \%$$

0,93 à da im Jahr 2038 93 % erneuerbarer Strom im deutschen Stromnetz vorliegt

Anhang XI CO₂-Berechnungen

CO₂-Emissionen

Status Quo

$$CO_2 = \frac{\text{aktuelle CO}_2 \text{ Emissionen für Wärme in } \frac{g}{kWh} * \text{Gesamtwärmebedarf in } \frac{kWh}{a}}{1.000.000}$$

$$CO_2 = \frac{217,9 \frac{g}{kWh} * 69.294.000 \frac{kWh}{a}}{1.000.000} = 15.100 T/a$$

Variante 1 – 3 in 2021 und 2038

$$CO_2 = \text{Emissionen aus Strommix in } \frac{g}{kWh} * \text{Strombedarf der Vx in } \frac{kWh}{a} \\ + \text{Differenz Wärmebedarf V3 und Vx in } \frac{kWh}{a} \\ * \text{aktuelle CO}_2 \text{ Emissionen für Wärme in } g/kWh) * 1/1.000.000$$

Variante 1-2021

$$CO_2 = \frac{485 \frac{g}{kWh} * 5.829.783 \frac{kWh}{a} + \left(69.294.000 \frac{kWh}{a} - 20.308.000 \frac{kWh}{a}\right) * 217,9 \frac{g}{kWh}}{1.000.000} = 13.502 T/a$$

Variante 1-2038

$$CO_2 = \frac{485 \frac{g}{kWh} * 0,07 * 5.829.783 \frac{kWh}{a} + \left(69.294.000 \frac{kWh}{a} - 20.308.000 \frac{kWh}{a}\right) * 217,9 \frac{g}{kWh}}{1.000.000} \\ = 10.872 T/a$$

Variante 2-2021

$$CO_2 = \frac{485 \frac{g}{kWh} * 7.338.327 \frac{kWh}{a} + \left(69.294.000 \frac{kWh}{a} - 25.563.000 \frac{kWh}{a}\right) * 217,9 \frac{g}{kWh}}{1.000.000} = 13.088 T/a$$

Variante 2-2038

$$CO_2 = \frac{485 \frac{g}{kWh} * 0,07 * 7.338.327 \frac{kWh}{a} + \left(69.294.000 \frac{kWh}{a} - 25.563.000 \frac{kWh}{a}\right) * 217,9 \frac{g}{kWh}}{1.000.000} = 9.778 T/a$$

Variante 3-2021

$$CO_2 = \frac{485 \frac{g}{kWh} * 19.892.110 \frac{kWh}{a} + \left(69.294.000 \frac{kWh}{a} - 69.294.000 \frac{kWh}{a}\right) * 217,9 \frac{g}{kWh}}{1.000.000} = 9.648 T/a$$

Variante 3-2038

$$CO_2 = \frac{485 \frac{g}{kWh} * 0,07 * 19.892.110 \frac{kWh}{a} + \left(69.294.000 \frac{kWh}{a} - 69.294.000 \frac{kWh}{a}\right) * 217,9 \frac{g}{kWh}}{1.000.000} = 675 T/a$$

CO₂-Einsparungen

$$CO_2 - \text{Einsparung} = 1 - \frac{\text{jährliche CO}_2 \text{ Emissionen der Variante } x}{\text{jährliche CO}_2 \text{ Emissionen in Status Quo}} [\%]$$

Differenz Variante 1

$$CO_2 - \text{Einsparung 2021} = 1 - \left(\frac{13.502 \frac{T}{a}}{15.100 \frac{T}{a}} \right) = 11 \%$$

$$CO_2 - \text{Einsparung 2038} = 1 - \left(\frac{10.872 \frac{T}{a}}{15.100 \frac{T}{a}} \right) = 28 \%$$

Differenz Variante 2

$$CO_2 - \text{Einsparung 2021} = 1 - \left(\frac{13.088 \frac{T}{a}}{15.100 \frac{T}{a}} \right) = 13 \%$$

$$CO_2 - \text{Einsparung 2038} = 1 - \left(\frac{9.778 \frac{T}{a}}{15.100 \frac{T}{a}} \right) = 35 \%$$

Differenz Variante 3

$$CO_2 - \text{Einsparung 2021} = 1 - \left(\frac{9.648 \frac{T}{a}}{15.100 \frac{T}{a}} \right) = 36 \%$$

$$CO_2 - \text{Einsparung 2038} = 1 - \left(\frac{675 \frac{T}{a}}{15.100 \frac{T}{a}} \right) = 96 \%$$

Hochschule Bremen
City University of Applied Sciences



✕ KONTAKT

Hochschule Bremen
Neustadtswall 30,
28199 Bremen

Prof. Dr. Jürgen Knies

juergen.knies@hs-bremen.de