

INTERKOMMUNALE WÄRMEPLANUNG STADT BERGKAMEN, STADT KAMEN UND GEMEINDE BÖNEN

TEIL

STADT BERGKAMEN

ZWISCHENBERICHT DER UTILITY PARTNERS GMBH & SMARTOPS GMBH



IM AUFTRAG VON

Stadt Bergkamen, Gemeinde Bönen, Stadt Kamen

Solingen, den 08.04.2026

Autoren und Projektteam

Utility Partners GmbH:
Christoph Sommerfeldt
Hendrik Nabit
Lea Reuter

smartOPS GmbH:
Marinus Schnitzlbaumer
Philip Gauglitz
Peter Ritter

I INHALT

I	Inhalt	2
II	Abbildungsverzeichnis.....	5
III	Tabellenverzeichnis.....	9
1	Management Summary	11
2	Zusammenfassung.....	12
2.1	Ausgangssituation.....	12
2.2	Planungsinstrument Kommunale Wärmeplanung.....	13
2.3	Rahmenbedingungen & Kernthesen	15
3	Bestandsanalyse	16
3.1	Ziele und Methodik.....	16
3.2	Datengrundlagen	17
3.3	Ergebnisse der Bestandsanalyse	18
3.3.1	Grundlagen	18
3.3.2	Wärmebedarf	19
3.3.3	Wärmeerzeugung.....	30
3.3.4	Treibhausgasbilanz	39
3.3.5	Großverbraucher-Analyse	40
3.3.6	Wärmenetze.....	41
3.3.7	Gasnetze.....	43
3.3.8	Abwassernetze	46
3.3.9	Eignungsprüfung.....	48
4	Potenzialanalyse	49
4.1	Ziele und Methodik.....	49
4.2	Flächenscreening.....	52
4.3	Energieeinsparung und Effizienz.....	53
4.4	Ergebnisse: Potenziale unvermeidbarer Abwärme.....	57
4.5	Ergebnisse: Potenziale zur Nutzung von Wärme aus erneuerbaren Energien	61
4.5.1	Geothermie	62
4.5.2	Biomasse	70

4.5.3	Abfall- und Reststoffe	75
4.5.4	Umweltwärme	77
4.5.5	Grüne Gase	85
4.6	Ergebnisse: Potenziale zur Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien	92
4.6.1	Windenergie	92
4.6.2	Photovoltaik	101
4.6.3	Wasserkraft	105
4.7	Potenziale zur zentralen Wärmespeicherung	105
4.8	Zusammenfassung Potenzialanalyse	107
5	Entwurf Zielszenarien 2040/2045 - Bergkamen	111
5.1	Ziele und Methodik	112
5.2	Betrachtete Versorgungsarten	114
5.2.1	Gaskessel (Biomethan)	115
5.2.2	Luftwärmepumpen	115
5.2.3	Solewärmepumpen	116
5.2.4	Biomassekessel	117
5.2.5	Hybrid-Heizsysteme	118
5.2.6	Wärmenetze	119
5.3	Wärmeverbrauchsentwicklung in Bergkamen	120
5.4	Bewertungskriterien für Wärmeversorgungsarten	121
5.4.1	Bewertungsmatrix für die Wärmeversorgungsarten	122
5.4.2	Gebietstypisierung im Rahmen der Bewertungsmatrix	124
5.5	Wärmenetze und Wärmenetzbetreiber in Bergkamen	125
5.5.1	Transformationsplanung der GSW in Bergkamen	128
5.5.2	Der Transformationsplan innerhalb der KWP	131
5.6	Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgungsarten	134
5.6.1	Wirtschaftlichkeit der Wärmenetze in Bergkamen	135
5.6.2	Wirtschaftlichkeit Luftwärmepumpe	135

5.6.3	Wirtschaftlichkeit Solewärmepumpe.....	137
5.6.4	Wirtschaftlichkeit Hybridwärmepumpen.....	139
5.6.5	Wirtschaftlichkeit Biomassekessel.....	140
5.6.6	Wirtschaftlichkeit neuer Gaskessel unter Berücksichtigung des Gebäudemodernisierungsgesetzes (GMG)	142
5.7	Realisierungsrisiken der Wärmeversorgungsarten	145
5.8	Anwendung der Realisierungsrisiken auf Gebäudetypen und Energiestandards	147
5.9	Fokusgebiete	150
5.9.1	Fokusgebiet 1 – Rünthe	151
5.9.2	Fokusgebiet 2 – Bioenergie Willeke	153
5.9.3	Fokusgebiet 3 – Engie Wärmenetz	155
5.10	Ergebnisse.....	156
5.10.1	Fazit Zwischenbericht.....	158
5.10.2	Strategische Leitlinie der Wärmeversorgung	159
5.10.3	Prioritäre Maßnahmen.....	160
6	Anhang.....	161
6.1	Fragebogen unvermeidbare Abwärme	161
6.2	Treibhausgas-Faktoren	164
7	Dienstleister	165

II ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Überwiegende Baualtersklassen auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)	20
Abbildung 2: Energiestandards auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)	21
Abbildung 3: Überwiegendes Jahr der Ersterrichtung vor/nach der 1. WSchV (1978) auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)	22
Abbildung 4: Überwiegender Energiestandard vor/nach der 1. WSchV (1978) auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)	23
Abbildung 5: Überwiegende Sektoren auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)	24
Abbildung 6: Überwiegende Gebäudetypen auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)	25
Abbildung 7: Jährlicher Endenergieverbrauch von Wärme in kWh/a nach Gebiet in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)	27
Abbildung 8: Jährlicher Endenergieverbrauch von Wärme in GWh/a nach Endenergiesektoren in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)	27
Abbildung 9: Jährlicher Endenergieverbrauch von Wärme in GWh/a nach Endenergiesektoren und Verbrauchsart in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)	28
Abbildung 10: Wärmeverbrauchsdichte in MWh/ha·a auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)	28
Abbildung 11: Wärmelinienindichten in MWh/m·a in Bergkamen	29
Abbildung 12: Überwiegende Wärmeerzeugerart auf Baublock-Ebene in Bergkamen gesamtes Planungsgebiet)	30
Abbildung 13: Energieträger-Anteile gesamt (blau) und bezogen auf den Fernwärme-Anteil (orange) in Bergkamen gesamtes Planungsgebiet)	31
Abbildung 14: Anzahl der dezentralen Wärmeerzeuger auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)	32
Abbildung 15: Anzahl dezentraler Wärmeerzeuger nach Art und eingesetzter Energieträger (Bergkamen)	34
Abbildung 16: Anzahl der erfassten Wärmeerzeuger nach Heizungs-Baujahr bzw. Inbetriebnahmejahr und Energieträger (*Strommix DE und/oder PV-Strom)	35

Abbildung 17: Anzahl der erfassten Wärmerzeuger nach Heizungs-Baujahr bzw. Inbetriebnahmejahr (Erdgas-betriebene Wärmeerzeuger).....	36
Abbildung 18: Anzahl der erfassten Wärmerzeuger nach Heizungs-Baujahr bzw. Inbetriebnahmejahr (Heizöl-betriebene Wärmeerzeuger)	36
Abbildung 19: Mittleres Inbetriebnahmejahr der Öl- & Gas-Heizkessel auf Baublock-Ebene	37
Abbildung 20: Anteil der Energieträger (Kreisdiagramme) am jährlichen Endenergieverbrauch für Wärme in MWh/a (rötliche Flächen) in Bergkamen auf Baublock-Ebene	38
Abbildung 21: Jährliche Treibhausgasemissionen in Tonnen Kohlenstoffdioxid-Äquivalent (tCO ₂ äq/a) nach Energieträger, *ohne Gebäudenetze, **Wärmepumpen-Umgebungsluft/Geothermie, ***Stromdirekt-/Speicherheizung	39
Abbildung 22: Großverbraucher-Anzahl auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)	40
Abbildung 23: Lage der Wärme- und Gebäudenetze auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet).....	42
Abbildung 24: Lage der Gasnetze auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)	43
Abbildung 25: Anzahl der Gasanschlüsse auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)	44
Abbildung 26: Verlege-/Inbetriebnahmejahr der Gasnetzleitungen auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet).....	45
Abbildung 27: Abwasserleitungen für Trockenwetterabfluss größer als DN600	46
Abbildung 28: Ergebnisse der grundlegenden Eignungsprüfung auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet).....	48
Abbildung 29: Symbolbild Potenzialanalyse	49
Abbildung 30: Potenzialebenen (eigene Darstellung)	50
Abbildung 31: Flächenscreening Bergkamen: Ausschlussflächen (grün gefärbt).....	53
Abbildung 32: Flächenscreening Bergkamen: städtische Flurstücke (orange)	53
Abbildung 33: Bedarfsreduktionspotenzial (Nutzwärme) in Bergkamen auf Baublock-Ebene bis 2040 in Prozent	56
Abbildung 34: Bedarfsreduktionspotenzial (Nutzwärme) in Bergkamen auf Baublock-Ebene bis 2045 in Prozent	56
Abbildung 35: Potenziale für Erdwärmekollektoren in Bergkamen. Eigene Darstellung auf Grundlage des Geothermiekatasters NRW (www.geothermie.nrw.de)	63

Abbildung 36: Potenziale für Erdwärmesonden in Bergkamen. Eigene Darstellung anhand des Geothermie-Katasters (www.geothermie.nrw.de) 65

Abbildung 37: Exemplarische Geodaten für mitteltiefe Geothermie: Ertrag bei 500m Sondenlänge (www.geothermie.nrw.de)..... 67

Abbildung 38: Exemplarische Daten tiefe Geothermie: Temperatur devonzeitlicher Karbonate (www.geothermie.nrw.de)..... 67

Abbildung 39: Aufteilung landwirtschaftliche Flächennutzung in Bergkamen 2024 (eigene Darstellung)..... 70

Abbildung 40: Baumartengruppen nach Flächenanteil im Betrachtungsgebiet der Forsteinrichtung (eigene Darstellung)..... 74

Abbildung 41: Fließgewässer in Bergkamen (eigene Darstellung)..... 77

Abbildung 42: Fließgewässer in Bergkamen (eigene Darstellung)..... 77

Abbildung 43: Modell Umweltleistung Seseke 2021 79

Abbildung 44: Grubenwasser in Bergkamen, Bönen und Kamen (eigene Abbildung)..... 81

Abbildung 45: Abwasserpotenziale aus Kanälen (EGLV) 83

Abbildung 46: Eignungskarte Luftwärmepumpen Bergkamen..... 85

Abbildung 47: Grubengas in Bergkamen, Bönen und Kamen (eigene Abbildung) 86

Abbildung 48: Biogasanlage in Bergkamen 89

Abbildung 49: Grober Verlauf Wasserstoffkernnetz (Eigene Darstellung auf Grundlage von FNB Gas) 90

Abbildung 50: Flächen Windenergie. Entwurf der 1. Änderung des Regionalplans – Windenergie (Stand 02/2026, nach der 1. Anpassung der Entwurfs), eigene Darstellung, Daten RVR 96

Abbildung 51: Kartenausschnitt für die Fläche Bek_02 aus dem Anhang 2a der Artenschutzfachbeiträge..... 97

Abbildung 52: Fläche Bek_03_A, eigene Darstellung, Daten RVR 98

Abbildung 53: Ausschnitte aus dem Kartenmaterial zu den Bauschutzbereichen des Dortmunder Flughafens aus 101

Abbildung 54: Potenziale Dach-PV in Bergkamen 102

Abbildung 55: Privilegierte Flächen für Photovoltaik in Bergkamen 104

Abbildung 56: Bilanzieller Anteil Grubenwasserpotenzial am Nutzwärmebedarf Bergkamen	109
Abbildung 57: Symbolbild Entwurf Zielszenario Bergkamen	111
Abbildung 58: Wärmebedarfsreduktion in Bergkamen	120
Abbildung 59: Lage der bestehenden Wärmenetze in Bergkamen	125
Abbildung 60: Wärmenetzausbauplan der Kommunalen Wärmeplanung Bergkamen	131
Abbildung 61: Vorherrschende Wärme-Erzeugungsart 2045	132
Abbildung 62: Vergleich Vollkostenpreise in Bergkamen	144
Abbildung 63: Beispielhafte Ergebnisdarstellung der Bewertungsmatrix.....	149
Abbildung 64: Definierte Fokusgebiete in Bergkamen	150
Abbildung 65: Fokusgebiet Rünthe.....	151
Abbildung 66: Fokusgebiet Bioenergie Willeke	153
Abbildung 67: Links das Engie-, rechts das GSW- Wärmenetz	155
Abbildung 68: Vorherrschende Wärmeversorgungsarten in Bergkamen 2040 (links) und 2045 (rechts).....	156

III TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Wärme- und Gebäudenetze in Bergkamen	41
Tabelle 2: Flächenverteilung Bergkamen (eigene Berechnungen).....	53
Tabelle 3: Ergebnisse Potenzialanalyse zur Senkung des Nutzenergiebedarfes in Bergkamen	55
Tabelle 4: Potenzialermittlung Erdwärmekollektoren Bergkamen	64
Tabelle 5: Potenzialermittlung Erdwärmesonden Bergkamen.....	66
Tabelle 6: Potenzial mitteltiefe Geothermie Bergkamen	68
Tabelle 7: Potenzialermittlung Solarthermie Freifläche Bergkamen	69
Tabelle 8: Potenziale von Biomasse - landwirtschaftliche Erzeugnisse - energetische Nutzung	71
Tabelle 9: Potenziale von Biomasse - landwirtschaftliche Erzeugnisse - biologische Nutzung Bergkamen.....	72
Tabelle 10: Potenziale von Biomasse - tierische Exkrememente in Bergkamen	72
Tabelle 11: Ergebnisse Potenzialanalyse holzartige Biomasse Bergkamen	74
Tabelle 12: Abfall- und Reststoffpotenziale – energetische Verwertung Bergkamen	75
Tabelle 13: Abfall- und Reststoffpotenziale – biologische Verwertung Bergkamen	76
Tabelle 14: Altholzverarbeitungspotenziale in Bergkamen.....	76
Tabelle 15: Ergebnisse Potenzialanalyse Seseke	78
Tabelle 16: Übersicht WEA-Typen für die beispielhaften Leistungs-Annahmen.....	93
Tabelle 17: Zusammenfassung technisches Potenzial Wind in Bergkamen.....	99
Tabelle 18: Ergebnisse Potenzialanalyse Dach-PV	103
Tabelle 19: Ergebnisse Potenzialanalyse Freiflächen-PV.....	104
Tabelle 20: Zusammenfassung Potenzialanalyse Bergkamen.....	107
Tabelle 21: Grundlegende Bewertung Wärmeversorgungsarten	122
Tabelle 22: Eignungsstufen	123
Tabelle 23: Gebietstypisierung am Beispiel MFH	124
Tabelle 24: Wärmeabnahmemengen der bestehenden Wärmenetze Bergkamen	127

Tabelle 25: Energieträgermix der bestehenden Wärmenetze in Bergkamen	127
Tabelle 26: Transformationsplan der GSW Fernwärmenetz Bergkamen	129
Tabelle 27: Anschlüsse und Absatzmenge nach Bewertungsmatrix (KWP).....	132
Tabelle 28: Wärmeverbrauchsichten nach Ausbaugebiet	133
Tabelle 29: Kostengrundlage Preisabschätzung	135
Tabelle 30: Beispielhafte Berechnung der Wärmegestehungskosten für ein Einfamilienhaus mit Luftwärmepumpe	137
Tabelle 31: Ermittlung der variablen Gesamtkosten einer Hybridanlage	140
Tabelle 32: Wärmegestehungskosten einer Hybridanlage je Systemgröße	140
Tabelle 33: Beispielhafte Berechnung der Wärmegestehungskosten für ein Einfamilienhaus mit Biomassekessel.....	141
Tabelle 34: Beispielhafte Entwicklung geforderter Grüngasanteile für gasbasierter Heizsysteme.....	142
Tabelle 35: Beispielhafte Entwicklung der Brennstoffkosten gasbasierter Heizsysteme	142
Tabelle 36: Beispielhafte Vergleichsrechnung der Wärmegestehungskosten für ein Einfamilienhaus mit gasbasiertem Heizsystem	143
Tabelle 37: Beschreibung der Risikostufen.....	145
Tabelle 38: Anwendung der Realisierungsrisiken auf Gebäudetypen und Energiestandards innerhalb geplanter Wärmeversorgungsgebiete	147
Tabelle 39: Eignungsstufen der Heiztechnologien	149
Tabelle 40: Charakterisierung der Fokusgebiete	150
Tabelle 41: Endenergieverbräuche nach Heizenergieträger im Basisjahr 2025 und im Zieljahr 2045	157
Tabelle 42: Treibhausgas-Faktoren	164

1 MANAGEMENT SUMMARY

Die Interkommunale Wärmeplanung in Bergkamen, Bönen und Kamen zeigt zahlreiche Potenziale auf, wie die Wärmeversorgung der Zukunft gestaltet werden kann. Sie wurde im Januar 2025 begonnen und wird 2026 abgeschlossen. Zum aktuellen Zeitpunkt wurde der Stand des **Zwischenberichtes** erreicht und bis November 2026 wird der Endbericht erwartet.

In diesem Management Summary zum Zwischenbericht werden die wichtigsten Erkenntnisse aus den Phasen der Bestandsanalyse, Potenzialanalyse und dem Zielszenario-Entwurf dargeboten:

- Bei den Gebäuden überwiegen alte Baustandards, die durch Sanierung auf einen überwiegenden Energiestandard der Wärmeschutzverordnung 1995 angehoben wurden.
- Es werden eher niedrige Sanierungsraten erwartet, sodass bis 2045 etwa 17 % der Gebäude saniert sein werden.
- Die Wärmeversorgung ist größtenteils von Erdgas (60,5%) und Fern-/Nahwärme (32,0%) abhängig.
- Flächenweise existieren hohe baublockbezogene Wärmeverbrauchsichten und hohe straßenlinienbezogene Wärmelinienichten.
- Wärmenetze sind mit Hilfe von Sektorenkopplung möglich; deren ein stufenweiser Aufbau ist wird empfohlen.
- Es liegen unausgeschöpfte Potenziale von Erneuerbaren Energien vor, welche in einen möglichen neuen Aufbau von Wärmenetzen integriert werden können.
- Die Nutzung der erneuerbaren Potenziale und der Wärmenetz-Neubau können als Chance verstanden werden, die Wärmeversorgung lokal, kosteneffizient, bezahlbar, resilient und unabhängig zu entwickeln; dies kann perspektiv die regionale Wertschöpfung steigern.
- Gebiete, die sich zum heutigen Kenntnisstand bzw. zukünftig für zentrale Wärmeversorgungslösungen eignen, konnten auf räumlicher Ebene der Baublöcke ermittelt werden.
- Die Akteure vor Ort haben gute Voraussetzungen gemeinsam eine treibhausgasneutrale Wärmeversorgung im Planungsgebiet zu entwickeln, wie es das Wärmeplanungsgesetz für 2045 als Zieljahr formuliert hat; demnach soll die Versorgung für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme auf erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme basieren.

2 ZUSAMMENFASSUNG

2.1 AUSGANGSSITUATION

Der Energiesektor befindet sich in einem rapiden Umbruch: Die Energiewende führt zu einer zunehmenden Dezentralisierung von Stromerzeugung, Stromspeicherung sowie der Bereitstellung von lokalen Netzdienstleistungen. Sie ist dabei, die Struktur des Energiesystems grundlegend zu ändern. Die Mobilitätswende führt zu einer Elektrifizierung der individuellen Mobilität und des Nahverkehrs. Die Wärmewende führt zum zunehmenden Aufbau von Wärmenetzen, zu einer Elektrifizierung des Heizungssektors, zu strukturellen Veränderungen des Gebäudebestands durch Sanierungsmaßnahmen und in einigen Gemeinden werden Konzepte für eine Wasserstoffinfrastruktur entwickelt.

Hinzu kommt, dass die Wärmewende auf infrastruktureller Ebene ganz wesentlich durch kommunale Entscheidungen, durch die Kommunale Wärmeplanung sowie durch gesellschaftliche und politische Ziele mit einem zunehmenden Bestreben nach einer Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern geprägt ist.

In Anbetracht dieser enormen Herausforderungen, die die Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit betreffen, ist entschlossenes Handeln erforderlich. Es ist unerlässlich, eine umfassende und detaillierte Planungsgrundlage zu schaffen. Diese dient als Basis für fundierte Entscheidungen zur zukünftigen Wärmeversorgung. Gleichzeitig müssen auch die Auswirkungen auf die damit verbundenen Strom-, Gas- und Wärmenetze berücksichtigt werden.

Mit dem Wärmeplanungsgesetz (WPG), welches zum 1. Januar 2024 in Kraft getreten ist, soll eine flächendeckende Wärmeplanung in Deutschland erstellt werden, um Planungs- und Investitionssicherheit der Akteurinnen und Akteure vor Ort zu schaffen und die Entwicklung der Wärmeversorgung und der Energieinfrastrukturen in Richtung Klimaneutralität zu lenken. Mit Einführung des Wärmeplanungsgesetzes (WPG) des Bundes werden alle Kommunen des Landes dazu verpflichtet, die Kommunale Wärmeplanung, abhängig von der Größe der Kommune, spätestens bis zum 30.06.2028 durchzuführen. Die Firmen Utility Partners GmbH aus Solingen und smartOPS GmbH aus Kassel wurden am 24.12.2024 mit den Arbeiten zur Kommunalen Wärmeplanung in Bergkamen beauftragt. Die Beschlussfassung des Wärmeplans ist für das erste Quartal 2025 geplant.

Bei dem vorliegenden Dokument handelt es sich um den **Zwischenbericht** ebendieser Wärmeplanung für Bergkamen. Bergkamen ist eine ca. 44,9 km² große, dem Kreis Unna angehörige Stadt in NRW, die geprägt ist durch die Lage zwischen dem ländlich strukturierten südlichen Münsterland und dem nördlichen Ruhrgebiet. Sie fungiert als Mittelzentrum, das dem Regierungsbezirk Arnsberg zugeordnet ist. Als Planungsgebiet wird das Stadtgebiet mit den Stadtteilen Bergkamen-Mitte, Oberaden, Weddinghofen, Rünthe, Overberge und mit rund 50.753 Einwohnerinnen und Einwohnern definiert.

Die Kommunale Wärmeplanung von Bergkamen ist eingebettet in die **Interkommunale Wärmeplanung** der Städte Bergkamen und Kamen und der Gemeinde Bönen. Durch den

interkommunalen Ansatz bündeln die drei Kommunen ihr Fachwissen, wodurch mögliche Maßnahmen und Entscheidungsgrundlagen abgestimmt, schneller und über die Kommunen hinweg einheitlich entwickelt sowie Best Practices effizient ausgetauscht werden können. Gemeinsame Planungsprozesse ermöglichen Synergien bei der Initiierung und dem Aufbau von Projekten, die zu einer energieeffizienten und dekarbonisierten Wärmeversorgung führen und dem Klimaschutz dienen. Die Kommunen profitieren gegenseitig vom Know-How-Aufbau für diese Projekte, etwa bei den KWP-Folgeaktivitäten (Maßnahmenkatalog), Abstimmung mit Akteuren und Fördermittelanträgen, wodurch Kosten und administrativer Aufwand reduziert werden.

Der kooperative Ansatz bündelt zudem die Zusammenarbeit mit den GSW und weiteren Marktakteuren. Die gesammelte Expertise nimmt eine möglichst vollständige Breite an möglichen Projekten und Handlungsoptionen in den Blick, damit eine effizientere und strategisch vorteilhafte Umsetzung von Wärmeprojekten von kommunaler Seite unterstützt wird.

Im Rahmen dieses Zwischenberichtes werden bewusst noch keine Maßnahmenpakete genannt. Maßnahmenpakete gehören zur sogenannten Umsetzungsstrategie, die jedoch erst dann erarbeitet werden kann, wenn im Rahmen einer ersten Beteiligungsrunde zum Entwurf des Zielszenarios, dieses weiter geschärft, bestätigt oder angepasst wurde. Die Maßnahmenpakete des Endberichts (erwartet bis November 2026) werden folgende Rubriken umfassen: „Wärmenetze und Infrastruktur“, „Wärmeplanung als fortlaufender Prozess“, „Ausbau erneuerbarer Energien“, „Steigerung der Energieeffizienz und begleitende Prozesse“.

2.2 PLANUNGSINSTRUMENT KOMMUNALE WÄRMEPLANUNG

Die Kommunale Wärmeplanung ist ein Planungsinstrument, das die strategische Basis bildet für eine langfristig treibhausgasneutrale Wärmeversorgung des Gebiets der Stadt Bergkamen bis zum Jahr 2045. Es stellt damit eine umfassende und detaillierte Planungs- und Entscheidungsgrundlage für die zukünftige Strom- und Wärmeversorgung und die Auswirkungen auf die damit zusammenhängenden Strom-, Gas- und Wärmenetze dar. Es werden folgende Ziele und Mehrwerte angestrebt:

- Entwicklung eines Zielbildes und Aufbau einer Basis für Beratungsgespräche und die Akquise von Projekten,
- frühzeitige Identifikation von Gebieten für Wärmenetze, für dezentrale Maßnahmen und zur Bewertung zugehöriger Business-Cases,
- Kopplung mit einer Strom-, Gas- und Wärmenetzplanung,
- spartenübergreifende Entscheidungsgrundlage für die Ausrichtung der zukünftigen Versorgungsstruktur, Produkte und Dienstleistungen,
- aktuelle Standortanalysen für die Erschließung von EE-Potenzialen Erneuerbarer Energien (EE),

- Erstellung eines Digitalen Zwillings auf Basis eines Geoinformationssystems (GIS) und EXCEL für die Wärmeplanung in Bergkamen und für Folgeprojekte wie Machbarkeitsstudien, Quartierskonzepte und Transformationspläne,
- Nutzung von GIS-Kartografie als Garant für selbstständige Aktualisierungen und für eine stakeholderübergreifende Kommunikation / Zusammenarbeit sowie
- Eine nach Projektabschluss selbstständig fortschreibbare Kommunale Wärmeplanung, die innerhalb eines bereits bekannten Softwareumfeldes bis 2045 selbstständig angepasst und fortgeführt werden kann

Die Kommunale Wärmeplanung soll eine umsetzungsorientierte, glaubwürdige und strategische Planungsgrundlage für die Wärmewende in Bergkamen legen und bietet gleichzeitig die Chance, die relevanten lokalen Akteure für diesen Kurs zu gewinnen. Dies bietet gleichzeitig die Chance, die lokalen Akteure für diesen Kurs zu gewinnen.

Der Digitale Zwillings dient als fortlaufend aktualisiertes Werkzeug und unterstützt insbesondere die tagesaktuelle Zusammenarbeit mit den GSW. So können künftige Umsetzungspläne der GSW direkt abgebildet werden, ohne dass unterschiedliche Datenverarbeitungen zu Ineffizienzen oder unterschiedlichen Informationsständen führen.

Das Durchführungskonzept zur Erstellung der Wärmeplanung wird im Folgenden erläutert.

METHODIK

Gemäß des Wärmeplanungsgesetzes wird das Planungsgebiet den Analysen zum Bestand, zu den Potenzialen, zum möglichen Zielszenario und zu den Maßnahmen unterzogen. Auf eine bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen anzuwendende Eignungsprüfung zur Vereinfachung des Verfahrens wurde verzichtet. Im Rahmen der Bestandsanalyse werden die auf die Beheizungsstruktur bezogenen Grundlagen ermittelt. Bei der Potenzialanalyse rücken die Potenziale Erneuerbarer Energien in den Fokus der Grundlagenermittlung. In der Phase des Zielszenarios werden die Grundlagen genutzt, um Wahrscheinlichkeiten für verschiedenen Arten der Wärmeversorgung (Wärmenetz oder dezentral) je Gebiet zu ermitteln. Die Umsetzungsstrategie enthält Maßnahmen zum Erreichen der Treibhausgasneutralität.

- Bestandsanalyse: der in Bergkamen vorliegende Ist-Zustand der Energieversorgungsstruktur wird im Rahmen der Bestandsanalyse untersucht. Untersuchungsgegenstände sind die Gebäudestruktur, die Beheizungsstruktur und Energieinfrastrukturen.
- Potenziale: In der Potenzialanalyse werden lokal verfügbaren Potenziale erneuerbarer Strom- und Wärmequellen, Abwärmepotenziale sowie Potenziale zur Senkung des Wärmebedarfs ermittelt. Die Potenzialanalyse liefert einen Überblick, mit welchen Energiequellen in dem Zielszenario geplant werden kann.
- Zielszenario: die Phase des Zielszenarios klassifiziert das Planungsgebiet in Teilgebiete, für die sich entweder dezentrale oder zentrale Versorgungslösungen

eignen und beleuchtet zu diesem Zweck die gebietsbezogenen Gegebenheiten und Randbedingungen. Es werden Wahrscheinlichkeiten je Teilgebiet ermittelt, mit welcher Art der Wärmeversorgung im Zieljahr 2045 sowie in Zwischenstufen davor (2030, 2035, 2040) gerechnet werden kann. Kernfrage ist, welche Teilgebiete sich für eine leitungsgebundene Wärmeversorgung (Nah- oder Fernwärmenetze) eignen und mit welchen Mitteln, Erzeugungs- bzw. Speicherlösungen und Betreibermodellen sich diese realisieren lassen.

- Wärmewendestrategie & Maßnahmen: die aus den vorherigen Phasen heraus erarbeiteten Möglichkeiten werden in eine Wärmewendestrategie überführt, die einen möglichen Weg zur Treibhausgasneutralität in Bergkamen aufzeigt. Die Spezifizierung erfolgt in Form von Einzelmaßnahmen, die es darüber hinaus ermöglichen, dass der Fortschritt zur Zielerreichung in den Jahren bis 2045 gemessen werden kann.
- Eine Verstetigungsstrategie zur dauerhaften Fortschreibung und Implementierung des kommunalen Wärmeplans; wünschenswert ist dabei auch eine Darstellung der erforderlichen personellen Kapazitäten zur mittel- und langfristigen Bearbeitung der Kommunalen Wärmeplanung

2.3 RAHMENBEDINGUNGEN & KERNTHESEN

Für eine umsetzungsorientierte und fundierte Wärmeplanung ist die frühe Beteiligung von Verwaltungseinheiten und allen weiteren relevanten Akteuren, insbesondere relevanter Energieversorger, Netzbetreiber, Stadtwerke, kommunale Gremien unerlässlich. Entsprechend wird die Wärmeplanung für Bergkamen von zahlreichen Akteurs-/Bürgerbeteiligungen und Öffentlichkeitsarbeit begleitet. Dazu zählen die Bürgerinformationsabende, Ausschusssitzungen, die öffentliche Einsichtnahme und Stellungnahmen zu den vorläufigen Ergebnissen im Rathaus und online sowie schließlich die dortige Veröffentlichung des finalen Wärmeplans. Dies soll den Grundstein für eine erfolgreiche Zusammenarbeit zur Umsetzung der Maßnahmen legen. Es gilt, auch zukünftig einen möglichst stetigen Abstimmungsprozess zwischen allen beteiligten Akteuren zu etablieren.

Die im Rahmen der Wärmeplanung erhobenen Daten und Informationen, die dem Datenschutz unterliegen (z. B. Energieverbrauchsdaten, Schornsteinfegerdaten, Lage von kritischen Infrastrukturen), wurden bei der Ergebniserzeugung auf gröbere Gebietseinheiten, wie Baublöcke, Straßenabschnitte und Stadtgebiete aggregiert, d. h. zusammengefasst. Es erfolgen keine gebäudescharfen Darstellungen derartiger Daten, wodurch die Anforderungen des Datenschutzes erfüllt werden.

Mit der wiederkehrenden Überarbeitung der Wärmeplanung können die Bestands- und Potenzialanalysen aktualisiert und die Wärmewendestrategien und Maßnahmen angepasst werden.

3 BESTANDSANALYSE

Die Bestandsanalyse beleuchtet die heute vorliegende Struktur des Wärmeverbrauchs und der Wärmeerzeugung sowie die relevanten Energienetz-Infrastrukturen und ist damit eine zentrale Grundlage für die weiteren Phasen der Wärmeplanung. Die im Rahmen der Bedarfsanalyse über das Planungsgebiet durchgeführte, gebäudescharfe Wärmebedarfsanalyse zeigt den jährlichen Endenergiebedarf für die Beheizung der Gebäude sowie die zur Energiebedarfsdeckung eingesetzten Energieträger auf. Bezogen auf die Energienetz-Infrastrukturen wurden die Erdgas-, Strom- und Fernwärmenetze analysiert. Zusätzlich wurden die Abwassernetze erfasst.

3.1 ZIELE UND METHODIK

ZIEL

Das Ziel der Bestandsanalyse für die Städte Bergkamen, Kamen und die Gemeinde Bönen ist die Ermittlung einer belastbaren Datenbasis sowie fundierter Grundlagenergebnisse, welche die methodische und inhaltliche Grundlage für die nachfolgenden Phasen der Kommunalen Wärmeplanung bilden. Im Einzelnen werden folgende Aspekte erfasst:

- der gegenwärtige Wärmebedarf bzw. -verbrauch,
- die zur Deckung des Wärmebedarfs eingesetzten Energieträger und Wärmeerzeuger (Heiztechniken),
- die für die Wärmeversorgung relevanten Infrastrukturen und Anlagen.

VORGEHEN BEI DER BESTANDSANALYSE

Im Rahmen der Bestandsanalyse erfolgt eine systematische und qualifizierte Erhebung, Strukturierung und Auswertung relevanter Gebäudedaten. Berücksichtigt werden dabei sämtliche Gebäudetypen, energetische Standards und Baualtersklassen – sowohl für den Wohngebäudebestand als auch für Nichtwohngebäude (z. B. Industrie, Gewerbe, Dienstleistungen, kommunale Liegenschaften). Ergänzend werden aus der erfassten Beheizungsstruktur die an die jeweiligen Energieträger und Heiztechniken geknüpften Treibhausgasemissionen für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme bilanziert.

Die erhobenen Daten werden systematisch aufbereitet, in einem Datenkatalog dokumentiert und für die weitere Verarbeitung vorbereitet. Dieser Prozess umfasst die Prüfung, Bereinigung, Anreicherung und Transformation der Eingangsdaten. Bei auftretenden Datenlücken – insbesondere fehlende Verbrauchs- oder Schornstiefegerdaten – erfolgt eine Näherungsberechnung des Wärmebedarfs anhand typologischer Annahmen. Hierzu werden die Gebäude bestimmten Typologien zugeordnet und auf Basis von Parametern wie Baujahr, energetischer Standard, Sanierungszustand, Nutzfläche und Nutzungsart synthetische Bedarfswerte generiert.

Alle zusätzlich berücksichtigten Datenthemen werden im Datenkatalog dokumentiert und hinsichtlich ihrer Validität und Relevanz für die Analyse eingeordnet.

Die georeferenzierte Weiterverarbeitung erfolgt in einem Geoinformationssystem (GIS). Dort werden unter Anwendung gängiger GIS-Funktionalitäten (z. B. Attributverknüpfungen, Feldberechnungen, Visualisierungen) die Informationen räumlich verortet und analysiert. Dies umfasst unter anderem:

- die Vektorisierung räumlicher Planungsebenen (z. B. Baublöcke),
- die räumliche Aggregation und Typologisierung der Bestandsdaten,
- die Erstellung raumbezogener Kennzahlen und Kartenprodukte zur Wärmebedarfsverteilung und Infrastrukturausstattung.

3.2 DATENGRUNDLAGEN

Zu den zentralen Datengrundlagen der Kommunalen Wärmeplanung zählen raumbezogene Geodaten zu Gebäuden, Infrastrukturen und Gebietseinheiten sowie ergänzende Sachdaten zu Nutzung, Energieverbrauch und Versorgungssystemen.

DATENKATALOG - BERGKAMEN

Im Datenkatalog wurden alle in die Wärmeplanung eingeflossenen Datenquellen, Datenlieferanten und Dateitypen systematisch erfasst und dokumentiert. Die folgenden Datenarten bilden das Fundament der Bestandsanalyse:

- Gasnetzinfrastruktur und Gasverbräuche von GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen (GSW)
- Stromnetzinfrastruktur und Wärmestromverbräuche von den GSW
- Wärmenetzinfrastrukturdaten und -informationen von GSW,
- E.ON, ENGIE Deutschland und GETEC
- Heiztechniken und verwendete Brennstoffe (Kehrdaten) von den Bezirksschornsteinfegern via Wirtschaftsserviceportal NRW (WSP.NRW)
- Gebäudeinformationen der Stadt Bergkamen, des Kreises Unna (Wohnraumkartierung), des Regionalverbands Ruhr (RVR), des Landesamtes für Natur, Umwelt und Klima Nordrhein-Westfalen (LANUK, ehemals LANUV) (Raumwärmebedarfsmodell vom 1.9.2024), des Geoinformationszentrums NRW (open geodata), der Statistischen Ämter (Zensus 2011) sowie von IT.NRW
- Abwasserinfrastrukturen des Stadtbetriebs Entwässerung Bergkamen
- Flächennutzungsplan Bergkamen: rechtswirksam seit 1986, bisher keine umfassende Neufassung
- Geometrien zur Gemeinde, Baublöcke, Flure und Flurstücke, sowie dem LANUK (ehemals LANUV) (opengeodata)

- Hintergrundkarten von OpenStreetMap und Land NRW

Gemäß Wärmeplanungsgesetz ist die planungsverantwortliche Stelle berechtigt, die für die Kommunale Wärmeplanung erforderlichen Daten zu erheben. Daten zum Energieverbrauch und zur Heiztechnik von Gebäuden werden dabei nur in zusammengefasster Form für ganze Baublöcke oder Adressgruppen bereitgestellt. Die bereits beim Datenübergang aggregiert vorliegenden Daten werden zur Ermittlung baublockbezogener Kennzahlen genutzt. Damit verknüpfte, vorliegende oder ermittelte Gebäudeinformationen werden ebenfalls im Rahmen der Kennzahlenermittlung fortan nur noch baublockbezogen betrachtet und ausgewertet.

Baublöcke mit weniger als fünf Gebäuden oder Adressen werden zur Sicherstellung der Anonymität zu Baublock-Gruppen zusammengefasst, sodass auch in diesen Fällen keine Rückschlüsse auf einzelne Adressen oder Personen möglich sind. Technische und organisatorische Maßnahmen stellen zusätzlich sicher, dass eine Ableitung von personen- oder adressbezogenen Informationen selbst unter Einbezug zusätzlichen Wissens mit vertretbarem Aufwand nicht möglich ist.

3.3 ERGEBNISSE DER BESTANDSANALYSE

3.3.1 GRUNDLAGEN

Bergkamen ist eine Stadt mit rund 50.700 Einwohnerinnen und Einwohnern (Stand 2024) im Kreis Unna und bis heute erkennbar durch ihre historische Prägung als Bergbaustandort. Die Siedlungsstruktur zeichnet sich durch klar abgegrenzte, historisch gewachsene Ortsteile wie Oberaden, Weddinghofen, Rünthe und Mitte aus. Zwischen diesen Siedlungsbereichen liegen landwirtschaftlich genutzte Flächen, größere Gewerbeareale sowie wichtige verkehrliche Infrastrukturen. Trotz der räumlichen Trennung bestehen enge funktionale Verflechtungen sowohl zwischen den Ortsteilen als auch mit den umliegenden Kommunen, beispielsweise über den ÖPNV, die Energieversorgung, gemeinsame Kläranlagen und verschiedene interkommunale Kooperationen.

Das Stadtbild wird zudem durch markante Elemente des Strukturwandels geprägt: ehemalige Bergbauflächen, Haldenlandschaften wie die Halde Großes Holz sowie typische Siedlungen der 1960er- und 1970er-Jahre. Gleichzeitig verfügt Bergkamen über besondere stadtbildende und freizeitorientierte Standortfaktoren. Hervorzuheben sind die Marina Rünthe als einer der größten Sportboothäfen der Region, der Datteln-Hamm-Kanal mit seinen begleitenden Rad- und Freizeitwegen sowie der Römerpark Oberaden, einer der bedeutendsten römischen Fundorte nördlich der Alpen.

Wirtschaftlich befindet sich Bergkamen weiterhin im Übergang vom Bergbau zu einer diversifizierten Struktur aus Logistik, verarbeitendem Gewerbe und Dienstleistungen. Durch den hohen Anteil an Ein- und Zweifamilienhausbeständen der Nachkriegszeit ergeben sich zudem relevante energetische Sanierungspotenziale. Insgesamt verbindet Bergkamen landschaftliche Freiräume, industriell geprägte Areale und historische Siedlungskerne zu einem heterogenen, zugleich gut angebundenen Stadtgefüge mit ausgeprägter regionaler Einbindung.

Die Gebäude-zentrierte Bestandsanalyse ermittelt raumbezogene Kennzahlen für die 13.731 beheizten Gebäude, von denen etwa 11.541 eine Wohnnutzung aufweisen.

Die Kommunale Wärmeplanung in dieser Form wurde bisher nicht durchgeführt; die vorliegende Planung stellt die erste systematische Analyse und strategische Bewertung des Wärmebedarfs, der Erzeugungsstruktur und der Infrastruktur dar.

Die folgenden Kartendarstellungen sind allesamt nach Norden ausgerichtet.

3.3.2 WÄRMEBEDARF

Der Wärmebedarf in Bergkamen zeigt ein stark heterogenes Bild. Die Gebäude innerhalb eines Baublocks unterscheiden sich deutlich in ihren energetischen Standards, da diese maßgeblich vom jeweiligen Baualter und dem Sanierungsstand geprägt sind. Dadurch ergeben sich unterschiedliche Effizienz- und Verbrauchsniveaus, selbst bei räumlich eng beieinanderliegenden Gebäuden.

Zusätzlich wirkt die Nutzung der Gebäude als zentraler Einflussfaktor: Wohnnutzungen, öffentliche Einrichtungen, Gewerbe und industrielle Abnehmer weisen jeweils typische, teils stark voneinander abweichende Wärmeprofile auf. Diese Kombination aus Baualter, Sanierungsstand (durch Sanierung erreichter Energiestandard) und Nutzung führt insgesamt zu einer sehr differenzierten Wärmebedarfsstruktur, die im Rahmen der Wärmeplanung detailliert analysiert und auf Baublockebene dargestellt wird.

BAUALTERSKLASSEN

Abbildung 1 stellt die überwiegenden Baualtersklassen auf Baublock-Ebene dar. Die Jahreszahl gibt an, welchem Baujahr der Baublock aufgrund der überwiegenden Baujahre der Gebäude zugeordnet wurde.

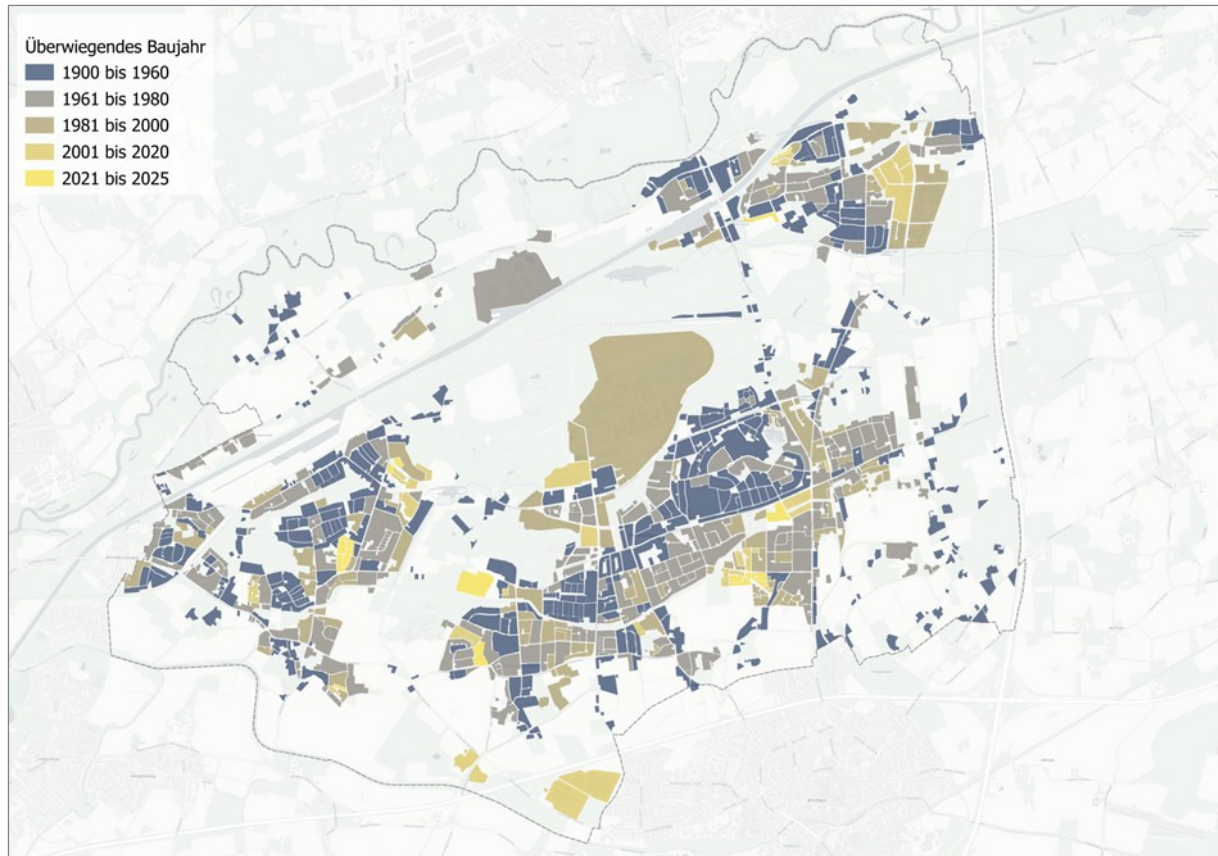


Abbildung 1: Überwiegende Baualtersklassen auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)

ENERGIESTANDARDS

Abbildung 2 stellt die überwiegenden Energiestandards auf Baublock-Ebene dar. Die Jahreszahl gibt an, welchen Energiestandard das Gebäude bei der Errichtung bzw. durch die Sanierung zum aktuellen Zeitpunkt erreicht hat.

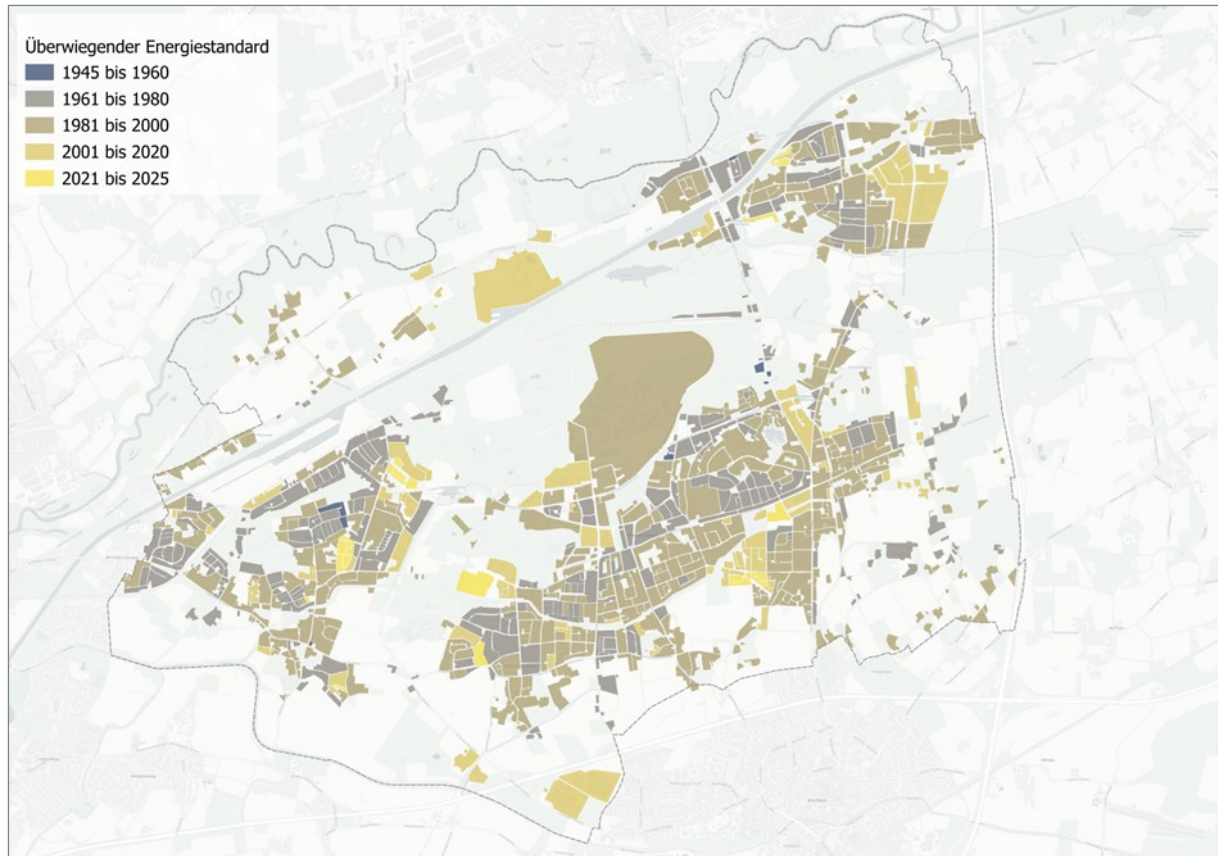


Abbildung 2: Energiestandards auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)

Für die Kommunale Wärmeplanung wurden die Baublöcke identifiziert, in denen überwiegend Gebäude mit Baujahren vor 1978 – also vor Inkrafttreten der ersten Wärmeschutzverordnung (1. WSchV) – vorhanden sind. Die beigefügte Karte macht die räumliche Verteilung dieser Gebäude anhand des Baujahres zur Ersterrichtung deutlich.

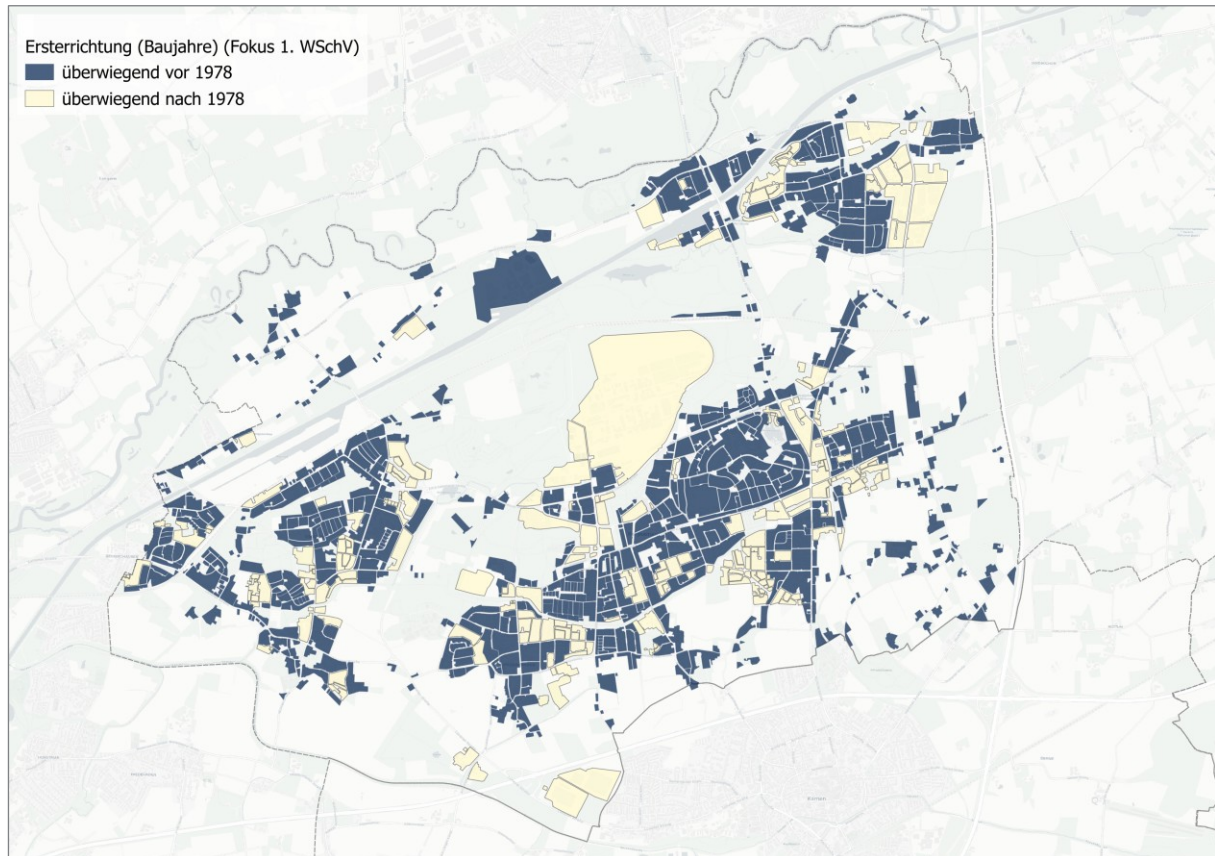


Abbildung 3: Überwiegendes Jahr der Ersterrichtung vor/nach der 1. WSchV (1978) auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)

Die 1. WSchV zeichnete sich vor allem dadurch aus, dass erstmals verbindliche energetische Mindestanforderungen an die Bauteile eines Gebäudes (Außenwände, Dach, Fenster) festgelegt wurden. Hauptsächlich durch die verbesserte Dämmung der Bauteile konnten die Wärmeverluste real reduziert werden.

Durch Sanierungsaktivität konnten die energetischen Standards der Gebäude in zahlreichen Gebieten auf ein höheres Niveau gehoben werden. Die folgende Karte zeigt auf, in welchen Bereichen zum aktuellen Zeitpunkt die größten energetischen Defizite bestehen, und somit vorrangiger Handlungsbedarf gegeben ist.

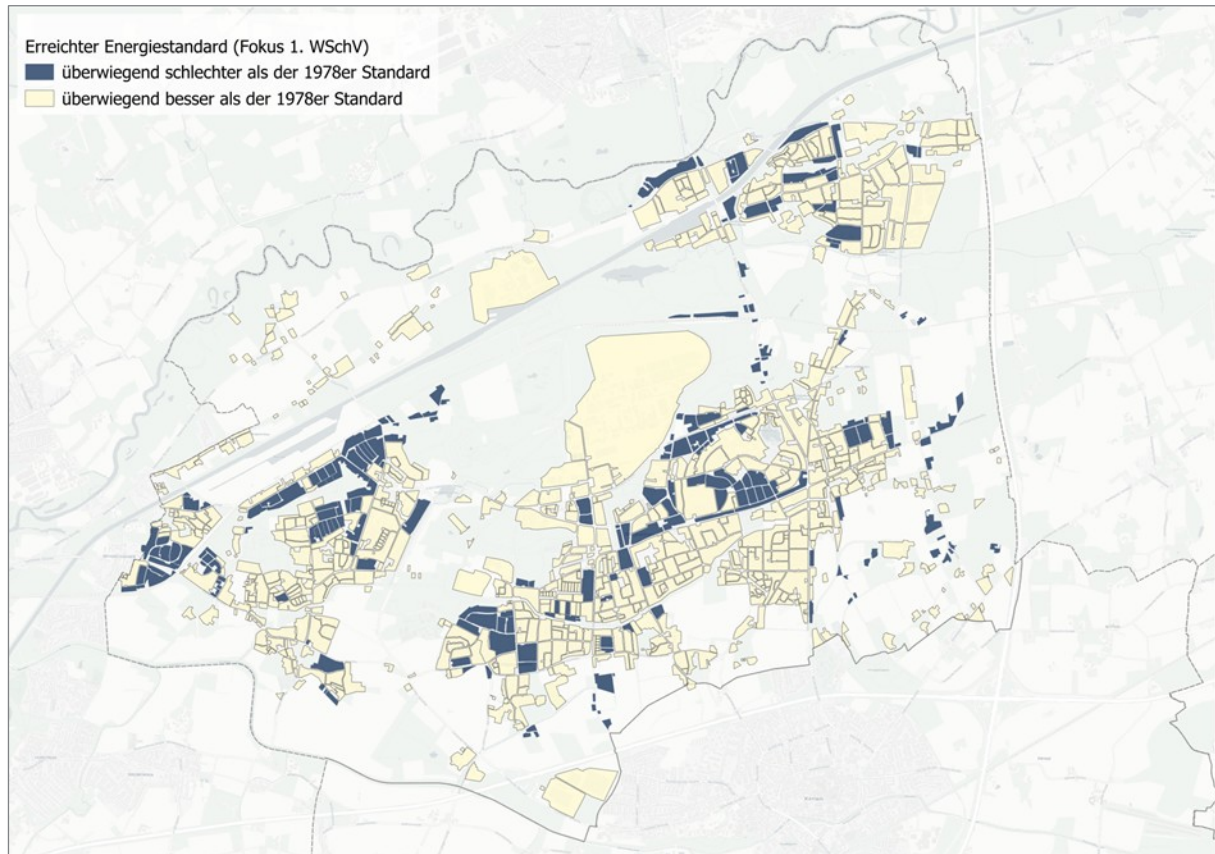


Abbildung 4: Überwiegender Energiestandard vor/nach der 1. WSchV (1978) auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)

SEKTOREN

Abbildung 5 stellt die überwiegenden Sektoren auf Baublock-Ebene dar.

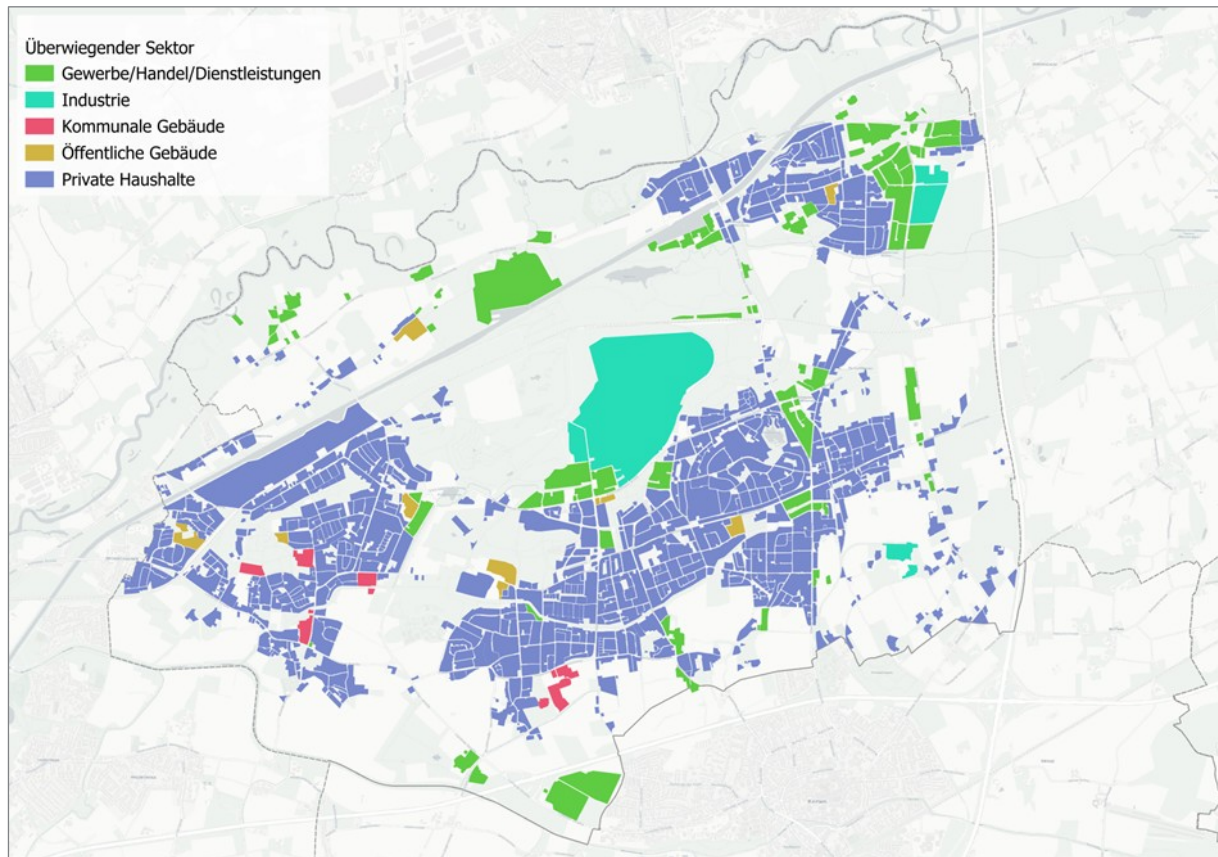


Abbildung 5: Überwiegende Sektoren auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)

GEBÄUDE TypEN

Abbildung 6 stellt die überwiegenden Gebäudetypen auf Baublock-Ebene dar.

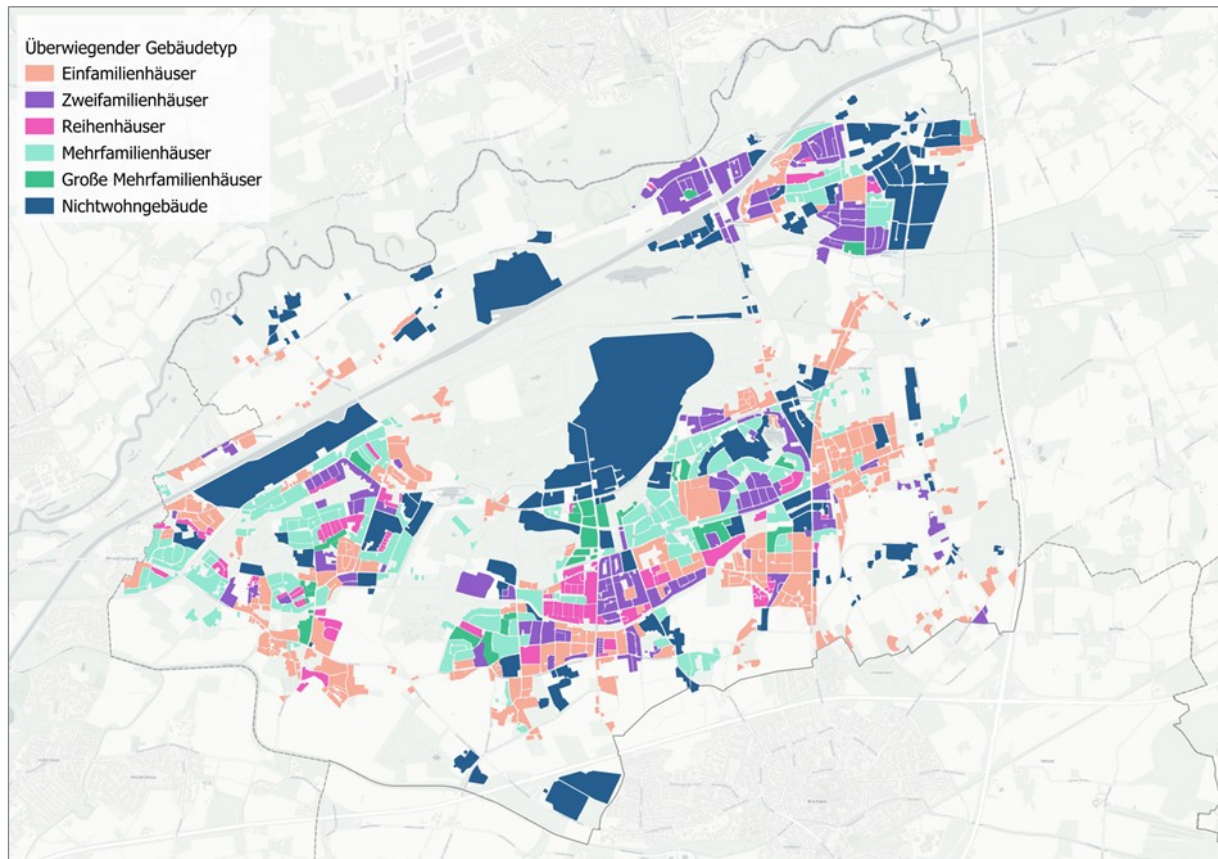


Abbildung 6: Überwiegende Gebäudetypen auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)

SIEDLUNGSTYOLOGIEN

Die Siedlungsstruktur Bergkamens setzt sich aus einer Vielzahl unterschiedlicher Siedlungstypologien zusammen, die maßgeblich die Wärmebedarfs- und Versorgungscharakteristika prägen. In den zentralen Ortsteilen dominieren dichte, überwiegend mehrgeschossige Wohnquartiere sowie Reihenhausstrukturen, die durch kompakte Blockrand- oder Zeilenbebauung gekennzeichnet sind. Diese Bereiche weisen typischerweise höhere spezifische Wärmebedarfe und eine erhöhte Wärmenetzeignung auf. In den randlich gelegenen Ortsteilen treten stärker aufgelockerte Ein- und Zweifamilienhausgebiete sowie ländlich geprägte Siedlungsstrukturen auf, die durch geringere Dichte, größere Grundstücksflächen und eine kleinteilige Gebäudestruktur gekennzeichnet sind. Ergänzend finden sich ausgewiesene Gewerbe- und Industrieflächen, deren energetische Anforderungen und Potenziale sich deutlich von den wohngeprägten Bereichen unterscheiden. Die Vielfalt der Siedlungstypologien ist somit ein zentraler Einflussfaktor für die Wahl zukünftiger Versorgungstechnologien und die räumliche Priorisierung von Maßnahmen im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung.

Insgesamt zeigt sich, dass Bergkamen sowohl verdichtete Siedlungsstrukturen mit guten Voraussetzungen für zentrale Wärmeversorgungssysteme als auch weitläufige Rand- und Übergangsbereiche mit eher dezentralen Wärmeversorgungspraxen aufweist. Die differenzierte Siedlungstypologie bildet damit eine wesentliche Grundlage für die Bewertung der Wärmeversorgungsoptionen im weiteren Verlauf der Kommunalen Wärmeplanung.

WÄRMEBEDARF

Die gesamte im Planungsgebiet Bergkamen verbrauchte Wärmeendenergiemenge beträgt rund **603,1 GWh/a** (entspricht **603.100.000 kWh/a**). Wie in Abbildung 4 dargestellt, entfällt der größte Anteil des Wärmeverbrauchs auf das städtisch geprägte Bergkamen-Mitte mit 371,2 GWh/a, gefolgt von Weddinghofen, in der ca. 76,3 GWh/a verbraucht werden. Der Stadtteil Oberaden weist einen Gesamtverbrauch von rund 69,9 GWh/a auf. In Rünthe beträgt er 54,1 GWh/a, in Overberge 27,4 GWh/a und in Heil 4,2 GWh/a.

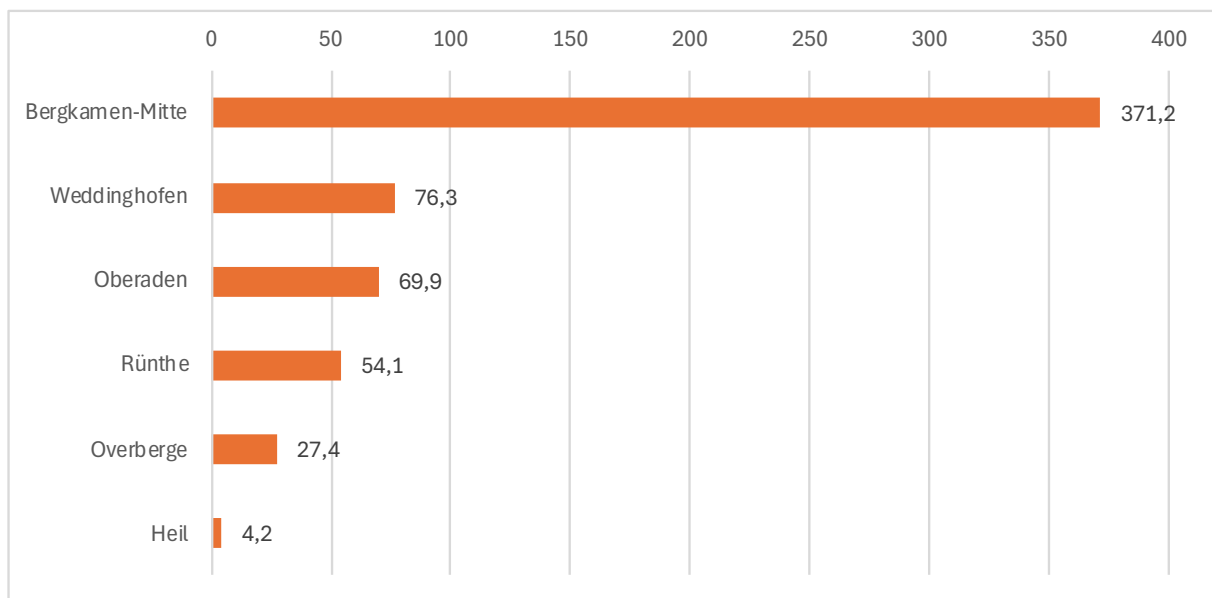


Abbildung 7: Jährlicher Endenergieverbrauch von Wärme in kWh/a nach Gebiet in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)

Mit 286,9 GWh/a (47,6%) entfällt der Großteil der Wärmeendenergie auf die Bereitstellung von Prozesswärme, Raumwärme und Warmwasser in industriell genutzten Gebäuden und Standorten und ist damit dem Endenergiesektor der Industrie zuzuordnen. In vergleichbarer Höhe fällt der Wärmeendenergiebedarf im Sektor der privaten Haushalte mit 251,6 GWh/a (41,7%) aus. Dem Sektor Gewerbe/Handel/Industrie werden rund 41,2 GWh/a (6,8%) zugewiesen, während ca. 12,5 GWh/a (2,1%) auf kommunale und ca. 10,9 GWh/a (1,8%) auf öffentliche Gebäude entfallen – wie in Abbildung 8 dargestellt.

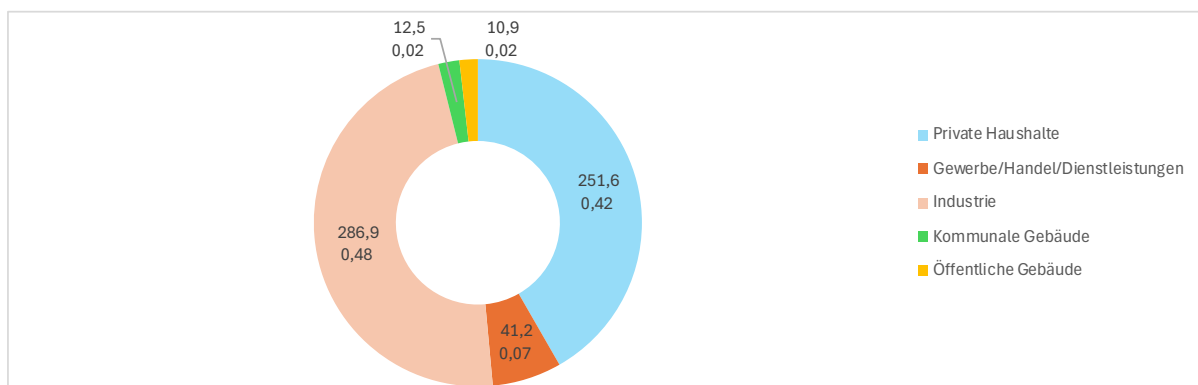


Abbildung 8: Jährlicher Endenergieverbrauch von Wärme in GWh/a nach Endenergiesektoren in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)

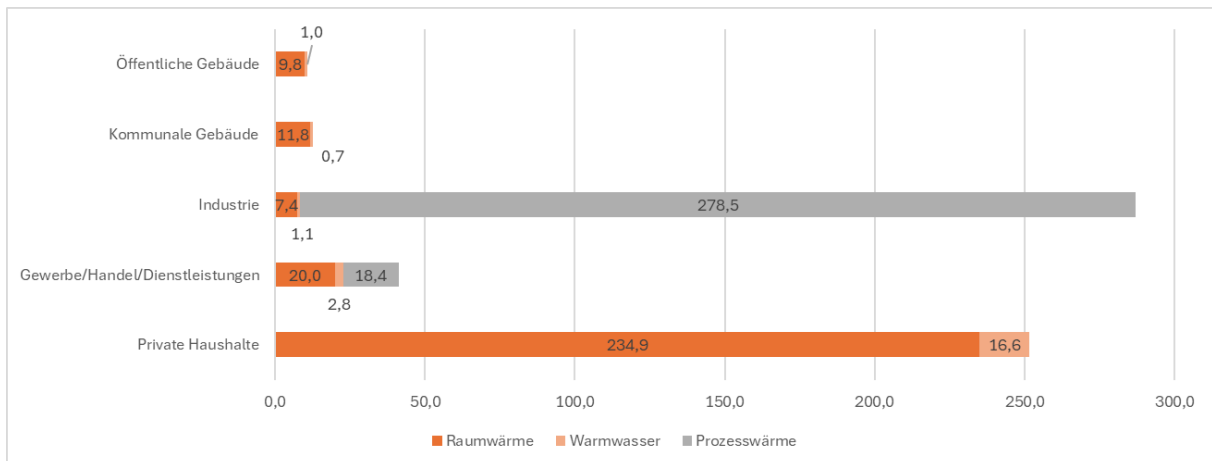


Abbildung 9: Jährlicher Endenergieverbrauch von Wärme in GWh/a nach Endenergiesektoren und Verbrauchsart in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)

WÄRMEVERBRAUCHSDICHTE

Die Wärmeverbräuche sind in Abbildung 10 auf Ebene der Baublöcke zusammengefasst (aufsummiert) und damit als Wärmeverbrauchsichte in MWh/ha·a dargestellt. Die jährliche Wärmeenergiemenge wird auf die Flächen der Baublöcke in Hektar ha bezogen (1 Hektar = 100 x 100 m = 10.000 m²).

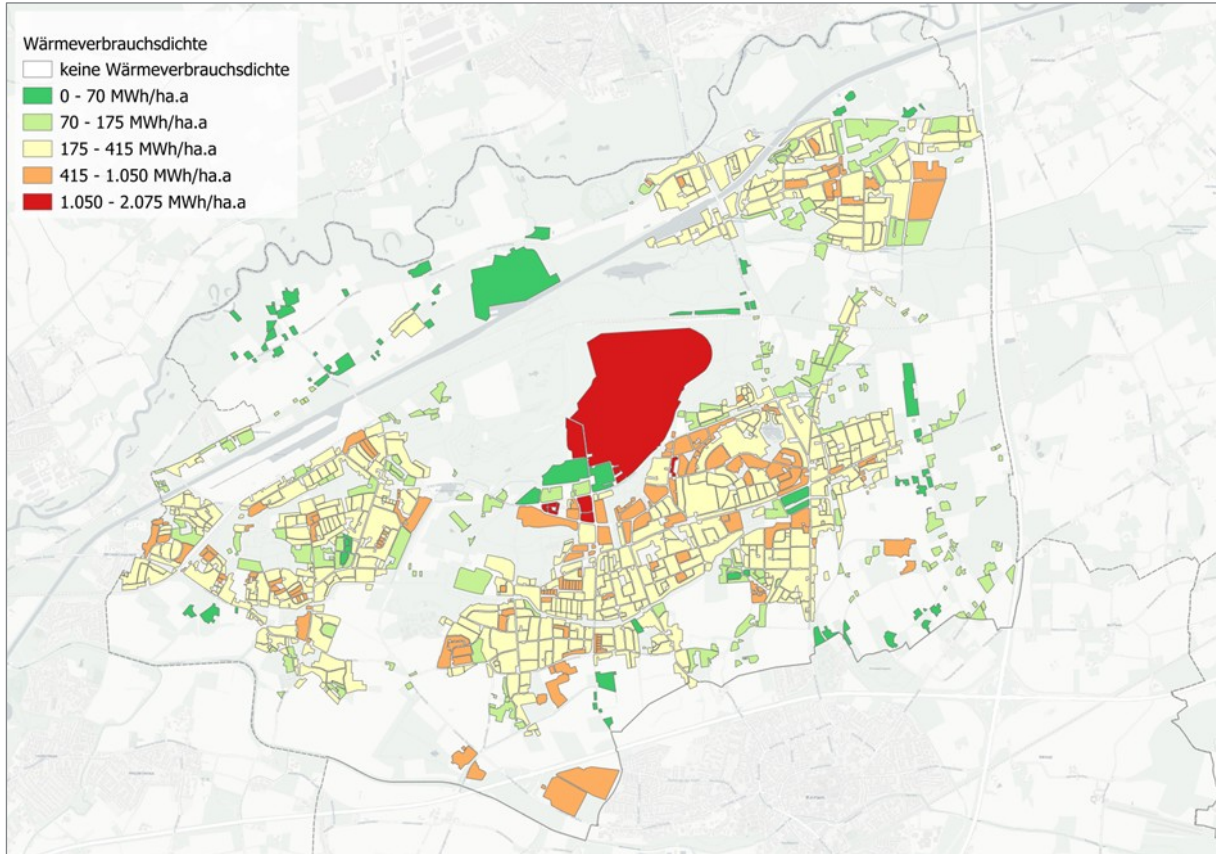


Abbildung 10: Wärmeverbrauchsichte in MWh/ha·a auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)

Im Planungsgebiet Bergkamen liegen Baublöcke mit einer Wärmeverbrauchsdichte von über **1.050 MWh/ha·a** (rot) punktuell verteilt in verdichteten Wohn- und Mischgebieten sowie auf dem Industriegelände der Bayer AG. Weitere Bereiche mit hohen Verbrauchsdichten zwischen **415 und 1.050 MWh/ha·a** (orange) konzentrieren sich vor allem in der Kernstadt sowie in Teilen von Oberaden und Weddinghofen.

In Summe wurden mehrere Baublöcke identifiziert, die eine besonders hohe Verbrauchsdichte oberhalb von **1.050 MWh/ha·a** aufweisen. Darüber hinaus ist das gesamte Stadtgebiet flächenhaft durchzogen von Bereichen mit mittlerer Verbrauchsdichte zwischen **175 und 415 MWh/ha·a** (gelb) sowie von niedrigen Verbrauchsdichten zwischen **70 und 175 MWh/ha·a** (hellgrün).

WÄRMELINIENDICHTE

Durch die Übertragung der Wärmeverbräuche auf die anliegenden Straßenlinien erhält man die Wärmelinienendichten. Dementsprechend werden die Wärmeverbrauchsmengen auf die Länge der Straßenabschnitte bezogen und es ergibt sich eine Kennzahl mit der Einheit kWh/m·a. Die Wärmelinien dienen als Entscheidungsgrundlage, in welchen Straßen ein Neubau von Nah- oder Fernwärmeleitungen sinnvoll sein kann. Die Ableitung möglicher Wärmenetzgebiete befindet sich in Kapitel 5 Entwurf Zielszenarien 2040/2045 - Bergkamen.

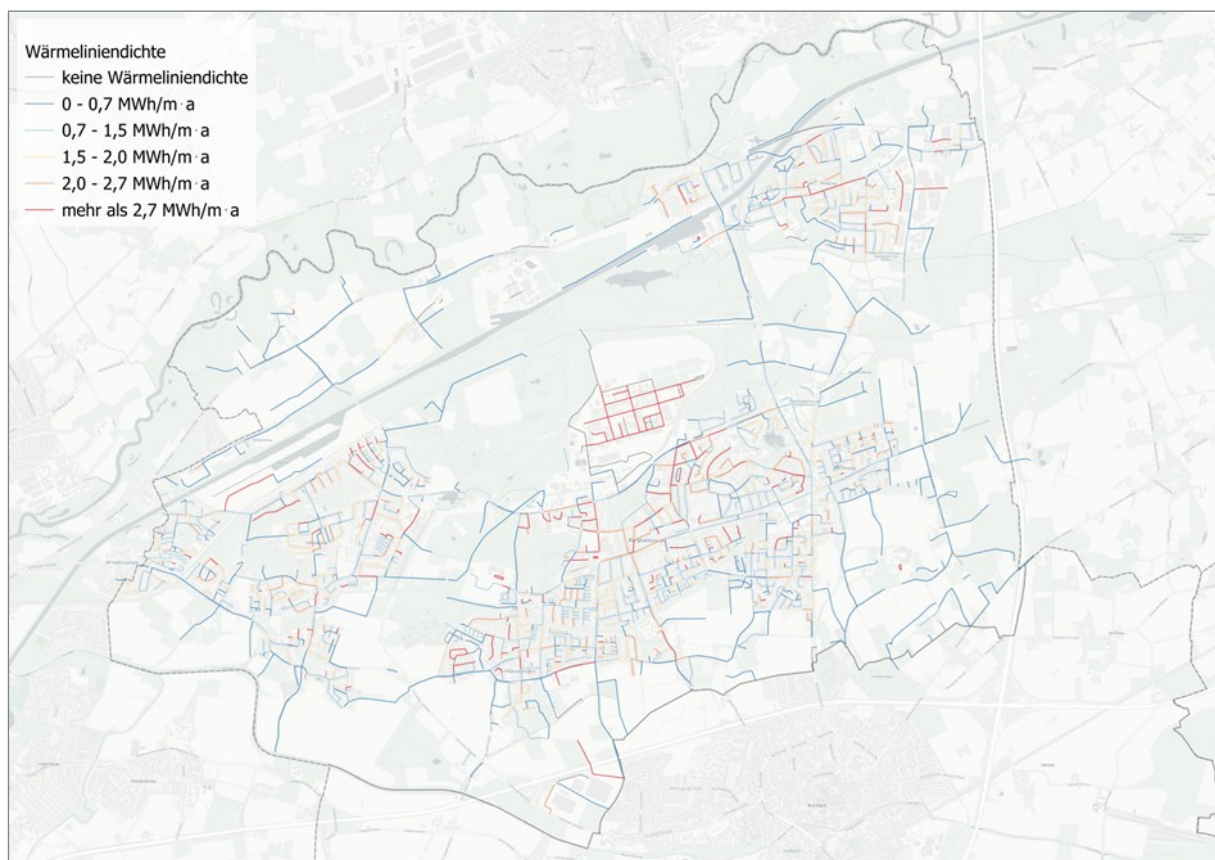


Abbildung 11: Wärmelinienendichten in MWh/m·a in Bergkamen

3.3.3 WÄRMEERZEUGUNG

Die zur Wärmeerzeugung eingesetzten Energieträger werden in Abbildung 12 dargestellt:

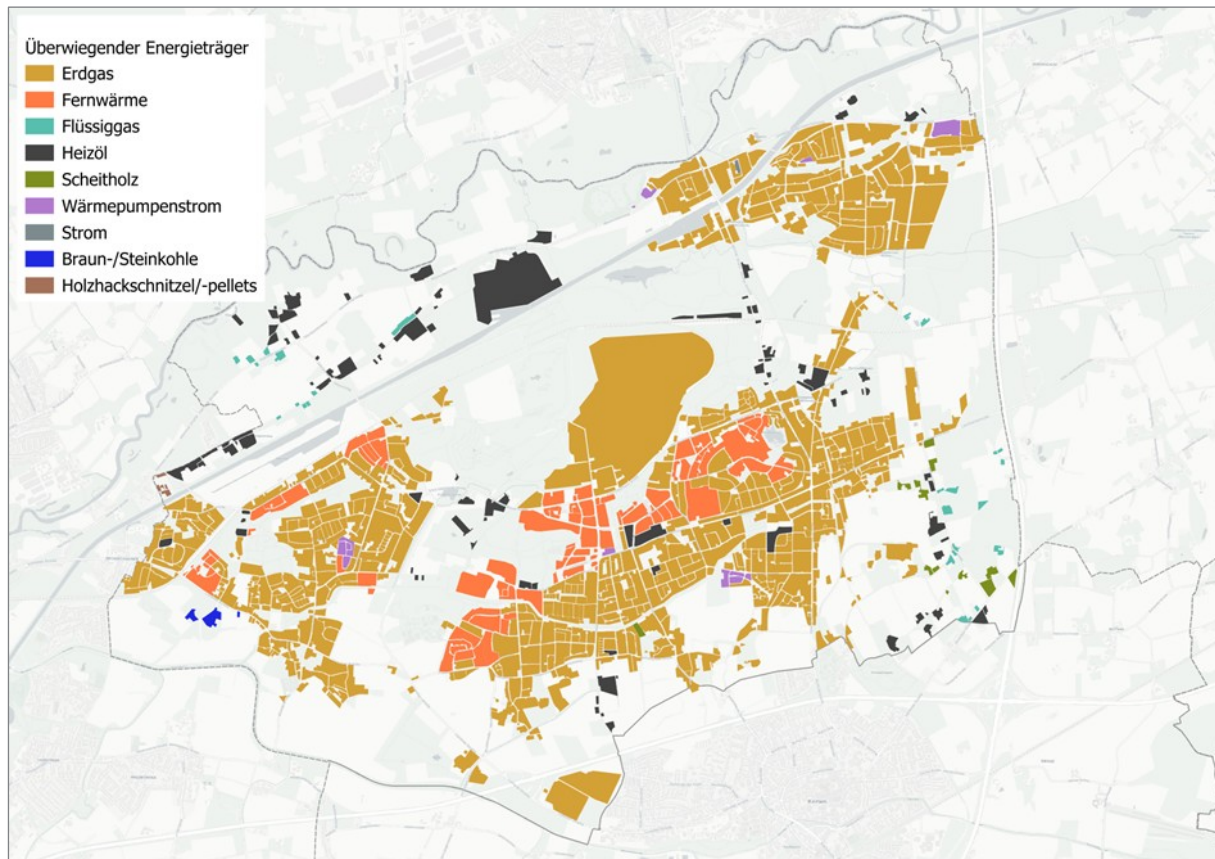


Abbildung 12: Überwiegende Wärmeerzeugerart auf Baublock-Ebene in Bergkamen gesamtes Planungsgebiet)

Für die Wärmeversorgung in Bergkamen werden insgesamt **603,1 GWh/a Endenergie** benötigt, um die Wärmenutzenergie im Stadtgebiet bereitzustellen. Davon stammen **rund 17,1 GWh/a** (ca. **2,8 %**, entspricht etwa 17.100.000 kWh/a) aus erneuerbaren Energiequellen. Hierzu zählen vor allem **Scheitholz**, **Holzpellets**, kleinere **Wärmepumpensysteme** (Luft/Wasser und Sole/Wasser) sowie in geringem Umfang elektrische Direktheizungen.

Der überwiegende Teil der Endenergiemenge – rund **586,0 GWh/a** (ca. **97,1 %**, entspricht 586.000.000 kWh/a) – basiert auf **fossilen Energieträgern**, insbesondere **Erdgas**, **Heizöl** und **Flüssiggas**.

Im Vergleich mit anderen Kommunen in Nordrhein-Westfalen, welches weitgehend von hohen fossilen Anteilen geprägt ist, weist die Wärmeversorgung in Bergkamen überdurchschnittlich hohe fossile Anteil auf. Die Gründe dafür werden in einem hohen Anteil industrieller und gewerblicher Wärmebedarfe mit punktuell sehr hohen Prozesswärmemengen, einer gut ausgebauten Erdgasinfrastruktur, Lock-in-Effekte durch jüngste Investitionen in neue Gasheizungen, einer nicht vollständig dekarbonisierten Fernwärmeerzeugung sowie wirtschaftlichen und eigentümerbezogenen Hemmnissen vermutet.

Auswertungen des Monitorings zur Kommunalen Wärmeplanung zeigen, dass in Nordrhein-Westfalen aktuell über 87 % der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern erfolgt, während erneuerbare Energien und unvermeidbare Abwärme bislang etwa 13 % ausmachen (LANUK 2025: 10). Damit liegt der erneuerbare Anteil im Wärmesektor in Nordrhein-Westfalen deutlich unter dem erneuerbaren Anteil im Stromsektor in Höhe von etwa 24 % (LEE NRW 2025) und verdeutlicht den hohen Transformationsbedarf.

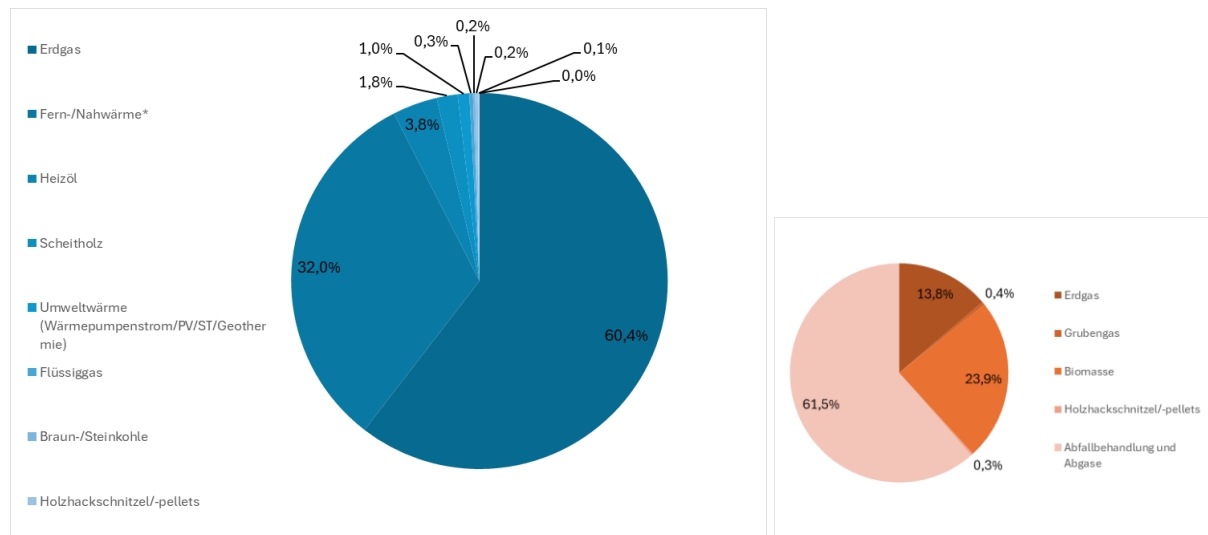


Abbildung 13: Energieträger-Anteile gesamt (blau) und bezogen auf den Fernwärme-Anteil (orange) in Bergkamen gesamtes Planungsgebiet)

Die überwiegende Energiemenge basiert weiterhin auf **fossilen Energieträgern**, insbesondere **Erdgas**, das in großen Teilen des Stadtgebiets den dominierenden Energieträger darstellt. Heizöl und Flüssiggas treten hauptsächlich in den Randlagen auf, in denen keine leitungsgebundene Gasversorgung vorhanden ist.

Erneuerbare Energien – vor allem **Scheitholz**, **Holzpellets** sowie **strombasierte Wärmepumpensysteme** – spielen eine untergeordnete, aber lokal relevante Rolle. Wärmepumpen finden sich insbesondere in neueren Wohnquartieren sowie in aufgelockerten Siedlungsbereichen mit größeren Grundstücken.

In Bergkamen-Mitte sowie in weiten Bereichen von Oberaden und Weddinghofen dominiert klar **Erdgas** (braun). In Wohnbereichen mit älterer Bausubstanz und ohne Gasnetz tritt verstärkt **Heizöl** auf (schwarz). **Fernwärme** ist – entsprechend der Karte – punktuell vorhanden, insbesondere entlang bestehender Netzstrukturen (orange).

Im **Industriepark A2** (größere schwarze Flächen) wird überwiegend **Strom** als Energieträger genutzt. Flüssiggas kommt nur in einzelnen, dezentral gelegenen Bereichen vor, in denen keine leitungsgebundene Versorgung vorhanden ist.

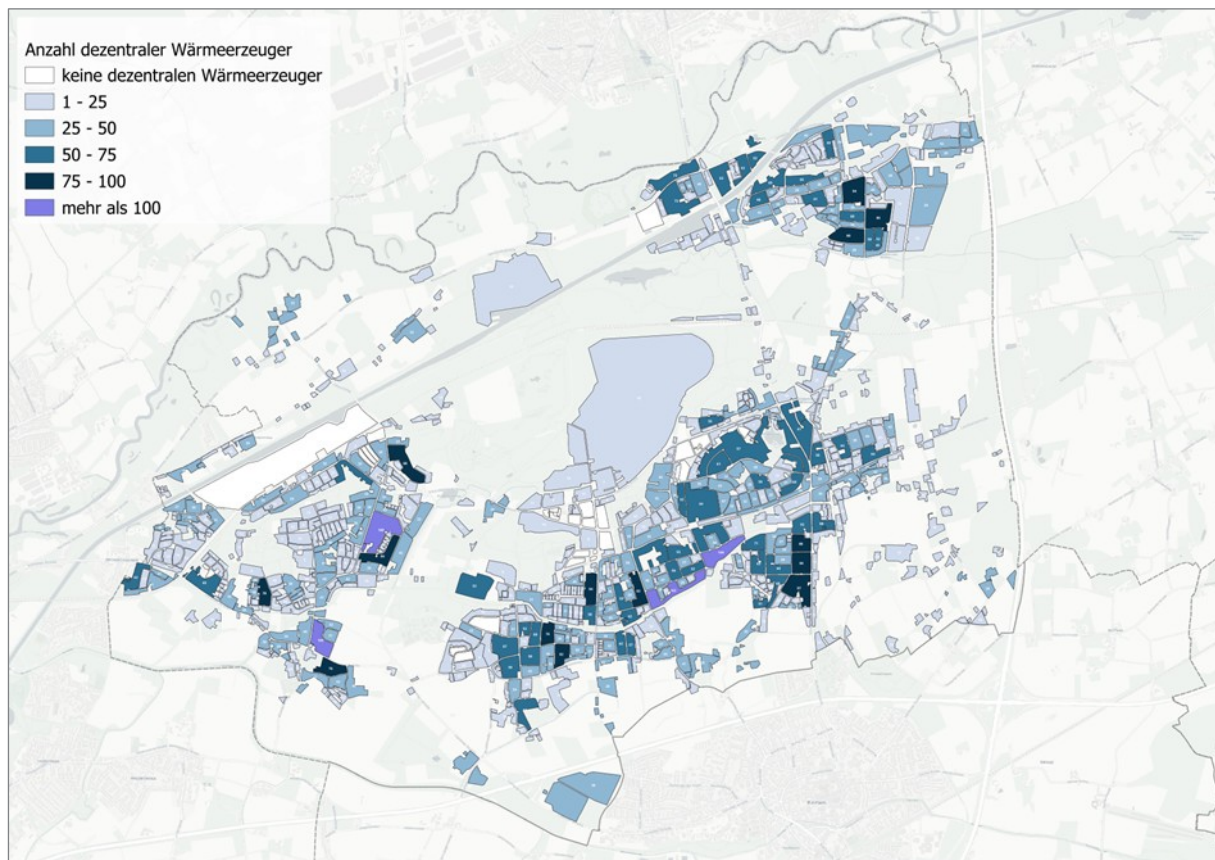


Abbildung 14: Anzahl der dezentralen Wärmeerzeuger auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)

Nach Datenlage sind **15.675 dezentrale Wärmeerzeuger** in den **13.731 beheizten Gebäuden** installiert (darunter etwa 11.541 Wohngebäude). Abbildung 14 zeigt deren Verteilung über das Planungsgebiet. Zusätzlich werden 847 weitere Wärmeerzeuger (Wärmepumpen und Stromdirekt-/Nachtspeicherheizungen) angenommen.

Die im interkommunalen Planungsgebiet installierten Wärmeerzeuger werden – abhängig von der jeweiligen Heiztechnik – mit unterschiedlichen Energieträgern betrieben. Heizkessel nutzen überwiegend **Erdgas, Heizöl oder feste Biomasse** wie Scheitholz oder Holzpellets. Die Zuordnung der Heizsysteme erfolgt auf Basis der Kehrdaten aus dem Schornsteinfegerregister (WSP.NRW) sowie ergänzender Gebäudetypologien.

Die Auswertung zeigt, dass im Stadtgebiet Bergkamen **Erdgas-Heizsysteme klar dominieren**, insbesondere in Bergkamen-Mitte, Weddinghofen, Oberaden und Rünthe (braune Bereiche). **Heizöl** tritt vor allem in Randlagen auf, in denen keine Gasinfrastruktur vorhanden ist (schwarze Bereiche).

Strombasierten Heizsystemen wie Wärmepumpen kommt eine zunehmend wichtige Rolle zu; sie finden sich insbesondere in neueren oder aufgelockerten Wohnquartieren sowie in Bereichen mit größeren Grundstücken (lila Flächen). Flüssiggas wird nur vereinzelt in peripheren Siedlungsbereichen genutzt (türkis).

Im **Industriepark A2** sowie in weiteren gewerblichen Bereichen ist **Strom** der überwiegende Energieträger.

Insgesamt wurden im Planungsraum folgende Hauptgruppen von Wärmeerzeugern erfasst:

- Erdgas-Heizsysteme
- scheitholzbasierende Biomasseanlagen
- Heizöl-betriebene Systeme
- **strombasierte Heiztechniken** (Wärmepumpen, Nachtspeicher)
- weitere Anlagen wie Flüssiggas-, Pellet- und Kohlesysteme.

Unter „Sonstige Heiztechnik“ werden eine Vielzahl nicht-standardisierter oder gewerblicher Anlagen zusammengefasst, wie etwa:

- Back- und Pizzaöfen, Wärme- und Gäräume
- Heizeinsätze Gas, Heizungsherde, Koch- und Wurstkessel
- Konvektomaten, Luftprozessanlagen, Notstromaggregate
- Schmiedefeuer, Specksteinöfen, Wäschemangeln/Vortrockner.

Ebenso sind verschiedene **sonstige Brennstoffe** dokumentiert, darunter Hackschnitzel, Erdölgas, Holzbriketts, Kokereigas, naturbelassenes Erdgas und Torfpresslinge. Diese Energieträger spielen mengenmäßig insgesamt nur eine untergeordnete Rolle, werden jedoch zur Vollständigkeit sowie zur potenziellen Identifikation zukünftiger Umrüstooptionen berücksichtigt.

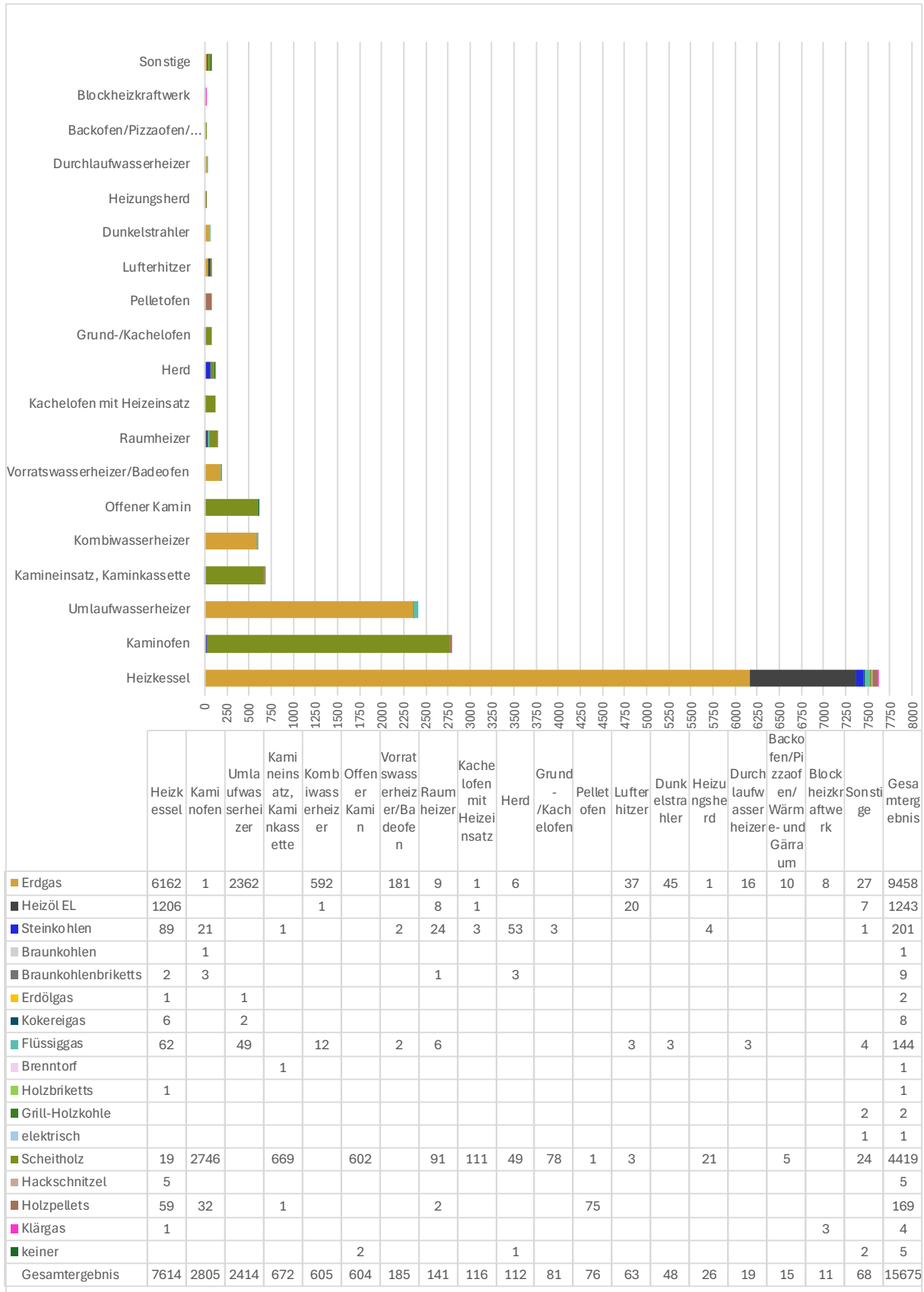


Abbildung 15: Anzahl dezentraler Wärmerzeuger nach Art und eingesetzter Energieträger (Bergkamen)

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Häufigkeitsverteilung der Wärmeerzeuger über die Heizungs-Baujahre, die vereinfacht mit dem Einbaujahr und Inbetriebnahmejahr gleichgesetzt werden.

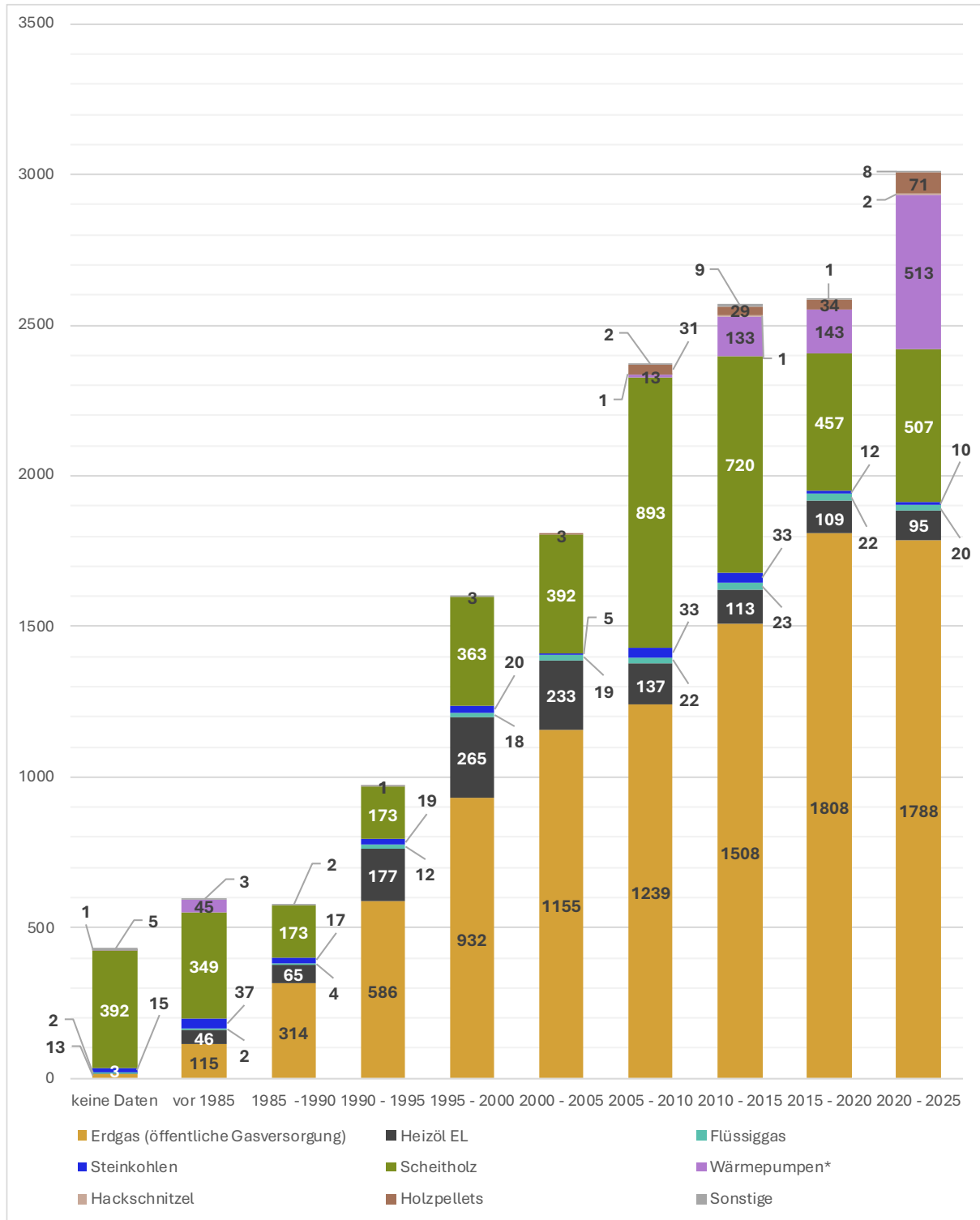


Abbildung 16: Anzahl der erfassten Wärmeerzeuger nach Heizungs-Baujahr bzw. Inbetriebnahmejahr und Energieträger (*Strommix DE und/oder PV-Strom)

Die Häufigkeitsverteilung der Wärmeerzeuger über die Heizungs-Baujahre wird für Erdgas-betriebene Wärmeerzeuger in Abbildung 17 und für Heizöl-betriebene Wärmeerzeuger in Abbildung 13 spezifiziert.

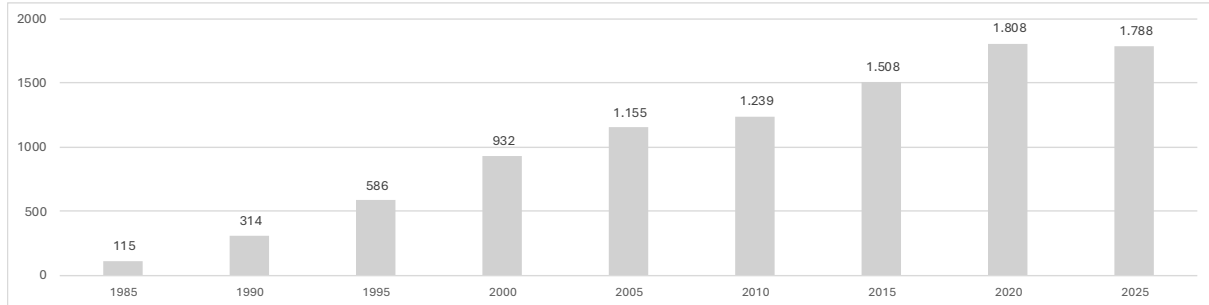


Abbildung 17: Anzahl der erfassten Wärmeerzeuger nach Heizungs-Baujahr bzw. Inbetriebnahmejahr (Erdgas-betriebene Wärmeerzeuger)

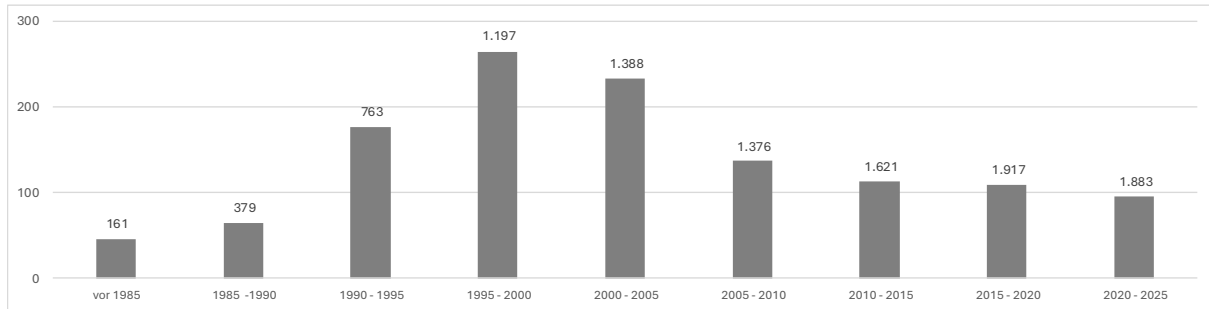


Abbildung 18: Anzahl der erfassten Wärmeerzeuger nach Heizungs-Baujahr bzw. Inbetriebnahmejahr (Heizöl-betriebene Wärmeerzeuger)

Die Karte verdeutlicht die räumliche Verteilung von Gebieten mit überwiegend alten Öl- und Gas-Heizkesseln, bei denen je nach Lebensdauer ein baldiger (wenige Jahre) Heizungstausch- bzw. -wechsel zu erwarten ist.

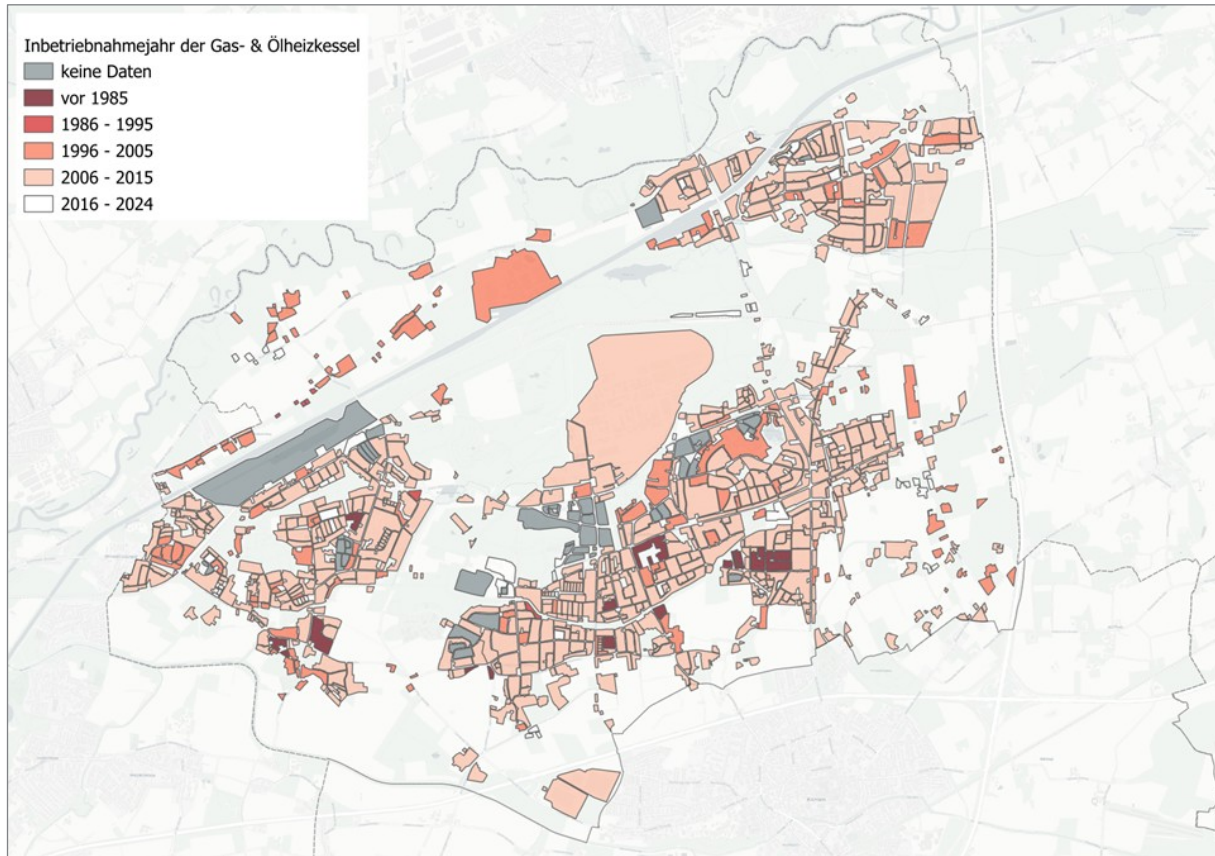


Abbildung 19: Mittleres Inbetriebnahmejahr der Öl- & Gas-Heizkessel auf Baublock-Ebene

Die Energieträger-Anteile werden in Abbildung 20 auf den nachfolgenden Seiten, in Form von Kreisdiagrammen auf Baublock-Ebene dargestellt. Die Kreisdiagramme der Energieträger-Anteile liegen in dieser Darstellung über den je Baublock aufsummierten, absoluten Endenergieverbräuchen in MWh/a (rötliche Färbung). Eine größere Darstellung erhält man in der Webkarte.

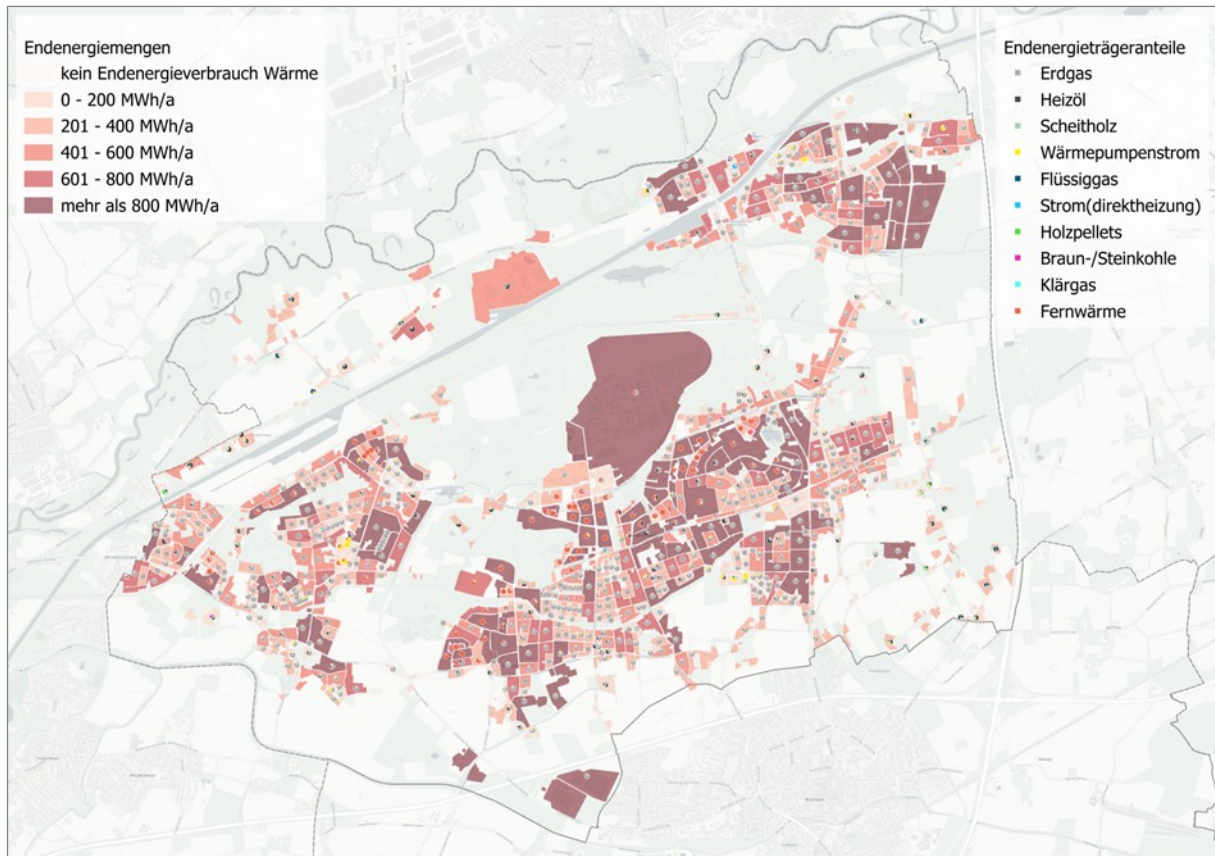


Abbildung 20: Anteil der Energieträger (Kreisdiagramme) am jährlichen Endenergieverbrauch für Wärme in MWh/a (rötliche Flächen) in Bergkamen auf Baublock-Ebene

Aus den erhobenen Energiebedarfen für Wärme können für Bergkamen folgende jahresbezogene Energiekennzahlen ermittelt werden:

- 50.753** Einwohnerinnen und Einwohner
- 83,5_{kWh/a-m²}** Endenergie Wärme pro Quadratmeter Wohnfläche
- 4.957_{kWh/a-EW}** Endenergie Wärme pro Einwohnerinnen und Einwohner (Sektor Private Haushalte)
- 11.883_{kWh/a-EW}** Endenergie Wärme pro Einwohnerinnen und Einwohner (Alle Sektoren: Gewerbe, Industrie, öffentlich, kommunal)

3.3.4 TREIBHAUSGASBILANZ

Die Wärmeversorgung in Bergkamen basiert bislang in hohem Maße auf fossilen Energieträgern. Dadurch entstehen jährlich rund 151,2 Tausend Tonnen CO₂-Äquivalente (entspricht 151.200 tCO₂äq/a) durch die Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme.

2,98 tCO₂äq/a-EW

Treibhausgas-Emissionen Wärme pro Einwohnerinnen und Einwohnern (Alle Sektoren: Gewerbe, Industrie, öffentlich, kommunal)

Der überwiegende Teil dieser Emissionen entfällt auf die Nutzung von Erdgas (59,6%) und Fernwärme (32,9%), gefolgt von Heizöl (4,9%). In der Fernwärme-Erzeugung entsteht das meiste THG durch die Abfallbehandlung, Abgas-Abwärmenutzung und Biomasse-Verwertung. Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern leisten bislang nur einen geringen Beitrag zur Reduzierung der Gesamtemissionen.

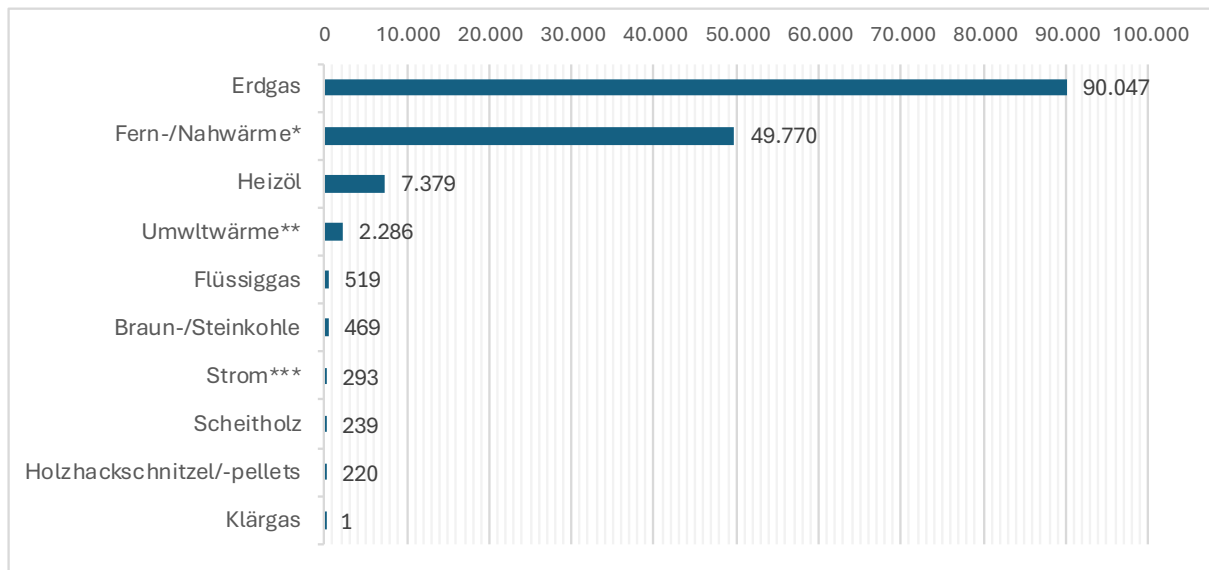


Abbildung 21: Jährliche Treibhausgasemissionen in Tonnen Kohlenstoffdioxid-Äquivalent (tCO₂äq/a) nach Energieträger, *ohne Gebäudenetze, **Wärmepumpen-Umgebungsluft/Geothermie, ***Stromdirekt-/Speicherheizung

3.3.5 GROßVERBRAUCHER-ANALYSE

Als Großverbraucher gelten im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung alle Wärmeabnehmer mit einem jährlichen Verbrauch von mindestens 100.000 kWh/a. Im Planungsgebiet Bergkamen wurden mehrere Großverbraucher identifiziert, für die gesicherte Gas- und Wärmeverbrauchsdaten vorliegen. Diese verteilen sich über das gesamte Stadtgebiet, mit deutlichen Schwerpunkten in der Kernstadt, in Oberaden sowie im Bereich des Industrieparks A2.

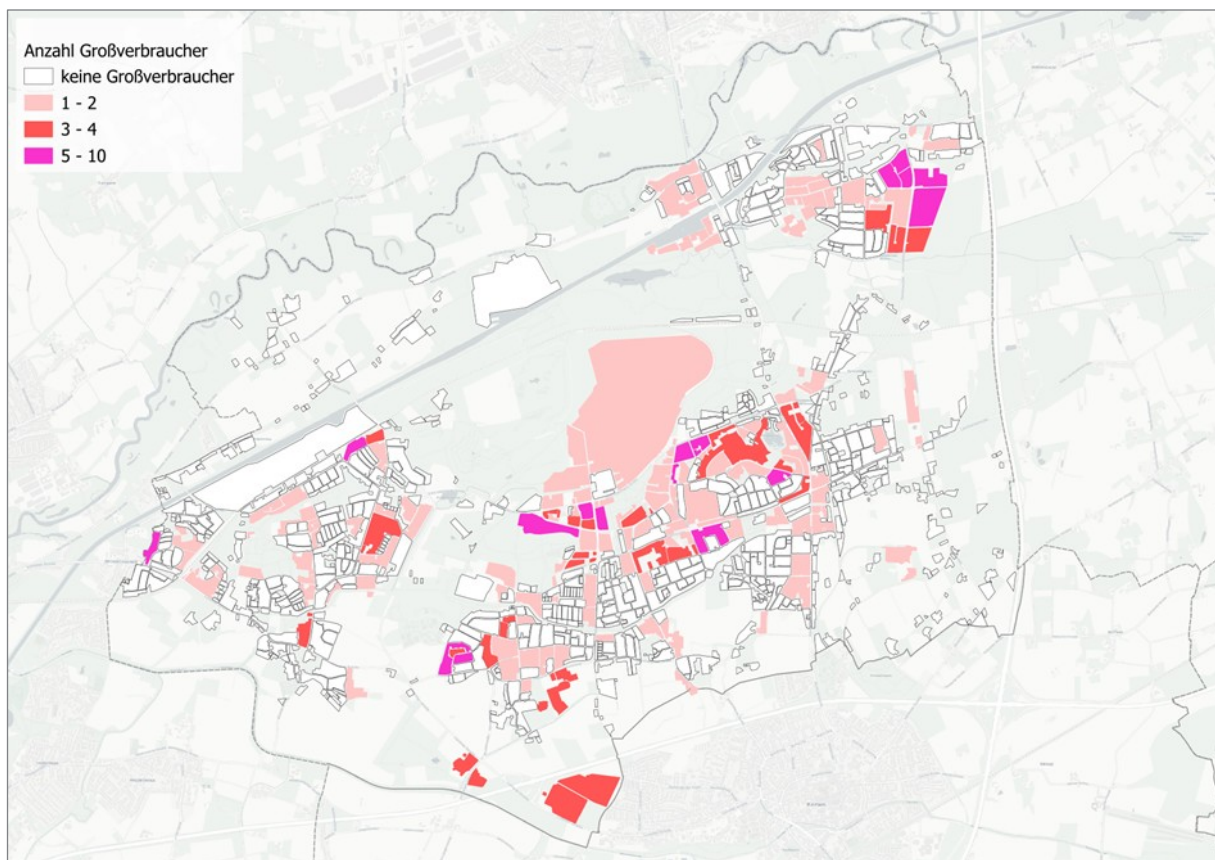


Abbildung 22: Großverbraucher-Anzahl auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)

Die identifizierten Großverbraucher werden in Abbildung 22 baublockbezogen dargestellt. Zur Wahrung der Anonymität wurden Baublöcke mit weniger als fünf Gebäuden mit benachbarten Strukturen aggregiert. Die Karte zeigt, dass in vielen Baublöcken 1–2 Großverbraucher vorhanden sind, während in einigen zentralen Bereichen 3–4 und vereinzelt sogar 5–10 Großverbraucher pro Baublockgruppe auftreten.

Die Großverbraucher umfassen sowohl Einzelgebäude als auch Gebäudegruppen, die als Mitversorgungsverbände auftreten. In solchen Fällen übernimmt ein zentrales Gebäude die Rolle des Wärmeerzeugerstandorts und versorgt angrenzende Gebäude oder Gebäudeteile mit.

Zusätzlich wurden weitere potenzielle Großverbraucher ermittelt, deren rechnerischer Wärmebedarf laut Gebäudetypologie über 100.000 kWh/a liegt, deren Werte jedoch nicht durch gemessene Verbrauchsdaten bestätigt werden konnten.

3.3.6 WÄRMENETZE

Im Planungsgebiet Bergkamen sind derzeit zahlreiche Gebäude an bestehende Wärmenetze (730 Anschlüsse) oder Gebäudenetze (33 Anschlüsse) angeschlossen. Die angeschlossenen Liegenschaften umfassen überwiegend Wohngebäude sowie einige öffentliche und gewerbliche Gebäude, darunter Verwaltungsgebäude, Bildungseinrichtungen, Sport- und Trainingshallen, Hallenbäder und Kitas.

Die bestehenden Wärmenetze in Bergkamen werden überwiegend von der GSW betrieben. Darüber hinaus bestehen weitere Wärmenetze bzw. Nahwärmestrukturen, die von E.ON und GETEC betrieben werden. Die räumliche Verteilung der Wärmenetze und Gebäudenetze im Stadtgebiet ist in Abbildung 23 dargestellt.

Tabelle 1: Wärme- und Gebäudenetze in Bergkamen

Netz-Art und Name	Betreiber	Hausübergabestationen (Anschlüsse)	Trassenlänge
Fernwärmenetz Bergkamen	GSW	604	28.500 m
Wärmenetz Barbarastrasse	E.ON	24	2.000 m
Wärmenetz Breslauer Straße/ Berliner Straße/ Königsberger Straße	ENGIE Deutschland	28	1.400 m
Wärmenetz Danziger Straße	GETEC	45	1.626 m
Wärmenetz Hans-Böckler-Straße	E.ON	34	3.000 m
Wärmenetz Oberaden Zentral (Erdbeerfeld)	GSW	15	1300 m
Wärmenetz Waldsiedlung	GSW	42 (geschätzt)	1.400 m
Wärmenetz Wasserstadt Aden (im Aufbau)	GSW	222 (geschätzt)	4.940 m
Prozessdampf- und Abwärmenetz der Bayer AG	Bayer AG	80 (geschätzt)	4.500 m (geschätzt)

Gebäudenetze: Häupenbad (GSW), Albert-Schweitzer-Schule, Otto-Wels-Straße, Bauhof Bergkamen, In den Kämpen, Görlitzer Straße, Marie-Juchacz-Straße

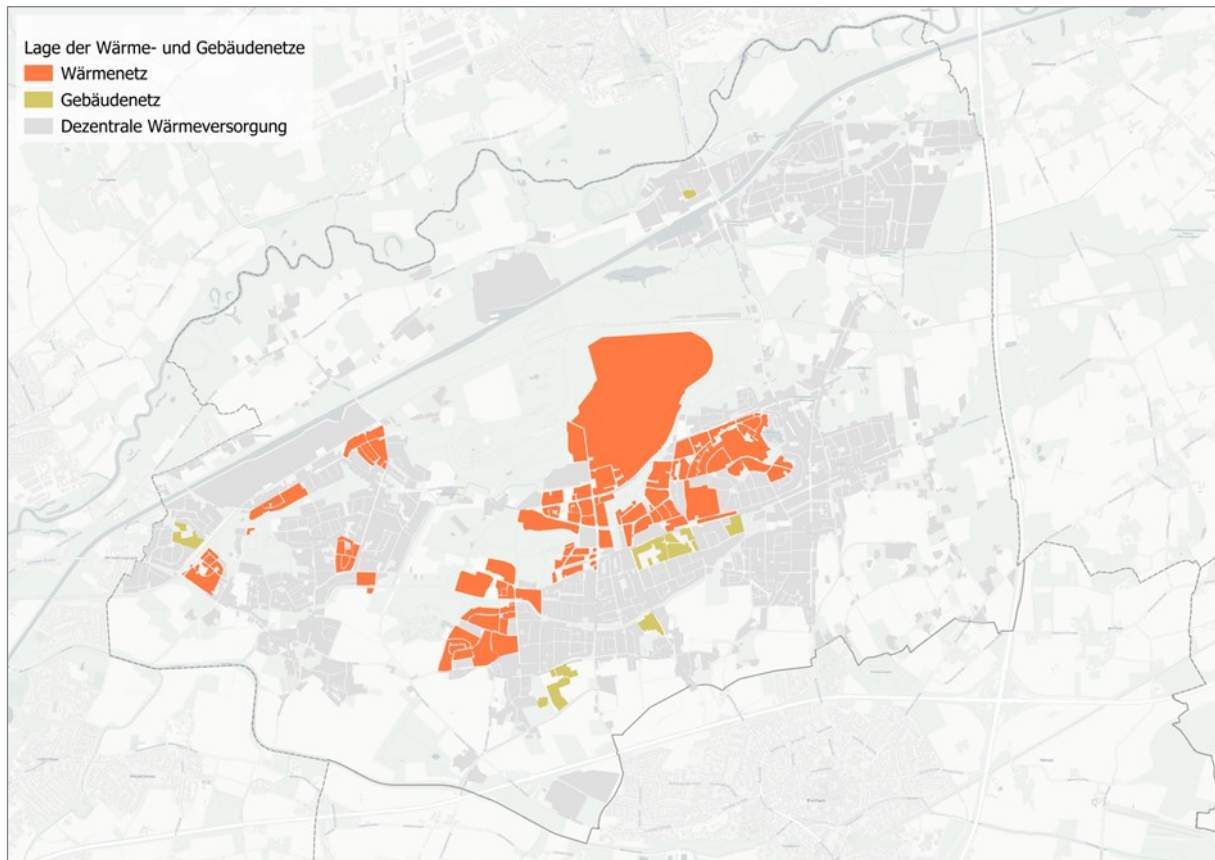


Abbildung 23: Lage der Wärme- und Gebäudenetze auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)

Gemäß den Vorgaben des Wärmeplanungsgesetzes (WPG) sowie der Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW) ist die Dekarbonisierung aller bestehenden und neu zu errichtenden Wärmenetze verpflichtend vorgesehen. Für bestehende Wärmenetze gilt ab 2030 die Anforderung, mindestens 30 % der gelieferten Wärme aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme bereitzustellen. Darüber hinaus ist bis spätestens 2026 ein Transformationsplan vorzulegen, der den schrittweisen Umbau hin zu einer treibhausgasneutralen Versorgung beschreibt. Diese Transformationspfade sind im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung zu berücksichtigen und mit den Netzbetreibern abzustimmen.

3.3.7 Gasnetze

Die Gasnetzinfrastruktur ist im Planungsgebiet Bergkamen weitgehend flächendeckend ausgebaut. In nahezu allen Siedlungsbereichen liegen Gasverteilnetze vor, über die eine leitungsgebundene Wärmeversorgung auf Basis von Erdgas sichergestellt wird. Die Karte in Abbildung 24 zeigt die Baublöcke, in denen Gebäude über dokumentierte Gasnetzanschlüsse verfügen. Die Hausanschlüsse befinden sich überwiegend innerhalb der Baublöcke oder entlang der Blockränder; die zugehörigen Gasverteiltrassen verlaufen zwischen den Siedlungsstrukturen.

Während der überwiegende Teil des Stadtgebiets durch das Gasnetz erschlossen ist, bestehen in peripheren Außenbereichen sowie in einzelnen kleineren Siedlungsteilen auch Zonen ohne leitungsgebundene Gasversorgung. In diesen Bereichen kommen überwiegend Heizöl, Flüssiggas oder alternative Heiztechniken zum Einsatz.

Das gesamte Gasnetz im Planungsraum, inklusive der Hausanschlussleitungen, weist eine geschätzte Trassenlänge von rund 279.900 m auf. Insgesamt bestehen 8.506 registrierte Gas-Hausanschlüsse, verteilt über die Kommune.

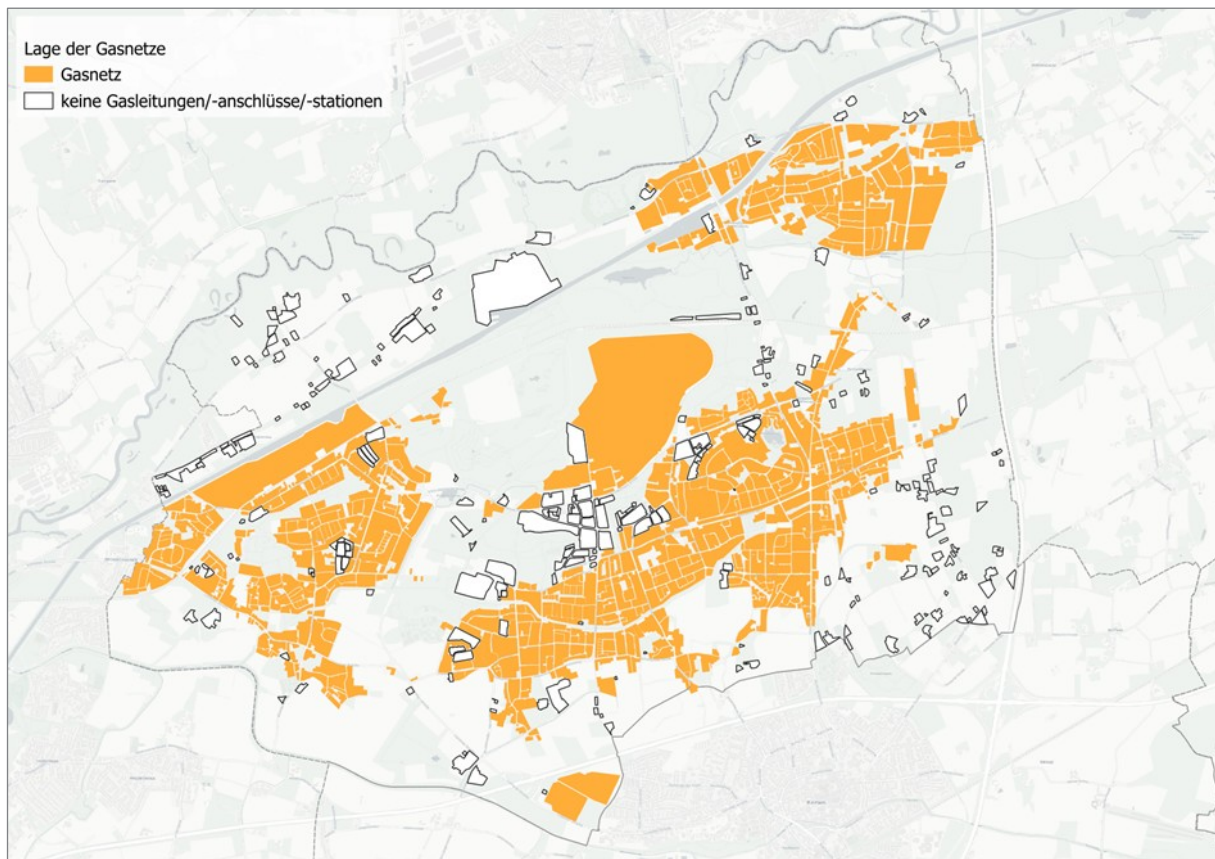


Abbildung 24: Lage der Gasnetze auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)

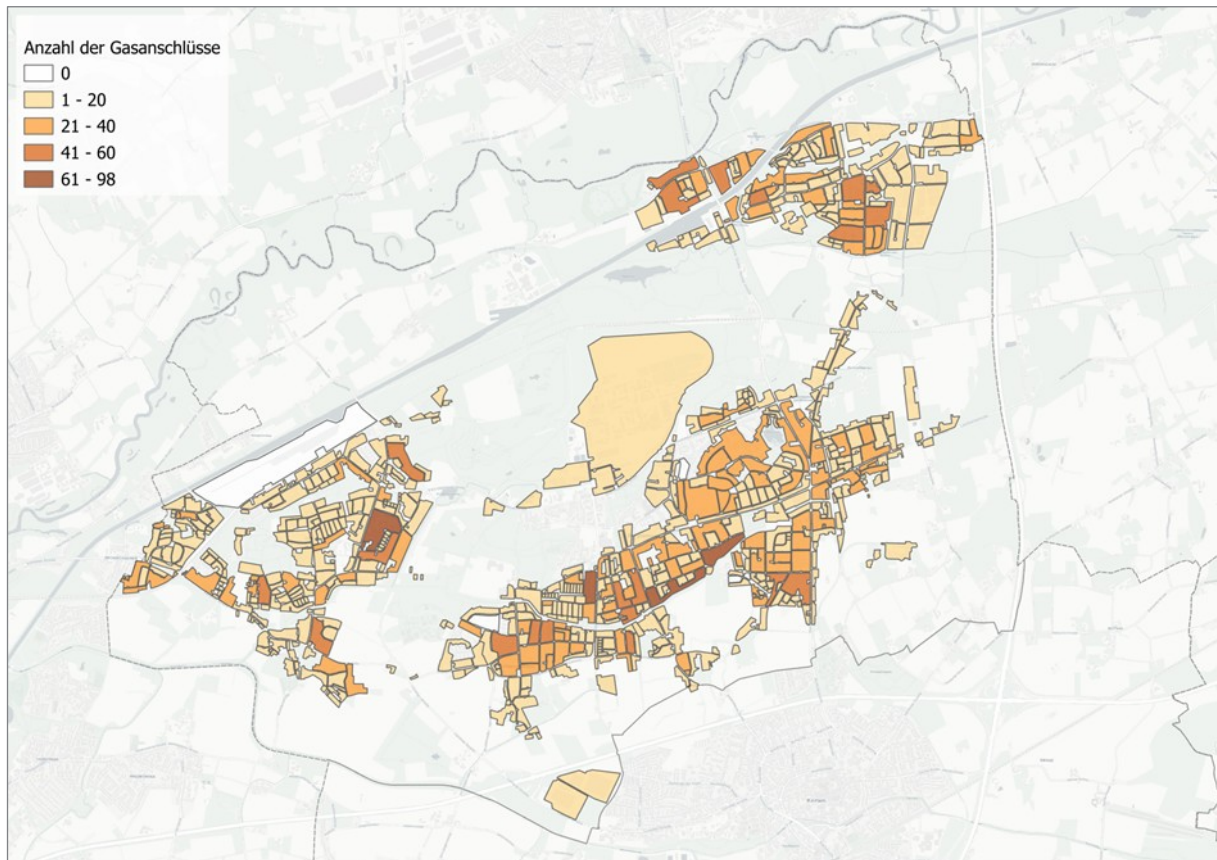


Abbildung 25: Anzahl der Gasanschlüsse auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)

Die Verlegung der Gasleitungen im Planungsgebiet Bergkamen begann ab dem Jahr 1978. Die ältesten Leitungen sind somit 47 Jahre alt. Das durchschnittliche Inbetriebnahmejahr liegt bei etwa 1992. Der Großteil der heute genutzten Leitungen wurde um dieses Jahr herum verlegt, sodass die Gasleitungen durchschnittlich 33 Jahre alt sind.

Seitdem erfolgten zahlreiche Netzerweiterungen und Teilerneuerungen. Durchschnittlich fanden die nachträglichen Netzerweiterungen seit 1992 um das Jahr 2001 statt und reichen bis ins Jahr 2025. In den letzten fünf Jahren (2020 bis 2025) wurden rund 6.220 m neue Gasleitungen verlegt.

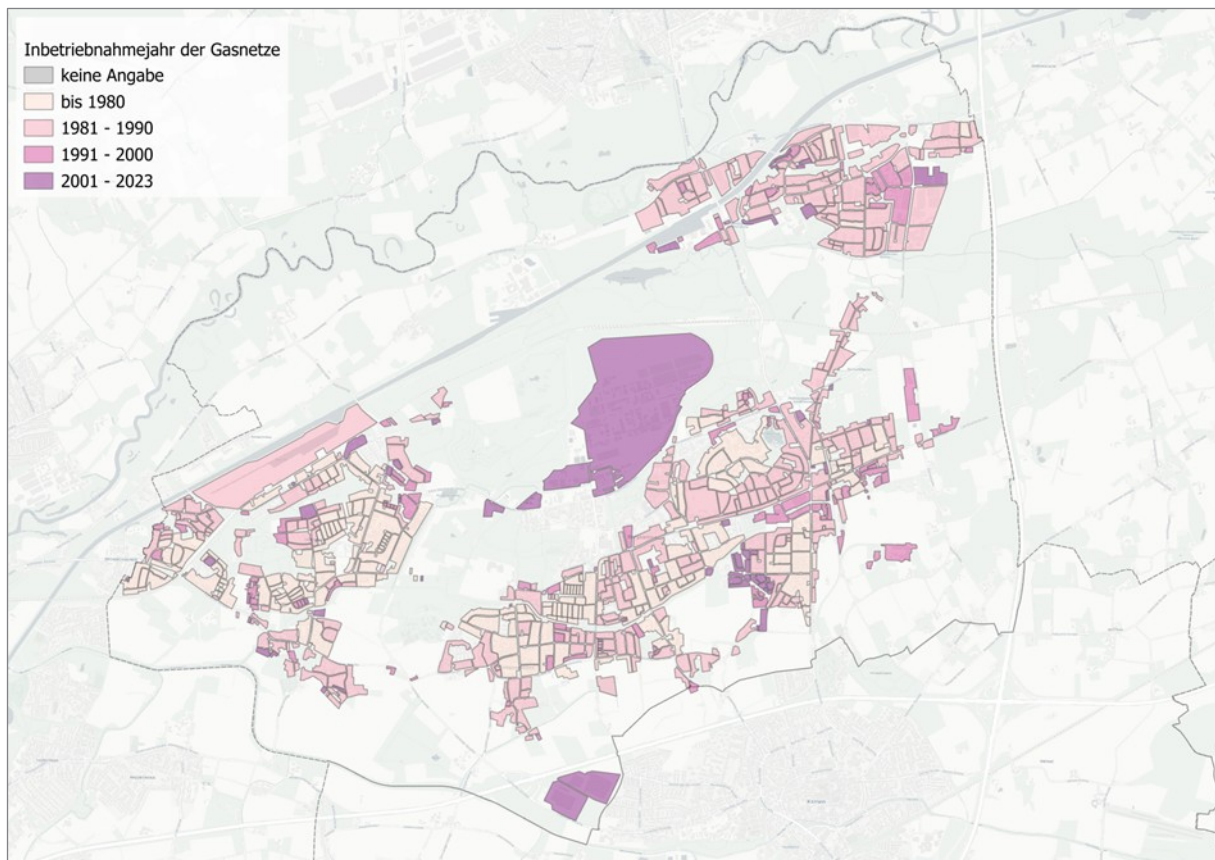


Abbildung 26: Verlege-/Inbetriebnahmejahr der Gasnetzleitungen auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)

Für die vorliegende Auswertung wurde das in den Daten angegebene Verlegejahr mit dem Jahr der Inbetriebnahme gleichgesetzt. Weitere Details zur Altersverteilung und zeitlichen Entwicklung sind Abbildung 26 zu entnehmen.

3.3.8 Abwassernetze

Abbildung 20 zeigt die im Planungsgebiet verlaufenden Schmutzwasserleitungen mit einem Durchmesser ab DN600, welche als Hauptleitungen fungieren und wesentlich zum Trockenwetterabfluss beitragen. Insgesamt beläuft sich die Länge der Leitungen auf rund 63 km. Diese großdimensionierten Leitungen stellen zentrale Bestandteile der kommunalen Abwasserinfrastruktur dar. In der Darstellung nicht berücksichtigt sind kleinere Schmutzwasserleitungen unter DN600 sowie Frisch- und Mischwasserleitungen, da diese keinen maßgeblichen Einfluss auf die wärmeplanerisch relevante Abflusssituation im Trockenwetterfall besitzen.

Bergkamen wird übergeordnet durch eine groß dimensionierte Hauptleitung/-kanal mit Profilbreiten >DN1800 entwässert, die im Verlauf des Kuhbach Weges von Overberge im Osten durch Bergkamen Mitte bis nach Oberaden im Westen verläuft. Eine weitere Hauptentwässerung (DN2000) läuft ausgehend vom Gelände der Bayer AG von Norden zu in die zuerst genannte Hauptleitung. Weitere Zuleitungen der Dimensionen DN600 bis DN1000 knüpfen an die beiden Hauptleitungen Fischgrät-netz-artig an. Rünthe, das östliche Beckinghausen und die Wasserstadt Aden weisen ebenfalls DN1000-Leitungen/-Kanäle auf, die sich in DN600 ausdifferenzieren. Diese Hauptleitungen sind an die Abwasseranlagen, das Klärwerk in Lünen und die kleinteiligen Kanalsysteme von Bergkamen angebunden.

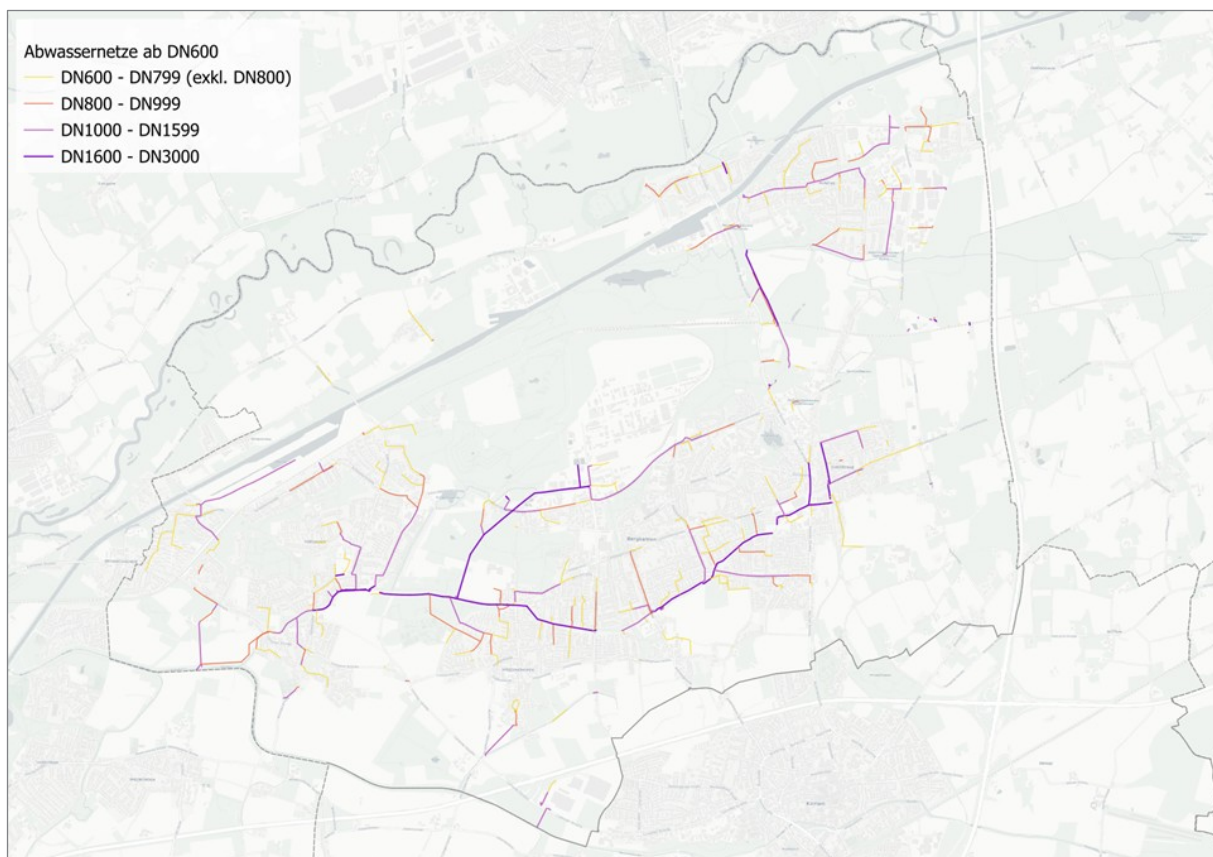


Abbildung 27: Abwasserleitungen für Trockenwetterabfluss größer als DN600

Die Abwässer gelangen über ein weiter westlich verlaufendes Kanalsystem zur Kläranlage Lünen an der Sesekemündung. Dort wird der Großteil der Abwässer aus Bergkamen gereinigt. Industrielle Kläranlagen auf dem Gelände der Bayer AG sind möglich. Der Stadtbetrieb Entwässerung Bergkamen entwickelt, betreibt und unterhält die städtischen Infrastrukturen zur Entwässerung bzw. Kanalisation. Die Abwasserreinigung bewerkstelligt hingegen hauptsächlich die vom Emschergenossenschaft Lippeverband betriebene Kläranlage Lünen.

Die Potenziale aus dem Trockenwetterabfluss werden im entsprechenden Kapitel der Potenzialanalyse beschrieben.

3.3.9 Eignungsprüfung

Die Eignungsprüfung identifiziert Teilgebiete, die sich mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht für die Versorgung durch ein Wärmenetz oder ein Wasserstoffnetz eignen. Für beide Eignungen (Wärmenetze und Wasserstoffnetze) werden dieselben Kriterien verwendet. Bestehende leitungsgebundene Wärme- und Gasnetze legen nahe, dass grundlegend auch zukünftig eine zentrale, leitungsgebundene Wärmeversorgung möglich ist. Als weitere wichtige Kriterien werden die ermittelten Wärmeverbrauchsichten, Wärmelinienichten und Siedlungstypologien herangezogen.

Die Eignungsprüfung zeigt lediglich grundlegende Möglichkeiten auf. Teilgebiete, die als zentrale bzw. netzgebundene Wärmeversorgungsgebiete gekennzeichnet sind, werden nicht automatisch an ein Wärmenetz oder Wasserstoffnetz angebunden. Die spezifische Gebietsanalyse mit Wahrscheinlichkeiten zu den zukünftigen Wärmeversorgungslösungen erfolgt erst im Rahmen der Zielszenarioanalyse.

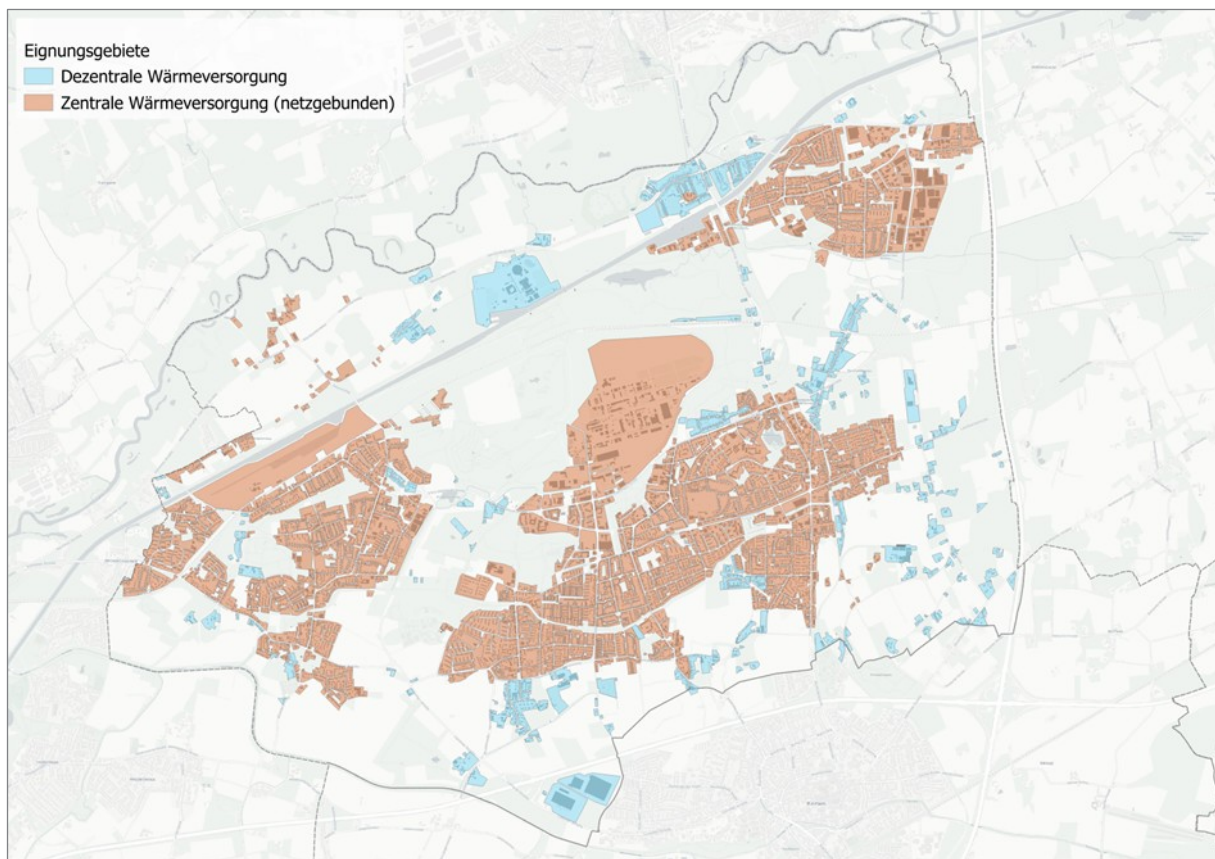


Abbildung 28: Ergebnisse der grundlegenden Eignungsprüfung auf Baublock-Ebene in Bergkamen (gesamtes Planungsgebiet)

Für kein Gebiet im Untersuchungsraum wird eine verkürzte Wärmeplanung durchgeführt. Das bedeutet, dass jedes Gebiet vollständig in den Analysen und Planungen berücksichtigt wird und kein Teilgebiet ausgeschlossen wird.

4 POTENZIALANALYSE

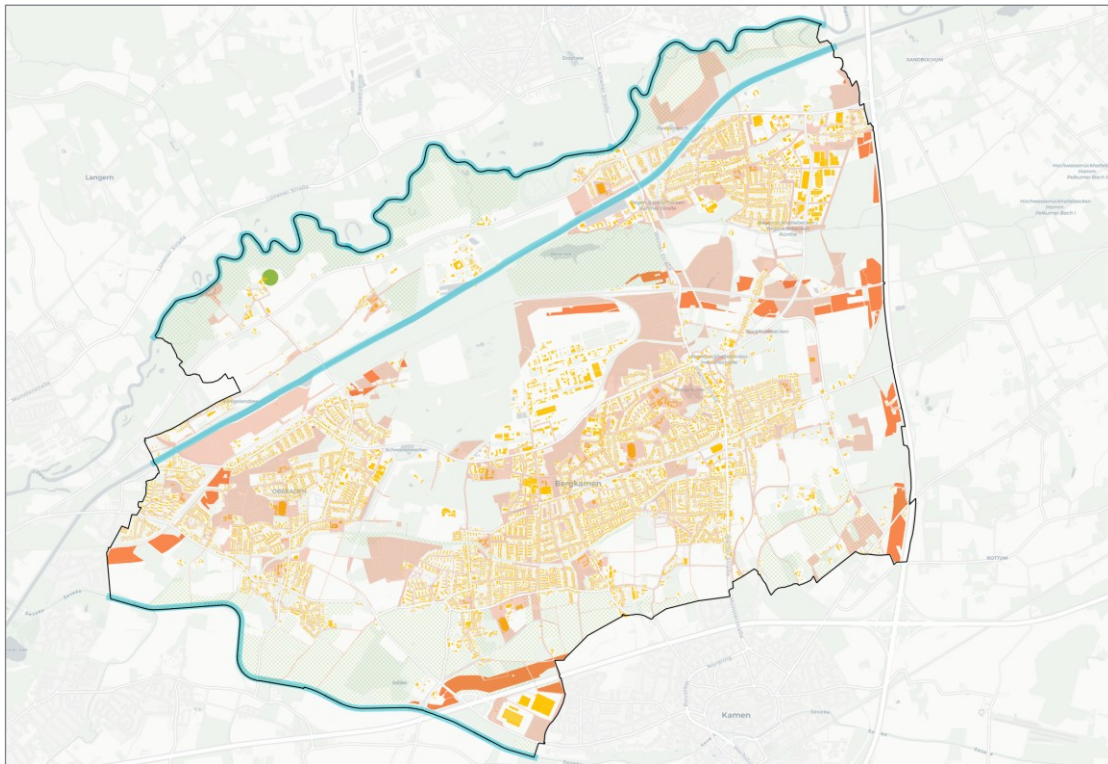


Abbildung 29: Symbolbild Potenzialanalyse

4.1 ZIELE UND METHODIK

ZIEL

Die Potenzialanalyse dient dazu, lokal verfügbare Potenziale zu Energieeinsparung und Effizienz, unvermeidbarer Abwärme sowie erneuerbarer Wärme- und Stromquellen vor Ort zu ermitteln. Ziel dieser Untersuchung ist es, einen Überblick zu schaffen, von welchen Wärmebedarfen zukünftig ausgegangen werden kann und mit welchen Quellen diese Bedarfe gedeckt werden könnten.

Der Potenzialbegriff lässt sich dabei vereinfacht in drei Kategorien einteilen: *Theoretisches Potenzial*, *Technisches Potenzial* und *Wirtschaftliches Potenzial* (vgl. Abbildung 30). Die Abgrenzung dieser untereinander ist teilweise fließend und je nach Betrachtungsgegenstand individuell. Allgemein lassen sich die Begriffe folgendermaßen abgrenzen:

Das **theoretische Potenzial** drückt aus, welche Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung und Erschließung erneuerbaren Energien es gibt, unabhängig davon, ob diese praktisch genutzt werden können, oder nicht. Es bildet somit ein theoretisches Maximum, das eine bessere Einordnung der untersuchten Kategorien erlaubt, indem es aufzeigt, an welchen Stellen man

Schwerpunkte setzen sollte und wo keine tieferen Untersuchungen sinnvoll sind. Außerdem gewährleistet die theoretische Betrachtung, alle möglichen Potenziale zu erfassen.

Beim **technischen Potenzial** werden die Mengen erfasst, die tatsächlich für eine erneuerbare

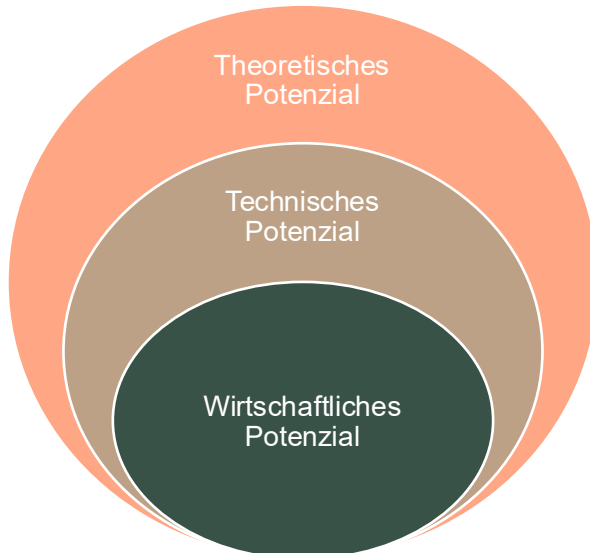


Abbildung 30: Potenzialebenen (eigene Darstellung)

Energiebereitstellung vor Ort nutzbar wären bzw. eine zukünftig realistische Energieeinsparung abbilden. Dabei werden im Zuge dieser Analyse neben tatsächlichen technischen Restriktionen (Beispiel: nutzbarer Volumenströmen von Fließgewässern) auch andere Faktoren wie die Nähe zu einem Wärmenetzgebiet oder auch die Flächenkonkurrenz berücksichtigt. Die Potenzialanalyse der vorliegenden Kommunalen Wärmeplanung schließt mit der Bewertung von theoretischen und technischen Potenzialen. Die Ergebnisse kann man folgendermaßen interpretieren: Ein hohes Potenzial einer Quelle spricht für eine wahrscheinliche und sinnvolle künftige

Nutzung im Kontext der klimaneutralen Wärmeversorgung, während geringe oder eingeschränkte Potenziale entsprechend weniger Gewicht haben. Die Potenziale werden quantifiziert und durchgehend in MWh/a ausgewiesen. Dabei ist zu beachten, dass in manchen Themen (wie beispielsweise der Windenergie oder den Energieeinsparungen) die Quantifizierung verhältnismäßig präzise ist, und eine konkrete Umsetzungsmöglichkeit darstellt. Bei anderen Themenfeldern (wie beispielsweise bei Freiflächen Solarthermie) vermittelt der quantifizierte Wert die Größenordnungen und die Relationen zwischen den Quellen, würde aber realistischerweise nicht vollständig umgesetzt werden. Die verschiedene Einordnung ist in den Unterkapiteln jeweils genauer beschrieben.

Die **wirtschaftlichen Potenziale** bewerten darüberhinausgehend noch einmal detaillierter, welche Maßnahmen in der Zukunft umsetzungsrelevant sind und empfohlen werden können. Diese werden für bestimmte Potenziale im Rahmen des Zielszenarios betrachtet und bewertet.

VORGEHEN

- Ausgehend von der Datenerfassung, in der alle relevanten Daten erhoben wurden, bildet eine Flächenanalyse den Ausgangspunkt, um die örtlichen Rahmenbedingungen für die Nutzung erneuerbarer Energien und weiterer Potenziale zu bestimmen. Insbesondere Ausschlussflächen aufgrund von Naturschutzgebieten, Überschwemmungsrisiken oder weiteren Vorgaben spielen dabei eine Rolle. Diese Betrachtung dient insbesondere der Einordnung der flächenbezogenen Potenziale, wobei darunter beispielsweise auch die Untersuchung städtischer Flurstücke fällt, an denen gegebenenfalls einfacher Projekte umgesetzt werden können, die der Kommunalen Wärmeplanung zuträglich sind.
- Es wird im nächsten Schritt betrachtet, in welchem Umfang sich Energieeinsparungen und Effizienzsteigerungen durch Sanierungen oder andere Maßnahmen realisieren

lassen, da sie maßgeblich die künftige Entwicklung des Wärmebedarfs beeinflussen. Grundlage hierfür bilden die Ergebnisse der Bestandsanalyse. Unvermeidbare Abwärme wird ebenfalls systematisch in die Analyse einbezogen. Im Untersuchungsgebiet besteht eine hohe Unternehmensdichte, wobei dies stets durch die individuellen Ansprüche und Herausforderungen der ortsansässigen Betriebe beeinflusst ist. Erneuerbare Wärmequellen bilden einen weiteren Untersuchungsgegenstand. Diese teilen sich auf zwischen flächenbezogenen Potenzialen wie Solarthermie in der Freifläche oder dezentrale Luft-Wärmepumpen und Einzelpotenzialen beispielsweise durch Reststoffe oder örtliche Quellen für Großwärmepumpen wie Grubenwasser oder Abwasser. Auch der Einsatz erneuerbaren Stroms für die Wärmebereitstellung wird berücksichtigt und kann insbesondere in den Zielszenarien relevant werden. Zentrale Wärmespeicher fließen ebenfalls in die Analyse ein, wobei solche Projekte üblicherweise einen stark individuellen Charakter aufweisen. Die Potenzialanalyse liefert damit ein Bild der vorhandenen Möglichkeiten und Grenzen und schafft die Grundlage für die weiteren Schritte der Kommunalen Wärmeplanung.

DATENGRUNDLAGEN

- Die Grundlage für die Analyse und die Identifikation von Potenzialen bilden verschiedene Datenquellen und Methoden. Dabei wurden unter anderem Katasterdaten und frei verfügbare Geodaten des Landes Nordrhein-Westfalen genutzt, wie das Solarkataster, das Geothermiekataster, das Wärmekataster sowie Daten zu landwirtschaftlichen Flächen und potenziellen Windenergieflächen. Auch wurden von der Stadt Bergkamen direkt Geodaten und andere Informationsquellen zur Verfügung gestellt, die für die Untersuchungen relevant sind. Diese Daten bieten die Grundlage, um bestehende und potenzielle Ressourcen systematisch zu erfassen. Zusätzlich wurden in persönlichen Gesprächen mit den Gemeinschaftsstadtwerken GSW, Expert*innen und Akteuren vor Ort sowie den Verantwortlichen der Stadt Bergkamen spezifische oder vertiefende Informationen zu diversen Themenbereichen und zukünftigen Entwicklungen vor Ort erlangt. Für die Untersuchung unvermeidbarer Abwärmequellen wurde ein Fragebogen entworfen und versendet, mit dem entsprechende Informationen bei Unternehmen angefragt wurden, bei denen Abwärmepotenziale vermutet wurden. Die Ergebnisse aus der Bestandsanalyse lieferten eine Grundlage zur Identifikation von Potenzialen zur Senkung der Energiebedarfe.

ERGEBNIS

Im Ergebnis werden die theoretischen und technischen Potenziale quantifiziert, die sich aus den einzelnen Teilaspekten der genannten Kategorien ableiten lassen. Wo keine Potenziale festgestellt werden konnten, erfolgt ein Hinweis mit entsprechender Begründung. Nachweisbare Potenziale werden, sofern möglich, räumlich differenziert in einem GIS-System erfasst, das in Form einer Onlinekarte verfügbar gemacht wird und in dem auch die zugehörigen Berechnungswerte hinterlegt sind. Aus Gründen des Datenschutzes, wird darauf geachtet, keine privaten Gebäude oder nicht-öffentlich einsehbare Flächen identifiziert werden können.

Auszüge dieser kartografischen Darstellung sowie die angewandte Methodik und die zugrunde liegenden Werte werden im vorliegenden Bericht dokumentiert.

4.2 FLÄCHENSCHREINING

Bei der Ermittlung nutzbarer Flächen sind verschiedene Restriktionen zu berücksichtigen. Zahlreiche Gebiete dürfen aufgrund natur- oder wasserschutzrechtlicher Vorgaben nicht oder nur eingeschränkt genutzt werden, darunter fallen beispielsweise Wasserschutzgebiete, Überschwemmungsgebiete, FFH-Gebiete, und Naturschutzgebiete.

Weitere Einschränkungen ergeben sich aus der landwirtschaftlichen Nutzung, die über sogenannte Bodenwerte berücksichtigt werden. Bodenwerte spiegeln die Ertragsfähigkeit eines Bodens wider und helfen, bei Planungen eine Balance zwischen landwirtschaftlicher Produktion und alternativen Nutzungsformen zu finden. Es ist wichtig zu betonen, dass diese Unterscheidung keinesfalls die Bedeutung oder Qualität der landwirtschaftlichen Arbeit auf Flächen mit niedrigeren Bodenwerten mindern soll. Angelehnt an §2 Photovoltaik Freiflächenverordnung des Landes NRW ([Quelle](#)) wurden landwirtschaftliche Flächen mit einem Bodenwert größer als 55 von einer Umnutzung im Vorfeld ausgeschlossen. Da hier die gesetzlichen Vorgaben vergleichsweise offen formuliert sind, empfiehlt sich eine Individualbetrachtung, falls eine dieser Flächen genaueres Interesse weckt.

Darüber hinaus fallen zusätzliche Faktoren ins Gewicht: Eine zu starke Hangneigung, beispielsweise kann aus technischen Gründen zu Problemen führen, was in diesem Fall aber keine größere Bedeutung hat, da keine Probleme aufgrund zu steiler Flächen identifiziert wurden. Flächen, die faktisch bereits als Siedlungs- oder Gewerbegebiet ausgewiesen sind, werden ebenfalls in das Ausschlusskriterium mit aufgenommen.

Im Rahmen des Flächenscreenings werden auch Flächen betrachtet, die im kommunalen Besitz sind. Da sie meist einfacher verfügbar und rechtlich weniger eingeschränkt sind, können sie geeignete Standorte für Freiflächen, zentrale Einrichtungen wie Heizzentralen, Speicherlösungen oder kleinere Anlagen zur Energieerzeugung bieten.

Nördlich von Bergkamen liegen der Datteln-Hamm-Kanal und die Lippe, die auch das Stadtgebiet zum Norden hin abgrenzt. Zwischen den Gewässern liegen mehrere Naturschutzgebiete, wobei auch ein großer Teil gleichermaßen als Überschwemmungsfläche gekennzeichnet ist. Südlich des Kanals liegt das Naturschutzgebiet „Beversee“, im Süd-Westen des Stadtgebietes befindet sich ein weiteres „Mühlenbruch“. Durch die Seseke und den Kuhbach liegen im Süden weitere, kleinere Überschwemmungsflächen. Auch macht sich eine leicht höhere Bodenqualität im Süden bemerkbar, so dass für Freiflächenpläne hier einige Flächen auch ausgeschlossen werden müssen. Es gibt auch außerhalb der Kernstadt einige kommunale Flurstücke, die für die Zielszenarien je nach Fokusgebiet untersucht werden sollten. Das Gebiet am Kanal, in dem die Wasserstadt Aden entwickelt wird, fällt beispielsweise darunter.

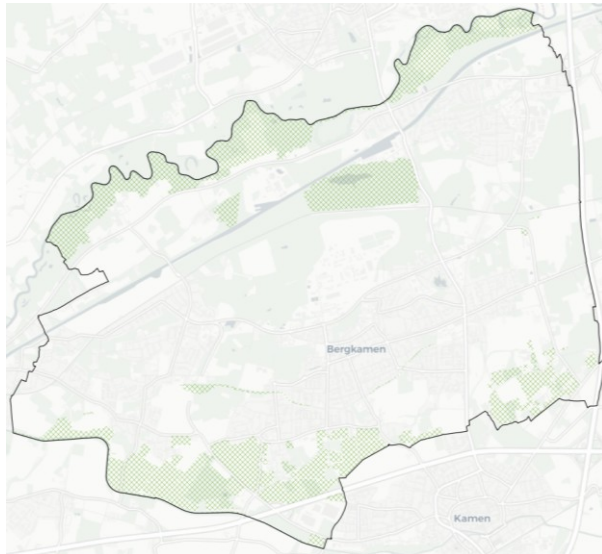


Abbildung 31: Flächenscreening Bergkamen: Ausschlussflächen (grün gefärbt)

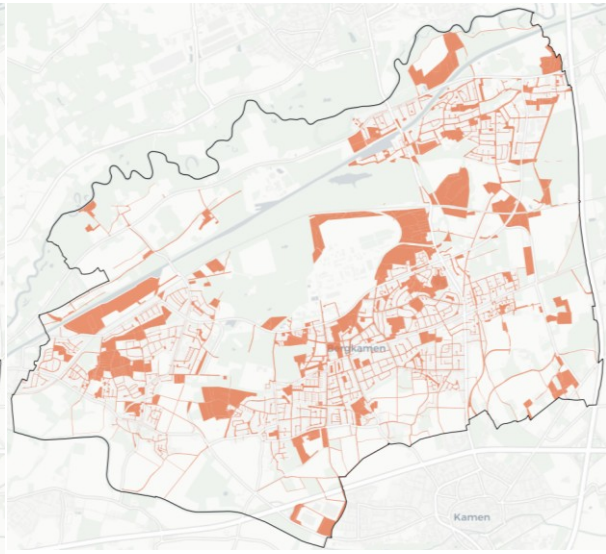
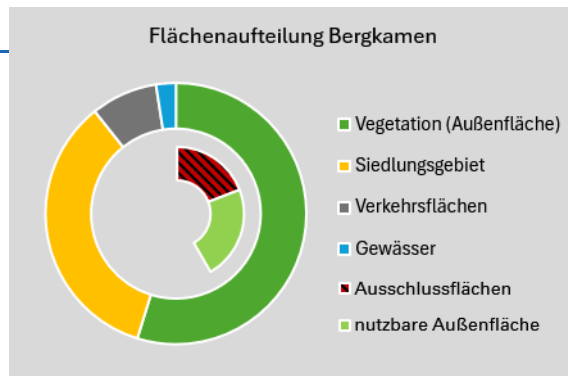


Abbildung 32: Flächenscreening Bergkamen: städtische Flurstücke (orange)

Eine Aufteilung der Flächen ist nachfolgend nochmal im Detail aufgeschlüsselt dargestellt:

Tabelle 2: Flächenverteilung Bergkamen (eigene Berechnungen)

Position	Fläche in km ²	Anteil in %
Gesamtfläche	44,9 km ²	100 %
Siedlungsgebiet	15,5 km ²	34,6 %
Verkehrsflächen	3,7 km ²	8,2 %
Gewässer	1,1 km ²	2,5 %
Vegetation	24,6 km ²	54,7 %
Ausschlussflächen gesamt	8,6 km ²	19,2 %
nutzbare Außenfläche	10,1 km ²	22,4 %



Mit einem vergleichsweise großen Anteil theoretisch nutzbarer Außenfläche kann für Bergkamen angenommen werden, dass die ausgewiesenen Freiflächenpotenziale ebenfalls höher sind. Ob und wie dies dann in den Zielszenarien bedeutet, dass auch Flächen vorgeschlagen bzw. beplant werden, kann an dieser Stelle noch nicht bewertet werden.

4.3 ENERGIEEINSPARUNG UND EFFIZIENZ

Für die kommunale Wärmeplanung wird der zukünftige Wärmebedarf durch Sanierungs- und Effizienzmaßnahmen beeinflusst, was für eine längerfristige Planung von Bedeutung ist. Nationale Langfristszenarien zeigen, dass sich der gebäuderelevante Wärmebedarf bis 2040 zwischen 20% und 40% und bis 2045 um etwa 25% bis knapp zur Hälfte reduzieren lässt. Während ambitionierte Szenarien am oberen Ende liegen und teilweise noch deutlich höhere Einsparungen unterstellen, gelten diese nur unter optimalen Rahmenbedingungen.

Das *integrierte energetische Quartierskonzept für Rünthe 1^f* zeigt beispielhaft auf, dass der Wärmebedarf im Gebäudebestand maßgeblich durch das Baualter und den energetischen Zustand der Gebäude geprägt ist. In dem Konzept wird dargelegt, dass durch energetische Sanierungsmaßnahmen, insbesondere an der Gebäudehülle sowie durch den Austausch veralteter Heizungsanlagen, relevante Reduktionen des Endenergiebedarfs erreichbar sind.

Für die nachfolgenden Untersuchungen wird versucht, realistische, technisch begründete Reduktionspotenziale anzusetzen. Die Entwicklung der letzten Jahre deutet auf moderat steigende Sanierungsaktivitäten hin, zugleich lassen sozioökonomische Rahmenbedingungen keine Sprünge erkennen. Das hier berechnete technische Potenzial liegt damit näher an den in der Vergangenheit realisierten Reduktionen und bleibt deutlich unter den sehr optimistischen Annahmen theoretischer Szenarien.

Im Gegensatz zu anderen Betrachtungen wird sich in der Potenzialermittlung auf den Nutzenergiebedarf bezogen, da dieser die im Gebäude tatsächlich erforderliche Energiemenge für Raumwärme und Warmwasser abbildet. Im Unterschied zum Endenergiebedarf bleiben dabei Verluste aus Umwandlung, Speicherung und Verteilung unberücksichtigt. Dadurch können die Effekte baulicher Effizienz- und Sanierungsmaßnahmen unabhängig von der jeweils eingesetzten Anlagentechnik konsistent bewertet werden.

Für die Ermittlung des theoretischen Potenzials wird angenommen, dass alle Wohngebäude und nutzungsähnliche Gebäude vollständig saniert werden und energetisch dem heutigen KfW-55-Standard entsprechen. Dieser Standard steht für einen modernen Neubau- bzw. Sanierungszustand mit typischen spezifischen Verbräuchen im Bereich von rund 45 bis 50 kWh/m²a. Für die Berechnung werden ein spezifischer Raumwärmebedarf von 35 kWh/m²a sowie ein spezifischer Warmwasserbedarf von 15 kWh/m²a angesetzt, um die maximal erreichbaren Einsparpotenziale vergleichbar abzuleiten. Andere Nichtwohngebäude wurden entsprechend mit einem Effizienzfaktor versehen, der „umfängliche Maßnahmen“ berücksichtigt, bei denen von einer gesamten Bedarfsreduktion von 20% ausgegangen wird.

Zur Ableitung der technischen Bedarfsreduktionspotenziale wurde ein probabilistischer (auf Wahrscheinlichkeiten beruhender) Ansatz gewählt. Für Wohngebäude und wohnähnliche Nichtwohngebäude wurden auf Basis der vom LANUK definierten Sanierungswahrscheinlichkeiten sowie eines Unsicherheitsfaktors individuelle Reduktionspotenziale berechnet. Je nach Wahrscheinlichkeit ergibt sich entweder eine Teil- oder eine Vollsanierung, für die jeweils typische spezifische Bedarfswerte nach Sanierung hinterlegt sind. Der Warmwasserbedarf bleibt dabei unverändert. Für andere Nichtwohngebäude erfolgt die Ableitung vergleichbar, indem jedem Gebäude anhand von Wahrscheinlichkeiten ein Effizienzfaktor zugeordnet wird, der in Abhängigkeit von Gebäudetyp und aktuellem Verbrauch ambitioniert, zurückhaltend oder gleich Null ausfallen kann und prozentual auf den heutigen Gesamtbedarf angewendet wird.

¹ Für weitere Informationen zum Projekt und Kontaktinformationen siehe: <https://www.steg-nrw.de/projekte/konzepte-und-machbarkeitsstudien/bergkamen-kfw-432-quartierskonzept-ruenthe/index.html>

Die zeitliche Verteilung der Effizienz- und Sanierungsmaßnahmen erfolgt anschließend über definierte Realisierungswahrscheinlichkeiten über die zukünftigen Jahre, die eine ansteigende Sanierungsquote abbilden und einen Höchstwert im Jahr 2040 erreichen, bevor sie wieder leicht zurückgeht. Die Sanierungsraten orientieren sich dabei an den Entwicklungen der letzten 10 Jahre unter der Maßgabe, dass es zwischenzeitlich zu verstärkten Sanierungsaktivitäten kommen wird. Für die Entwicklung des gesamten Nutzenergiebedarfes bis 2030 werden nur geringe Änderungen erwartet, was allerdings weniger durch fehlende Effizienzmaßnahmen, sondern durch bereits bekannte Neubauprojekte erklärt werden kann, die sich umgekehrt auf die gesamte Entwicklung auswirken. Auf dieser Basis lassen sich die folgenden Einsparpotenziale durch Sanierung in Abhängigkeit des Nutzenergiebedarfes ausweisen:

Tabelle 3: Ergebnisse Potenzialanalyse zur Senkung des Nutzenergiebedarfes in Bergkamen

	Jahr	Nutzwärme - bedarf in MWh	Reduktionspotenzial bezogen auf Ist-Bedarf in MWh In Prozent	
Iststand	2025	510.000		
Theoretisch maximal		306.000	204.000	40,0%
	Bis 2030	506.000	4.000	0,8%
Technisch in den Stützjahren:	Bis 2035	479.000	31.000	6,1%
	Bis 2040	447.000	63.000	12,4%
	Bis 2045	425.000	85.000	16,7%

Würden alle Gebäude im Stadtgebiet umfassende Effizienz- und Sanierungsmaßnahmen umsetzen, so ließe sich bis 2045 der Nutzenergiebedarf um bis zu 204.000 MWh bzw. 40% senken. Unter realistischen Annahmen ist bis 2040 von einer Reduktion um ca. 63.000 MWh oder 12,4% auszugehen, bis 2045 steigt das Potenzial auf ca. 85.000 MWh oder etwa 16,7 % an. Die Stadt kann diese Entwicklung lediglich unterstützend begleiten, beispielsweise durch Informationsangebote, die Darstellung guter Praxisbeispiele oder eigene Förderinstrumente. Mögliche Sanierungsmaßnahmen in Gebäuden aus kommunaler Hand sollten möglichst früh umgesetzt werden, um eine entsprechende Vorbildwirkung zu entfalten. Dies und geeignete Finanzierungskonzepte können dann dafür sorgen, dass die berechneten Potenziale möglicherweise noch überschritten werden. Die Zielsetzung der Stadt, bis 2040 Klimaneutralität zu erreichen unterstreicht das Bewusstsein zu dieser Vorbildfunktion und kann zusätzliche Impulse für Sanierungsaktivitäten im privaten Gebäudebestand setzen.

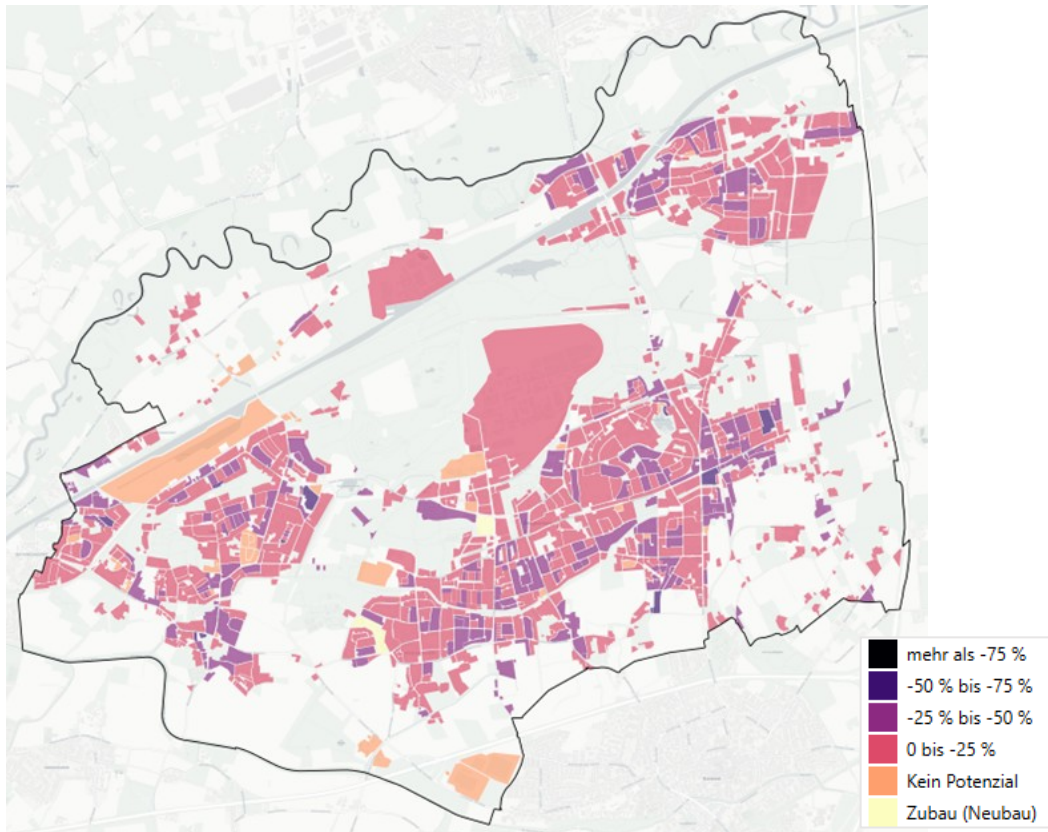


Abbildung 33: Bedarfsreduktionspotenzial (Nutzwärme) in Bergkamen auf Baublock-Ebene bis 2040 in Prozent

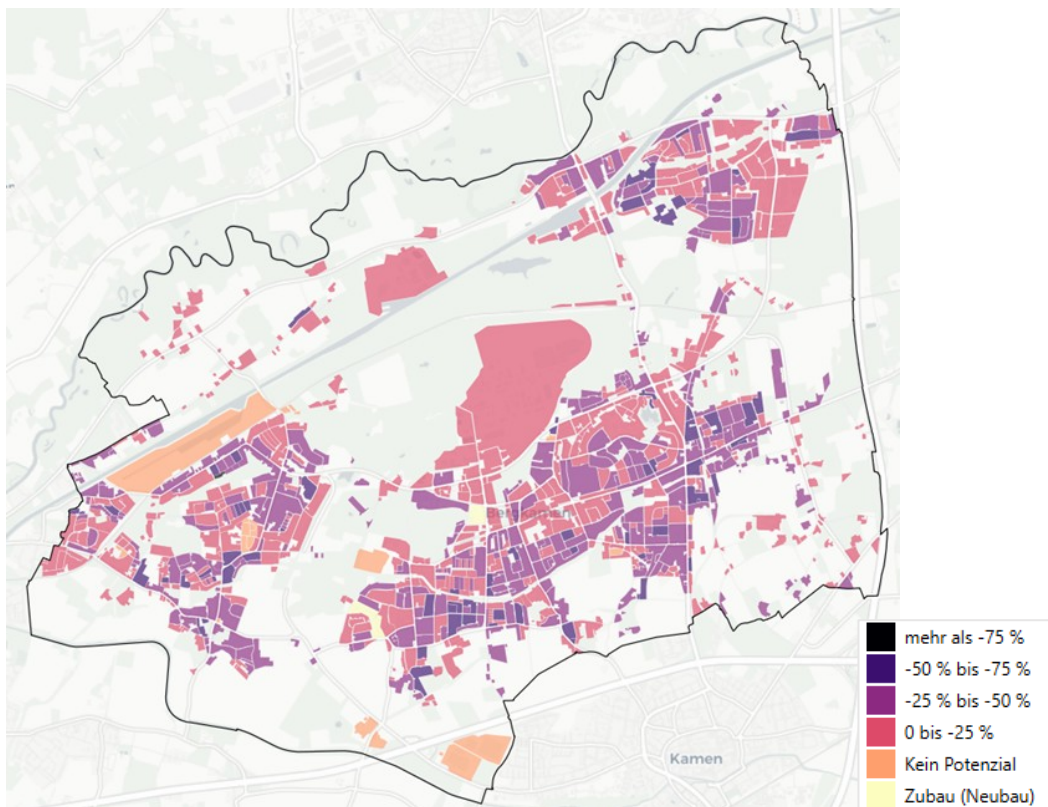


Abbildung 34: Bedarfsreduktionspotenzial (Nutzwärme) in Bergkamen auf Baublock-Ebene bis 2045 in Prozent

4.4 ERGEBNISSE: POTENZIALE UNVERMEIDBARER ABWÄRME

Unvermeidbare Abwärme bezeichnet die Wärme, die in industriellen oder gewerblichen Prozessen technisch bedingt entsteht und ohne zusätzliche Maßnahmen an die Umgebung abgegeben wird. Sie wird im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung untersucht, weil sie unabhängig vom Wetter oder saisonalen Schwankungen eine lokal verfügbare und in einigen Fällen bislang ungenutzte Wärmequelle darstellt. Für die Betrachtung kommen insbesondere Betriebe mit kontinuierlichen Produktionsprozessen, größeren technischen Anlagen oder relevanten Kühlbedarfen in Frage, bei denen entsprechende Abwärmeströme ganzjährig anfallen.

In Bergkamen besitzt dieses Thema besondere Relevanz, da die Wirtschaftsstruktur deutlich industriell geprägt ist und damit ein grundsätzliches Potenzial an nutzbarer Abwärme angenommen werden kann. In Bergkamen befinden sich mehrere Gewerbegebiete mit Unternehmen, die teilweise weit über die Region hinaus bedeutend sind. Es wurde untersucht, inwieweit unvermeidbare Abwärme vorhanden ist, die als Wärmequelle genutzt werden kann.

Für die Untersuchung wurde mehrschrittig vorgegangen. Im ersten Schritt wurden die für das Thema Abwärme relevantesten Unternehmen im Rahmen eines Workshops identifiziert. Neben den beauftragten Büros für die Erstellung der Kommunalen Wärmeplanung, wurde der Workshop mit dem jeweiligen Klimaschutzmanager und dem Wirtschaftsförderer durchgeführt.

Für Bergkamen wurden 16 Unternehmen in diesem Workshop identifiziert, die besondere Relevanz für das Thema unvermeidbare Abwärme haben könnten. Diesen Unternehmen wurde ein Fragebogen zugeschickt, mit einer Erläuterung zum Kontext und Fragen zu den Energieverbräuchen, der Abwärme, der bestehenden Abwärmennutzung und geplanten Transformationsprozessen im Unternehmen. Der Fragebogen ist im Anhang 6.1 dargestellt.

Rückmeldungen zu dem Fragebogen haben sechs Unternehmen gegeben. Ein Abwärmepotenzial wurde von zwei Unternehmen benannt. Zusätzlich gibt es Unternehmen, die Abwärme bereits selbst nutzen, beispielsweise für die Beheizung von eigenen Gebäuden. Darüber hinaus lassen sich folgende qualitative Aussagen treffen²:

- Mehrere Unternehmen nutzen bereits Aufdach-PV-Anlagen, teilweise wird mit einer Erweiterung der PV-Anlage geplant.
- Es wird mehrmals der Wunsch nach Fernwärme formuliert.
- Energie wird ein immer relevanteres Thema, sowohl aus ökologischer als auch ökonomischer Sicht.

² Für die qualitativen Aussagen wurden die Fragebogen-Rückläufer aus den drei Kommunen Bergkamen, Bönen und Kamen gemeinsam berücksichtigt, insgesamt von 18 Unternehmen.

Im nächsten Schritt wurden fünf Unternehmen ausgewählt, um im Rahmen von Telefoninterviews und/oder Vorort-Termin eine Detailbetrachtung der Energieverbräuche und Abwärmepotenziale zu untersuchen.

Die Auswahl erfolgte zum einen anhand der Angaben aus dem Fragebogen, die weiter vertieft werden sollten, zum anderen wurden Unternehmen ausgewählt, bei denen keine Antwort des Fragebogens vorlag, aber anhand eines weiteren Workshops mit dem Klimaschutzmanager der Kommune ein Potenzial vermutet wird.

Es wurde deutlich, dass das Tagesgeschäft verständlicherweise eine hohe Priorität einnimmt und teilweise deswegen Interviews aus terminlichen Gründen nicht zustande kommen konnten.

Im Rahmen der Interviews wurden in Bergkamen von zwei Unternehmen umfangreiche Angaben zu der bestehenden und geplanten Energieversorgung und den Abwärmepotenzialen gemacht. Diese zwei Unternehmen werden im Folgenden mit freundlicher Genehmigung als Praxisbeispiele dargestellt.

BEISPIEL AUS DER PRAXIS: SUPPLY CENTER BERGKAMEN DER BAYER AG

Das Supply Center Bergkamen ist der größte Standort der Bayer AG zur Herstellung pharmazeutischer Wirkstoffe³. Das Betriebsgelände umfasst ein großes Gebiet im Norden Bergkamens und insgesamt sind etwa 1.700 Auszubildende und Mitarbeitende vor Ort beschäftigt. Auch am Standort befinden sich die Lanxess Organometallics GmbH sowie der amerikanische Chemieproduzent Huntsman. Zur Reduzierung der CO₂-Emissionen tragen eine Lieferung von grün produziertem Dampf durch das Biomasseheizkraftwerk südlich des Betriebsgeländes bei. Für die zukünftige Entwicklung werden unter anderem grüner Wasserstoff und der Einsatz erneuerbarer Stromerzeuger diskutiert. Für die Untersuchung der möglichen Nutzung von Abwärme wurden bereits in der Vergangenheit alle Wärmequellen und Wärmesenken am Standort identifiziert, um zu prüfen, welche nutzbaren Potenziale vorhanden sind. So wird beispielsweise ein Teil des Kondensats des unternehmenseigenen Kraftwerks dafür genutzt, um Wasser für die Wasseraufbereitung vorzuwärmen. Es gibt auch Abwärme, die nur eingeschränkt nutzbar ist, was unter anderem an zu geringen Temperaturen liegt. Mit der Sonderabfallverbrennung auf dem Werk gibt es eine große theoretisch nutzbare Abwärmequelle, deren Erschließung aufgrund des Standortes und den damit einhergehenden hohen Erschließungskosten allerdings als nicht möglich eingeschätzt wird. Nach aktuellem Kenntnisstand ist vorgesehen, die bestehende Anlage durch eine neue, energieeffiziente zu ersetzen, womit die entsprechenden Potenziale künftig gehoben werden können. Für die Wärmeversorgung im restlichen Bergkamen stehen keine nutzbaren Abwärmepotenziale zur Verfügung. Die vorgesehenen Entwicklungen zielen jedoch auf eine zunehmend klimaneutrale Energieversorgung ab und tragen damit insgesamt zu einer positiven Entwicklung in der Stadt bei.

³ <https://www.bayer.com/de/de/bergkamen-startseite>

BEISPIEL AUS DER PRAXIS: BÄCKEREI BRAUNE

Die Bäckerei Braune befindet sich in der Straße *in der Schlenke*, sie ist Produktionsstätte für 30 Fachgeschäfte. Die Bäckerei ist in der Energieerzeugung und Wärmenutzung schon heute auf einem sehr modernen Stand und ist ein Best-Practice-Beispiel: Sie zeigt, wie ein regionales Unternehmen technische Effizienzmaßnahmen konsequent umsetzt und damit einen Beitrag zur lokalen Energieoptimierung leistet. So wird eine neue Ofenanlage von 2024 genutzt, das Dach für eine PV-Anlage mit 99 kW_p genutzt, und eine Wärmerückgewinnungsanlage nutzt die Abwärme und speichert Sie in zwei Tanks mit insgesamt 9000 Litern Wasservolumen. Sie wird genutzt für die Spülmaschine und die Heizung. Dabei verbleibt weitere Abwärme, die noch zur Nutzung zur Verfügung stehen würde. Ein Batteriespeicher mit insgesamt 60 kWh Kapazität steht zur Verfügung, um PV-Erzeugung und Stromverbrauch übereinander zubringen. Die Praxiserfahrung zeigt, dass der Batteriespeicher bisher nicht ausgelastet ist, weil Erzeugungs- und Lastzeitreihe ohnehin gut zusammenpassen. In der Gesamtbetrachtung zeigt die Bäckerei Braune, dass moderne Energietechnik im Gewerbebetrieb praktikabel integrierbar ist und in Bergkamen bereits erfolgreich angewendet wird. Angedacht ist die umfangreichere Nutzung der Abwärme, möglicherweise in einem Nachbargebäude, und eine mögliche Erweiterung der PV-Anlage auf weiteren Dachflächen. Damit verdeutlicht das Unternehmen zugleich, dass weiteres Effizienzpotenzial vorhanden ist und perspektivisch erschlossen werden soll. Für ein Wärmenetz entfällt das vorliegende Potenzial, da es eine Eigennutzung vorgesehen ist bzw. für eine darüber hinausgehende Nutzung zu klein ist.

FAZIT

- Zahlreiche Unternehmen gehen das Thema Energieeffizienz bereits aktiv an.
- Der geringe Anteil der quantitativ erfassten Abwärmepotenziale lässt keine Quantifizierung des in Bergkamen vorhandenen Potenzials aus unvermeidbarer Abwärme zu. Dieser Befund entspricht einem häufigen Fall in Kommunalen Wärmeplanungen: Auch in anderen Kommunen ist industrielle Abwärme häufig bereits im Eigenverbrauch gebunden oder lässt sich aufgrund technischer Hürden und notwendigen hohen Investitionen nicht nutzen, sodass nur in wenigen Fällen ein großes, quantifiziertes Potenzial für Wärmenetze besteht. Bergkamen liegt damit im üblichen bundesweiten Rahmen.
- Die Rückmeldungen der Unternehmen geben einen guten Einblick in das hohe Engagement, aber auch die Herausforderungen in Gewerbe und Industrie für die nachhaltige Energieversorgung und nachgelagerte Nutzung der Abwärme.
- Während in manchen Bereichen durch Effizienzmaßnahmen oder auch Schließungen ein niedrigeres Abwärmepotenzial zu erwarten ist, ist es möglich, dass in anderen Bereichen ein erhöhter Energiebedarf und damit höhere Abwärmemengen entstehen. Zu nennen sind hier beispielsweise Rechenzentren, bei denen davon auszugehen ist, dass deren Anzahl stark zunimmt. Sie „zählen zu den am stärksten wachsenden

Energieverbrauchern“⁴, und müssen in Zukunft einen Teil der Abwärme nutzen⁵. Beispiele für den Aus- und Neubau von Rechenzentren aus Hamburg⁶ und Lübbenau⁷, die stellvertretend für zahlreiche weitere Standorte in Deutschland stehen können, zeigen sowohl die Nutzung von Erneuerbaren Energien für die Stromversorgung als auch die Nutzung der Abwärme auf.

- Es wurde ein Abgleich mit dem Abwärmeportal der Bundesstelle für Energieeffizienz⁸ vorgenommen. Es zeigt sich, dass die dort quantifizierten Abwärmemengen nicht einheitlich für die *nutzbare* Abwärme im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung übernommen werden können. So können Gründe gegen eine Nutzung sprechen, wie die vorliegende diffuse Form der Abwärme (also Abwärme, die in den Raum abgegeben wird, und nicht beispielsweise in Form einer Leitung abgeführt wird) oder Beschränkungen zur Abkühlung in Kaminen. Zwar könnte ein theoretisches Potenzial ausgewiesen werden, aufgrund der Unvollständigkeit wird der Mehrwert davon allerdings als gering eingestuft.
- Bei der Nutzung von Abwärme als Wärmequelle ist eine Redundanz zu gewährleisten. Das bedeutet, dass eine Wärmeversorgung auch durch eine andere Quelle immer langfristig gewährleistet werden muss, da die Abwärmemengen eines Gewerbe-/Industriestandortes aufgrund verschiedener Faktoren (Produktionsumstellungen, Mengenänderungen, im Extremfall Wegzug oder Schließung eines Standortes) nicht unbedingt langfristig gesichert sind.
- Auch unabhängig von der Abwärmenutzung für die Energieversorgung allgemein lassen sich weitergehende Erkenntnisse aus den Befragungen ableiten:
 - Auf Seiten der Wärmeversorgung von Prozessen mit hoher Temperatur (zu unterscheiden von Heizung und Warmwasserverbrauch, wo über Wärmepumpen ein großer Hebel erreicht werden kann) zeigt sich in der Praxis, dass unter aktuellen Marktbedingungen eine Elektrifizierung nicht unbedingt möglich ist und auch bei engagierten Unternehmen zunächst auf Verbrennungsprozesse mit Gas gesetzt wird. Hier braucht es also langfristig andere Rahmenbedingungen, die eine Elektrifizierung (bspw. von Öfen) oder einen Einsatz von Wasserstoff marktfähig ermöglichen.
 - Schon vorhandene oder in Zukunft errichtete Batteriespeicher bieten das Potenzial, nicht nur den Hauptnutzungsfall, z.B. die Erhöhung des

⁴ https://www.getec-energie.de/rechenzentren/?gad_source=1&gad_campaignid=23136258404&gclid=EA1a1QobChMlPyx98L-kAMVP6SDBx3QhQIIEAAYAiAAEglsBPD_BwE

⁵ <https://taz.de/Gesetz-zu-Energieeffizienz!/6097251/>

⁶ <https://penta-infra.com/de/ueber-uns/nachrichten/penta-infra-baut-neues-colocation-rechenzentrum-in-hamburg>

⁷ <https://www.heise.de/news/Lidl-Mutter-Schwarz-Gruppe-baut-KI-Rechenzentrum-fuer-11-Milliarden-Euro-11081570.html>

⁸ https://www.bfee-online.de/BfEE/DE/Effizienzpolitik/Plattform_fuer_Abwaerme/plattform_fuer_abwaerme_node.html

Eigenverbrauchs durch eigene Aufdach-PV, zu bedienen, sondern könnten in Zukunft mehrere Nutzungsfälle bedienen, wie beispielsweise einen zeitversetzten Strombezug, das Senken von Netzentgelten, oder auch die aktive Marktteilnahme durch Strombezug bei Überschuss und Stromverkauf zu höheren Preisen.

- Nicht aus dem Blick verloren werden sollte auch der Fuhrpark der Unternehmen. Bei einer Elektrifizierung können Synergien mit möglichen Batteriespeichern (zur Vermeidung von Lastspitzen beim Laden) genutzt werden und/oder die Batterien der Fahrzeuge mit bidirektionalem Laden als Energiespeicher netzentlastend eingesetzt werden.

Aufgrund der geringen erfassten Abwärmemengen werden diese in den Potenzialen der Kommunalen Wärmeplanung nicht quantitativ ausgewiesen. Die Praxisbeispiele geben einen Einblick in die Möglichkeiten der Abwärmennutzung für die Kommunale Wärmeplanung vor Ort.

EXKURS: ABWÄRME VON KRAFTWERKEN

Abwärme von Kraftwerken zählen nicht zu den Potenzialen unvermeidbarer Abwärme von Industrieprozessen. Erzeugungskapazitäten werden im Rahmen des Kapitels 3.3.3 erfasst und beschrieben. Das bestehende STEAG Steinkohlekraftwerk und das potenziell neu geplante Gaskraftwerk der Iqony werden/würden als Reservekraftwerke genutzt, die keine kontinuierliche Wärme abgeben. Sie entfallen somit als Wärmepotenzial.

4.5 ERGEBNISSE: POTENZIALE ZUR NUTZUNG VON WÄRME AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN

In diesem Kapitel werden die Potenziale aufgezeigt, die sich im Untersuchungsgebiet aus erneuerbaren Wärmequellen ableiten lassen. Die dargestellten Werte sind dabei nicht als exakte Größen zu verstehen, sondern haben vor allem Orientierungscharakter: Sie zeigen auf, in welchen Bereichen sich ein genauerer Blick lohnt und wo sich voraussichtlich tragfähige Ansätze entwickeln lassen. Die Potenziale unterscheiden sich dabei einerseits in Flächenpotenziale, die eine Einschätzung zur grundsätzlichen Eignung bestimmter Standorte ermöglichen und eher Wahrscheinlichkeiten abbilden. Andererseits werden auch Einzelpotenziale untersucht, die auf konkreten Erhebungen, Interviews oder Berechnungsmethoden beruhen und dadurch eine höhere Genauigkeit besitzen. Auf diese Weise liefert die Analyse Anhaltspunkte, wo erneuerbare Wärmequellen zukünftig einen Beitrag zur lokalen Versorgung leisten können, ohne bereits eine Festlegung auf bestimmte Technologien oder Standorte vorwegzunehmen.

4.5.1 GEOTHERMIE

In diesem Kapitel werden die Potenziale der Geothermie betrachtet, die als Flächenpotenziale abgeschätzt werden. Grundsätzlich unterscheidet man zwischen oberflächennaher Geothermie und (mittel-)tiefer Geothermie. Zur oberflächennahen Nutzung zählen Erdsonden, die Wärme über vertikale Bohrungen erschließen, sowie Erdkollektoren, die über horizontale Systeme in geringen Tiefen arbeiten. Diese können sowohl dezentral zur individuellen Wärmeversorgung, aber auch zentral für Quartiersversorgung genutzt werden. Die mittel- bis tiefe Geothermie bietet Möglichkeiten einer leistungsstarken Wärmebereitstellung, die primär für größere Netze gedacht ist.

Aktuelle politische Entwicklungen unterstreichen die wachsende Bedeutung dieser Technologie: Mit dem Geothermiebeschleunigungsgesetz⁹, das Ende 2025 verabschiedet wurde, wurden die rechtlichen Rahmenbedingungen für Erschließung und Ausbau verbessert sowie Regelungen zur Absicherung möglicher Bergschäden konkretisiert. Gerade in ehemaligen Bergbauregionen ist bei tieferreichenden Projekten zu prüfen, ob bestehende Grubengebäude zu Einschränkungen führen können.

4.5.1.1 OBERFLÄCHENNAHE GEOTHERMIE: ERDWÄRMEKOLLEKTOREN

Mit Erdwärmekollektoren kann oberflächennahe Geothermie zur Wärmeversorgung erschlossen werden. Erdwärmekollektoren nutzen die im Boden gespeicherte Temperatur und können damit als konstante Wärmequelle für Sole-Wasser-Wärmepumpen¹⁰ dienen. Sie bestehen aus unisolierten Kunststoffrohren, die in geringer Tiefe horizontal im Erdreich verlegt werden und ein zirkulierendes Wärmeträgermedium führen. Während der Heizperiode entziehen sie dem Boden Wärme, die im Sommer durch Sonneneinstrahlung wieder regeneriert wird. Die Verlegung ist technisch vergleichsweise einfach und kostengünstig, da keine Tiefbohrungen erforderlich sind. Erdkollektoren bieten dadurch eine zuverlässige und kontinuierliche Wärmequelle, die sich insbesondere für Wohngebäude oder kleinere Quartierslösungen mit kalter Nahwärme eignet. Im Sommer kann die Quelle auch zur Kühlung genutzt werden.

Die erzielbaren Erträge hängen dabei wesentlich von den jeweiligen Bodenverhältnissen ab. Grundlage für eine Untersuchung der Potenziale liefert das Online-Kataster des Geologischen Dienstes NRW ([geothermie.nrw.de](https://www.geothermie.nrw.de)), in dem fünf unterschiedliche Bodenzonen mit jeweils spezifischen Erträgen in W/m² Kollektorfläche ausgewiesen sind. Abbildung 35 zeigt die aufbereiteten Daten im GIS.

⁹ Gesetz zur Beschleunigung von Geothermievorhaben (GeoBG), abrufbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/geobg/BJNR15C0B0025.html>

¹⁰ „Sole“ ist bei oberflächennaher Geothermie in der Regel mit Frostschutz versetztes Wasser, um ein Einfrieren in den Rohren zu vermeiden.

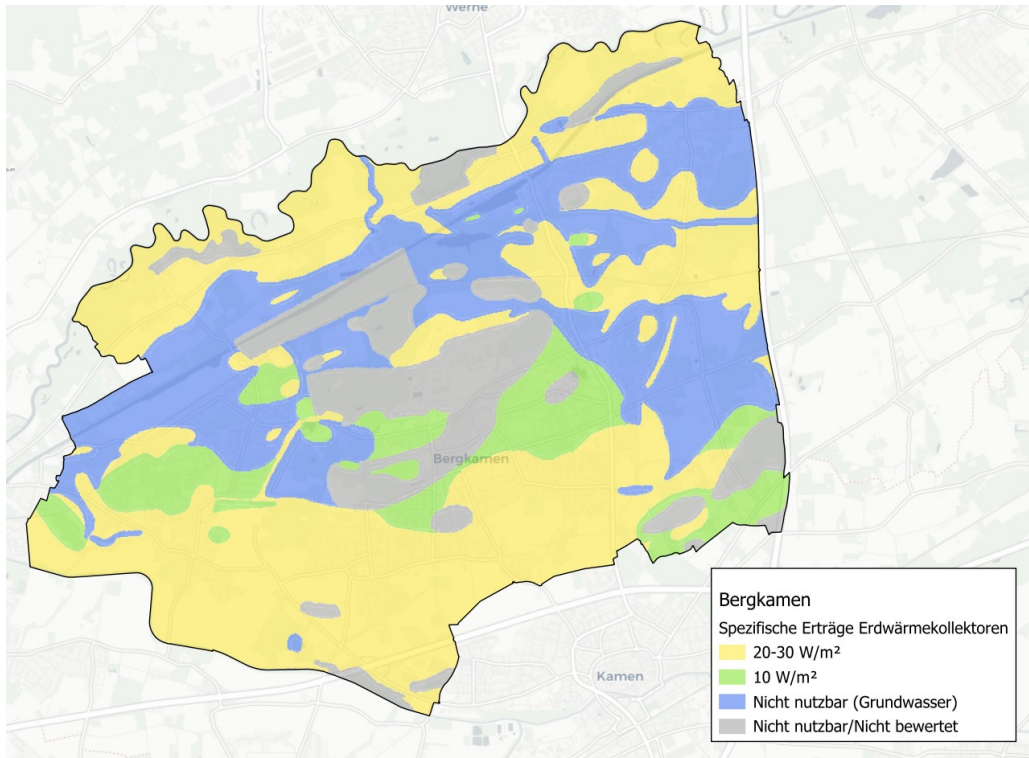


Abbildung 35: Potenziale für Erdwärmekollektoren in Bergkamen. Eigene Darstellung auf Grundlage des Geothermiekatasters NRW (www.geothermie.nrw.de)

Für die Wärmeplanung empfiehlt es sich, bei der Flächensuche insbesondere Grundstücke mit Garten für dezentrale Lösungen sowie Randlagen von Siedlungen für zentrale Lösungen in den Blick zu nehmen. Der Schwerpunkt dieser Untersuchung liegt auf Freiflächen, die hauptsächlich für Quartierskonzepte geeignet sind. Individuelle Potenziale einzelner Grundstücke werden nicht spezifisch betrachtet. Anhand der Daten im Geothermiekataster können solche Potenziale für einzelne Projekte jederzeit einfach geprüft werden.

Die Potenzialabschätzung erfolgt unter der Annahme, dass Erdwärmekollektoren in einer Tiefe von etwa 1,5 Metern eingebracht werden. Je nach Bodenbeschaffenheit sind dabei Erträge zwischen 10 und 30 W/m² realistisch (vgl. Abbildung 24). Für die Bewertung der theoretischen und technischen Potenziale werden nur Flächen berücksichtigt, die höchstens einen Kilometer von dichter besiedelten Gebieten entfernt liegen. Technisch relevant sind zudem ausschließlich Böden, die als Grünflächen klassifiziert sind, da ihre Nutzung durch die Installation nicht wesentlich beeinträchtigt wird. In Kombination mit weiteren Annahmen zu Belegungsfaktor, jährlichen Volllaststunden und Jahresarbeitszahl der eingesetzten Wärmepumpen lassen sich auf dieser Grundlage die entsprechenden Potenziale bestimmen.

Tabelle 4: Potenzialermittlung Erdwärmekollektoren Bergkamen

Parameter	Theoretisches Potenzial		Technisches Potenzial	
	Wert	Einheit	Wert	Einheit
Verfügbare Fläche	418	ha	97	ha
Belegungsfaktor	0,8	m ² /m ²	0,8	m ² /m ²
tats. verfügbare Fläche	335	ha	77	ha
Umweltleistung	41,7	MW	8,4	MW
Volllaststunden	2.400	h	2.400	h
Umweltwärme	100.100	MWh	20.000	MWh
JAZ*-Wärmepumpe	3,5		3,5	
Wärmemenge	128.700	MWh	25.800	MWh

*JAZ: Das Verhältnis der jährlich erzeugten thermischen Energiemenge zum jährlichen Strombedarf der Wärmepumpe

Mit einem technischen Potenzial von etwa 26 GWh im Jahr kann der Einsatz von Erdwärmekollektoren mit Wärmepumpen in den richtigen Gebieten eine sinnvolle Möglichkeit zur Wärmeengewinnung darstellen. Eine Einbindung in bestehende oder geplante Wärmenetze ist grundsätzlich möglich, jedoch erweist sich die Nutzung von Erdwärmekollektoren insbesondere für sanierte oder neu gebaute Wohnquartiere an Siedlungsändern als interessant, wo eine Versorgung über kalte Nahwärmenetze mit dezentralen Wärmepumpen umgesetzt werden kann¹¹. Wie bei anderen flächengebundenen Wärmequellen besteht auch hier eine Konkurrenz zur landwirtschaftlichen Nutzung. Diese Einschränkung ist allerdings bei Erdkollektoren nur temporär, da Grünflächen wie Weideland nach dem Einbau weitgehend nutzbar bleiben.

4.5.1.2 OBERFLÄCHENNAHE GEOTHERMIE: ERDWÄRMESONDEN

Erdwärmesonden erschließen die im Erdreich gespeicherte Wärme über vertikale Bohrungen, in die U-förmige Kunststoffrohre eingebracht werden. Durch diese Rohre zirkuliert ein Wärmeträgermedium, das die konstante Bodentemperatur aufnimmt und an eine Sole-Wasser-Wärmepumpe weiterleitet. Da die Temperatur in größeren Tiefen über das Jahr weitgehend stabil bleibt, können Sonden eine kontinuierliche Wärmequelle bereitstellen. Die Bohrungen reichen in der Regel zwischen 50 und 150 Meter tief, wodurch deutlich höhere Leistungen als bei oberflächennahen Kollektoren erzielt werden können. Die Sonden sind allerdings auch komplexer bzw. teurer in der Erschließung.

Ihr Potenzial lässt sich nur schwer exakt bestimmen, da es von zahlreichen Faktoren wie von der Anzahl benachbarter Sonden, den spezifischen Boden- und Gesteinseigenschaften sowie

¹¹ In solchen Konzepten wird die Umweltwärme über einen größeren Erdkolektor entzogen und auf niedrigem Temperaturniveau bereitgestellt. Die erforderliche Temperaturerhebung erfolgt dann in einzelnen Wohnhäusern über Wärmepumpen.

den technischen Möglichkeiten für Bohrung und Installation beeinflusst wird. Zur Vereinfachung wird häufig die Wärmeleitfähigkeit des Untergrunds als Grundlage der Potenzialabschätzung herangezogen.

Bei der Planung sind verschiedene Vorgaben zu beachten. Nach den Richtlinien des LANUK¹² sind zu Grundstücksgrenzen in der Regel Abstände von drei bis fünf Metern einzuhalten, während der Abstand zwischen einzelnen Sonden mindestens sechs, besser zehn Meter betragen sollte. Diese Vorgaben sollen thermische und mechanische Wechselwirkungen reduzieren und die Effizienz der Systeme sichern. Zusätzlich gelten wasser- und bergrechtliche Anforderungen. Eine wasserrechtliche Genehmigung durch die zuständige Untere Wasserbehörde ist insbesondere dann erforderlich, wenn die Erdwärme auf demselben Grundstück gewonnen und genutzt wird. Die Behörde kann in diesem Rahmen Auflagen zum Schutz des Grundwassers festlegen. Bohrungen, die tiefer als 100 Meter reichen, sind der Bergbehörde zu melden; für Anlagen, deren Nutzung nicht auf demselben Grundstück erfolgt, ist eine bergrechtliche Genehmigung notwendig. Zuständig ist hier die Bezirksregierung Arnsberg, die in die Verfahren die Untere Wasserbehörde einbindet. Als ehemalige Bergbauregion kann es aufgrund alter Grubengebäude zu Einschränkungen kommen, was auf den Tiefen allerdings grundsätzlich unwahrscheinlich ist jedoch stets geprüft werden sollte.

Die Abschätzung dezentraler Potenziale, insbesondere in bereits bebauten Bereichen, ist mit Unsicherheiten verbunden, da die tatsächliche Umsetzbarkeit von Bohrungen erst vor Ort verlässlich geprüft werden kann. Deshalb konzentriert sich die Analyse vor allem auf Freiflächenpotenziale. Zur Ermittlung der Erträge wurde das Online-Kataster des Geologischen Dienstes NRW (Geothermie NRW) genutzt.

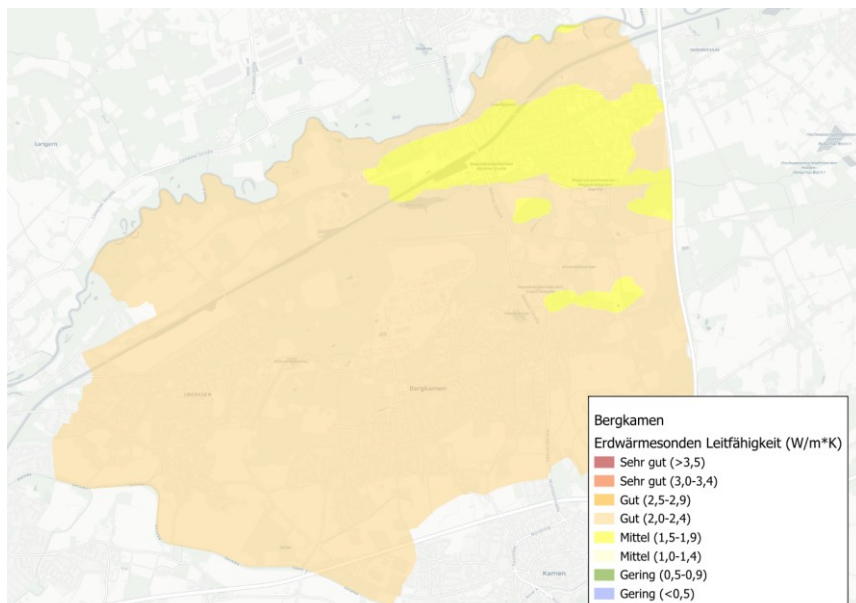


Abbildung 36: Potenziale für Erdwärmesonden in Bergkamen. Eigene Darstellung anhand des Geothermie-Katasters (www.geothermie.nrw.de)

¹² https://www.lanuk.nrw.de/fileadmin/lanuvpubl/4_arbeitsblaetter/LANUV_Arbeitsblatt_39.pdf

In Bergkamen sind die Potenziale überwiegend als „gut“ bewertet, wobei die zu erwartenden Erträge im Nord-Osten zum Teil als „mittel“ eingestuft werden. Bei Bohrungen in 100 Metern Tiefe resultieren daraus Wärmeleitfähigkeiten zwischen 2,0 und 2,4 W/mK für die guten Standorte bzw. 1,5-1,9 W/mK für die mittleren.

Die Kriterien für die Flächensuche entsprechen im Wesentlichen denen, die auch für Erdwärmekollektoren herangezogen wurden. So werden theoretische Potenzialflächen nur berücksichtigt, wenn sie höchstens einen Kilometer von stärker besiedelten Gebieten entfernt liegen. Für die Ermittlung des technischen Potenzials wird die Auswahl zusätzlich auf Grünflächen beschränkt, da hier eine Doppelnutzung möglich ist. Weitere Ausschlusskriterien, etwa aufgrund möglicher Gefährdungspotenziale des Untergrunds, beispielsweise durch unsichere Gesteinsschichten, konnten nicht festgestellt werden.

Zur Modellierung eines möglichen Sondenaufbaus wurde innerhalb des Ein-Kilometer-Umkreises ein zehn-Meter-Punktraster erstellt, mit dem sich die geforderten Abstände zwischen den einzelnen Sonden näherungsweise abbilden lassen. Überschneidungen mit Grundstücksgrenzen oder andere Einschränkungen, die eine Platzierung von Sonden verhindern können, wurden pauschal über einen Abschlagsfaktor von 0,8 berücksichtigt. In Anlehnung an die Vorgehensweise bei den Erdwärmekollektoren lassen sich auf dieser Basis unter Einbezug von Annahmen zu jährlichen Volllaststunden und zur Jahresarbeitszahl (JAZ) der eingesetzten Wärmepumpen die entsprechenden Potenziale ableiten.

Tabelle 5: Potenzialermittlung Erdwärmesonden Bergkamen

Parameter	Theoretisches Potenzial		Technisches Potenzial	
	Wert	Einheit	Wert	Einheit
Anzahl möglicher Sonden	48.200	Sonden	10.400	Sonden
Abschlagsfaktor	0,8	m ² /m ²	0,8	m ² /m ²
Mögliche Sonden mit Abschlag	38.600	Sonden	8.300	Sonden
Entzugsleistung gesamt	83,4	MW	17,7	MW
Volllaststunden	2.400	h	2.400	h
Umweltwärme	200.200	MWh	42.400	MWh
JAZ-Wärmepumpe	4		4	
Wärmemenge	250.300	MWh	53.000	MWh

Das technische Potenzial von Erdwärmesonden ist mit 53 GWh als sehr relevant einzustufen. Ob Erdwärmekollektoren oder Sonden im Einzelfall geeigneter sind, hängt stark von den örtlichen Rahmenbedingungen ab. Sonden können bereits mit vergleichsweise geringem Flächenbedarf eine zuverlässige Wärmeversorgung für Quartiere bereitstellen, da ihre Tiefe variabel ist und höhere Erdtemperaturen genutzt werden können. Dadurch ergeben sich in der Regel bessere Jahresarbeitszahlen der eingesetzten Wärmepumpen. Dem stehen allerdings ein höherer technischer Aufwand und deutlich höhere Investitionskosten gegenüber. Wenn ausreichend Flächen verfügbar sind, kann sich die Nutzung von Erdwärmekollektoren als die einfachere und kostengünstigere Option erweisen. Auch ist es wichtig zu beachten, dass

aufgrund des Bergbaus in der Vergangenheit sichergestellt werden muss, dass die alten Grubengebäude nicht durch die Sonden beeinflusst werden und es zu ungewünschten Wechselwirkungen kommt. Dies sollte in der Planung zwingend berücksichtigt und frühzeitig die entsprechenden Untersuchungen angestellt werden. Ähnliche Überlegungen müssen auch für dezentrale Sonden angestellt werden, wobei an der Stelle typischerweise auch noch der Zugang der Bohranlagen zu den geplanten Grundstücksflächen geprüft werden muss.

4.5.1.3 TIEFE UND MITTELTIEFE GEOTHERMIE

Mitteltiefe und tiefe Geothermie nutzen das geothermische Potenzial in mehreren hundert Metern bis hin zu mehreren Kilometern Tiefe. In diesen Tiefenbereichen liegen die Temperaturen deutlich höher und können über leistungsfähige Systeme für die Wärmeversorgung erschlossen werden. Technisch wird zwischen Sondenlösungen und sogenannten Dubletten unterschieden: Bei Sonden erfolgt Entnahme und Rückführung über ein einzelnes Bohrloch, während Dubletten mit getrennten Bohrungen arbeiten und dadurch größere Wärmemengen erschließen können. Solche Anlagen eignen sich insbesondere für eine zentrale Wärmebereitstellung in Wärmenetzen und können – abhängig von den geologischen Gegebenheiten – eine kontinuierliche und grundlastfähige Wärmequelle darstellen.

Die Bewertung entsprechender Potenziale ist komplex und nur auf Basis detaillierter geologischer Untersuchungen möglich. Ohne Standorterkundungen lassen sich lediglich grobe Abschätzungen treffen, die meist über Modellierungen und Vorerkundungen erfolgen. In Nordrhein-Westfalen werden solche Grundlagen derzeit vom Geologischen Dienst systematisch erarbeitet und im Portal „Geothermie NRW“ bereitgestellt (<https://geowaerme.nrw.de/>).

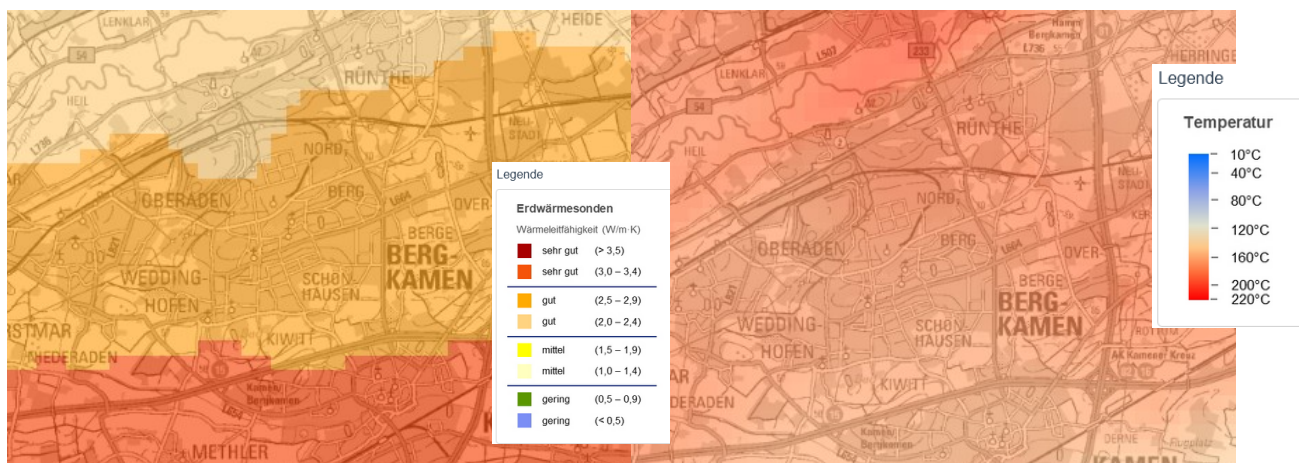


Abbildung 37: Exemplarische Geodaten für mitteltiefe Geothermie: Ertrag bei 500m Sondenlänge (www.geothermie.nrw.de)

Abbildung 38: Exemplarische Daten tiefe Geothermie: Temperatur devonzeitlicher Karbonate (www.geothermie.nrw.de)

Für das Betrachtungsgebiet liegen im Geoportal erste Ergebnisse zur **mitteltiefen Geothermie** vor. Unterschieden werden dabei verschiedene Sondertiefen von 250, 500, 750 und 1.000 Metern. In der Potenzialanalyse wurden exemplarisch die beiden Fälle 250 Meter und 1.000 Meter betrachtet. Die Vorgehensweise orientiert sich grundsätzlich an der Analyse der oberflächennahen Sonden, allerdings mit angepassten Abstandsregeln. Aufgrund der

Unsicherheiten einer Projektrealisierung werden die Potenziale nur als theoretisches Potenzial und als Spannbreite ausgegeben. Eine Bewertung des technischen Potenzials wird für die (mittel-)tiefe Geothermie nicht vorgenommen. Grund hierfür ist die hohe Unsicherheit bei einer tatsächlichen Erschließung, da das Gebiet durch den früheren Bergbau geprägt ist. Bohrungen in solche Strukturen bergen die Gefahr, alte Grubengebäude oder verfüllte Strecken anzutreffen, was entsprechend unklare geologische, genehmigungsrechtliche und haftungsrechtliche Konsequenzen mit sich bringen und im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung nicht umfassend genug betrachtet werden kann. Daher muss eine Realisierungsmöglichkeit stets im Einzelfall geprüft werden. Dies bedeutet allerdings nicht, dass die Technologie ausgeschlossen wird. Vielmehr erfordert sie in diesem Kontext eine besonders sorgfältige Standortbewertung.

Tabelle 6: Potenzial mitteltiefe Geothermie Bergkamen

Parameter	Theoretisches Potenzial		Technisches Potenzial	
	Wert	Einheit	Wert	Einheit
Wärmemenge 250m Sonden	62.300	MWh		
Wärmemenge 1.000m Sonden	91.100	MWh	Nicht bewertet.	
Potenzial	60-100	GWh		

Die Abschätzung zeigt, dass für die mitteltiefe Geothermie in Bergkamen relevante theoretische Wärmepotenziale bestehen, die mit zunehmender Bohrtiefe ansteigen. Abhängig von den lokalen geologischen Bedingungen können damit grundsätzlich nennenswerte Wärmemengen bereitgestellt werden. Ob und in welchem Umfang diese Potenziale tatsächlich erschlossen werden können, ist jedoch stark standortabhängig und projektspezifisch. Aussagen zum technisch nutzbaren Potenzial sind daher erst auf Grundlage weiterführender, standortspezifischer Untersuchungen möglich.

Potenziale der tiefen Geothermie lassen sich ohne detaillierte geologische Erkundungen nicht verlässlich bestimmen. Eine genauere Einschätzung ist erst durch Probebohrungen möglich, die mit hohen Kosten und einem beträchtlichen Fündigkeitsrisiko verbunden sind. Somit wird davon abgesehen, ein Potenzial auszuweisen.

4.5.1.4 SOLARTHERMIE

Als ergänzende Technologie zur Wärmeversorgung konkurriert die Solarthermie häufig mit Photovoltaik, da beide ähnliche Standortvoraussetzungen haben. Gerade auf Dachflächen überwiegt in der Regel die Wirtschaftlichkeit der PV, die eine vielseitigere Nutzung erlaubt. Für die Wärmeplanung bietet Solarthermie daher vor allem dort Potenzial, wo große Verbraucher mit hohem Prozesswärmebedarf über geeignete Dachflächen verfügen. Aus den Erhebungen in Kapitel 7.4 hat sich ergeben, dass Solarthermie für die befragten Unternehmen keine größere Rolle spielt. Daher beschränkt sich die Untersuchung auf eine Betrachtung der Freiflächen-Solarthermie, die typischerweise dafür genutzt wird, um vorhandene oder neue Wärmenetze zu unterstützen. Da die Solarthermie stark saisonal geprägt ist, stellt ein saisonaler Wärmespeicher eine Möglichkeit dar, höhere solare Anteile in der Versorgung nutzbar zu machen, indem die sommerliche Wärmeproduktion in den Winter übertragen wird. Alternativ können auch Tages-

oder Wochenspeicher eingesetzt werden, sodass Solarthermie mit niedrigeren Anteilen in bestehende Systeme integriert werden kann. Da Flächen beim Einsatz von Solarthermie in der Regel keine weitere Nutzung erlauben, ist bei der Potenzialermittlung besonders wichtig, welche Flächen sich dafür eignen, oder nicht.

Freiflächen-Solarthermie setzt, ähnlich wie Erdwärmekollektoren und -sonden, eine räumliche Nähe zu potenziellen Abnehmerstrukturen voraus, damit die erzeugte Wärme effizient genutzt werden kann. Technische Potenziale werden auf Grundlage spezifischer Kriterien ermittelt: Sie sollten höchstens einen Kilometer von dicht besiedelten Gebieten entfernt liegen, einen Bodenwert unter 35 aufweisen und eine Mindestgröße von 500 m² erreichen. Theoretische Potenziale umfassen die Berücksichtigung von Flächen unabhängig vom Bodenwertkriterium. Für die Relation zwischen Kollektor- und Bodenfläche wird ein Faktor von 1:3 angesetzt, der spezifische Wärmeertrag beträgt bei einer Mischbelegung aus Flach- und Vakuumröhrenkollektoren durchschnittlich rund 420 kWh/(m²·a). Auf dieser Basis ergeben sich folgende Potenziale:

Tabelle 7: Potenzialermittlung Solarthermie Freifläche Bergkamen

Parameter	Theoretisches Potenzial		Technisches Potenzial	
	Wert	Einheit	Wert	Einheit
Verfügbare Fläche	680	ha	260	ha
Faktor Bodenfläche/Kollektorfläche	0,33	m ² /m ²	0,33	m ² /m ²
Nutzbare Kollektorfläche	255	ha	85	ha
Spez. Wärmeertrag	420	kWh/(m ² ·a)	420	kWh/(m ² ·a)
Wärmemenge	1.071.000	MWh	357.000	MWh

Das technische Potenzial der Solarthermie zur Wärmeerzeugung ist insgesamt sehr hoch. Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass ihre saisonale Verfügbarkeit eine umfassende Nutzung nur in Verbindung mit geeigneten Speichermöglichkeiten erlaubt, um die im Sommer anfallenden Überschüsse in den Winter zu übertragen. Auch ist nicht davon auszugehen, dass alle geeigneten Flächen tatsächlich erschlossen oder umgenutzt werden. Die Analyse macht jedoch deutlich, dass Solarthermie einen relevanten Beitrag zur zukünftigen Wärmeversorgung leisten kann. Es kann in Bergkamen auch durchaus sinnvoll sein, aktiv nach Flächen für Solarthermie zu suchen, wenn neue Netze erschlossen werden oder eine Dekarbonisierung vorhandener Netze angestrebt wird. Je nach Größenordnung sind auch nicht saisonale Speicher ausreichend, die die produzierte Wärme beispielsweise in die Abend- und Nachtstunden bringen können.

Aufgrund der Saisonalität und volatilen Erzeugung ist die Solarthermie in Wärmeversorgungssystemen entweder mit großen Erdbeckenspeichern oder als ergänzende Technologie für die Sommerlast zu betrachten. Da die produzierte Wärme klimaneutral und nicht von externen Bezügen abhängig ist, wird in jedem Fall empfohlen, für zukünftige Konzepte geeignete Flächen mit zu betrachten. Es sei auf die Flächenkonkurrenz mit Photovoltaik hingewiesen, die mit Eigenstromproduktion und Wärmepumpen gegebenenfalls die bessere Alternative darstellen. Das gilt es stets individuell zu prüfen.

Auf Basis der ermittelten Flächengrößen, der jeweiligen Bodennutzung sowie typischer Ertragskennzahlen und Korn-Stroh-Verhältnisse wurden zunächst die theoretisch erzeugbaren Mengen an Feldfrüchten berechnet. Darauf aufbauend erfolgte eine Differenzierung zwischen energetischer Nutzung, etwa der Verwendung von Stroh, und biologischer Nutzung, beispielsweise durch Vergärung verschiedener Stoffe. Aus dieser Betrachtung ergaben sich die theoretisch verfügbaren Potenziale. Für die Ermittlung der technischen Potenziale wurden anschließend all jene Erzeugnisse ausgeschlossen, die bereits einem anderen Nutzungspfad zugeführt werden oder aus anderen Gründen nicht für die Wärmeerzeugung in Betracht kommen. Ernterückstände aus dem Gemüseanbau werden dabei nicht als nutzbares Potenzial bewertet, da sie in der Regel auf den Feldern verbleiben. Produkte aus Dauergrünland oder Ackergras werden überwiegend als Tierfutter genutzt, was überschlägig mitbilanziert wurde.

Tabelle 8: Potenziale von Biomasse - landwirtschaftliche Erzeugnisse - energetische Nutzung

Energetische Nutzung						
Feldfrucht	Fläche	Ertrag spez.	Ertrag	Korn/ Stroh	Theoretisches Potenzial	Technisches Potenzial
Weizen	260 ha	90 dt/ha	4.930 t	0,8	7.400 MWh	0 MWh
Gerste	100 ha	100 dt/ha	4.430 t	0,7	2.800 MWh	0 MWh
Roggen	70 ha	90 dt/ha	1.700 t	0,7	1.700 MWh	0 MWh
Raps	20 ha	60 dt/ha	120 t	1,7	800 MWh	0 MWh
Hafer	10 ha	50 dt/ha	50 t	1,1	200 MWh	0 MWh
Summe					12.900 MWh	0 MWh

Der hohe Bedarf an Stroh als Einstreu in der Tierhaltung sowie die Notwendigkeit, einen Teil auf den Feldern zu belassen, um die Humusbildung zu sichern, begrenzen die Möglichkeiten einer energetischen Nutzung in Bergkamen deutlich. In einem Experteninterview wurde zudem bestätigt, dass Landwirte bei geringem Eigenbedarf eher auf kürzere Getreidesorten setzen, anstatt überschüssiges Stroh in den Verkauf zu geben. Vor diesem Hintergrund ist derzeit nicht von einem relevanten nachhaltigen Beitrag der energetischen Strohnutzung zur lokalen Wärmeversorgung auszugehen.

Neben einer thermischen Nutzung können bestimmte landwirtschaftliche Erzeugnisse auch vergoren und über Biogas zur Wärmeversorgung genutzt werden. Ähnlich wie bei den Betrachtungen zur energetischen Verwertung kann auch hier über die Flächen abgeschätzt werden, welche Potenziale sich daraus ergeben würden. Auch hier ist zu beachten, dass in vielen Fällen Nutzungspfade schon vorhanden sind, deren Änderung nicht pragmatisch erscheint und die Betrachtung daher eher als Indikator dienen soll, ob dieses Thema in der Kommune Relevanz besitzt.

Tabelle 9: Potenziale von Biomasse - landwirtschaftliche Erzeugnisse - biologische Nutzung Bergkamen

Feldfrucht	Fläche	Ertrag	Biogas-potenzial	Methan-gehalt	Theoretisches Potenzial	Technisches Potenzial
Grünland	410 ha	3.093 t	97 Nm ³ /t FM	55,0%	1.700 MWh	0 MWh
Mais	97 ha	4.660 t	220 Nm ³ /t FM	52,0%	5.300 MWh	2.700 MWh
Kleegras	29 ha	289 t	79 Nm ³ /t FM	54,0%	100 MWh	0 MWh
Wintertriticale	26 ha	244 t	177 Nm ³ /t FM	55,0 %	200 MWh	0 MWh
Ackergras	13 ha	129 t	97 Nm ³ /t FM	55,0%	100 MWh	0 MWh
Summe					7.400 MWh	2.700 MWh

Für die Bestimmung der technischen Potenziale wurde der Einsatz landwirtschaftlicher Erzeugnisse als Tierfutter vorrangig berücksichtigt, weshalb nur Mais anteilig zugeordnet wurde, der zum Teil alternative Nutzungswege hat. Damit zeigen sich die Potenziale für eine biologische Nutzung als insgesamt begrenzt und würden stets eine Umwidmung bestehender Erträge erfordern. In Bergkamen ist keine Biogasanlage bekannt, die nachwachsende Rohstoffe einsetzt, womit dieses Potenzial absehbar keine Nutzung erhalten wird oder sollte.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass keine großen Potenziale in dem Bereich zu vermuten sind, was für die Lage und Prägung der Kommune üblich ist.

4.5.2.2 LANDWIRTSCHAFTLICHE ERZEUGNISSE – TIERISCHER URSPRUNG

Neben den pflanzlichen Erzeugnissen wurden auch tierische Exkremente hinsichtlich ihres Vergärungspotenzials untersucht. Grundlage bildeten die Tierbestandsdaten der Regionalstatistik, die auf Landkreisebene vorliegen. Da laut Auskunft der Landwirtschaftskammer NRW keine detaillierteren Angaben verfügbar sind, erfolgte eine Abschätzung auf die Stadt durch eine flächenanteilige Zuordnung. Auf Basis statistischer Werte zu den Mengen an Gülle und Festmist, die jährlich zu erwarten sind wurde daraus ein theoretisches Energiepotenzial der Vergärung abgeleitet. Das technische Potenzial entspricht in diesem Fall dem theoretischen, da Gärreste aus der Biogaserzeugung weiterhin uneingeschränkt als Dünger genutzt werden können. Durch die Methodik sollten die Zahlen für die Stadt nicht überinterpretiert werden, da die Verteilung in der Realität anders sein wird und da ein Transport innerhalb des Landkreises grundsätzlich denkbar ist.

Tabelle 10: Potenziale von Biomasse - tierische Exkremente in Bergkamen

Kategorie	Energiepotenzial LK Unna	Flächenanteil Bergkamen	Theoretisches Potenzial	Technisches Potenzial
Gülle Rinder und Milchkühe	22.700 MWh		1.900 MWh	1.900 MWh
Gülle Schweine und Sauen	28.100 MWh	8,3 %	2.300 MWh	2.300 MWh
Geflügelmist	2.400 MWh		200 MWh	200 MWh
			4.400 MWh/a	4.400 MWh/a

In einer Biogasanlage in Bergkamen wird bereits Wirtschaftsdünger in einer vergleichbaren Größenordnung verwertet und kann zukünftig auch für eine Wärmeversorgung relevant werden. Genauere Informationen hierzu sind in Kapitel 4.5.5.2 dargestellt.

Die Vergärung von Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen ist aus ökologischer Sicht grundsätzlich empfehlenswert und kann einen wertvollen Teil zu einer nachhaltigen Kreislaufwirtschaft beitragen. Unbehandelte Tierexkrementen werden häufig gelagert oder direkt auf die Felder ausgebracht, wodurch Methanemissionen entstehen können. Durch die Vergärung werden diese Emissionen deutlich reduziert, da die entstehenden Gärreste ein wesentlich geringeres Treibhausgaspotenzial aufweisen. Gleichzeitig wird aus einem Reststoff nutzbare Energie gewonnen, was zusätzlich wirtschaftliche Vorteile bietet. In der Regel fallen lediglich Transportkosten für die Zuführung zur Biogasanlage an, vielerorts kann die Vergärung jedoch auch direkt an den Betrieben sinnvoll sein.

4.5.2.3 FORSTWIRTSCHAFTLICHE ERZEUGNISSE

Biomasse aus forstwirtschaftlichen Erzeugnissen kann grundsätzlich eine erneuerbare Wärmeversorgung unterstützen. Zum Heizen können dabei Scheitholz, Holzpellets oder Holzhackschnitzel genutzt werden, wobei üblicherweise Scheitholz und Pellets nur in dezentralen Lösungen genutzt werden. Aus der Bestandsanalyse kann entnommen werden, dass etwa 1,8% der Endenergie über Scheitholz in Kaminöfen bereitgestellt wird, der Anteil von Pellets und Holzhackschnitzel liegt bei nur 0,2%. Holzhackschnitzel sind für eine zentrale Wärmeversorgung denkbar und können beispielsweise effektiv für kleinere Netze oder zur Spitzenlastabdeckung verwendet werden.

In Bergkamen sind etwa 20 % der Stadtfläche durch Wälder belegt. Im Vergleich zu walddreicheren Regionen mit einem Waldanteil von über 50 Prozent ist der Anteil im Untersuchungsgebiet zwar moderat, jedoch auch nicht zu vernachlässigen.

Im Rahmen eines Expertengesprächs mit dem Förster des zuständigen Forstbetriebsbezirks wurden Kennzahlen aus der Forsteinrichtung von 2023 ausgewertet, die einen Teil der Waldflächen vor Ort behandelt. Die Daten können als Indikator für das gesamte Untersuchungsgebiet herangezogen werden. Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass sowohl der aktuelle Holzbestand als auch der jährliche Zuwachs unter den angestrebten Werten liegen. Beim Zuwachs liegen Buche und Esche über den Planwerten, während Eiche etwa im Soll liegt und die übrigen Baumarten geringere Zuwächse verzeichnen. Beim Vorrat befinden sich Buche, Pappel und Lärche im bzw. über dem Plan, die übrigen Arten dagegen darunter. Der Förster weist darauf hin, dass keine belastbare Aussage über das zukünftige Dargebot getroffen werden kann, da die technischen Potenziale stark von waldbaulichen Entwicklungen und klimatischen Einflüssen abhängen und daher nicht langfristig gesichert sind.

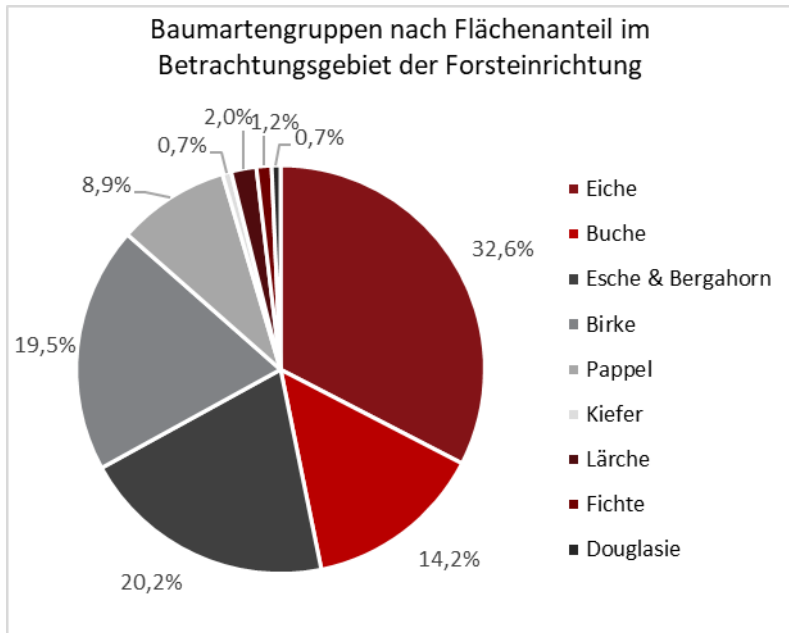


Abbildung 40: Baumartengruppen nach Flächenanteil im Betrachtungsgebiet der Forsteinrichtung (eigene Darstellung)

Die gewonnenen Erkenntnisse können mithilfe der gesamten Waldflächen der Kommune zu einem Potenzial übersetzt werden. Die Waldflächen wurden dabei mithilfe von GIS-Daten erfasst und mit den ermittelten Kennzahlen verrechnet, um das theoretische Holzpotenzial abzuschätzen. Grundlage für Größenverhältnisse und spezifische Erträge bildet die „Waldbauliche Einzelplanung“ aus der Forsteinrichtung. Die spezifischen Erträge werden in Efm/ha/a angegeben, wobei Efm für „Erntefestmeter ohne Rinde“ steht. Informationen aus

dem Interview haben ergeben, dass das Holz maximal zu etwa 50 % thermisch verwertet wird, wovon wiederum rund 90 % als Scheitholz genutzt werden. Für die Ermittlung des theoretischen Potenzials wurde der berechnete Gesamtertrag daher auf 50 % reduziert. Für das technische Potenzial wurden in Hinblick auf eine zentrale Wärmeversorgung davon 10% betrachtet, die nicht zu Scheitholz verarbeitet werden.

Tabelle 11: Ergebnisse Potenzialanalyse holzartige Biomasse Bergkamen

Parameter	Wert	Einheit
Gesamte Waldfläche	910	ha
Spez. Ertrag	3,64	Efm/ha/a
Gesamtertrag	3.300	Efm/a
... davon thermisch nutzbar (theo. Pot)	1.650	Efm/a
... davon nutzbar (techn. Pot)	165	Efm/a
Heizwert Mischfaktor**	2,06	MWh/Efm
Theoretisches Potenzial	3.400	MWh
Technisches Potenzial	340	MWh

**bei einem Wassergehalt (WG) von 55% (waldfrisch); gewichtet nach Baumbestand, Vorrat und Zuwachs der unterschiedlichen Baumartengruppen

In Bergkamen sind die theoretischen Potenziale mit 3.400 MWh in einer Größenordnung, die eine Wärmeversorgung unterstützen kann. Da ein Großteil davon in zu Scheitholz verarbeitet wird, ist für eine zentrale Versorgung von einem geringen Potenzial zu sprechen.

Eine Betrachtung der Waldholzpotenziale sollte nicht ausschließlich auf die Flächen der Kommune beschränkt bleiben. Dennoch zeigen die berechneten Zahlen, dass im Vergleich zu Gebieten mit vielen Wäldern die Nutzung von Holz zur Wärmeversorgung nur eine untergeordnete Rolle einnimmt und überwiegend dezentral relevant ist. Holz ist ein vielseitig nutzbarer Rohstoff, dessen stoffliche Verwendung, etwa im Baubereich, aus Klimasicht besonders vorteilhaft ist. Bei der energetischen Nutzung, insbesondere in Kaminöfen, können abhängig von Bauart, Alter und Bedienung der Anlagen erhöhte Feinstaubemissionen auftreten, was bei einer breiteren Nutzung berücksichtigt werden sollte.

4.5.3 ABFALL- UND RESTSTOFFE

Wie bei der Biomasse kann auch bei der Untersuchung von Abfall- und Reststoffen grundsätzlich zwischen einer energetischen und einer biologischen Verwertung unterschieden werden. Siedlungsabfälle und Teile des Grünschnitts lassen sich durch Verbrennung thermisch nutzen, während andere Anteile des Grünschnitts sowie Bioabfälle einer biologischen Verwertung zugeführt werden können. Als Grundlage für die Untersuchung dient die Abfallbilanz des Landkreises Unna von 2024, in der das Aufkommen der Abfall- und Reststoffe nach Städten und Gemeinden mengenmäßig erfasst ist und auch die Verwertungswege dargestellt sind. Es zeigt sich, dass die meisten Siedlungsabfälle (Hausmüll) und Sperrmüll derzeit nach Hamm in die Müllverbrennungsanlage oder nach Lünen in das Wertstoffzentrum der GWA geliefert werden. Biologische Abfälle und Grünschnitt werden teilweise in Lünen und teilweise in Fröndenberg/Ruhr verwertet. Deshalb wird nur ein theoretisches Potenzial über die Mengen, deren thermischer oder biologischer Verwertungsanteil und spezifische Heizwerte bestimmt, das technische Potenzial wird mit Null bewertet.

Ausnahme dabei ist die Untersuchung von Altholz, das im Umweltkontor in Bergkamen bereits heute energetisch verwertet wird. Dieses Potenzial ist separat aufgelistet, da die Kategorien bilanziell nicht vergleichbar sind.

Tabelle 12: Abfall- und Reststoffpotenziale – energetische Verwertung Bergkamen

Energetische Verwertung						
Relevante Positionen	Menge in t (2024)	Th. Verwertungsanteil in %	Verwertbare Menge in t	Heizwert	Theoretisches Potenzial	Technisches Potenzial
Hausmüll	7.700 t	83%	6.400 t	2,78 kWh/kg	17.600 MWh	0 MWh
Sperrmüll	2.200 t	79%	1.800 t	4,45 kWh/kg	7.800 MWh	0 MWh
Grünabfälle	2.100 t	30%	600 t	3,06 kWh/kg	2.000 MWh	0 MWh
Altholz	900 t	6%	100 t	3,33 kWh/kg	200 MWh	0 MWh
Sonstige	200 t	0%	0 t	-	0 MWh	0 MWh
				Summe	27.600 MWh	0 MWh

Tabelle 13: Abfall- und Reststoffpotenziale – biologische Verwertung Bergkamen

Relevante Positionen	Menge in t (2024)	Verwertungsanteil in %	Verwertbare Menge in t	Theoretisches Potenzial	Technisches Potenzial
Bioabfälle	2.200 t	100%	2.200 t	1.300 MWh	0 MWh
Grünabfälle	2.100 t	59%	1.200 t	1.000 MWh	0 MWh
			Summe	2.300 MWh	0 MWh

Die theoretischen Potenziale verdeutlichen, welchen energetischen Wert die in Bergkamen anfallenden Abfallmengen besitzen. Rechnerisch entspricht das Potenzial etwa 5% des gesamten Wärmebedarfs im Betrachtungsgebiet. Die thermische Verwertung in bestehenden Müllverbrennungsanlagen außerhalb des Stadtgebiets ist jedoch bestehende Praxis, eine Änderung durch einen Aufbau von Müllverbrennung in Bergkamen erscheint nicht zweckmäßig.

Der Umweltkontor in Bergkamen ist auf die Aufbereitung und Aufwertung von Altholz spezialisiert. Zu den Abnehmern zählen sowohl Spannplattenhersteller, die die aufbereiteten Holzhackschnitzel stofflich weiterverarbeiten, als auch Biomassekraftwerke, die das Material thermisch zur Erzeugung von Wärme und Strom nutzen. Das angelieferte Altholz wird am Standort aufbereitet und zu Hackschnitzeln verarbeitet. Da derzeit noch freie Verarbeitungskapazitäten bestehen, kann sich daraus ein zusätzliches energetisches Potenzial ergeben, das in Bergkamen nutzbar gemacht werden kann. Dies setzt externe Lieferungen voraus, weshalb auch hier das Potenzial nur theoretisch erfasst werden kann.

Tabelle 14: Altholzverarbeitungspotenziale in Bergkamen

Parameter	Wert	Einheit
Verarbeitungsmenge Altholz	160.000	t
Jährliche Schwankungen	+/- 5.000-10.000	t
Verarbeitungskapazität	200.000	t
Zusätzliches Verarbeitungspotenzial	40.000	t
Heizwert Altholz ¹³	3,75	MWh/t
Anteil thermisch verwertet (Schätzwert)	35%	
Theoretisches Potenzial	53.000	MWh
Technisches Potenzial	0	MWh

Eine thermische Verarbeitung des Altholzes vom Umweltkontor findet zu großen Teilen im benachbarten Biomasseheizkraftwerk (BMHKW) statt. Es versorgt zu größeren Teilen ein naheliegendes Wärmenetz und liefert zudem grünen Dampf an einen Industriekunden. Die Kapazitäten des Kraftwerkes sind damit größtenteils ausgeschöpft, so dass zusätzlich verarbeitetes Altholz nur über separate Wärmeerzeuger verwendbar wäre. Zu berücksichtigen

¹³ Nach Richtwerten vom [Umweltbundesamt und der Deutschen Emissionshandelsstelle](#)

ist dabei die zunehmend kritischere (Neu-)Bewertung von Biomasse im Kontext der klimapolitischen und förderrechtlichen Rahmenbedingungen, insbesondere im Hinblick auf den maximal zulässigen Anteil von 20 % an der Wärmeversorgung, wenn eine Maßnahme über das BEW gefördert werden soll.

4.5.4 UMWELTWÄRME

Umweltwärme stellt eine mögliche Wärmequelle im Kontext der Wärmebereitstellung mit Wärmepumpen dar. Wärme wird dabei also bei dem zur Verfügung stehenden Temperaturniveau der Umwelt entnommen, mit einer Wärmepumpe auf ein höheres Temperaturniveau angehoben, und so für die Beheizung/Warmwasserbereitstellung nutzbar gemacht. Die untersuchten Wärmequellen im Rahmen dieser KWP sind Fließgewässer, Grubenwasser, Abwasser und Luft.

4.5.4.1 FLIEßGEWÄSSER

Die im Wasser gespeicherte Umweltwärme von Fließgewässern kann mithilfe von Flusswärmepumpen nutzbar gemacht werden. Das erlaubt, vorhandene Gewässer als erneuerbare Wärmequelle zu erschließen. Die Beurteilung der Potenziale erfolgt über die örtlichen Gegebenheiten wie Durchfluss, Temperatur und Gewässerzugang. Eine Vorauswahl der relevanten Gewässer erfolgte über eine Anfrage bei der Bezirksregierung Arnsberg, die dankenswerterweise mithilfe eines Regenerneignismodells theoretische mittlere Abflüsse bereitgestellt hat.

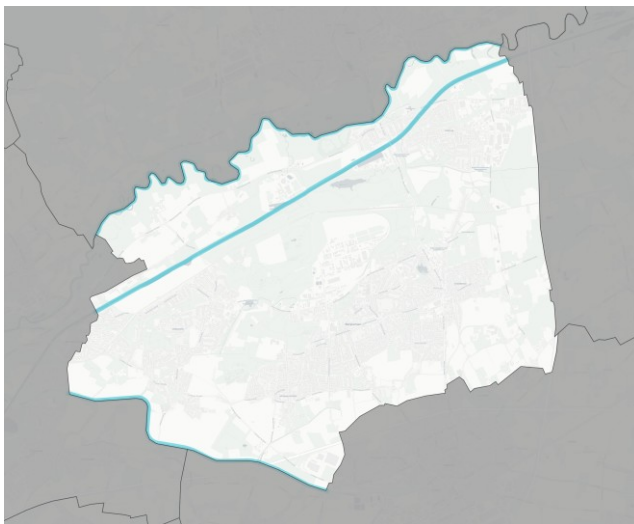


Abbildung 42: Fließgewässer in Bergkamen (eigene Darstellung)

In Bergkamen liegen zwei Flüsse und ein Kanal, die über eine ausreichende Größe verfügen, um für eine Nutzung in Frage zu kommen: Die Lippe, die das Stadtgebiet im Norden abgrenzt, die Seseke, die im Süd-Westen von Bergkamen liegt, sowie der Datteln-Hamm-Kanal, der sich durch das nördliche Stadtgebiet erstreckt.

Die Analyse der Entfernungen zu theoretischen Versorgungsgebieten zeigt, dass die Lippe aufgrund seiner Lage und dem dazwischenliegenden Kanal zu schwierig erschließbar ist.

Zum Datteln-Hamm Kanal selbst wurde im Rahmen einer Abfrage bei der verwaltenden Behörde WSV folgendes in Erfahrung gebracht: Da es sich um ein künstlich angelegtes System ohne natürlichen Durchfluss handelt, ist der Kanal nicht mit einem Fließgewässer gleichzusetzen. Die Fließrichtung kann sich je nach Bewirtschaftung und Wasserständen verändern, weshalb es auch keine Erhebungen zu Durchflüssen gibt. Das Gewässer reagiert aufgrund seiner Gesamtlänge von rund 110 km nur sehr träge auf Betriebsänderungen, was eine klassische Nutzung mit Flusswasserwärmepumpen nicht

möglich macht. Eine Nutzung sollte jedoch nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden, wäre aber nur nach detaillierter Untersuchung denkbar, indem man den Kanal als stehendes Gewässer behandelt, die teilweise auch über Wärmepumpen genutzt werden können. Inwiefern es dann zu genehmigungsrechtlichen Schwierigkeiten kommt, kann an der Stelle nicht bewertet werden. Für die vorliegende Untersuchung wird der Kanal damit nicht als mögliches Potenzial behandelt.

Die Seseke kann als mögliches Einzugsgebiet das südliche Oberaden oder Teile von Beckinghausen besitzen und wäre grundsätzlich für eine Nutzung geeignet. Da diese auch durch die Kommunen Kamen und Bönen fließt, wird dieses Potenzial in Hinblick auf die interkommunale Wärmeplanung aller drei Kommunen untersucht.

Für die Seseke wurde durch das EGLV dankenswerterweise eine Messdatenreihe übermittelt, in denen die täglichen Durchflusswerte 2010-2022 wiedergegeben sind. Der Standort der Pegelmessung liegt in Kamen, wo der Zulauf der Körne einmündet und sich außerdem die Kläranlage Kamen befindet. Aus dem Regenmodell der Bezirksregierung Arnsberg ist davon auszugehen, dass die Durchflüsse an dieser Stelle und dahinter Richtung Westen größer sind. Es wurden die Daten des Jahres 2021 verwendet, das hinsichtlich der Niederschlagsereignisse einen guten Mittelwert bilden, womit verhindert werden kann, dass die Potenziale überschätzt werden. Für das theoretische Potenzial wurde die gesamte vorhandene Energiemenge aus diesen Daten ermittelt, wobei die Temperatur durch Auskühlung 3°C nicht unterschreiten darf. Der zulässige Durchfluss wurde für das technische Potenzial auf 20% des minimalen Durchflusses bei Flusstemperaturen <5°C begrenzt, um eine zu hohe Auskühlung zu vermeiden. Im Ergebnis konnten folgende Potenziale ermittelt werden:

Tabelle 15: Ergebnisse Potenzialanalyse Seseke

Betrachtungsjahr	Mittlerer Abfluss (m³/s)	Theoretisches Potenzial		Technisches Potenzial	
		Leistung	Wärmemenge	Leistung	Wärmemenge
2017	1,37	29.200 kW	197.000 MWh	5.800 kW	41.400 MWh
2021	1,20	26.100 kW	175.000 MWh	5.100 kW	35.600 MWh
2022	1,02	19.300 kW	129.000 MWh	3.800 kW	26.100 MWh

Die dargestellten Leistungswerte beziehen sich auf die Wärmeleistung einer ideal ausgelegten Wasser-Wasser-Wärmepumpe. Entsprechend ist auch die Wärmemenge im Jahresverlauf als Output der Wärmepumpe zu begreifen. Es fällt auf, dass selbst in einem regenschwächeren Jahr wie 2022 noch immer 25 GWh an Wärme gewonnen werden könnten. Wird der zeitliche Verlauf betrachtet, kann festgestellt werden, dass in regenschwächeren und insbesondere in kalten Phasen die entnommene Leistung auch darunter liegt, was grundsätzlich für Unsicherheiten bzw. Probleme im Winter sorgen kann.

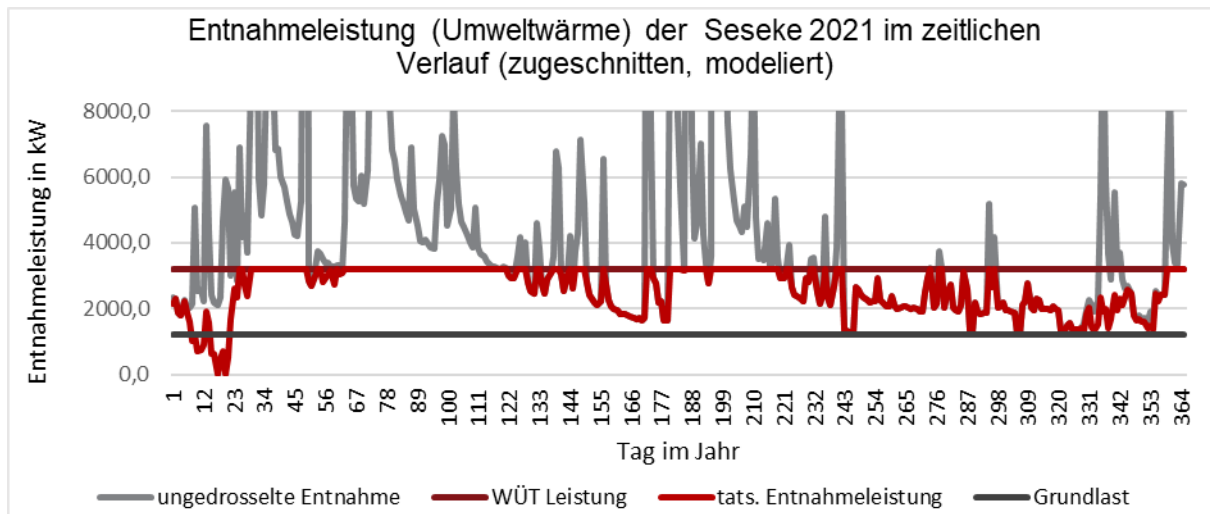


Abbildung 43: Modell Umweltleistung Seseke 2021

Es gilt also genau zu überlegen, ob und in welchem Umfang eine Nutzung der Flusswärme sinnvoll wäre, bzw. ob das System noch konservativer ausgelegt werden sollte. Nicht zu vernachlässigen sind die Potenziale dennoch und könnten ein Teil einer nachhaltigen Wärmeversorgungslösung sein. An welcher Stelle sich eine Entnahme am meisten lohnt, gilt es im Einzelfall zu prüfen wobei aufgrund der größeren Durchflüsse grundsätzlich die Gebiete in Kamen und ggf. Bergkamen primär in Frage kommen. Da Eingriffe in die thermische Dynamik eines Gewässers wasserrechtlich äußerst relevant sind, ist für Flusswärmepumpen eine Genehmigung erforderlich, die insbesondere Temperaturänderungen, Ein- und Ausleitstellen sowie mögliche ökologische Auswirkungen prüft. Eine enge Abstimmung mit den zuständigen Wasserbehörden ist daher unerlässlich.

4.5.4.2 GRUBENWASSER

Grubenwasser, das in stillgelegten Bergwerken anfallende Wasser, besitzt aufgrund seiner Temperatur und Verfügbarkeit ein gutes Potenzial für eine Nutzung als Wärmequelle. Je nach Tiefe und geologischen Bedingungen können Temperaturen zwischen 20 und 30 °C erreicht werden. Diese Wärme lässt sich mittels Wärmepumpen effizient für Heizzwecke nutzen. Beispielsweise wird in Bochum das Grubenwasser der ehemaligen Zeche Dannenbaum aus etwa 800 Metern Tiefe gefördert und damit die Wärmeversorgung einer Feuerwehr sowie zwei Schulen unterstützt^{14,15}.

Das vorliegende Kapitel über Grubenwasser wird aufgrund der übergreifenden Thematik gemeinsam für die Kommunen Bergkamen, Bönen und Kamen beschrieben. Es ist thematisch eng mit der Grubengasnutzung verknüpft, vergleiche Kapitel 4.5.5.1.

Die folgenden Informationen stammen überwiegend aus Experteninterviews mit den Gemeinschaftsstadtwerken GSW und der Minegas, einem Tochterunternehmen der Iqony, bei denen wir uns recht herzlich für die umfangreichen Informationen bedanken möchten. Die

¹⁴ <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/g/grubenwasser>

¹⁵ <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/b/bochum-werne-geothermieanlage>

Informationen wurden ergänzt mit eigenen Berechnungen, Schlussfolgerungen und Abbildungen.

Das in stillgelegte Bergwerke eindringende Grundwasser würde die Schächte natürlicherweise füllen. Die Pegelstände werden durch aktive Wasserhaltung (also dem Abpumpen des Wassers) kontrolliert. In vielen Bergwerken wird ein langsam ansteigender Pegel angestrebt. Dieses Vorgehen ist von Genehmigungsprozessen abhängig. Ein ansteigender Wasserpegel verhindert dabei auch den Austritt von Grubengas aus den entsprechenden dann gefluteten Bereichen, vergleiche Kapitel 4.5.5.1.

Das Wasser nimmt Wärme aus dem umliegenden Gestein auf und hat – auch übers Jahr gesehen - eine verhältnismäßig gleichmäßige Temperatur. Diese Wärme kann prinzipiell auf zwei verschiedene Arten genutzt werden:

Bei der sogenannten aktiven Wasserhaltung wird Wasser aus dem Bergwerk abgepumpt, also nach oben befördert, um zu verhindern, dass der Wasserspiegel unkontrolliert steigt (und in Folge schlussendlich mit dem Grundwasser in Kontakt kommen würde). Diesem Wasser kann über Wärmetauscher Wärme entnommen werden. Standorte zur Wasserhaltung sind dabei nicht an jedem Schacht, sondern wenige Abpumpstationen bestimmen den Pegel größerer Bereiche. In Bergkamen, am Standort „Haus Aden“, befindet sich eine solche Wasserhaltung, die damit eine Besonderheit darstellt. Sie stellt ein gut zu erschließendes Wärmepotenzial dar.

Der zweite Fall der Wärmeentnahme lässt sich realisieren, indem an einem Ort Wasser in die Höhe gepumpt, und an einem anderen Ort wieder ins Bergwerk geführt wird. Dabei ist ein Abstand einzuhalten, damit nicht das abgekühlte Wasser direkt wieder entnommen wird, sondern im Untergrund Wärme aufgenommen werden kann. Dabei ist folgendes zu beachten:

- Die mögliche zu entnehmende Wärmemenge hängt von der komplexen untertägigen Situation, also den Gesteinsschichten, der Ausdehnung der Gruben, etc. ab. Im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung ist diese nicht quantifizierbar.
- Der ökonomische Aufwand für die Wärmeentnahme ist hier viel höher als im Falle einer ohnehin erforderlichen Wasserhaltung, bei der auch ohne Wärmeentnahme Energie für die Wasserpumpen aufgewendet werden muss. Zu nennen sind hier
 - Investitionskosten in Pumpe, Brunnen, Verrohrung
 - Investitionsaufwand und Organisationsaufwand für die Querung verschiedener Grundstücke, für die Verrohrung nahe der Oberfläche (Um den Abstand von Pumpstation und Schluckbrunnen zu verbinden)
 - Das Fündigkeitsrisiko der Bohrung, also das Risiko, bei einer Bohrung nicht wie geplant das Grubengebäude zu treffen. Dieses Risiko ist kleiner, wenn einer der zwei Zugänge schon vorhanden ist.
 - Pumpleistung und damit Aufwände für die elektrische Energie

Die mögliche Nutzung von Grubenwasser ist in der folgenden Abbildung kartografisch verortet:

Grubenwasser:

Haus Aden: ●
Grubenwasserhaltung

Sonstige Grubenstandorte: ●
Nutzung Grubenwasserwärme:
schwer quantifizierbar,
ökonomische Hürden
(Pumpleistung, Rohrlängen,...)

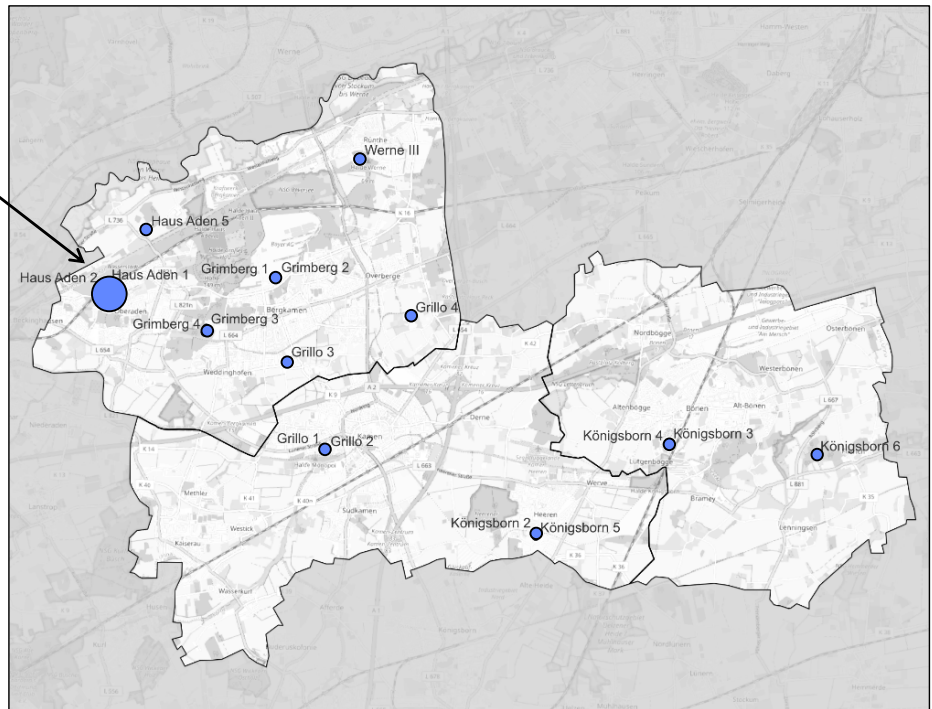


Abbildung 44: Grubenwasser in Bergkamen, Bönen und Kamen (eigene Abbildung)

Die Potenziale ergeben sich damit wie folgt:

- **Technisches Potenzial:** Gut nutzbares Potenzial über die ohnehin vorhandene Wasserhaltung. Die Wärme-Entnahmeleistung könnte bei 15 MW +/- 25% liegen. Bei angenommenen Volllaststunden von 8.000 Volllaststunden, ergibt sich ein technisches Potenzial von 120.000 MWh, das dem Grubenwasser entnommen wird, und von **180.000 MWh** für die Wärmeabgabe einer Wärmepumpe, bei angenommener Jahresarbeitszahl 3. Das genaue Temperaturniveau ist unter anderem abhängig vom Anstieg des Grubenwassers, liegt jedoch bei rund 20 bis 25 °C. Darüberhinausgehende Potenziale an anderen Schächten sind im Rahmen der KWP nicht quantifizierbar.
- Das theoretische Potenzial ist im Rahmen der KWP nicht quantifizierbar.

Die Wasserhaltung in der ehemaligen Bergbauregion am Standort Haus Aden in Bergkamen stellt eine lokale Besonderheit dar und bietet ein hohes Potenzial. Die Nutzung muss sich nicht zwingend nur auf Bergkamen beschränken. Das Potenzial an sonstigen Grubenstandorten ist sowohl von den möglichen Energiemengen als auch bezogen auf die Wirtschaftlichkeit im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung nicht zu quantifizieren, ein Potenzial erscheint weniger leicht zu heben als bei der ohnehin vorhandenen Wasserhaltung. Eine vertiefte Betrachtung der Standorte erfolgt bei der GSW im Rahmen der Transformationspläne.

4.5.4.3 ABWASSER

Für die Nutzung von Wärme aus kommunalem Abwasser bestehen grundsätzlich zwei Ansätze: Zum einen der direkte Wärmeentzug aus dem Kanalnetz und zum anderen die Entnahme von Wärme aus dem gereinigten Abwasser hinter der Kläranlage. In beiden Fällen kann das Abwasser über Wärmetauscher zur Speisung von Wärmepumpen genutzt werden.

Bei einer Nutzung von Abwasserwärme aus dem Kanalnetz ist sicherzustellen, dass die Abwassertemperatur vor Eintritt in die Kläranlage nicht unter etwa 12 °C absinkt, um die biologische Reinigungsleistung nicht zu beeinträchtigen. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass der Einsatz von Wärmetauschern im Kanalnetz mit einem erhöhten Wartungsaufwand aufgrund von Ablagerungen und Verschmutzungen verbunden ist. In der Regel werden solche Vorhaben daher erst wirtschaftlich umgesetzt, wenn der Kanal über ausreichend große Durchflussmengen auch an regenfreien Tagen verfügt. Man spricht von einem möglichen Potenzial, sofern dieser sogenannte Trockenwetterdurchfluss etwa mehr als 15 Liter/Sekunde beträgt, was überschlägig einer Wärmepumpenleistung von ca. 100 kW entspricht¹⁶. Eine Abwasserwärmenutzung aus dem Kanal kommt also vor allem für größere Immobilien bzw. Großabnehmer in Betracht, wobei kurze Entfernungen zum Einbauschacht vorteilhaft sind.

Die Emschergenossenschaft Lippeverband hat solche Konzepte bereits in NRW begleitet, wie beispielsweise im Nordwestbad Bochum (Durchfluss: 140 l/s)¹⁷ oder am Seniorensitz Westholz in Dortmund (Durchfluss: 20 l/s)¹⁸. Im Rahmen einer Initiative zu Aquathermie¹⁹ hat die EGLV-Potenzialkarten erstellt, die Indikatoren für mögliche Wärmenutzung aus Kanälen liefern können, siehe folgende Abbildung. Auch im Rahmen des EU-Projektes „ResNRJwater“²⁰ unter Leitung des Lippeverbands werden Nutzungsmöglichkeiten der Aquathermie beleuchtet. Zu beachten ist, dass sich die Untersuchung aktuell in Überarbeitung befindet, und sich so ggf. zukünftig abweichende Erkenntnisse ergeben könnten.

Es ist zu erkennen, dass in Bergkamen mehrere Kanalabschnitte mit Trockenwetterabflüssen von 15 bis zu 150 l/s theoretisch für eine Nutzung in Frage kommen. Die dargestellten Werte basieren auf automatisiert ermittelten Orientierungswerten und ersetzen keine Messdaten, sodass die Potenziale damit nur indikativ bewertet werden können. Auch zu beachten ist, dass pro abgebildetem eingefärbten Strang nur einmalig eine Wärmeleistung entzogen werden kann. Eine belastbare Ermittlung tatsächlicher Potenziale würde eine Detailprüfung erfordern, die im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung nicht realisierbar ist.

¹⁶ Auskunft aus Gesprächen mit der Emschergenossenschaft Lippeverband

¹⁷ <https://www.umweltinnovationsprogramm.de/projekte/abwasserwaermenutzung-nordwestbad-bochum>

¹⁸ <https://www.energy4climate.nrw/praxisbeispiele/waermeversorgung-mit-abwasserwaerme>

¹⁹ <https://www.eglv.de/aquathermie2/>

²⁰ <https://www.eglv.de/medien/neues-eu-projekt-potenziale-der-wasserwirtschaft-sollen-fuer-erneuerbare-energieerzeugung-genutzt-werden/>

Abwasserwärmepotentiale | Bergkamen

Vorraussichtlich geeignete Kanalhaltungen ab DN ≥ 1000 mm

Stand: 15.10.2025

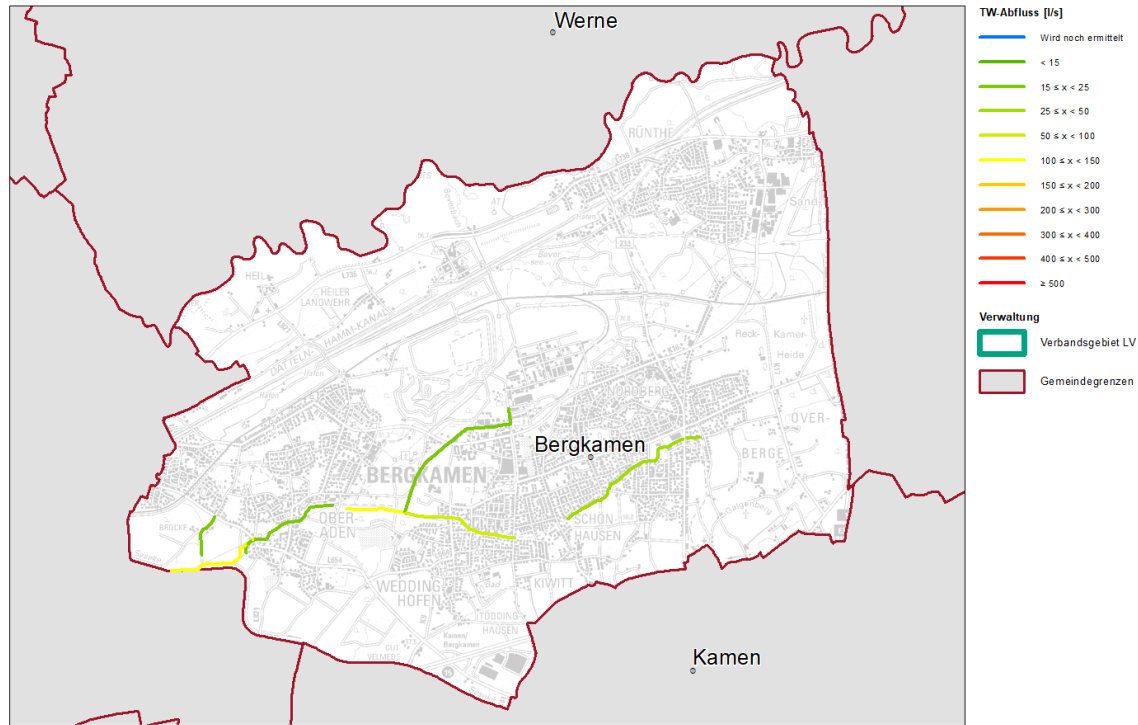


Abbildung 45: Abwasserpotenziale aus Kanälen (EGLV)

Im Rahmen dieser Untersuchung wird aufgrund der Datenunsicherheiten daher kein Potenzial quantifiziert. Die Potenzialkarte des EGLV zeigt allerdings, dass in größeren Kanalabschnitten eine Wärmeentnahme grundsätzlich möglich sein kann. Es wird empfohlen, bei zukünftigen Wärmeversorgungskonzepten in der Nähe der farblich markierten Kanäle eine vertiefte Analyse der Abwasserwärmenutzung vorzusehen.

4.5.4.4 LUFT

Luft-Wärmepumpen sind insbesondere im Kontext der dezentralen Wärmeversorgung für eine zukünftige klimaneutrale Wärmeversorgung von großer Bedeutung. Da die Wärmequelle „Luft“ grundsätzlich überall verfügbar ist, ist es nicht schlüssig, ein Gesamtpotenzial der Quelle zu beziffern. Luft-Wärmepumpen können nicht nur in Neubauten, sondern auch in Bestandsgebäuden eingesetzt werden. Moderne Systeme erreichen inzwischen höhere Vorlauftemperaturen, sodass sie auch mit bestehenden Heizkörpern betrieben werden können. Eine vollständige Umrüstung auf Flächenheizsysteme ist nicht erforderlich. Einschränkungen ergeben sich vor allem in dicht bebauten Gebieten, wo die erforderlichen Abstände und Schallschutzvorgaben für die Aufstellung der Außengeräte nur schwer eingehalten werden können. Für die Zielszenarien wird der Einsatz von Luft-Wärmepumpen daher grundsätzlich empfohlen, sofern Gebäude über ausreichend Flächen verfügen, damit die Außengeräte ohne Einschränkungen durch Lärm-Vorgaben betrieben werden können. Auch in zentralen Wärmeversorgungslösungen können große Luft-Wärmepumpen ergänzend eingesetzt werden, falls der Bedarf besteht. Bei diesen Systemen hat die Flächenfindung in der Regel nicht so einen

großen Einfluss, wobei die Anschlussleistung an das Stromnetz in der Regel das wichtigste Kriterium darstellt. Die folgende Untersuchung konzentriert sich auf dezentrale Systeme, um in der Gesamtfläche bewerten zu können, an welchen Stellen eine leitungsgebundene Wärmeversorgung unter Umständen wichtiger sein kann und wo auch eine Eigenversorgung wahrscheinlicher ist.

Zur Bewertung wurde eine GIS-basierte Methode angewendet, mit der mittels Abstandsanalysen und technischer Vorgaben (orientiert an der „technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm“ sowie einschlägigen Normen zur Geräuschemessung) ermittelt wurde, an welchen Gebäuden ausreichend Platz für Luft-Wärmepumpen ist. Ergänzend wurden weitere Kriterien in die Untersuchung einbezogen. Dazu zählen Nutzfläche, Raumwärme- und Warmwasserbedarf, Nutzungsart der Gebäude (Wohn- vs. Nichtwohngebäude) sowie bei Nichtwohngebäuden eine detaillierte Differenzierung nach Nutzungszweck. Bestimmte Nutzungsarten wurden von einer Versorgung über Luft-Wärmepumpen ausgeschlossen, worunter beispielsweise Gewerbe- oder Firmengebäude aber auch andere gewerblich genutzte Gebäude fallen.

Die Berechnung erfolgt gebäudegenau, die Darstellung des Ergebnisses wird auf Baublockebene differenziert abgebildet, für welche Gebiete der Einsatz von Luft-Wärmepumpen sehr bis eher wahrscheinlich ist und für welche eher unwahrscheinlich bis unwahrscheinlich. Ein Potenzial in Form einer quantifizierten Energiemenge wird somit nicht ermittelt, allerdings liefern die Ergebniskarten ein Bild darüber, wo eine dezentrale Versorgung über Luft-Wärmepumpen möglich sein kann und an welchen Stellen über Alternativen gebraucht werden, und bieten damit eine wichtige Grundlage für die Eignungsgebiete. Gebiete, die durch ein Wärmenetz versorgt werden, allerdings für eine Luft-Wärmepumpennutzung in Frage kommen, werden separat ausgewiesen. Es sei zu beachten, dass diese Auswertung zwar über Einzelprüfungen verifiziert wurde, aufgrund der Methode allerdings vereinzelt falsche Schlüsse möglich sein können. Die Aussagen sind also als Indikatoren und nicht als abschließende Handlungsempfehlungen zu verstehen. Auch ist die Untersuchung rein technischer Art. Andere Faktoren wie Umsetzungswille, finanzielle Möglichkeiten und weitere werden dabei außer Acht gelassen.

Die Auswertung zeigt, dass ein großer Teil Bergkamens sich theoretisch mit Luftwärmepumpen versorgen könnte. Viele der Gebiete ohne eine Eignung sind bereits durch ein Wärmenetz erschlossen, womit an den betroffenen Stellen meistens die Alternative einer Netzversorgung gegeben ist. Die Gebiete mit geringer Eignung, in denen auch perspektivisch kein Netzausbau geplant ist, sollten für alternative Maßnahmen enger ins Auge gefasst werden. Statistisch ergibt sich eine wahrscheinliche Eignung bei etwa 65% aller Gebäude, wenn diese nach Nutzfläche gewichtet werden.

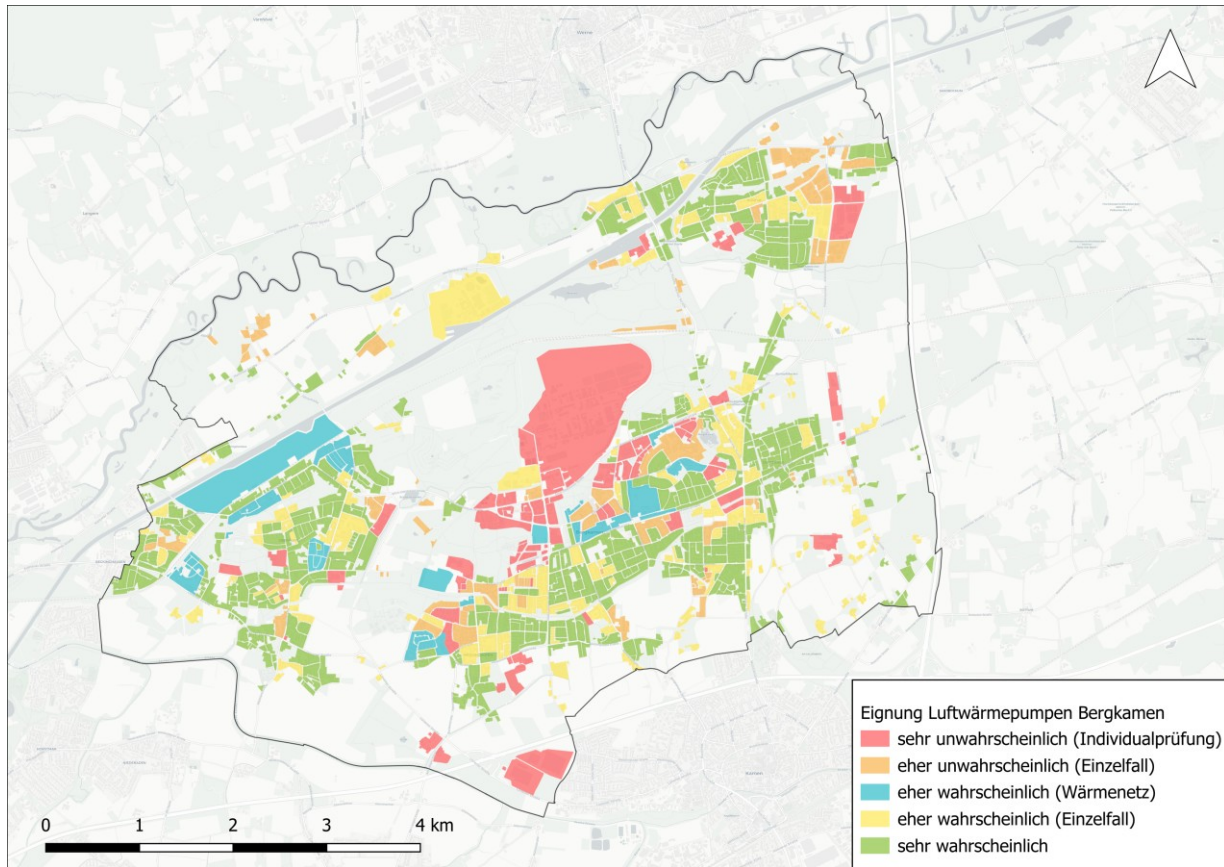


Abbildung 46: Eignungskarte Luftwärmepumpen Bergkamen

4.5.5 GRÜNE GASE

In diesem Kapitel werden die im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung untersuchten gasförmigen Energieträger dargestellt, darunter Grubengas, Biogas bzw. Biomethan sowie grüner Wasserstoff, die unterschiedliche Beiträge zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen leisten können.

4.5.5.1 GRUBENGAS

Das vorliegende Kapitel über Grubengas wird aufgrund der übergreifenden Thematik gemeinsam für die Kommunen Bergkamen, Bönen und Kamen beschrieben. Es hängt thematisch eng mit der Grubenwassernutzung, vergleiche Kapitel 4.5.4.2, zusammen.

Die folgenden Informationen stammen überwiegend aus einem Experteninterview mit der Minegas, einem Tochterunternehmen der Iqony, bei der wir uns recht herzlich für die umfangreichen Informationen bedanken möchten. Die Informationen wurden ergänzt mit eigenen Berechnungen, Schlussfolgerungen und Abbildungen.

Als Grubengas wird das Gas bezeichnet, dass aus (ehemaligen) Bergwerksschächten aus den Kohleflözen austritt. Es ist eine Gasmischung mit einem hohen Anteil Methan. Damit ist es auf der einen Seite klimaschädlich, wenn es in die Atmosphäre gelangen würde, und kann auf der

anderen Seite energetisch genutzt werden. Das Auffangen und die energetische Nutzung ist damit einem Austritt dringend vorzuziehen, auch wenn Grubengas grundsätzlich nicht als regenerativ angesehen wird, siehe beispielsweise im Kriterienkatalog der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW).

Das Gas tritt nur bei freiliegenden Flözen aus. Wenn ein Bergwerk mit Wasser geflutet ist, bleibt es aufgrund des Überdruckes in den porösen Gesteinsschichten verschlossen.

Die Region Bergkamen, Bönen und Kamen ist von ehemaligen Bergwerken gekennzeichnet. Zu nennen ist zum einen das Bergwerk Königsborn im Osten bei Bönen, und zum anderen das Verbundbergwerk mit den Schächten Grillo/Grimmberg/Werne/Haus Aden, die sich überwiegend in Bergkamen und Kamen befinden. Beide Bergwerke besitzen mehrere Schächte. Diese sind unter Tage (innerhalb der beiden Bergwerke) miteinander verbunden. Eine Entnahme von Grubengas an einem Schachtstandort ist damit nicht unabhängig von den anderen Schächten. Die mögliche Entnahmemenge des Gases ist zudem abhängig von den jeweiligen Wasserpegeln in den Gruben. Dieser steigt durch eindringendes Grundwasser natürlicherweise an, und wird durch aktive Wasserhaltung (also dem Abpumpen des Wassers) auf einem bestimmten Pegel gehalten. In vielen Bergwerken wird ein langsamer Anstieg des Pegels angestrebt, dieser ist von Genehmigungsverfahren abhängig.

Die Standorte der Schächte, die aktuelle und mögliche zukünftige Nutzung von Grubengas in Bergkamen, Bönen und Kamen ist in der folgenden Abbildung zusammengefasst:

Grubengas:

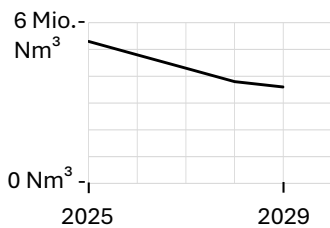
Werne III: ☀

2024: 11 GWh Strom,
keine thermische Nutzung
Nutzung läuft im Laufe 2025 aus

Grillo 1: ●

2024: 14,4 GWh Strom
4,6 GWh Wärme

Prognose bis 2029:



Königsborn: ☒

Keine Grubengasnutzung
aufgrund des Wasserstandes

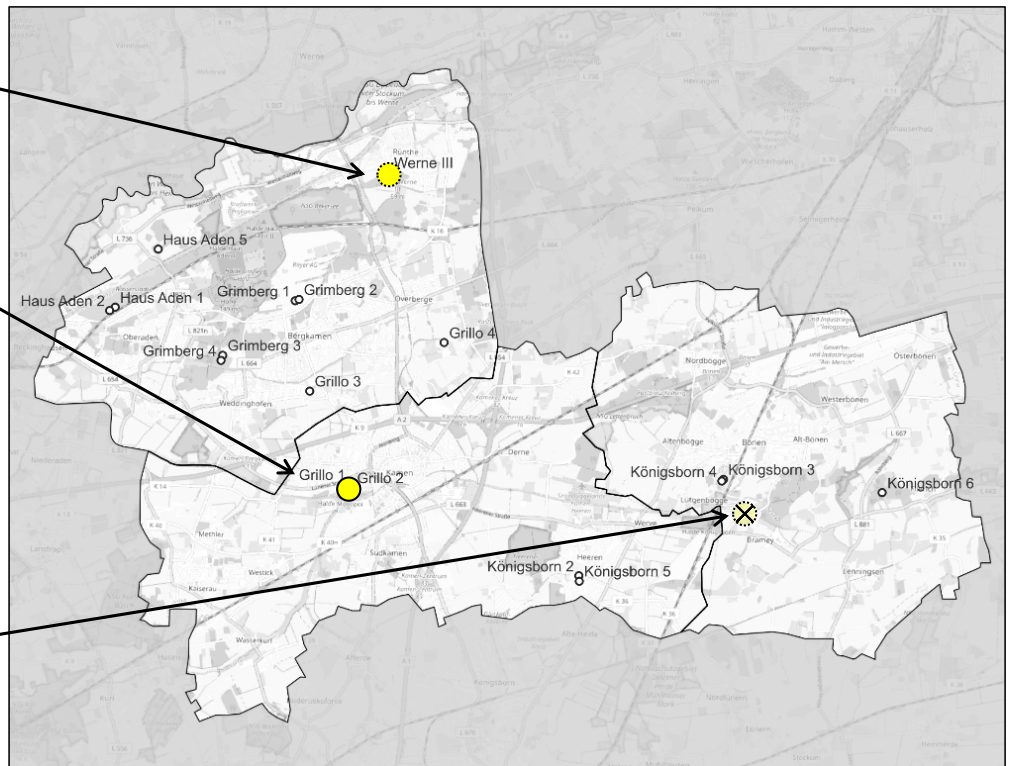


Abbildung 47: Grubengas in Bergkamen, Bönen und Kamen (eigene Abbildung)

Das Dargebot an Grubengas in Bergkamen, Bönen und Kamen gestaltet sich wie folgt:

- Bergkamen: Aktuell (Stand Anfang 2025) wird beim Schacht Werne III Grubengas entnommen und verstromt. Die Entgasungsleitung wurde 2025 mit Wasser überstaut, die Grubengasnutzung ist damit beendet.
- Bönen: Das Bergwerk Königsborn ist geflutet. Eine Grubengasentnahme entfällt damit.
- Kamen: Beim Schacht Grillo 1 wird Grubengas entnommen, verstromt, und die Abwärme der Motorkühlung in einem Nahwärmenetz genutzt. Auch langfristig wird dort Grubengas zu gewinnen sein, die Mengen werden jedoch aufgrund steigender Pegel absehbar zurückgehen. Die Minegas hat 2024 eine Grubengasmenge von rund 4 Mio. Nm³ Reinmethan entnommen und schätzt eine Grubengasmenge 3,6 Mio. Nm³ für 2029, darüber hinaus lassen sich Mengen kaum prognostizieren. Ein theoretisches Potenzial ergibt sich über eine prinzipiell ausweitbare Abwärmenutzung, indem nicht nur die Motorkühlung, sondern auch die Abwärme des Verbrennungsgases genutzt würde. Praktisch stehen einer umfangreichen Anlageninvestition zurückgehende Grubengasmenngen entgegen.

Die Potenziale ergeben sich damit wie folgt:

- Bergkamen: Langfristig kein Potenzial, Nutzung läuft voraussichtlich im Laufe des Jahres 2025 aus.
- Bönen: Kein Potenzial.
- Kamen:
 - Theoretisches Potenzial:
 - Ergibt sich aus einem angenommenen Gesamtwirkungsgrad von 90% (Strom, Motorkühlung und angenommene Abgaswärmenutzung zusammen) zu rund 32 GWh für 2029. Wie oben erläutert sprechen die erwartbar zurückgehenden, und unsicheren Grubengasmengen gegen die aufwendige und umfassende Ausweitung der Abwärmenutzung.
 - Technisches Potenzial:
 - Ergibt sich aus der prognostizierten Stromerzeugung für **2029** von rund **10 GWh_{el}** (Quelle Minegas) und der Wärmeerzeugung aus Motorkühlung von rund **3,2 GWh_{th}** (Eigene Berechnung anhand angenommenen gleichbleibendem Verhältnis Motorkühlung zu Stromerzeugung. Die Wärme aus Motorkühlung stellt dabei nur einen kleinen Teil der theoretisch verfügbaren Abwärme – die hauptsächlich im Abgas liegt – dar).

Die genaue Höhe der über das Jahr 2029 hinausgehenden Potenzials lässt sich aktuell nicht prognostizieren.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass Grubengas, solange es anfällt, auch zur Wärme- und Stromerzeugung genutzt werden sollte. Mittelfristig ist es somit aus Sicht der Kommunalen Wärmeplanung eine relevante Energieform, die einen Transformationsprozess begleiten kann. Das vorhandene Potenzial in Kamen sollte also weiterhin zur Wärmeversorgung genutzt werden, wobei die Mengen durch die ansteigenden Wasserpegel in den Gruben zurückgehen werden.

4.5.5.2 BIOGAS & BIOMETHAN

Biogas stellt im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung eine etablierte und flexibel einsetzbare erneuerbare Energiequelle dar. Es kann sowohl zur Strom- und Wärmeerzeugung in Blockheizkraftwerken (BHKW) als auch nach entsprechender Aufbereitung als Biomethan ins Gasnetz eingespeist werden. Aufgrund der kontinuierlichen Verfügbarkeit kann Biogas einen wichtigen Beitrag zur Grundlastversorgung bieten oder insbesondere in Kombination mit Wärmespeichern zur Netzstabilität beitragen, indem dann Strom und Wärme produziert werden, wenn gerade Strom im Netz benötigt wird, wobei erzeugte Überschusswärme zwischengespeichert wird.

Für viele Biogasanlagenbetreiber stellt sich die Frage, wie der Anlagenbetrieb nach Ablauf der zwanzigjährigen EEG-Förderung wirtschaftlich fortgeführt werden kann. Zwar bestehen Anschlussförderungen, diese sind jedoch im Vergleich zur ursprünglichen Vergütung für die Betreiber weniger wirtschaftlich attraktiv. In der aktuellen Praxis wird daher zunehmend auf eine flexible Energieerzeugung gesetzt, bei der Biogas nur in Zeiten hoher Strompreise verstromt wird. Diese Betriebsweise ist zugleich netzdienlich und trägt zur Stabilisierung des Stromsystems bei. Häufig werden in diesem Zusammenhang die installierten Leistungen der BHKW erweitert oder bestehende Anlagen technisch flexibilisiert. Bestimmte Vorhaben lassen sich aus wirtschaftlichen Gründen nur in Kooperation umsetzen, beispielsweise durch langfristige vertraglich gesicherte Abnahme von Gas, Wärme oder Strom. Auch der Zusammenschluss mehrerer Erzeuger kann eine Option darstellen, sofern dies logistisch und infrastrukturell möglich ist.

Im Nord-Westen Bergkamens liegt die HOB BioEnergie Willeke, die die einzige Biogasanlage im Stadtgebiet ausmacht. Der Betreiber hat bereits früh eine Interessensbekundung zur kommunalen Wärmeplanung geäußert und es wurden mehrmals Gespräche geführt. An der Biogasanlage, die zu über 90% mit Gülle betrieben wird, werden derzeit mit drei BHKW Strom und Wärme erzeugt. Aus den Angaben des Marktstammdatenregisters kann von einem derzeitigem theoretischen Wärmepotenzial von etwa **10.000 MWh** pro Jahr ausgegangen werden. Es gibt bereits Ansätze, wie die Anlage zukünftig längerfristig weiterbetrieben werden soll. Diese Überlegungen sind noch in der Planungsphase. Es kann derzeit auf Grundlage der vorliegenden Informationen überschlägig von einem technischen Wärmepotenzial von ca. **4.000 MWh** ausgegangen werden.

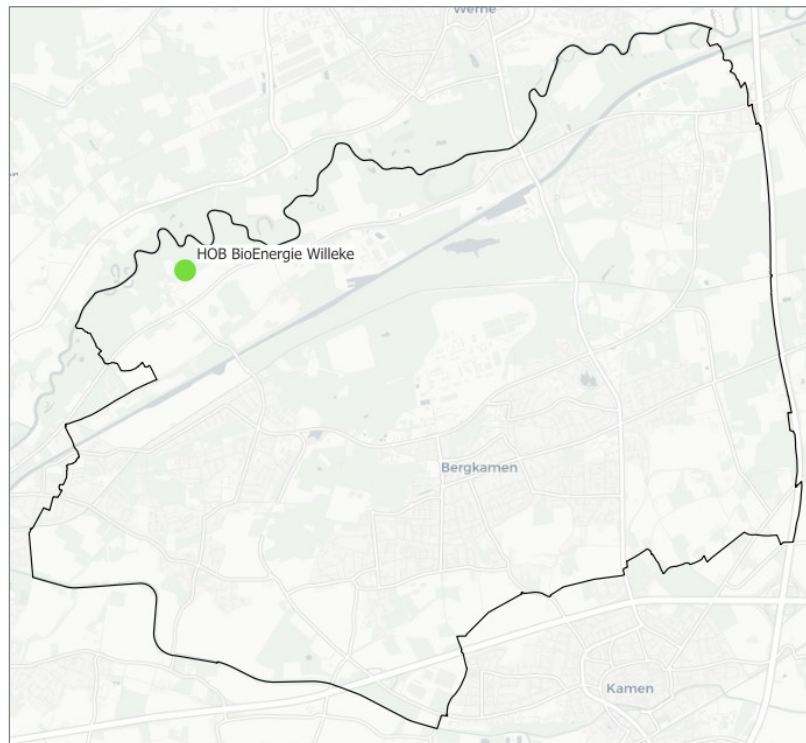


Abbildung 48: Biogasanlage in Bergkamen

4.5.5.3 GRÜNER WASSERSTOFF

Grüner Wasserstoff wird mittels Elektrolyse unter Nutzung erneuerbarer Energien erzeugt und weist deutlich geringere CO₂-Emissionen auf als fossil basierte Wasserstoffarten („grauer“ und „blauer“ Wasserstoff). Er ermöglicht die längerfristige Speicherung von erneuerbarem Strom und kann einen Beitrag zur Treibhausgasneutralität leisten.

Es werden im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung grundsätzlich zwei Wege zur Nutzung von grünem Wasserstoff betrachtet: die lokale Erzeugung und der Bezug über ein Wasserstoffnetz. Eine lokale Erzeugung mittels Elektrolyse wäre technisch möglich, sofern künftig eine ausreichend große Stromproduktion aus erneuerbaren Energien zur Verfügung steht. Entsprechende Projekte sind im Untersuchungsgebiet derzeit jedoch nicht vorgesehen.

In Bergkamen ist ein Knotenpunkt des im Bundesnetzplan Gas und Wasserstoff ausgewiesenen Wasserstoff-Kernnetzes vorgesehen, weshalb dort künftig mit einer zentralen Übergabestelle zu rechnen ist, an der mehrere Leitungen zusammenlaufen und Wasserstoff entnommen bzw. eingespeist werden kann. Dies schafft eine lokal abgesicherte Anschluss- und Entnahmemöglichkeit für regionale Nutzung und Versorgung²¹. Damit ist der Anschluss des

21

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html>

Untersuchungsgebiets perspektivisch gesichert, weshalb Wasserstoff in der weiteren Infrastrukturplanung mitgedacht werden sollte.

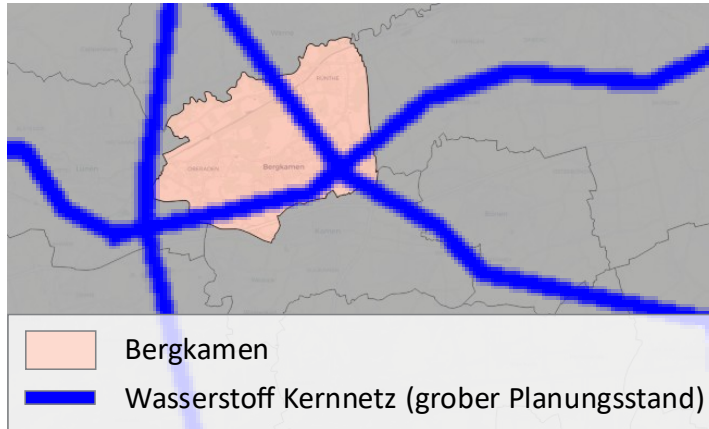


Abbildung 49: Grober Verlauf Wasserstoffkernnetz (Eigene Darstellung auf Grundlage von FNB Gas)²²

Die tatsächliche Herkunft des ins Wasserstoffnetz zukünftig eingespeisten Wasserstoffs ist gegenwärtig noch unklar. Nach aktuellem Stand ist davon auszugehen, dass für ein großflächige Nutzung ein erheblicher Anteil zunächst importiert werden müsste, da die heimische Erzeugung allein den erwarteten Bedarf nicht decken könnte. Auch die Kostenentwicklung für grünen Wasserstoff bleibt schwer vorhersehbar. Kurz- bis mittelfristig ist mit hohen Preisen zu rechnen, die bis zu 4-fachen der derzeitigen Erdgaspreise für Haushalte prognostiziert werden^{23,24}. Das liegt insbesondere an der energieintensiven Elektrolyse und der noch im Aufbau befindlichen Transport- und Speicherinfrastruktur. Langfristig könnten jedoch internationale Wasserstoffproduktionsstandorte beispielsweise in den MENA-Staaten (Nordafrika und Naher Osten) durch ihre günstigen Solar- und Windbedingungen zu wettbewerbsfähigeren Preisen beitragen, sofern die notwendige Exportinfrastruktur und Handelsstrukturen aufgebaut werden. Aktuelle Studien bestätigen das Potenzial dieser Regionen, weisen aber auch auf Investitionsrisiken hin²⁵.

Wasserstoff sollte im kommunalen Kontext nicht für die breit angewendete Wärmeversorgung eingeplant werden. Sein sinnvoller Einsatz liegt vielmehr in stofflichen Anwendungen oder in Hochtemperaturprozessen der Industrie, die sich nur schwer elektrifizieren lassen. Für die Fernwärmeversorgung könnte Wasserstoff die Rolle zur CO₂-neutralen Spitzenlastversorgung übernehmen, also in wenigen kalten Tagen genutzt werden, an denen andere Technologien an ihre Leistungsgrenzen kommen. Gegen eine Nutzung von Wasserstoff für die Raumwärme- und Trinkwarmwasser-Zubereitung spricht die niedrige Effizienz aufgrund von Umwandlungsverlusten, bezogen auf die eingesetzte Strommenge.

²² https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2025/03/2024_11_29_Anlage-6-mit-Anleitung.pdf

²³ Vgl. <https://www.erneuerbareenergien.de/wasserstoff/48-bis-132-euro-pro-kilogramm-studie-ermittelt-zukuenftigen-preis-von-gruenem>

²⁴ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/News/2024-07-24-importstrategie-wasserstoff.html>

²⁵ https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/8332/file/8332_Viebahn.pdf

Für die Kommunale Wärmeplanung ist Wasserstoff vor allem in den Bereichen von Bedeutung, in denen vorhandene Gasnetze erhalten und perspektivisch für den Einsatz von Wasserstoff ertüchtigt werden könnten. Ein gut ausgebautes und technisch modernes Erdgasnetz bildet eine wichtige Grundlage für eine mögliche Umstellung auf einen Wasserstoffbetrieb. Diese sogenannten *Wasserstoffgebiete* dienen als Orientierung, um künftige Entwicklungspfade der Wärmeversorgung mit überregionalen Wasserstoffstrategien zu verknüpfen. Damit wird sichergestellt, dass bestehende Netzinfrastrukturen dort weitergenutzt werden können, wo dies technisch und wirtschaftlich sinnvoll erscheint. Die Kennzeichnung dieser Wasserstoffgebiete kann grundsätzlich dazu dienen, mögliche Transformationsräume für eine zukünftige Wasserstoffversorgung zu identifizieren.

Nach derzeitigem Kenntnisstand wurden in Deutschland noch keine Kommunalen Wärmepläne veröffentlicht, in denen ein Gebiet verbindlich als Wasserstoffnetzgebiet ausgewiesen wurde, da die Umstellung bestehender Gasnetze rechtlich und technisch aktuell noch nicht ausreichend geregelt ist. Ohne solche Umstellungsfahrpläne kann eine zukünftige Wasserstoffversorgung nicht als gesichert angenommen werden, was auch durch ein Rechtsgutachten²⁶ bestätigt wurde. Einige Kommunen kennzeichnen allerdings potenzielle Wasserstoffprüfgebiete, in denen eine zukünftige Nutzung oder Netzanbindung vorbereitet werden könnte. Eine verbindliche Festlegung, ob es ein Wasserstoffgebiet wird, erfolgt erst, wenn ein Netzbetreiber eine belastbare Entwicklungsplanung und eine langfristige Versorgungsstrategie vorlegt.

Nach Angaben der GSW verfügen große Teile des bestehenden Gasnetzes in Bergkamen bereits über eine hohe Wasserstofftauglichkeit. Es besteht überwiegend aus Polyethylen-Leitungen, die für den Wasserstofftransport geeignet sind, die wenigen vorhandenen Stahlabschnitte werden schrittweise ersetzt. Damit ist das Netz insgesamt bereits weitgehend wasserstofftauglich. Ergänzend werden bei den Stadtwerken neue Erzeugungsanlagen und Netzkomponenten grundsätzlich so ausgelegt, dass sie den künftigen Einsatz von Wasserstoff ermöglichen.

Das geplante Reservekraftwerk in Bergkamen wird ebenfalls H₂-ready errichtet. Im Bayer Supply Center ist geplant, Wasserstoff zukünftig zu Kühlzwecken zu nutzen und gegebenenfalls auch im eigenen Kraftwerk zur Produktion von grünem Dampf zu nutzen. Der Bereich im Norden Bergkamens ist somit für eine mögliche Nutzung von grünem Wasserstoff im Industriesektor interessant.

Die zukünftige Rolle von Wasserstoff in der kommunalen Wärmeversorgung von Bergkamen lässt sich zum heutigen Zeitpunkt also noch nicht verlässlich quantifizieren. Sowohl die verfügbare Menge als auch die zukünftigen Kosten und die Herkunft sind mit großen Unsicherheiten behaftet. Das Potenzial für eine künftige Nutzung gilt aber grundsätzlich als gegeben, und ein Ausschließen von Wasserstoff als Energieträger wäre aus heutiger Sicht nicht gerechtfertigt. Durch den geplanten Anschluss an das Wasserstoff-Kernnetz bestehen die

²⁶ https://umweltinstitut.org/wp-content/uploads/2024/06/Rechtsgutachten_Wasserstoffnetzgebiete.pdf

Anbindungsmöglichkeiten für das Bergkamener Stadtgebiet, die langfristig genutzt werden können.

Für die Kommunale Wärmeplanung wird jedoch auf die Ausweisung konkreter Wasserstoffgebiete verzichtet, da derzeit Perspektive für eine großflächige Nutzung bestehen. Zumindest das benannte Gebiete sollte allerdings zukünftig nochmals auf seine Eignung untersucht werden, um die besondere Rolle des Wasserstoffes in der Stadt zu bewahren.

4.6 ERGEBNISSE: POTENZIALE ZUR NUTZUNG VON STROM AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN

4.6.1 WINDENERGIE

Die Nutzung der Windenergie ist in einem dicht besiedelten Gebiet wie Bergkamen nur eingeschränkt möglich, trotzdem gibt es einzelne Flächen, die sich für die Nutzung von Windenergie eignen.

Die Windenergiepotenziale werden im Folgenden räumlich spezifiziert und quantisiert. Die Windenergie ist im Kontext der Kommunalen Wärmeplanung aus mehreren Perspektiven von Interesse:

- Sie stellt bilanziell einen Beitrag zur CO₂-Minderung dar
- Im Sinne der Akzeptanz und regionaler Wertschöpfung kann der Betreiber von Windparks bis 0,2ct/kWh an die Kommune nach § 6 EEG im 2,5km Umkreis beteiligen. Parallel besteht nach §22b EEG für NRW über das Bürgerenergiegesetz NRW (BürgEnG²⁷) die Verpflichtung Beteiligungsmöglichkeiten anzubieten. Diese soll den örtlichen Gegebenheiten und Wünschen der Einwohner*Innen entsprechen. Dabei sind die folgenden Formen möglich²⁸:
 - a) eine Beteiligung an der Projektgesellschaft des Vorhabens,
 - b) das Angebot über den Kauf einer oder mehrerer Windenergieanlagen,
 - c) die finanzielle Beteiligung über Anlageprodukte,
 - d) vergünstigte lokale Stromtarife und Sparprodukte,
 - e) pauschale Zahlungen an einen definierten Kreis von Anwohnerinnen und Anwohnern oder Gemeinden,
 - f) die Finanzierung gemeinnütziger Stiftungen oder Vereine oder
 - g) die finanzielle, gesellschaftsrechtliche oder anderweitige Beteiligung von Bürgerenergiegesellschaften, Genossenschaften, Gemeinden oder im

²⁷ BürgEnG:

https://recht.nrw.de/lmi/owa/br_bes_detail?sg=1&menu=1&bes_id=52678&anw_nr=2&aufgehoben=N&det_id=644010

²⁸ https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/01-mensch-und-umwelt/01-windkraft-vor-ort/20240718_BWE-Informationspapier_Beteiligung_von_Anwohnern_und_Gemeinden.pdf

überwiegenden Eigentum der beteiligungsberechtigten Gemeinden stehenden Unternehmen

- Aus Sicht direkter finanzieller Wirkung für die Kommunen sind die Modelle a) und/oder g) zu empfehlen. Wenn keine der genannten Beteiligungsformen vereinbart würden, tritt eine Beteiligung nach § 6 EEG ein.
- Die Kommune kann selbst über verschiedene Beteiligungsmöglichkeiten an den Windenergieanlagen einen Mehrwert erlösen und damit auch mitgestalten
- Günstige kommunale Wärme über Sektorenkopplung: Ein Teil der erzeugten elektrischen Energie von Windenergieanlagen können im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung über die Sektorenkopplung **zur Wärmeerzeugung mit Großwärmepumpen und elektrischen Kessel genutzt werden** und so besonders günstige Wärme für die Kommune bereitstellen. Dazu sind derzeit jedoch verschiedene Restriktionen zu berücksichtigen. Dazu gehört ein räumlicher Zusammenhang zwischen Erzeugung und Verbrauch unter 4 km und eine Verbindung über ein direktes Kabel als Lieferung an einen Endverbraucher.
- Darüber hinaus sind weitere regionale Wertschöpfungsmodelle möglich, wie z.B. PPAs, grüne Bilanzkreise, Energy Sharing, die CO₂-Vorteile aber jedoch derzeit nur geringere finanzielle Vorteile bieten.

Aktuell (Stand Mitte 2025) befindet sich die 1. Änderung des Regionalplans Ruhr - Windenergie im Entwurf²⁹. Dort beschriebene Windnutzungsflächen stellen ein technisches Potenzial dar, das eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit darstellt. Sie werden im Abschnitt **technisches Potenzial** beschrieben, zudem erfolgt eine Abschätzung möglicher zu realisierender Leistungen und möglicher Energieerträge für diese Flächen anhand von beispielhaften Anlagentypen. Dafür werden zwei beispielhafte aktuelle WEA-Typen mit den für die Region passenden Nabenhöhen betrachtet, die typische moderne Binnenland-WEA repräsentieren, siehe folgende Tabelle.

Tabelle 16: Übersicht WEA-Typen für die beispielhaften Leistungs-Annahmen

Typ	Leistung [kW]	Rotorh. [m]	spez. Rotorfläche [m ² /kW]	Beispielhafte Nabenhöhe [m]	Bauwerkshöhe [m]	Annahme Vollaaststunden [h]	Gesch. Jahresertrag [MWh]	Eingesparte CO ₂ -Emissionen [t CO ₂ / a]
Typ A	4.260	138	3,51	130	199,0	2.600	11.000	3.903
Typ B	6.800	175	3,54	179	266,5	3.000	20.400	7.189

²⁹ <https://www.rvr.ruhr/themen/staatliche-regionalplanung/planunterlagen/>

Die eingesparten CO₂-Emissionen beziehen sich auf den geschätzten Jahresertrag und sind hier als konservative (niedrige) Annahme zu sehen: Sie legen die Differenz des durchschnittlichen Strommixes von 363 Gramm CO₂ / kWh³⁰ und einer konservativen Annahme für Windenergie für ein Schwachwindstandort von 10,6 CO₂ / kWh³¹ zu Grunde. Alternative Berechnungen (niedrigere CO₂-Emissionen für Windenergie oder die Annahme von höheren verdrängten CO₂-Emissionen, da man auch argumentieren könnte, dass das jeweils CO₂-intensivste Kraftwerk verdrängt wird) kämen zu höheren CO₂-Einsparungen.

Es ist zu beachten, dass die so abgeschätzten Leistungen und Energiemengen für die Flächen beispielhaft sind und keine detaillierte Ertragsberechnungen und optimierte Standort- und Anlagenplanungen für die Flächen ersetzen. Bestandsanlagen werden dem technischen Potenzial zugerechnet und ebenfalls in diesem Abschnitt beschrieben, einschließlich einer Abschätzung, ob und wenn ja ab wann ein Repowering für diese Anlagen realistisch erscheint. Die zeitliche Einordnung der Potenziale erfolgt in 5-Jahresschritten (2025, 2030, ...).

Im Abschnitt **theoretisches Potenzial** wird beschrieben, welche weiteren generellen Möglichkeiten für die Windenergienutzung in der Kommune bestehen könnten, beispielsweise in Gewerbegebieten oder auf Flächen, die in Untersuchungen des LANUK (ehem. LANUV) als Potenzialfläche oder erweiterte Potenzialfläche genannt werden. Diese theoretischen Potenziale werden textlich behandelt, und könnten in Zukunft genauer von der Kommune im Rahmen der Länderöffnungsklausel untersucht werden. Von einer Quantifizierung wird abgesehen, da deren Realisierung weniger wahrscheinlich ist bzw. deren Realisierungswahrscheinlichkeit im Kontext der Kommunalen Wärmeplanung nicht abgeschätzt werden kann.

Die folgenden Annahmen und Randbedingungen werden zusammenfassend getroffen:

- Technisches Potenzial umfasst:
 - Flächen des Entwurfs der 1. Änderung des Regionalplans Ruhr – Windenergie
 - Bestandsanlagen
 - Ein mögliches Repowering der Bestandsanlagen
- Vorgehen und Annahmen für die Quantifizierung des technischen Potenzials:
 - Prüfung, welche Anzahl von WEA unter Beachtung von aus Standsicherheit und Abschattungsverlusten notwendigen Abständen realistisch erscheinen
 - Nutzung zweier beispielhafter Anlagentypen mit 4,26 MW und 6,8 MW Leistung

³⁰ <https://www.umweltbundesamt.de/themen/co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom-2024>

³¹ s.S. 323: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-06_cc_35-2021_oekobilanzen_windenergie_photovoltaik.pdf

- Annahme für die Abschätzung des Energieertrags:
 - 2.600 Volllaststunden für Neuanlagen Typ A
 - 3.000 Volllaststunden für Neuanlagen Typ B
 - 2.000 - 2.300 Volllaststunden für Bestandsanlagen
- das theoretische Potenzial umfasst:
 - Standorte in Gewerbegebieten
 - (erweiterte) Potenzialflächen des LANUK
 - Weitere Flächen in Bergkamen, bei denen nach Einschätzung der Kommune und/oder der Flächenbesitzer eine Windenergienutzung nicht ausgeschlossen ist

Hinweis: Die hier dargestellten Potenziale stellen eine Abschätzung im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung dar, mit der Zielsetzung, die mögliche Rolle von Windenergie für die Wärmeversorgung abzuschätzen. Sie stellt keine detaillierte Flächenuntersuchung einzelner Flächen dar und trifft keine Aussage über eine finale Genehmigungsfähigkeit oder konkrete, zukünftige Anlagentypen. Sie bildet den aktuellen Kenntnisstand (Stand 02/2026) dar, insbesondere ist der Verfahrensstand zur 1. Änderung des Regionalplans zu berücksichtigen: Nach einem ersten Beteiligungsverfahren wurden Flächen veröffentlicht in der 1. Anpassung (des Entwurfs der 1. Änderung des Regionalplans – Wind). Aktuell läuft ein zweites Beteiligungsverfahren. Die Änderung des Regionalplans befindet sich damit nach wie vor im Entwurf. Im Folgenden dargestellt ist der aktuelle Stand (02/2026) nach der 1. Anpassung. Mögliche Änderungen zur später verabschiedeten Fassung sind deswegen in Zukunft zu berücksichtigen und heranzuziehen.

TECHNISCHES POTENZIAL

Für das technische Potenzial umfasst die Flächen, die im *Entwurf für die 1. Änderung des Regionalplans – Windenergie*³² enthalten sind.

Die Folgende Abbildung stellt die Flächen in Bergkamen dar:

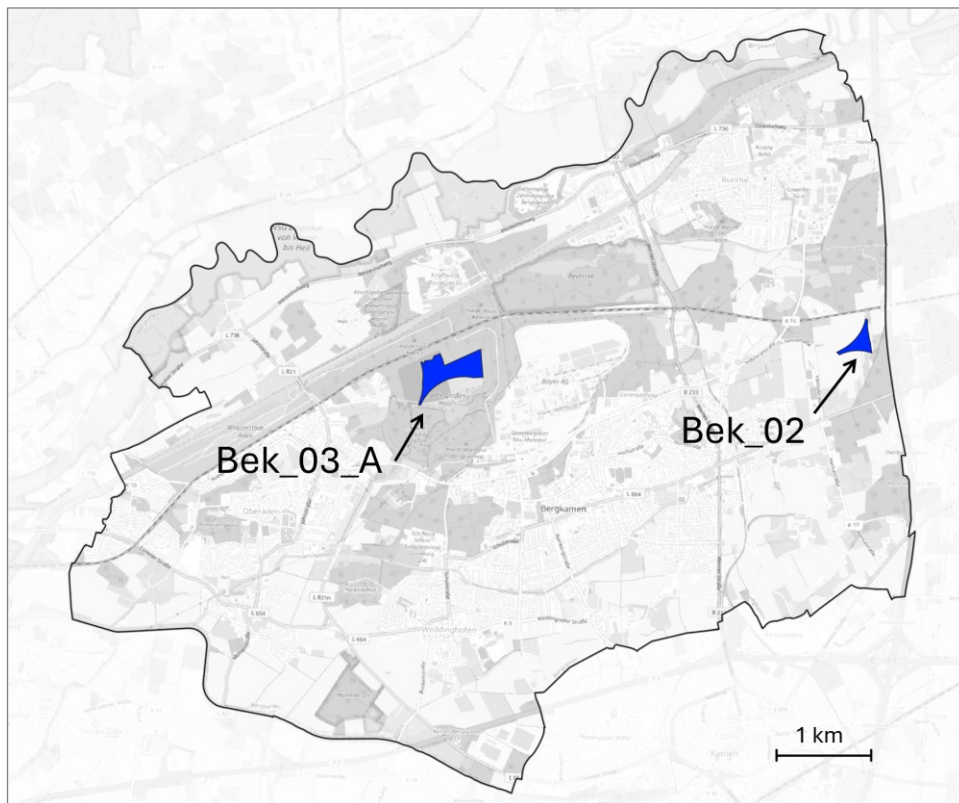


Abbildung 50: Flächen Windenergie. Entwurf der 1. Änderung des Regionalplans – Windenergie (Stand 02/2026, nach der 1. Anpassung der Entwurfs), eigene Darstellung, Daten RVR

In Bergkamen gibt es zwei Flächen die im *Entwurf der 1. Änderung des Regionalplans – Windenergie* enthalten sind:

- „Bek_02“: Fläche im Osten Bergkamens in der Nähe der Bahnlinie
- „Bek_03_A“: Fläche auf der Halde „Großes Holz“

Die Stellungnahme der Stadt Bergkamen³³ im Rahmen des ersten Beteiligungsverfahrens zu den Flächen Bek_02 und Bek_03* lautete: „Die Ausweisung der beiden Beschleunigungsgebiete für den Ausbau der Windenergie wird begrüßt. In Bezug auf beide Beschleunigungsgebiete werden die Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend nach den vorliegenden Unterlagen als nicht erheblich eingeschätzt. [...] Die Ausweisung der

³² Entsprechend der 1. Anpassung, siehe vorangestellten Hinweis zum Verfahrensstand

³³ Stellungnahme Bergkamen: https://ris.bergkamen.de/bi/vo0050.asp?_kvonr=2073655

Beschleunigungsgebiete Bek_02 und Bek_03 steht im Einklang mit den kommunalen Planungen zur Windenergienutzung.“

* Die ursprüngliche Fläche Bek_03 wurde von ihrer Ausdehnung im Rahmen der 1. Anpassung flächenmäßig reduziert, aktueller Stand ist die Fläche Bek_03_A wie in der vorgehenden Abbildung dargestellt.

Die Flächen werden im Folgenden genauer betrachtet und ein technisches Potenzial quantifiziert.

Auf der Fläche Bek_02 befindet sich aktuell eine Windenergieanlage des Typs Enercon E-82 mit 2,3 MW Leistung (MaStR [SEE980968894593](#)). Die Inbetriebnahme der Anlage erfolgte in 2015, es ist damit in näherer Zukunft nicht mit einem Repowering der Anlage zu rechnen. Langfristig bestünde allerdings ein Repoweringpotenzial durch eine WEA mit größerer Leistung und (angenommenen) höheren Volllaststunden. Aufgrund der notwendigen Abstände zur Wohnbebauung wird der kleinere Anlagentyp aus Tabelle 16 betrachtet. Für die Laufzeit der Bestandsanlage wird von bis zu 25 Jahren ausgegangen, ein Repoweringpotenzial ergibt sich damit ab etwa 2040 Die Fläche ist in der folgenden Abbildung dargestellt, die dem Anhang der Artenschutzfachbeiträge³⁴ entnommen ist. Es gelten die Hinweise zum Entwurfsstand am Eingang dieses Kapitels.



Abbildung 51: Kartenausschnitt für die Fläche Bek_02 aus dem Anhang 2a der Artenschutzfachbeiträge³⁵

³⁴ Ausschnitt aus dem Anhang Artenschutzfachbeiträge, siehe Bek_02 auf Seite 65 des PDF: https://www.rvr.ruhr/fileadmin/user_upload/01_RVR_Home/02_Themen/Regionalplanung_Entwicklung/Regionalplan_Ruhr_Windenergie/Anl_2a_Anhang_Windenergie_Artenschutzfachbeitraege.pdf

³⁵ Ausschnitt aus dem Anhang Artenschutzfachbeiträge, siehe Bek_02 auf Seite 65 des PDF: https://www.rvr.ruhr/fileadmin/user_upload/01_RVR_Home/02_Themen/Regionalplanung_Entwicklung/Regionalplan_Ruhr_Windenergie/Anl_2a_Anhang_Windenergie_Artenschutzfachbeitraege.pdf

Für die Bestandsanlage auf der Fläche Bek_02 werden 2.300 Volllaststunden (Vlh) abgeschätzt, es ergibt sich damit ein angenommener Energieertrag von 5.300 MWh/a. Für eine Repoweringanlage ab 2040 mit 4,26 MW Leistung und einer zu erwartenden höheren Volllaststundenzahl von 2.600 Vlh ergibt sich ein Energieertrag von 11.000 MWh/a. Eine größere Anlage erscheint aufgrund der notwendigen Abstände zu Wohnbebauung nicht realisierbar.

Auf der Fläche Bek_03_A befinden sich derzeit keine Windenergieanlagen. Sie ist im Eigentum des RVR. Planungen sehen den Bau von zwei bis drei Windenergieanlagen durch eine die Bietergemeinschaft RAG Montan Immobilien GmbH und Gelsenwasser AG vor, siehe dazu auch einen Presseartikel³⁶. Anhand der Größe des Areals erscheint der Bau von beispielsweise zwei größeren Anlagen mit je 6,8 MW (siehe WEA-Typ A aus Tabelle 16) realistisch. Anlagentyp und Anzahl ist hier beispielhaft und trifft keine Aussage zu den real geplanten Windenergieanlagen der Planer. Mit der Abschätzung von 3.000 Vlh ergibt sich ein Energieertrag von 40.800 MWh für beide WEA zusammen. Das Potenzial wird im Rahmen der vorliegenden KWP auf die Zeiträume ab 2030 abgeschätzt, was jedoch keine Aussage zu der tatsächlichen Projektierungsdauer darstellt. In der folgenden Abbildung ist der Kartenausschnitt für die Fläche Bek_03_A dargestellt:

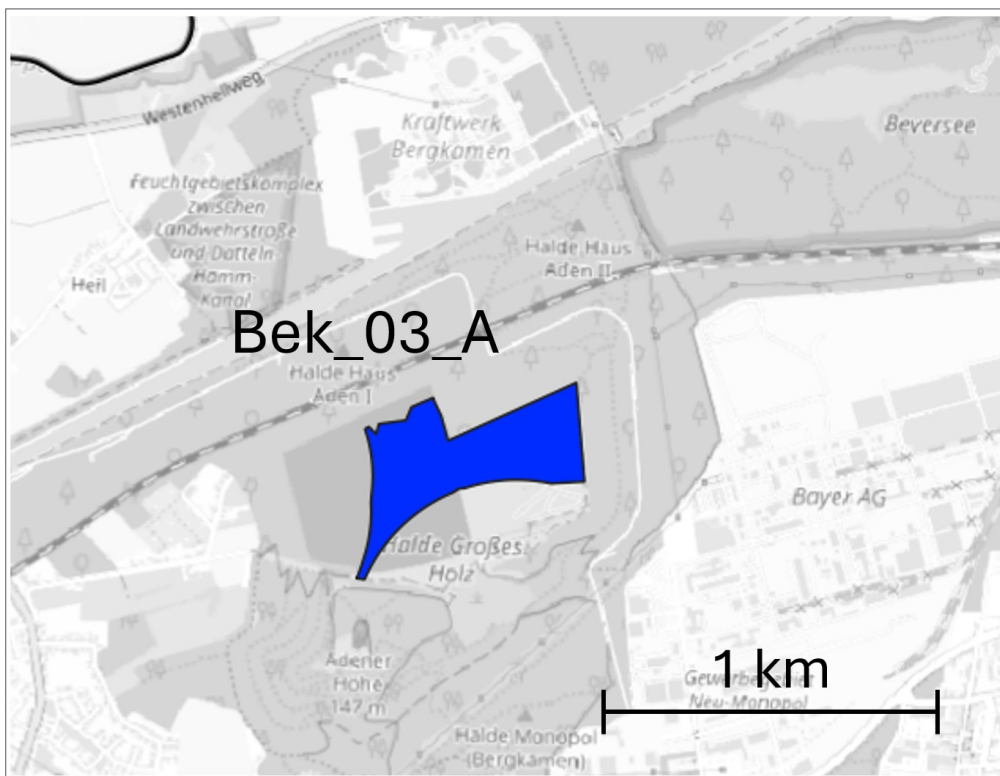


Abbildung 52: Fläche Bek_03_A, eigene Darstellung, Daten RVR

³⁶ <https://www.wa.de/lokales/bergkamen/im-bieterverfahren-der-rvr-setzen-sich-die-rag-und-gelsenwasser-durch-die-gsw-landen-auf-platz-zwei-93847069.html>

Neben den Flächen Bek_02 und Bek_03_A gibt es im Süden von Bergkamen darüber hinaus eine Bestandsanlage vom Typ Enercon E-48 mit 800 kW (MaStR: [SEE973008634594](#)). Ein Repowering mit einer modernen Anlage erscheint hier aufgrund der Abstände zu Wohnbebauung unwahrscheinlich. Die Anlage könnte deswegen möglichst lange in dieser Form in Betrieb gehalten werden. Es handelt sich um eine weit verbreitete Anlage, bei der von einer guten Verfügbarkeit von Ersatzteilen auszugehen ist, was eine Laufzeit von 30 Jahren oder mehr ermöglichen könnte. Bei der Inbetriebnahme in 2017 entfällt dieses Potenzial damit für den Zeitraum ab 2040, mit einem Jahresertrag von 1.600 MWh/a unter der pauschalen Abschätzung von 2.000 Vlh.

Die Flächen belaufen sich auf rund insgesamt rund 21 ha (Bek_02 4,8 ha, Bek_03_A 16,5 ha) und machen damit rund 0,5 % von Bergkamen (rund 4500 ha) aus.

Zusammengefasst ergeben sich die technischen Potenziale nach folgender Tabelle, hier zusammengefasst in 5-Jahresschritten. Zu beachten sind die unterschiedlichen Volllaststunden je Anlagentyp, das Verhältnis zwischen Leistung und Energiemenge variiert damit. Energiemengen sind auf hunderter-Stelle (bei Energiemengen unter 10.000 MWh/a) bzw. tausender-Stelle (bei Energiemengen ab 10.000 MWh/a) gerundet.

Tabelle 17: Zusammenfassung technisches Potenzial Wind in Bergkamen

	technisches Potenzial Windenergie, je ab				Hinweis
	2025	2030	2035	ab 2040	
Bek_02	2,3 MW 5.300 MWh/a	2,3 MW 5.300 MWh/a	2,3 MW 5.300 MWh/a	4,26 MW 11.000 MWh/a	*
Bek_03_A	0 MW 0 MWh	13,6 MW 41.000 MWh/a	13,6 MW 41.000 MWh/a	13,6 MW 41.000 MWh/a	**
Bestands-anlage	0,8 MW 1.600 MWh/a	0,8 MW 1.600 MWh/a	0,8 MW 1.600 MWh/a	0 MW 0 MWh	
Summe	3,1 MW 7.900 MWh/a	16,7 MW 48.000 MWh/a	16,7 MW 48.000 MWh/a	17,86 MW 52.000 MWh/a	
* Betrieb Bestand abgeschätzt bis 2035, Repowering nach 2035					
** Neuanlagen ab 2030					

Energiemengen sind auf hunderter-Stelle (bei Energiemengen unter 10.000 MWh/a) bzw. tausender-Stelle (bei Energiemengen ab 10.000 MWh/a) gerundet.

Das **technische Potenzial** liegt damit langfristig bei 17,86 MW und 52.000 MWh/a.

THEORETISCHES POTENZIAL

Das theoretische Potenzial umfasst weitere Flächen, für die die Windenergienutzung gegebenenfalls möglich sein könnten, die aber nicht als Windenergiefläche im *Entwurf der 1.*

Änderung des Regionalplans – Windenergie enthalten sind, für die es damit eine geringere Realisierungswahrscheinlichkeit gibt, und die im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung nicht mit Leistungen und Energiemengen quantifiziert werden. Sie werden im Folgenden textlich beschrieben.

In Bergkamen sind drei verschiedene Gebiete bzw. Gebietstypen zu nennen, für die zusätzlich zum oben genannten technischen Potenzial prinzipiell eine Windenergienutzung möglich sein könnte.

Zum einen kann in Gewerbegebiete geprüft werden, ob die Voraussetzungen für Windenergieanlagen gegeben sind. Es sind die immissionsschutzrechtlichen Anforderungen zu beachten, etwa in Bezug auf Schall und Schattenwurf in Bezug auf benachbarte Wohnbebauung. Aufgrund der dichten Besiedelung in Bergkamen sind hier die Potenziale als eher gering einzuschätzen, können aber im Einzelfall geprüft werden. Zudem könnten kleine Windenergieanlagen bis 50 Meter Bauwerkshöhe in Gewerbegebieten errichtet werden. Diese Anlagen, die aufgrund ihrer geringen Größe keiner Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz bedürfen, eignen sich insbesondere zur Eigenstromversorgung. Allerdings sind sie mit spezifisch höheren Kosten verbunden und wirtschaftlich nur eingeschränkt sinnvoll.

Zum anderen wird vom LANUK (ehem. LANUV) eine so genannte erweiterte Potenzialfläche im Norden Bergkamens nördlich der Zufahrt zur Ökologiestation des Kreises Unna benannt. Das „erweitert“ bezieht sich hier auf Bereiche zum Schutz der Natur, die jedoch keine strenge Ausschlusswirkung darstellen. Für diese Fläche könnte geprüft werden, ob Ausschlussgründe vorliegen, oder sonst entweder über eine spätere Neuauflage der Regionalplanung oder über den Weg der Bauleitplanung der Gemeinde im Rahmen der Gemeindeöffnungsklausel der Bau einer Windenergieanlage ermöglicht werden soll. Die genannte erweiterte Potenzialfläche ist eine kleine Fläche, auf der nur eine einzelne WEA möglich wäre.

Zum dritten könnte die Fläche der Halde ‚Kanalband‘ geprüft werden. Für eine Nutzung für Windenergie könnte prinzipiell die räumliche Nähe zu anderer Industrie wie eben den geplanten Windenergieanlagen auf der Fläche Bek_03 und dem Kraftwerk sprechen. Zu beachten wären andere Nutzungsmöglichkeiten wie die Nutzung für Photovoltaik oder Erholungszwecke, die Standfestigkeit, und die immissionsschutzrechtlichen Anforderungen. Es sei angemerkt, dass die Fläche nicht als Windenergiefläche im *Entwurf der 1. Änderung des Regionalplans – Windenergie* enthalten ist und im Rahmen dieser Kommunalen Wärmeplanung keine detaillierte Untersuchung der Fläche erfolgt ist. Diese müsste erfolgen, falls die Fläche für die Windenergienutzung in Betracht gezogen würde.

EXKURS BAUSCHUTZBEREICHE DES FLUGHAFENS DORTMUND

Für den Flughafen Dortmund gelten im Umkreis Bauschutzbereiche nach § 12 LuftVG³⁷ (Luftverkehrsgesetz). Diese Bereiche bilden eine obere Grenze für Bauhöhen, für deren mögliche Überschreitung gilt: In dieser „Umgebung eines Flughafens ist die Zustimmung der

³⁷ https://www.gesetze-im-internet.de/luftvg/_12.html

Luftfahrtbehörden erforderlich, wenn die Bauwerke folgende Begrenzung überschreiten sollen“³⁸. Die Bereiche sind in einer kartografischen Darstellung der Bezirksregierung Münster dargestellt, die folgende Abbildung zeigt einen vergrößerten Ausschnitt:

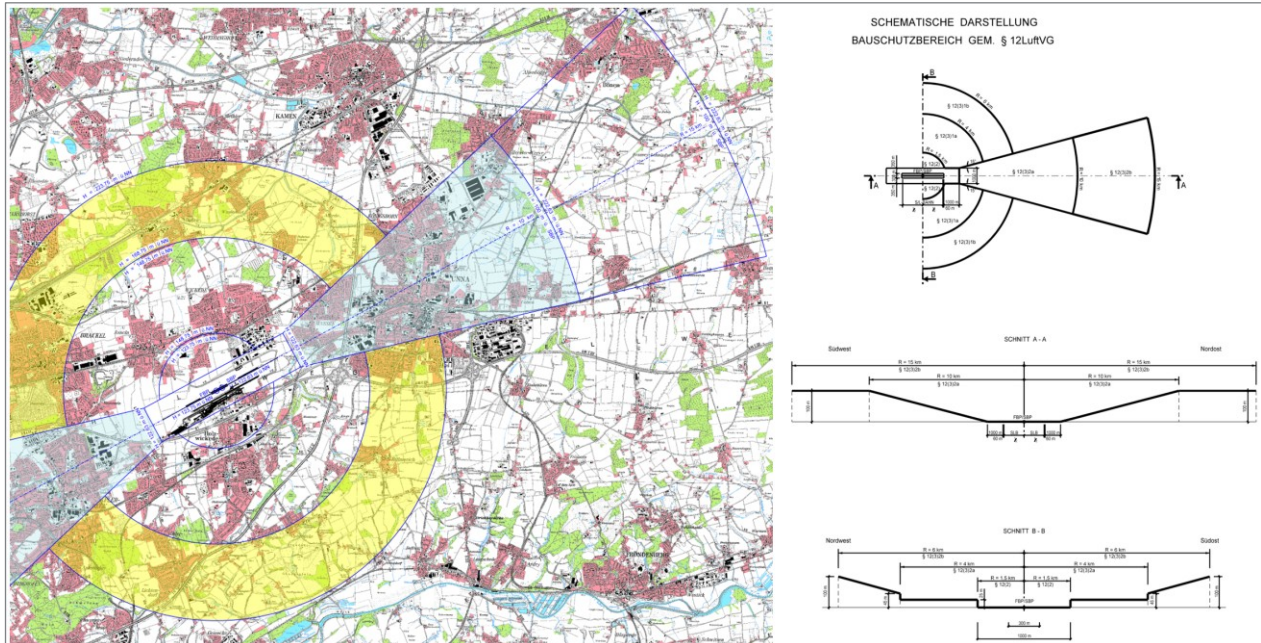


Abbildung 53: Ausschnitte aus dem Kartenmaterial zu den Bauschutzbereichen des Dortmunder Flughafens aus³⁹

Wie in der Karte der Bauschutzbereiche sichtbar, ist Bergkamen nicht betroffen, es gelten damit für Bergkamen keine Einschränkungen für die Bauwerkshöhe aufgrund des Flughafens Dortmund.

4.6.2 PHOTOVOLTAIK

Photovoltaikanlagen stellen eine sinnvolle Technologie zur dezentralen Erzeugung erneuerbarer Energie dar und können sowohl auf Dachflächen als auch auf geeigneten Freiflächen installiert werden. Für die kommunale Wärmeplanung sind sie insbesondere dort relevant, wo eine Kopplung von Strom- und Wärmeenergie über Wärmepumpen vorgesehen ist. Im Rahmen der Potenzialanalyse wurden daher sowohl verfügbare Dachflächen als auch geeignete Freiflächen im Stadtgebiet untersucht. Bei den Freiflächen ist die Einordnung nach § 35 Abs. 1 Nr. 8 BauGB von besonderer Relevanz, da sogenannte privilegierte Flächen entlang von Autobahnen und Bahntrassen eine rechtlich und planerisch erleichterte Umsetzung ermöglichen.

³⁸ https://www.gesetze-im-internet.de/luftvg/_12.html

³⁹ https://www.bezreg-muenster.de/system/files/media/document/file/26_luftfahrthindernisse_gen_fb-02_bauschutzbereich_flughafen_dortmund.pdf

DACH-PV

Die Bewertung des PV-Dachflächenpotenzials orientiert sich methodisch an einer Untersuchung des LANUV aus dem Jahr 2013⁴⁰. Grundlage bildet ein Kriterienkatalog zur Identifikation geeigneter Dachflächen für die Installation von Photovoltaikanlagen. Dabei wurden Verschattungseffekte berücksichtigt und für Flachdächer standardmäßig eine Südausrichtung angenommen. Ein Faktor von Modul- zu Dachfläche von 0,456 wurde zur Berücksichtigung des erforderlichen Reihenabstands angesetzt. Flachdächer, einschließlich Firmendächer und vergleichbarer Bauwerke, machen in Bergkamen rund 60 % der gesamten Dachfläche aus. Dachflächen unterhalb einer Mindestgröße von 20 m² wurden von der Bewertung ausgeschlossen. Ebenso wurden Dächer mit einer jährlichen Globalstrahlung von weniger als 80 % des Referenzwertes (865 kWh/m²) als ungeeignet bewertet. Um das PV-Potenzial im Stadtgebiet zu bestimmen, wurden diese Betrachtungen durch Informationen aus dem Marktstammdatenregister ergänzt und ergeben das in Abbildung 54 dargestellte Gesamtergebnis:

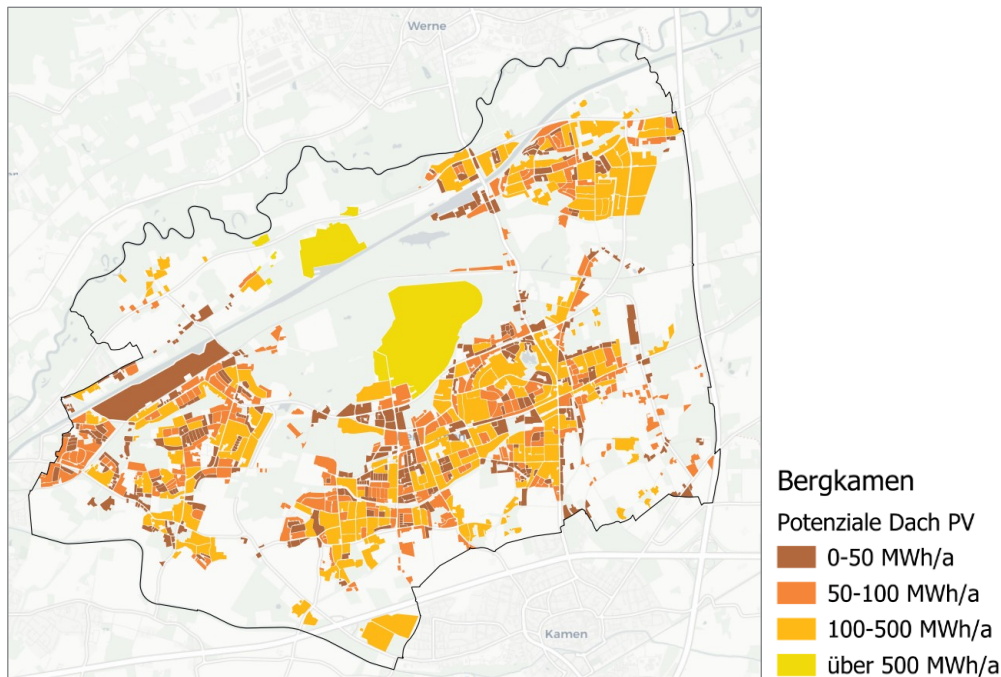


Abbildung 54: Potenziale Dach-PV in Bergkamen

Das theoretische PV-Potenzial wurde ermittelt, indem sämtliche geeigneten Dachflächen berücksichtigt und die bereits installierten Anlagenleistungen aus dem Marktstammdatenregister (MaStR) abgezogen wurden. Das technische Potenzial baut auf dieser Berechnung auf, berücksichtigt jedoch zusätzliche Realisierungsfaktoren. So wurden Dachflächen von Mehrfamilienhäusern (MFH) aufgrund erfahrungsgemäß höherer organisatorischer und technischer Hürden nur mit einer Umsetzungswahrscheinlichkeit von

⁴⁰ Auch wenn heute unterschiedliche Solarkataster existieren und die Datenbasis stetig aktuell gehalten wird, liefert diese ausführliche Studie viele Anhaltspunkte zur zugrundeliegenden Methodik. Einzusehen unter: https://www.lanuk.nrw.de/fileadmin/lanuvpubl/3_fachberichte/30040b.pdf

25 % einbezogen. Es sei zu beachten, dass zukünftige Neubauprojekte noch nicht in der Analyse berücksichtigt werden konnten. Auf dieser Grundlage ergeben sich die folgenden Potenziale:

Tabelle 18: Ergebnisse Potenzialanalyse Dach-PV

theoretisches Potenzial		technisches Potenzial	
Leistung	Strommenge	Leistung	Strommenge
141,3 MW	107.400 MWh	95,6 MW	53.000 MWh

Der Ausbau von Photovoltaikanlagen auf Dachflächen erfolgt in der Regel durch private Investitionen und Entscheidungen. Im Kontext einer klimaneutralen Wärmeversorgung kann die dezentrale Stromerzeugung auf Gebäudedächern insbesondere in Gebieten ohne Anschluss an ein Wärmenetz durch die Kombination mit Wärmepumpen einen wichtigen Beitrag leisten. Zunehmend verbreitet sind zudem sogenannte Balkon-PV-Anlagen, die eine gute niedrigschwellige Möglichkeit zur Eigenstromerzeugung auf Haushaltsebene bieten. Laut Marktstammdatenregister (MaStR) sind im Stadtgebiet derzeit rund **570 kW** an Balkon-PV-Leistung registriert (Stand: 07/2025).

FREIFLÄCHEN-PV

Photovoltaik-Freiflächen stellen neben Dachanlagen eine weitere Option zur Nutzung solarer Energie dar. Im Rahmen der Untersuchung wurde zwischen regulären landwirtschaftlichen Flächen und privilegierten Flächen gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 8 BauGB unterschieden. Privilegierte Freiflächen umfassen Bereiche entlang von Autobahnen und zweigleisigen Bahnstrecken bis zu einer Entfernung von 200 Metern. Für diese Flächen besteht grundsätzlich ein planungsrechtlicher Vorrang für Photovoltaikanlagen, sodass sie auch ohne Bebauungsplan genehmigungsfähig sind, sofern keine besonderen öffentlichen Belange dem entgegenstehen. Eine Baugenehmigung ist dennoch erforderlich, kann jedoch im vereinfachten Verfahren erteilt werden. Bei Autobahnen kann zusätzlich ein Schutzstreifen von etwa 40 Metern Breite entlang des Fahrbahnrandes zu berücksichtigen sein. Ob dieser im Einzelfall verbindlich einzuhalten ist, entscheidet die zuständige Straßenbaubehörde beziehungsweise das Fernstraßen-Bundesamt. Aufgrund der Lage der Kommune, durch die sowohl eine Autobahn als auch Bahngleise verlaufen, sind privilegierte Flächen bei der Untersuchung von besonderem Interesse und werden als technisches Potenzial ausgewiesen.

Ergänzend wurden landwirtschaftlich genutzte Flächen berücksichtigt, sofern sie nicht in unmittelbarer Hofnähe liegen und einen Bodenwert von höchstens 55 aufweisen (technisches Potenzial: Grenzwert auf 35 reduziert). Aus der Gesamtbetrachtung ausgeschlossen wurden Flächen mit einer Größe unter 500 m² sowie solche, die bereits durch bestehende Bebauungspläne zukünftig wegfallen werden. Das verbleibende Flächenpotenzial wurde auf Basis typischer Annahmen zur Flächenbelegung und zum spezifischen Energieertrag bewertet.

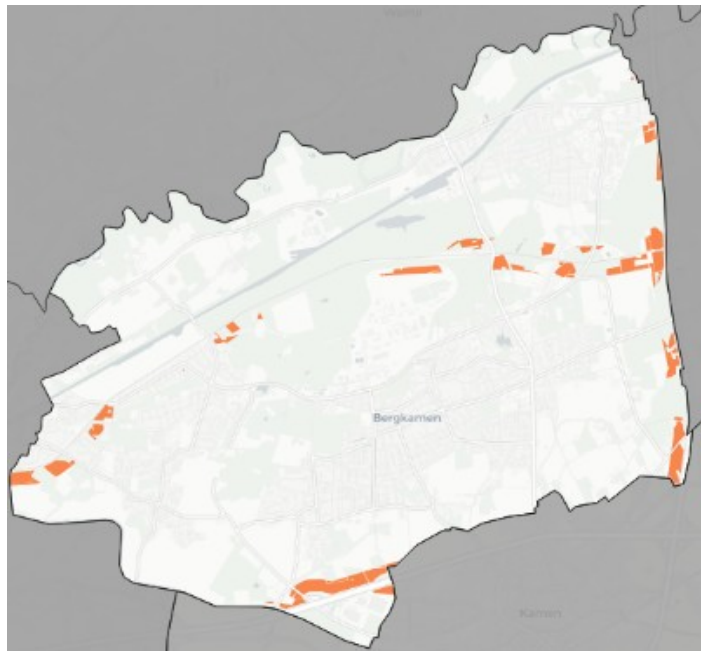


Abbildung 55: Privilegierte Flächen für Photovoltaik in Bergkamen

Neben Freiflächenanlagen kann Agri-Photovoltaik (Agri-PV) die Nutzungskonflikte zwischen Landwirtschaft und Energieerzeugung verringern, indem auf bewirtschafteten Flächen zusätzliche PV Module installiert werden, ohne die landwirtschaftliche Nutzung stark einzuschränken. Im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) wird Agri-PV als „besondere Solaranlage“ spezifisch gefördert. Dabei muss berücksichtigt werden, dass geförderte Agri-PV-Anlagen ausschließlich auf Ackerflächen errichtet werden dürfen und die Module dürfen maximal 10 % der Fläche überdecken, wenn die Anlagen über den Feldern installiert werden, beziehungsweise die nutzbare Fläche um bis zu 15 % verringern, wenn sie in Reihenstrukturen aufgestellt sind (PV-Zäune). Die förderfähige Gesamtfläche ist auf **2,5 Hektar** Grundfläche pro Anlage begrenzt. Für die Bewertung des Einsatzpotenzials ist eine Differenzierung der landwirtschaftlichen Nutzflächen nach Nutzungsart sinnvoll, um standortspezifisch geeignete Flächen zu identifizieren. Dabei ist abzuwägen, ob eine hochgeständerte oder bodennahe Modulaufstellung den landwirtschaftlichen Betrieb und die Energieerzeugung besser miteinander vereinbart. Die Ermittlung des theoretischen Potenzials erfolgte auf Basis der landwirtschaftlichen Flächendaten eines Stichjahres und wird bei einer möglichen Umsetzung stets eine individuelle Betrachtung erfordern.

Tabelle 19: Ergebnisse Potenzialanalyse Freiflächen-PV

	theoretisches Potenzial		technisches Potenzial	
	Leistung	Arbeit	Leistung	Arbeit
Freifläche	823 MW	800.000 MWh	72 MW	70.000 MWh
Privilegierte Flächen	98 MW	90.000 MWh	98 MW	90.000 MWh
Agri PV	63 MW	48.700 MWh	63 MW	48.700 MWh

In keinem Fall können die gesamten dargestellten Potenziale gehoben werden. Sie sollen vielmehr verdeutlichen, dass in Bergkamen Photovoltaik auf Freiflächen mit hoher

Wahrscheinlichkeit gut umsetzbar ist. Insbesondere die privilegierten Flächen, die vereinfachte Genehmigungsverfahren bedeuten, können für mögliche Projekte sinnvoll sein. Die besondere Förderung und die Vorteile, die sich bei der Agri-PV durch den Schattenwurf zum Teil auch für die Bewirtschaftung ergeben, können solche Projekte wirtschaftlich attraktiv gestalten. In Hinblick auf die kommunale Wärmeplanung kann der Ertrag von PV-Anlagen beispielsweise zur direkten Versorgung von Groß-Wärmepumpen genutzt werden, was die Strombezugskosten erheblich senken kann. Da sich Wärmebedarf und PV-Ertrag im jahreszeitlichen Verlauf allerdings entgegenstehen, kann solch ein Projekt primär als ergänzende Maßnahme bewertet werden, sofern keine saisonale Speicherung vorgesehen ist.

4.6.3 WASSERKRAFT

Wasserkraft spielt im Untersuchungsgebiet keine Rolle für die zukünftige Energieversorgung. Bestehende Anlagen sind nicht vorhanden, und aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist auch keine wirtschaftlich oder ökologisch vertretbare Neuanlage zu erwarten. Das einzige größere Fließgewässer, die Lippe, liegt in einem ausgewiesenen Naturschutzgebiet und scheidet daher als Standort aus. Wie bereits in Kapitel 4.5.4.1 (Umweltwärme von Fließgewässern) beschrieben, ist der Datteln-Hamm Kanal nicht als fließend anzusehen und weitere Gewässer vor Ort weisen zu geringe Mengen auf, als dass man sie sinnvoll nutzen könnte. Grundsätzlich könnte auch die Nutzung kleiner Wasserkraftanlagen einen Beitrag zur lokalen Stromerzeugung leisten, insbesondere in Regionen mit geeigneten Gewässerstrukturen und ausreichenden Durchflussmengen. Für Bergkamen ist dies allerdings nicht absehbar.

4.7 POTENZIALE ZUR ZENTRALEN WÄRMESPEICHERUNG

Saisonale Wärmespeicher können eine wichtige Rolle in einer klimaneutralen Wärmeversorgung übernehmen. Sie ermöglichen es, im Sommer erzeugte Wärme, beispielsweise aus Solarthermie oder aus der Kombination von Photovoltaik und Wärmepumpen, bei Temperaturen von über 90 °C zu speichern und für die Wintermonate verfügbar zu machen. Im Winter kann dem Speicher durch den Einsatz von Wärmepumpen Wärme entnommen werden, bis dieser auf rund 10 °C heruntergekühlt ist, um die gesamte Speicherkapazität möglichst effizient auszunutzen.

Ein typischer Saisonspeicher ist ein sogenanntes Erdbeckenspeichersystem, das technisch mit einem großen Wasserkörper wie einem Teich oder See vergleichbar ist. Praxisbeispiele und wissenschaftliche Fachliteratur zeigen, dass solche Speicher für eine größere Versorgungsregion erst jenseits von 100.000 m³ Speichervolumen sinnvoll realisierbar sind. In diesen Größenordnungen handelt es sich um große Infrastrukturprojekte mit hohen Investitionskosten und anspruchsvollen Standortbedingungen: Der Standort muss nahe genug am versorgten Gebiet liegen, um Leitungsverluste zu minimieren, darf nicht unter hohem Grundwassereinfluss stehen und muss baugrundtechnisch sowie hydrologisch geeignet sein. Es existieren bereits einige erfolgreiche Praxisprojekte in Dänemark sowie in Deutschland, trotzdem sind Erfahrungswerte bisher noch nicht sehr zahlreich, sodass bspw. bei den Kosten noch gewisse Unsicherheiten vorhanden sind.

Neben Erdbeckenspeichern können auch Aquiferspeicher zur saisonalen Wärmespeicherung eingesetzt werden. Dabei wird warmes oder kaltes Wasser über Bohrungen in natürliche Grundwasserleiter eingebracht und zu einem späteren Zeitpunkt wieder entnommen. Das Verfahren erlaubt große Speicherkapazitäten und eignet sich ebenfalls zur saisonalen Verschiebung von Wärmeüberschüssen. Für eine erfolgreiche Umsetzung sind jedoch stabile geologische und hydrogeologische Bedingungen erforderlich, und damit in einer ehemaligen Bergbauregion mit möglichen Hohlräumen, Verbrüchen oder Setzungserscheinungen vermutlich nicht gegeben. Auch wirtschaftlich sind Aquiferspeicher aufgrund der notwendigen Erkundungs- und Genehmigungsaufwände in solchen Gebieten meist nicht konkurrenzfähig.

Eine verwandte Technologie stellen Grubenwasserspeicher dar, bei denen nicht das umgebende Gestein, sondern das in ehemaligen Bergwerken vorhandene Grubenwasser selbst als Wärmesenke oder -quelle genutzt wird. Solche Systeme befinden sich derzeit in der Erprobung. Trotz der grundsätzlich interessanten Perspektive bestehen hier weiterhin erhebliche technische, rechtliche und wirtschaftliche Unsicherheiten, sodass eine Umsetzung nur unter standortspezifischen Voraussetzungen realistisch ist. Durch die thematische Nähe sei in diesem Zusammenhang auf Kapitel 4.5.4.2 hingewiesen.

Für die kommunale Wärmeplanung wurde im Untersuchungsgebiet im Ergebnis auch in Absprache mit den Gemeinschaftsstadtwerken kein Schwerpunkt auf die Flächenfindung für großskalige Erdbeckenspeicher gesetzt und das Thema Grubenspeicher in anderem Zusammenhang betrachtet (Kapitel 4.5.4.2). Die Stadtwerke sehen den Einsatz solcher Großspeicher eher im ländlichen Raum als sinnvoll an, wo ein begrenzter Versorgungsbereich profitieren kann und die Größenordnungen geringer sind. Im Untersuchungsgebiet liegt der Fokus auf kleineren Speichern in Tankbauweise, die zur Effizienzsteigerung bestehender Systeme oder zur Zwischenspeicherung von Solarwärme dienen können.

4.8 ZUSAMMENFASSUNG POTENZIALANALYSE

Tabelle 20: Zusammenfassung Potenzialanalyse Bergkamen

Kategorie	Kommentar	Theor. Potenzial	Techn. Potenzial	Relevanz Zielszenario
Energieeinsparung & Effizienz				
Energieeinsparung & Effizienz*	Individuelle Umsetzung notwendig	119.000 MWh	49.000 MWh	Hoch
Unvermeidbare Abwärme				
Unvermeidbare Abwärme	Keine extern nutzbaren Potenziale identifiziert	0 MWh	0 MWh	n. a.
Geothermie				
Erdwärmekollektoren*	Für Quartierslösungen denkbar	128.000 MWh	25.800 MWh	Mittel
Erdwärmesonden*		250.300 MWh	53.000 MWh	Mittel
Mitteltiefe Geothermie*	Einzelfallprüfungen notwendig	75.000 MWh		Gering
Tiefe Geothermie	Potenziale nicht quantifizierbar			n. a.
Solarthermie				
Solarthermie Freifläche*	Saisonalität als Kriterium	1.071.000 MWh	357.000 MWh	Mittel
Solarthermie Dachfläche	Nur für Großanlagen	0 MWh	0 MWh	n. a.
Biomasse				
Landwirtschaftliche Erzeugnisse	Verbrennung/Vergärung als Biogas	20.300 MWh	2.700 MWh	Gering
Wirtschaftsdünger	Vergärung als Biogas	4.400 MWh	4.400 MWh	Gering
Forstwirtschaftliche Erzeugnisse	In Form von Holzhackschnitzeln	3.400 MWh	340 MWh	Gering
Abfall- und Reststoffe				
Abfall- und Reststoffe		29.900 MWh	0 MWh	n. a.
Rest- und Altholz	Potenziale bereits in Nutzung	53.000 MWh	0 MWh	n. a.

Umweltwärme

Fließgewässer	Abh. von Lage und Durchfluss	0 MWh	0 MWh	n. a.
Grubenwasser	Aktive Grubenwasserhaltung	180.000 MWh	180.000 MWh	Hoch
Geklärtes Abwasser	Kein Klärwerk im Stadtgebiet	0 MWh	0 MWh	n. a.
Kanalabwasser	Potenziale nicht quantifizierbar			n. a.
Luft*	Potenziale nicht quantifizierbar			Hoch

Grüne Gase

Grubengas	Nutzung läuft 2025 aus, danach kein Potenzial	0 MWh	0 MWh	n. a.
Biogas & Biomethan	Wärme aus Gärrestverbrennung	10.000 MWh	4.000 MWh	Hoch
Grüner Wasserstoff	Potenziale nicht quantifizierbar			Gering

Erneuerbare Stromquellen

Windenergie	Neubau auf Halde Großes Holz möglich		52.000 MWh	Hoch
PV-Dachfläche*	Individuelle Umsetzung notwendig	107.400 MWh	53.000 MWh	Mittel
PV-Freifläche*	Flächenfindung als Hindernis	800.000 MWh	70.000 MWh	Gering
Privilegierte PV*	Nahe Autobahnen und zweigleisigen Schienen	90.000 MWh	90.000 MWh	Mittel
Agri-PV*	Doppelnutzung auf dem Feld	48.700 MWh	48.700 MWh	Gering
Wasserkraft	Kein Potential im Stadtgebiet	0 MWh	0 MWh	n. a.

Zentrale Wärmespeicherung

Zentrale Wärmespeicherung	Potenziale nicht quantifizierbar			n. a.
---------------------------	----------------------------------	--	--	-------

*Diese Potenziale sind nur teilweise nutzbar. Die dargestellten Zahlen in den Kategorien sollen daher einen Indikator über die Relevanz liefern und können nicht in vollem Umfang gehoben werden.

Tabelle 20 fasst alle untersuchten Elemente der Potenzialanalyse zusammen. Die Ergebnisse sind als Energiemenge in MWh angegeben, wobei zwischen vollständig nutzbaren und teilweise nutzbaren Potenzialen unterschieden werden muss. Bei den Kategorien, die mit einem Stern (*) markiert sind, sind die (flächenabhängigen) Zahlenwerte aufsummiert und nur ein Teil davon kann tatsächlich gehoben werden. Die restlichen Kategorien sind in ihren technischen Potenzialen voll nutzbar. Rot hinterlegt sind die Ergebnisse, bei denen die Potenziale im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung nicht quantifiziert werden können. In den jeweiligen Einzelkapiteln ist an den Stellen nochmal darauf hingewiesen, weshalb dies nicht möglich ist.

Im Bereich Energieeinsparung und Effizienz könnten bei einer vollständigen Umsetzung aller möglichen Maßnahmen in Bergkamen bis zu 40 % Nutzenergie eingespart werden, was dem theoretischen Potenzial entspricht. Berücksichtigt man darüberhinausgehend sozioökonomische Faktoren und bisherige Sanierungsquoten sowie eine realistische zukünftige Entwicklung dieser Parameter, kann von einem technischen Energieeinsparungspotenzial von knapp 17 % oder ca. 85.000 MWh ausgegangen werden. Zukünftige Veränderungen im Gebäudebestand, wie Neubau oder Abriss von Gebäuden können dabei nur geringfügig über bereits bekannte Pläne berücksichtigt werden.

Potenziale unvermeidbarer Abwärme wurden in Bergkamen bei insgesamt 16 Unternehmen über Fragebögen erhoben, wobei sechs Rückmeldungen gegeben wurden. Ein konkretes Abwärmepotenzial wurde dabei von zwei Unternehmen benannt, mit denen Einzelgespräche geführt wurden. Leider konnte kein Potenzial identifiziert werden, das außerhalb der Betriebsgelände für die großräumigere Wärmeversorgung im Stadtgebiet nutzbar wäre. Dies ist ein typisches, erwartbares Ergebnis für viele Kommunen, da große extern nutzbare Potenziale nicht häufig auftreten.

Bei den erneuerbaren Wärmepotenzialen sind in Bergkamen insbesondere das Grubenwasser, aber auch Freiflächen-Solarthermie sowie oberflächennahe Geothermie zu nennen. Der Einsatz einer Grubenwasserwärmepumpe ist bereits in Diskussion und kann dafür sorgen, dass ein größerer Teil des vorhandenen Wärmenetzes dekarbonisiert wird, aber auch ein Ausbau des Wärmenetzes möglich machen. Rein rechnerisch ⁴¹ könnten dadurch 30% des Wärmebedarfes in Bergkamen gedeckt werden.

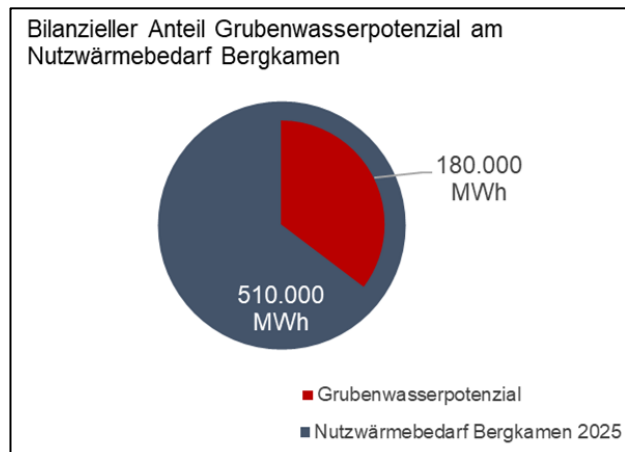


Abbildung 56: Bilanzieller Anteil Grubenwasserpotenzial am Nutzwärmebedarf Bergkamen

Solarthermie kann dabei unterstützend wirken und insbesondere im Sommer die Wärmeversorgung unterstützen. In dezentralen Gebieten wie auf Quartiersebene oder in

⁴¹ Hinweis: Diese Aussage bezieht sich auf eine Betrachtung ohne saisonale Effekte und soll nur dazu dienen, die ermittelten Potenziale besser in den Kontext zu setzen.

Einzelgebäuden können Wärmepumpen betrieben werden, die einerseits über Erdwärmekollektoren bzw. -sonden versorgt werden. Auch für dezentrale Luft-Wärmepumpen ist an vielen Stellen die Möglichkeit der Versorgung gegeben. Im Bereich Bioenergie kann im Nord-Westen des Stadtgebiets ebenfalls eine Wärmeversorgung umgesetzt werden. Perspektivisch kann in Bergkamen mit einem Anschluss an das Wasserstoff-Kernnetz gerechnet werden. Da dieser nach heutigem Stand nicht zu Heizzwecken genutzt werden sollte, können im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung diesbezüglich keine verbindlichen Aussagen getroffen werden.

Erneuerbare Strompotenziale sind stark durch die Möglichkeiten der privilegierten PV geprägt, die aufgrund der Lage Bergkamens einen vergleichbar großen Teil der Flächen ausmacht. Konkrete Vorhaben sind außerdem im Bereich der Windenergie bekannt, womit das Potenzial von etwa 50.000 MWh erneuerbarem Strom im Jahr realistisch gegeben ist. Im Kontext der Kommunalen Wärmeplanung sind in diesem Bereich Versorgungen großer Wärmepumpen per Direktleitung ein gutes Modell, um eine erneuerbare und günstige Wärmeversorgung realisieren zu können. Auch im dezentralen Bereich kann Dachflächen-Photovoltaik in Verbindung mit Wärmepumpen einen wertvollen Beitrag liefern.

Die zentrale Wärmespeicherung kann dazu beitragen, saisonale Potenziale besser über das Jahr zu verteilen. Bezogen auf den Wärmebedarf in Bergkamen würde das sehr große Speicher voraussetzen. Für solche Vorhaben ist es einerseits schwierig, geeignete Flächen zu finden, da die Standortvoraussetzungen besondere Anforderungen an Untergrund und Grundwasser stellen. Andererseits ist in diesen Dimensionen der Aufwand der Erschließung äußerst hoch und damit risikofähig, weshalb insgesamt kein konkretes Potenzial für zentrale Wärmespeicher im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung ausgewiesen wird, die eine detailliertere Einzelfallbetrachtung erfordern würden. Kleinere nicht-saisonale Speicher sind allerdings in jedem Fall zu empfehlen und sollten für zukünftige Konzepte mitgedacht werden.

5 ENTWURF ZIELSZENARIEN 2040/2045 - BERGKAMEN

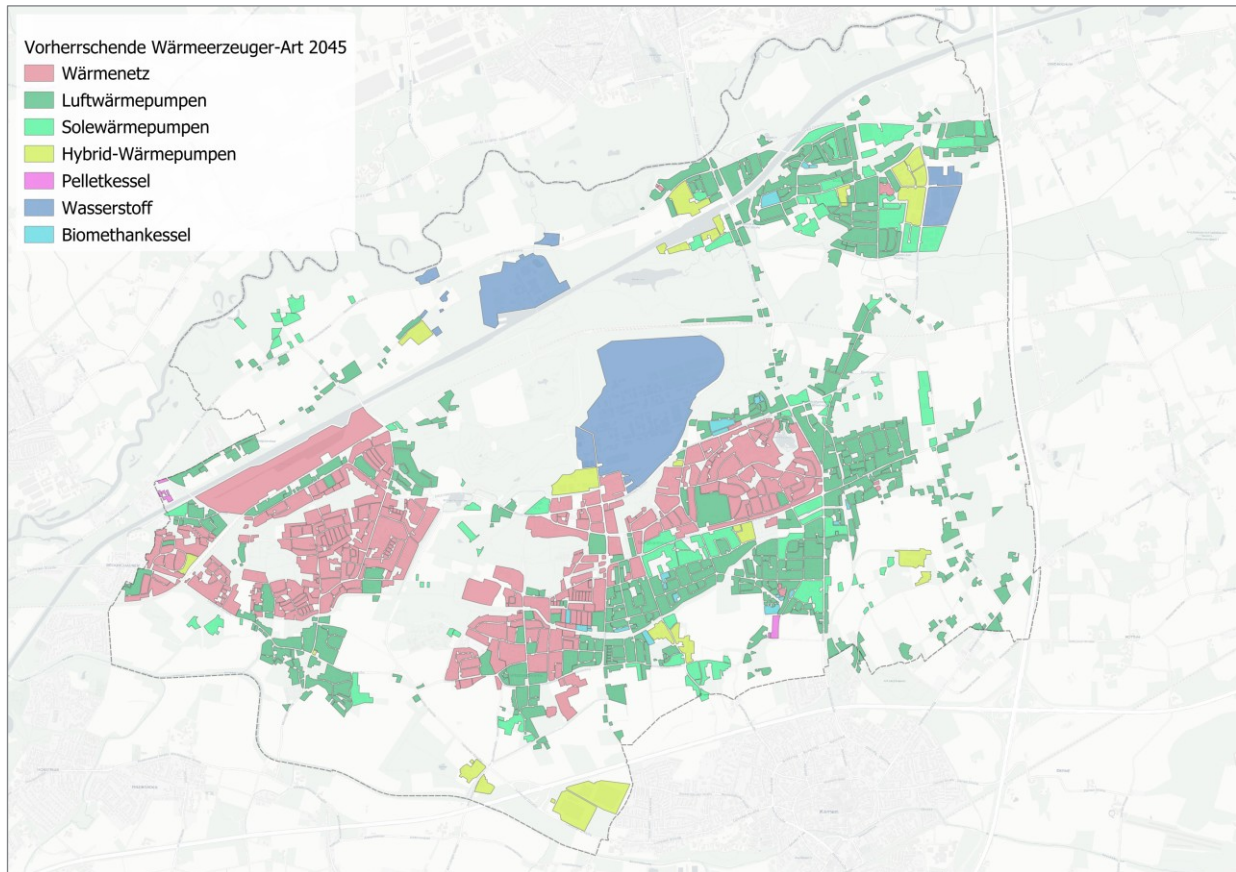


Abbildung 57: Symbolbild Entwurf Zielszenario Bergkamen

Innerhalb der interkommunalen Wärmeplanung der Städte Kamen, Bönen und Bergkamen nimmt die Stadt Bergkamen eine besondere Rolle ein. Am Standort Haus Aden bestehen erhebliche Potenziale zur Nutzung von Grubenwasser als regenerative Wärmequelle. Sollte es gelingen, diese Potenziale technisch und wirtschaftlich zu erschließen, kann hier ein Leuchtturmprojekt mit überregionaler Strahlkraft entstehen.

Internationale Referenzprojekte zeigen, dass Grubenwasseranlagen bislang überwiegend im Leistungsbereich von wenigen Megawatt realisiert werden. Anlagen in der hier betrachteten Größenordnung sind bislang nur vereinzelt und in der Regel als Verbundsysteme mehrerer Quellen umgesetzt worden. Vor diesem Hintergrund kommt dem Vorhaben in Bergkamen eine besondere Bedeutung zu.

In enger Zusammenarbeit mit der Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen und Bergkamen (GSW) besteht die Möglichkeit, die Nutzung von Grubenwasser in dieser Größenordnung als innovatives und zukunftsweisendes Versorgungsmodell zu entwickeln. Von einer erfolgreichen Umsetzung kann dabei nicht nur Bergkamen selbst profitieren, sondern auch die Nachbarkommune Kamen im Rahmen einer interkommunalen Wärmeversorgung.

5.1 ZIELE UND METHODIK

ZIEL

Im Kontext der Kommunalen Wärmeplanung (KWP) beschreibt der Entwurf zum Zielszenario im Zwischenbericht einen vorläufigen Plan, wie die zukünftige Wärmeversorgung der Kommune klimaneutral gestaltet werden soll.

Das Zielszenario beschreibt eine mögliche langfristige Entwicklung der Wärmeversorgung innerhalb des betrachteten kommunalen Gebiets und zeigt auf, wie diese perspektivisch treibhausgasneutral gestaltet werden kann. Aufbauend auf den Ergebnissen der Bestands- und Potenzialanalyse dient es als strategische Orientierung für die zukünftige Ausgestaltung der Wärmeversorgung und bildet eine wichtige Grundlage für die weiteren Schritte der Kommunalen Wärmeplanung.

Der im Zwischenbericht dargestellte Entwurf stellt einen **Planungs- und Arbeitsstand** dar. Er soll mögliche Entwicklungspfade aufzeigen, räumliche Versorgungsstrukturen skizzieren und eine erste Einschätzung zur zukünftigen Rolle verschiedener Wärmeversorgungstechnologien geben. Gleichzeitig dient das Zielszenario als Basis für die weitere fachliche Bewertung, Abstimmung mit relevanten Akteuren sowie für die spätere Ableitung konkreter Maßnahmen.

Im Entwurf zum Zielszenario werden insbesondere folgende Zielsetzungen verfolgt:

- Darstellung einer möglichen treibhausgasneutralen Wärmeversorgung im Zieljahr 2040
- Identifikation geeigneter Versorgungsstrukturen (z. B. Wärmenetze oder dezentrale Lösungen)
- Einordnung der zukünftigen Rolle erneuerbarer Energien und klimaneutraler Technologien
- Perspektivische Reduktion und Substitution fossiler Energieträger
- Räumliche Orientierung für die zukünftige Entwicklung der Wärmeversorgung im Gemeindegebiet

Die Formulierung des Zielszenarios ist zentraler Bestandteil des kommunalen Wärmeplans und dient als „Blaupause“ für eine treibhausgasneutrale und effiziente Wärmeversorgung. Die im Prozess zur Erarbeitung des Zielszenarios zu beantwortenden Fragen lauten:

- Wo können künftig Wärmenetze liegen?
- Wie lassen sich diese Wärmenetze treibhausgasneutral betreiben?
- Welche Betreiber kommen für den Betrieb der Wärmenetze infrage?
- Welche Wärmepreise sind je Wärmeerzeugungsart zu erwarten? (Siehe Kapitel: 5.6)

- Ab wann kann mit einer Inbetriebnahme der Wärmenetze im jeweiligen Teilgebiet gerechnet werden?
- Wie erfolgt die Wärmeversorgung für Gebäude, die nicht an ein Wärmenetz angeschlossen werden können?

VORGEHEN

Die Erstellung des Zielszenarios erfolgt auf Baublockebene in folgenden Schritten:

- Ermittlung des zukünftigen Wärmebedarfs nach Annahme einer Sanierungstätigkeit
- Beurteilung einer Luftwärme- und Erdwärmepumpentauglichkeit (siehe Potenzialanalyse)
- Analyse bereits verbauter Wärmeversorgungstechniken
- Analyse benötigter Vorlauftemperaturen, basierend auf Energiestandard und Gebäudetypen
- Kostenschätzung für bestehende Wärmenetze, Netzerweiterungen und neue Wärmenetze nach Absprache mit zukünftigen Betreibern
- Überschlägliche Vollkostenvergleichsrechnung auf Gebäude- bzw. Objektebene für alternative Versorgungstechniken (nach KWW-Technikkatalog)

Nach erfolgter Analyse ließen sich in enger Anlehnung an §18 des Wärmeplanungsgesetzes ausgewählte Wärmeversorgungsvarianten auf Gebäudeebene bewerten. Folgende Bewertungskriterien wurden dabei vergleichend zueinander berücksichtigt:

1. Wärmegestehungskosten
2. Realisierungsrisiken
3. Versorgungssicherheit
4. Treibhausgasemissionen

Auf eine Gewichtung der Kriterien untereinander wurde verzichtet.

ERGEBNIS

Das Ergebnis eines Zielszenarios in der Kommunalen Wärmeplanung ist ein strategisches Zukunftsbild der klimaneutralen Wärmeversorgung einer Kommune im Zieljahr (Bönen: 2045, Kamen: 2040, Bergkamen: 2040). Es zeigt auf, wie der zukünftige Wärmebedarf gedeckt werden kann und welche Versorgungsstrukturen und Technologien dabei voraussichtlich zum Einsatz kommen.

Das Zielszenario liefert damit eine fachliche Entscheidungsgrundlage für die langfristige Transformation der Wärmeversorgung und bildet die Grundlage für die anschließende Entwicklung eines konkreten Maßnahmenplans.

Die Ergebnisse unseres Zielszenarios sind:

- Darstellung der zukünftigen Wärmeversorgungsstruktur im Zieljahr (z. B. Anteil von Wärmenetzen, Einzelversorgung durch Wärmepumpen, Nutzung von Biomasse, Geothermie oder Abwärme)
- Räumliche Einordnung der Versorgungsarten durch eine blockweise Darstellung
- Quantifizierung des zukünftigen Wärmebedarfs unter Berücksichtigung von Effizienzmaßnahmen und Gebäudesanierungen
- Abschätzung der benötigten erneuerbaren Wärmequellen und Energiepotenziale
- Darstellung der Reduktion von Treibhausgasemissionen im Vergleich zum heutigen Zustand
- Ableitung von strategischen Entwicklungsrichtungen für die zukünftige Wärmeinfrastruktur

Zusammengefasst besteht das Ergebnis eines Zielszenarios darin, ein konsistentes, räumlich und energetisch beschriebenes Bild der zukünftigen klimaneutralen Wärmeversorgung zu liefern. Dieses dient anschließend als Grundlage für die Entwicklung konkreter Maßnahmen, Zeitpfade und Prioritäten innerhalb der Kommunalen Wärmeplanung.

Im Zieljahr 2040 wurden ausschließlich annähernd CO₂-freie Versorgungsarten miteinander verglichen.

5.2 BETRACHTETE VERSORGUNGSARTEN

Im Entwurf des Zielszenarios wurden folgende Wärmeversorgungsarten untereinander verglichen:

- **Gaskessel (neu)** mit vollkommener Biomethanversorgung
- **Luftwärmepumpen**
- **Solewärmepumpen**
- **Biomassekessel**
- **Hybrid- Systeme** (Luftwärmepumpen + Gaskessel mit Biomethanversorgung)
- **Wärmenetze** (mehr als 16 angeschlossene oder mehr als 100 Wohneinheiten)

5.2.1 GASKESSEL (BIOMETHAN)

Die Wärmeversorgung über neu installierte Gaskessel stellt eine technisch etablierte und weit verbreitete Form der Gebäudeheizung dar. Moderne Gas-Brennwertkessel zeichnen sich durch eine hohe Effizienz und vergleichsweise geringe Investitionskosten aus. Im Kontext der Kommunalen Wärmeplanung wird diese Technologie zunehmend unter der Perspektive einer klimaneutralen Gasversorgung betrachtet. Dabei wird angenommen, dass fossiles Erdgas perspektivisch ganz oder teilweise durch Biomethan oder andere erneuerbare Gase ersetzt wird. Biomethan wird aus biogenen Reststoffen wie Gülle, Bioabfällen oder Energiepflanzen erzeugt und anschließend auf Erdgasqualität aufbereitet, sodass es über die bestehende Gasinfrastruktur transportiert und genutzt werden kann.

Ein wesentlicher Vorteil dieser Versorgungsoption liegt in der Kompatibilität mit der vorhandenen Gasinfrastruktur. Gebäude mit bestehendem Gasanschluss können relativ einfach auf moderne Brennwertkessel umgestellt werden, ohne dass umfangreiche bauliche Anpassungen erforderlich sind. Dadurch entstehen für Gebäudeeigentümer vergleichsweise geringe Umstellungskosten. Zudem können Gasheizungen auch in Gebäuden mit höheren Vorlauftemperaturen oder begrenzten energetischen Sanierungsmöglichkeiten zuverlässig eingesetzt werden.

Die zukünftige Rolle gasbasierter Heizsysteme wird jedoch maßgeblich durch die gesetzlichen Rahmenbedingungen bestimmt. Mit den derzeit diskutierten Regelungen im Rahmen des Gebäudemodernisierungsgesetzes (GMG) soll der Einbau neuer Gasheizungen weiterhin möglich bleiben, allerdings unter der Voraussetzung, dass diese perspektivisch zunehmend mit klimaneutralen Gasen betrieben werden. Vorgesehen ist dabei ein schrittweise steigender Anteil erneuerbarer oder CO₂-armer Gase im Brennstoffmix. Ziel dieser Regelungen ist es, die Gasversorgung langfristig zu dekarbonisieren.

Gleichzeitig bestehen Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Verfügbarkeit und Kosten erneuerbarer Gase. Die Potenziale für nachhaltig erzeugtes Biomethan sind begrenzt und werden auch in anderen Sektoren benötigt. Daher wird diese Versorgungsoption eher als ergänzende oder übergangsweise Lösung betrachtet.

5.2.2 LUFTWÄRMEPUMPEN

Luftwärmepumpen gehören zu den derzeit am weitesten verbreiteten Technologien für eine dezentrale erneuerbare Wärmeversorgung von Gebäuden. Sie nutzen die in der Umgebungsluft enthaltene Energie als Wärmequelle und wandeln diese mithilfe elektrischer Energie auf ein höheres Temperaturniveau um, das für Heizung und Warmwasserbereitung genutzt werden kann.

Ein wesentlicher Vorteil von Luftwärmepumpen liegt in der vergleichsweise einfachen Installation. Da die Wärmequelle – die Außenluft – überall verfügbar ist, sind keine aufwendigen Erdarbeiten oder Bohrungen erforderlich. Dadurch eignen sich Luftwärmepumpen sowohl für Neubauten als auch für viele Bestandsgebäude.

Die Effizienz einer Wärmepumpe wird maßgeblich durch die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Heizsystem bestimmt. Gebäude mit niedrigen Vorlauftemperaturen, beispielsweise durch Fußbodenheizungen oder gut gedämmte Gebäudehüllen, sind daher besonders gut für den Einsatz dieser Technologie geeignet.

Allerdings sinkt die Effizienz bei sehr niedrigen Außentemperaturen, da die Wärmepumpe in diesen Situationen mehr elektrische Energie benötigt. Zudem können Schallemissionen der Außeneinheiten sowie der Platzbedarf im Außenbereich eine Rolle bei der Standortwahl spielen.

Gerade außerhalb dicht besiedelter Gebiete ohne realistische Perspektive für den Anschluss an ein Wärmenetz werden Luftwärmepumpen bereits heute häufig als Standardlösung für Ein- und Zweifamilienhäuser betrachtet. Auch im Gebäudebestand gewinnen sie zunehmend an Bedeutung. Im Rahmen dieser Planung wird berücksichtigt, dass in den letzten Jahren deutliche technologische Fortschritte im Bereich der Luftwärmepumpen erzielt wurden.

Moderne Geräte verwenden zunehmend das natürliche Kältemittel Propan (R290). Dadurch können heute auch höhere Vorlauftemperaturen von teilweise über 70 °C erreicht werden, ohne dass die Effizienz der Anlagen stark abnimmt. Unter geeigneten Randbedingungen können so Jahresarbeitszahlen von über 3 erzielt werden. Dies ermöglicht in vielen Fällen auch den Einsatz in Bestandsgebäuden und teilweise sogar in Mehrfamilienhäusern, ohne dass zwingend umfangreiche Anpassungen am bestehenden Heizsystem – etwa die vollständige Umrüstung auf Flächenheizungen – erforderlich sind.

Zusätzlich wird die Installation von Wärmepumpen derzeit durch staatliche Förderprogramme (BEG) mit teils hohen Zuschussquoten unterstützt. Dadurch ergeben sich in vielen Fällen wirtschaftlich attraktive Rahmenbedingungen für den Einsatz dieser Technologie. Vor diesem Hintergrund stellen Luftwärmepumpen insbesondere in geringer verdichteten Siedlungsstrukturen ohne Wärmenetzperspektive eine zentrale Option für eine zukünftige klimaneutrale Wärmeversorgung dar.

5.2.3 SOLEWÄRMEPUMPEN

Solewärmepumpen, auch als Erdwärmepumpen bezeichnet, nutzen die im Boden gespeicherte Wärme als Energiequelle. Diese Wärme wird über Erdsonden oder Erdkollektoren aufgenommen und über ein Wärmepumpensystem auf das für Heizzwecke benötigte Temperaturniveau angehoben.

Ein wesentlicher Vorteil dieser Technologie liegt in der relativ konstanten Temperatur des Erdreichs über das gesamte Jahr hinweg. Dadurch arbeiten Solewärmepumpen in der Regel effizienter und gleichmäßiger als Luftwärmepumpen. Die Jahresarbeitszahlen fallen häufig höher aus, was zu geringeren Betriebskosten führen kann.

Die Installation erfordert jedoch geologische Untersuchungen und Genehmigungen, insbesondere bei Tiefenbohrungen für Erdsonden. Zudem entstehen höhere Investitionskosten im Vergleich zu Luftwärmepumpen. In manchen Regionen können auch wasserrechtliche oder geologische Einschränkungen bestehen.

Solewärmepumpen eignen sich besonders für Gebäude mit ausreichend Grundstücksfläche oder für Standorte, an denen Tiefenbohrungen möglich sind.

Im Rahmen unserer Kommunalen Wärmeplanung stellen Solewärmepumpen eine wichtige Option für die dezentrale erneuerbare Wärmeversorgung dar, insbesondere in Gebieten ohne Wärmenetzperspektive.

Durch die relativ konstante Quelltemperatur des Erdreichs erreichen Solewärmepumpen in der Regel höhere und stabilere Effizienzen als Luftwärmepumpen. Dadurch können sie auch bei etwas höheren Vorlauftemperaturen wirtschaftlich betrieben werden und kommen daher grundsätzlich auch für Bestandsgebäude in Betracht.

Bei Anlagen mit Erdsonden kann zudem eine Regeneration des Erdreichs vorgesehen werden. Dabei wird dem Untergrund in den Sommermonaten Wärme zugeführt, um die langfristige Stabilität der Quelltemperatur zu verbessern. Dies kann beispielsweise über einfache Luftwärmetauscher, unverglaste Solarkollektoren oder andere Wärmequellen erfolgen. Eine solche Regeneration kann die Leistungsfähigkeit der Sonden erhöhen und in bestimmten Fällen dazu beitragen, die erforderliche Sondenlänge zu reduzieren.

5.2.4 BIOMASSEKESSEL

Biomassekessel erzeugen Wärme durch die Verbrennung biogener Brennstoffe, typischerweise Holzpellets, Hackschnitzel oder Scheitholz. Da bei der Verbrennung nur die Menge an Kohlendioxid freigesetzt wird, die zuvor während des Pflanzenwachstums aufgenommen wurde, gelten diese Brennstoffe bilanziell als weitgehend klimaneutral.

Ein Vorteil dieser Technologie besteht darin, dass sie auch hohe Vorlauftemperaturen bereitstellen kann und damit gut für Bestandsgebäude mit konventionellen Heizsystemen geeignet ist. Zudem können Biomassekessel sowohl in Einzelgebäuden als auch in größeren Anlagen zur Versorgung mehrerer Gebäude eingesetzt werden.

Allerdings sind Biomasseheizungen mit einem höheren Platzbedarf verbunden, da Lagerräume für Brennstoffe erforderlich sind. Außerdem entstehen bei der Verbrennung Emissionen von Feinstaub und anderen Luftschadstoffen, weshalb moderne Anlagen über entsprechende Filter- und Regelungssysteme verfügen müssen.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die begrenzte Verfügbarkeit nachhaltiger Biomasse. Holzbasierte Brennstoffe stehen nicht unbegrenzt zur Verfügung und müssen auch in anderen Bereichen genutzt werden. Daher wird Biomasse im Rahmen der Energiewende häufig gezielt für Anwendungen eingesetzt, bei denen andere Technologien (vor allem Wärmepumpen) schwer realisierbar sind.

5.2.5 HYBRID-HEIZSYSTEME

Hybrid-Heizsysteme kombinieren zwei unterschiedliche Wärmeversorgungstechnologien innerhalb eines Gebäudes. Eine häufig betrachtete Variante besteht aus der Kombination einer Luftwärmepumpe mit einem Gaskessel, der perspektivisch mit Biomethan betrieben wird.

In einem solchen System übernimmt die Wärmepumpe in der Regel den Großteil der Wärmeversorgung (ganzjährig > 65%), insbesondere bei moderaten Außentemperaturen. Der Gaskessel wird vor allem bei sehr niedrigen Temperaturen oder bei hohen Lastspitzen zugeschaltet. Dadurch kann die Wärmepumpe effizient betrieben werden, ohne dass sie für extreme Leistungsanforderungen ausgelegt werden muss.

Ein Vorteil dieses Ansatzes besteht in der hohen Versorgungssicherheit und Flexibilität. Besonders in Bestandsgebäuden mit höheren Heizlasten oder begrenzten Möglichkeiten zur Gebäudesanierung kann ein Hybridsystem eine praktikable Lösung darstellen.

Gleichzeitig kann der fossile Anteil der Wärmeversorgung deutlich reduziert werden, da ein großer Teil der Wärme durch die Wärmepumpe bereitgestellt wird. Durch den perspektivischen Einsatz von Biomethan im Gaskessel kann das System langfristig weiter dekarbonisiert werden.

Im Rahmen unserer Kommunalen Wärmeplanung werden Hybridlösungen i.d.R. als Übergangstechnologie betrachtet, die insbesondere in Bestandsgebieten eingesetzt wird, in denen ein vollständiger Umstieg auf rein elektrische Wärmepumpensysteme kurzfristig schwierig ist. Werden diese Techniken im Zieljahr 2040 empfohlen, wurde der Kesselanteil mit grünem Gas bzw. Biomethan kalkuliert. Eine Aufstellfläche für einen Flüssiggastank wäre im Rahmen eines langfristigen Konzeptes mitzudenken.

5.2.6 WÄRMENETZE

Wärmenetze stellen eine zentrale Versorgungsform dar, bei der Wärme in einer zentralen Erzeugungsanlage produziert und über ein Rohrleitungsnetz an mehrere Gebäude verteilt wird. Im Rahmen unserer Kommunalen Wärmeplanung werden Wärmenetze insbesondere in dicht bebauten Gebieten als wichtige Option für eine klimaneutrale Wärmeversorgung betrachtet.

Ein zentraler Vorteil von Wärmenetzen liegt in der Flexibilität der eingesetzten Wärmequellen. Unterschiedliche erneuerbare Energien und Abwärmequellen können in das System integriert werden, beispielsweise Großwärmepumpen, Solarthermieanlagen, industrielle Abwärme, Biomasseanlagen oder Geothermie. Durch diese Kombination verschiedener Quellen können Wärmenetze langfristig schrittweise dekarbonisiert werden.

Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass die Wärmeerzeugung zentralisiert erfolgt. Dadurch können effizientere und größere Anlagen eingesetzt werden, als dies in einzelnen Gebäuden möglich wäre. Zudem können Wartung und Betrieb der Anlagen professionell organisiert werden, wodurch sich für Gebäudeeigentümer der technische Aufwand reduziert.

Die Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen hängt jedoch stark von der Siedlungsstruktur, der Wärmequelle sowie der Wärmedichte ab. In Gebieten mit geringer Bebauungsdichte können die Investitionskosten für den Netzausbau vergleichsweise hoch sein. Daher eignen sich Wärmenetze besonders für verdichtete Wohngebiete, Ortskerne oder größere Gebäudekomplexe.

In dünn besiedelten Gebieten ist der wirtschaftliche Betrieb von Wärmenetzen aufgrund der geringen Wärmedichte häufig eingeschränkt. Eine wirtschaftliche Umsetzung ist in solchen Bereichen in der Regel nur unter günstigen Rahmenbedingungen möglich, beispielsweise wenn kostengünstige Wärmequellen wie industrielle oder gewerbliche Abwärme verfügbar sind. Zusätzlich können geringe Tiefbaukosten, etwa durch eine Trassenführung über unbefestigte Flächen oder entlang bestehender Infrastrukturen, die Wirtschaftlichkeit eines Wärmenetzes verbessern.

In der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) werden Netze ab mehr als 16 angeschlossenen Gebäuden oder mehr als 100 Wohneinheiten als förderfähige Wärmenetze definiert. Durch entsprechende Förderprogramme können sowohl Planung als auch Bau und Transformation solcher Netze unterstützt werden.

Im Handlungsleitfaden des BMWSB⁴² wird ein Wärmenetz ab einer Wärmelinienichte von 1.500 kWh/m*a empfohlen. Eine Empfehlung findet sich auch mit Bezug auf die Wärmeverbrauchsichte im Handlungsleitfaden. Hier werden 415 MWh/ha*a als Schwellwert angegeben.

⁴² Leitfaden Wärmeplanung – Empfehlung zur methodischen Vorgehensweise für Kommunen und andere Planungsverantwortliche

5.3 WÄRMEVERBRAUCHSENTWICKLUNG IN BERGKAMEN

Die Reduktion des Wärmebedarfs ist eine zentrale Voraussetzung für das Gelingen der Wärmewende. Nationale Langfristszenarien zeigen, dass sich der gebäudebezogene Wärmebedarf bis 2045 grundsätzlich um etwa 25 % bis knapp 50 % reduzieren lässt. Diese Werte setzen jedoch sehr ambitionierte Sanierungsraten und optimale Rahmenbedingungen voraus. Für die weitere Betrachtung wird daher ein realistischeres, technisch begründetes Reduktionspotenzial zugrunde gelegt, das sich stärker an den in der Vergangenheit beobachteten Entwicklungen orientiert.

Zur Abschätzung des maximal möglichen Einsparpotenzials wird angenommen, dass alle Wohngebäude sowie wohnähnliche Nichtwohngebäude vollständig saniert werden und energetisch dem heutigen KfW-55-Standard entsprechen (siehe Kapitel 7.3).

Da eine vollständige Sanierung des gesamten Gebäudebestandes bis 2045 unrealistisch ist, wird im Zielszenario eine realistischere Entwicklung der Sanierungsaktivitäten angenommen. Die Modellierung basiert auf Wahrscheinlichkeiten für Sanierungen und Effizienzmaßnahmen, die über die Zeit zunehmen und ihren Höhepunkt etwa um das Jahr 2040 erreichen. Gleichzeitig wird berücksichtigt, dass Neubauprojekte den Wärmebedarf teilweise wieder erhöhen können, sodass kurzfristig nur moderate Veränderungen des Gesamtwärmebedarfs auftreten.

Ausgehend von einem Nutzwärmebedarf von 509.844 MWh/a im Jahr 2025 ergibt sich unter den getroffenen Annahmen eine schrittweise Reduktion des Wärmebedarfs. Bis zum Jahr 2030 sinkt der Bedarf auf 506.074 MWh/a, was einer Reduktion von 3.770 MWh/a bzw. rund 0,7 % gegenüber dem Ausgangsjahr entspricht. Bis 2035 reduziert sich der Wärmebedarf weiter auf 478.756 MWh/a. Dies entspricht einer Reduktion von 31.088 MWh/a bzw. etwa 6,1 %. Im Zieljahr 2040 beträgt der Wärmebedarf schließlich 446.709 MWh/a. Gegenüber dem Ausgangsjahr ergibt sich damit eine Reduktion von 63.135 MWh/a bzw. rund 12,4 %.

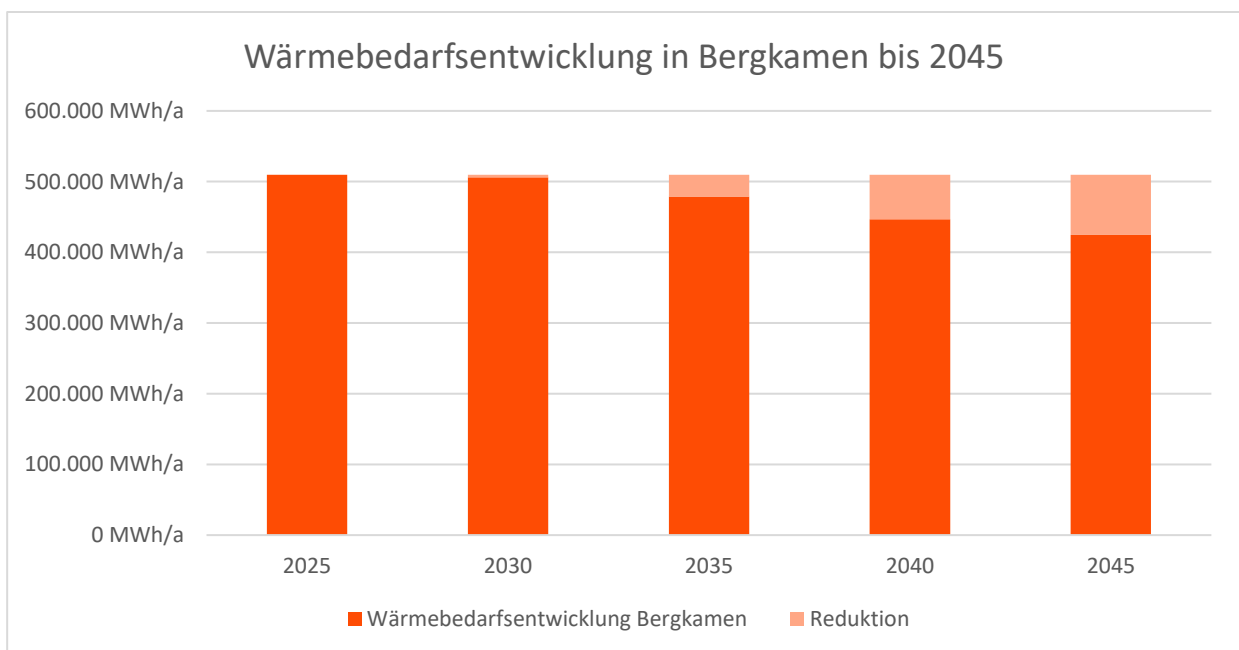


Abbildung 58: Wärmebedarfsreduktion in Bergkamen

5.4 BEWERTUNGSKRITERIEN FÜR WÄRMEVERSORGUNGSARTEN

Die Bewertung der zukünftigen Wärmeversorgungsarten erfolgt im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung gemäß den Anforderungen des Wärmeplanungsgesetzes (WPG), insbesondere nach den §§ 17 bis 19. Ziel ist es, für das Zieljahr der Planung eine nachvollziehbare und gesetzeskonforme Einordnung geeigneter Wärmeversorgungsoptionen für die einzelnen Teilgebiete des Gemeindegebiets vorzunehmen.

Gemäß § 17 WPG wird zunächst ein Zielszenario entwickelt, das die langfristige Entwicklung der Wärmeversorgung beschreibt. Dabei werden sowohl die zukünftige Entwicklung des Wärmebedarfs als auch die Entwicklung der für die Wärmeversorgung erforderlichen Energieinfrastrukturen berücksichtigt. Auf Grundlage dieser Annahmen werden verschiedene potenzielle Wärmeversorgungsarten für die jeweiligen Teilgebiete untersucht.

Im nächsten Schritt erfolgt nach § 18 WPG die Einteilung des Gemeindegebiets in voraussichtliche Wärmeversorgungsgebiete. Hierzu wird analysiert, welche Wärmeversorgungsart sich für ein bestimmtes Gebiet im Vergleich zu anderen Optionen besonders eignet. Die Bewertung erfolgt für mehrere Betrachtungszeitpunkte (insbesondere 2030, 2035 und 2040) und berücksichtigt dabei insbesondere folgende Kriterien:

- **Wärmegestehungskosten** der jeweiligen Versorgungsoption
- **Realisierungsrisiken** hinsichtlich technischer, wirtschaftlicher und infrastruktureller Umsetzbarkeit
- **Versorgungssicherheit** der Wärmebereitstellung
- **kumulierte Treibhausgasemissionen** über den Betrachtungszeitraum

Die verschiedenen Wärmeversorgungsarten (siehe Kapitel 5.2) werden anhand dieser Kriterien vergleichend bewertet. Wärmeversorgungsoptionen gelten als besonders geeignet, wenn sie im Vergleich zu anderen Optionen geringe Wärmegestehungskosten, niedrige Realisierungsrisiken, eine hohe Versorgungssicherheit sowie geringe Treibhausgasemissionen aufweisen.

Auf Basis dieser Bewertung wird gemäß § 19 WPG für jedes Teilgebiet eine **Eignungsstufe** für die jeweiligen Wärmeversorgungsarten festgelegt. Die Einordnung erfolgt in vier Kategorien:

- sehr wahrscheinlich geeignet
- wahrscheinlich geeignet
- wahrscheinlich ungeeignet
- sehr wahrscheinlich ungeeignet

Die Bewertung erfolgt unter Berücksichtigung der lokalen Rahmenbedingungen, wie beispielsweise der Siedlungsstruktur, der Wärmedichte, vorhandener Energieinfrastrukturen sowie potenzieller erneuerbarer Wärmequellen. Die resultierende Einstufung dient als

Grundlage für die räumliche Darstellung der voraussichtlichen Wärmeversorgungsarten im Zieljahr der Kommunalen Wärmeplanung.

Die Methodik ermöglicht damit eine transparente, vergleichbare und gesetzeskonforme Bewertung der Wärmeversorgungsoptionen und bildet die Grundlage für die Entwicklung des maßgeblichen Zielszenarios der Wärmeversorgung.

5.4.1 BEWERTUNGSMATRIX FÜR DIE WÄRMEVERSORGUNGSARTEN

Zur vergleichenden Bewertung der möglichen Wärmeversorgungsarten wird eine Kriterienmatrix verwendet. Die einzelnen Versorgungsoptionen werden anhand zentraler Kriterien bewertet, die sich aus den Anforderungen des Wärmeplanungsgesetzes (§ 18 WPG) ableiten. Ziel ist es, die verschiedenen Wärmeversorgungsarten transparent und vergleichbar hinsichtlich ihrer Eignung für die einzelnen Teilgebiete zu bewerten.

Die Bewertung erfolgt anhand eines semiquantitativen Punktesystems auf einer Skala von 1 bis 4, wobei höhere Punktwerte eine bessere Eignung der jeweiligen Wärmeversorgungsart anzeigen.

Die folgende Tabelle stellt eine technologiebezogene Grundbewertung der betrachteten Wärmeversorgungsarten dar. Sie bewertet die grundsätzliche Eignung der Technologien unabhängig von konkreten lokalen Rahmenbedingungen.

Bewertungsskala:

1 = gering geeignet, 2 = eingeschränkt geeignet, 3 = bedingt geeignet, 4 = gut geeignet
5 = sehr gut geeignet

Tabelle 21: Grundlegende Bewertung Wärmeversorgungsarten

Wärmeversorgungsart	Wärmegestehungskosten	Realisierungsrisiken	Versorgungssicherheit	THG-Emissionen	Summe
Gaskessel (Biomethan)	<i>Individuell</i>	4	3	2	12
Wärmenetz	<i>individuell</i>	<i>individuell</i>	5 bzw. 2*	5	9 - 19
Luftwärmepumpe	<i>individuell</i>	<i>individuell</i>	3	5	12 - 18
Solewärmepumpe	<i>individuell</i>	<i>individuell</i>	3	5	12 - 17
Biomassekessel	<i>individuell</i>	<i>individuell</i>	4	3	12 - 14
Hybrid (LWP/EWP + Biomethankessel)	<i>individuell</i>	<i>individuell</i>	4	3	12 - 15

* in Gebieten außerhalb potenzieller Wärmenetzgebiete und sehr niedriger Wärmeverbrauchsichten

Diese Bewertung bildet die grundsätzlichen Eigenschaften der Technologien hinsichtlich Wirtschaftlichkeit, Umsetzbarkeit, Versorgungssicherheit und Klimawirkung ab, wobei die Wirtschaftlichkeit über eine Vollkostenrechnung der jeweiligen Lösung stets in ein relatives Verhältnis zueinander gesetzt und bewertet wird. Dabei spielen der Energiestandard, Vorlauftemperaturen, Gebäudetyp und die Lage des Gebäudes (Gebietstypisierung) eine entscheidende Rolle. Die Realisierungsrisiken für Wärmenetze, Luftwärmepumpen und Solewärmepumpen werden, je nach Bebauung oder Planstand für Wärmenetze, individuell und gebäudescharf bewertet. Im Ergebnis lassen sich aus den einzelnen Kategorien Summen bilden und es lässt sich eine Gesamtwahrscheinlichkeit für die jeweilige Versorgungsart gebäudescharf ableiten.

Tabelle 22: Eignungsstufen

Gesamtpunktzahl	Einstufung	Bedeutung
17 – 20 Punkte	sehr wahrscheinlich geeignet	Die Wärmeversorgungsart ist unter den gegebenen Rahmenbedingungen sehr gut geeignet und stellt eine bevorzugte Versorgungsoption dar.
14 – 16 Punkte	wahrscheinlich geeignet	Die Wärmeversorgungsart ist gut geeignet und stellt eine realistische Versorgungsoption dar.
10 – 13 Punkte	wahrscheinlich ungeeignet	Die Wärmeversorgungsart ist grundsätzlich möglich, weist jedoch Einschränkungen oder Unsicherheiten auf.
4 – 9 Punkte	sehr wahrscheinlich ungeeignet	Die Wärmeversorgungsart ist unter den gegebenen Rahmenbedingungen nur eingeschränkt geeignet.

5.4.2 GEBIETSTYPISIERUNG IM RAHMEN DER BEWERTUNGSMATRIX

Zusätzlich zur grundsätzlichen Bewertung der einzelnen Wärmeversorgungsarten wird deren Eignung in Abhängigkeit der geplanten Wärmenetzstruktur im Gemeindegebiet betrachtet. Dies ist wichtig, um das Realisierungsrisiko abzuschätzen. Dabei wird zwischen vier Gebietskategorien unterschieden:

Tabelle 23: Gebietstypisierung am Beispiel MFH

Gebietskategorie	Beschreibung	Realisierungsrisiko
Bestandsgebiet (bestehendes Wärmenetz)	Gebiete, die bereits durch ein bestehendes Wärmenetz versorgt werden. In diesen Bereichen liegt der Fokus der Planung auf der Transformation und Dekarbonisierung der bestehenden Wärmeversorgung, beispielsweise durch die Integration erneuerbarer Energien, Abwärme oder Großwärmepumpen.	5
Wärmenetzgebiet	Gebiete, in denen der Ausbau eines Wärmenetzes mit hoher Wahrscheinlichkeit vorgesehen ist. Hier bestehen aufgrund der Wärmedichte und der infrastrukturellen Rahmenbedingungen gute Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Netzbetrieb.	4
Prüfgebiet	Gebiete, in denen ein Wärmenetzausbau grundsätzlich möglich erscheint, dessen Realisierung jedoch maßgeblich von der zukünftigen Anschlussquote und der wirtschaftlichen Entwicklung abhängt. Diese Gebiete umfassen häufig Einfamilienhausgebiete mit mittlerer Wärmedichte.	3
Gebiete ohne aktuelle Wärmenetzperspektive	Gebiete, in denen aufgrund geringer Wärmedichte oder großer Entfernungen derzeit kein wirtschaftlicher Wärmenetzausbau erwartet wird. Hier stehen vorrangig dezentrale Wärmeversorgungslösungen im Fokus.	2

5.5 WÄRMENETZE UND WÄRMENETZBETREIBER IN BERGKAMEN

In Bergkamen sind gleich mehrere Wärmenetzbetreiber aktiv. Der im Grunde „größte“ Wärmenetzbetreiber, wenn nach reinem Wärmeabsatz geurteilt wird, ist die Bayer AG. Innerhalb der Kommunalen Wärmeplanung ist dieses Gebiet erfasst und auf Abwärmepotenziale hin untersucht wurden, jedoch wurde auf die Entwicklung einer Dekarbonisierungsstrategie oder über überhaupt auf die Entwicklung eines zukünftigen Zielszenarios des Bayerstandortes verzichtet. Mit der Entwicklung derartiger Pläne ist die Bayer- AG bereits beschäftigt. Die Veröffentlichung dieser Pläne ist jedoch in eine abgesprochene Unternehmenskommunikation eingebettet, wodurch Veröffentlichungen innerhalb dieses Dokumentes deplatziert wären. Für die zukünftige Prozesswärmebereitstellung wurde innerhalb der Planung pauschal Wasserstoff als Energieträger angenommen. Dies gilt auch für weitere Akteure, die Prozesswärme >5 GWh benötigen.

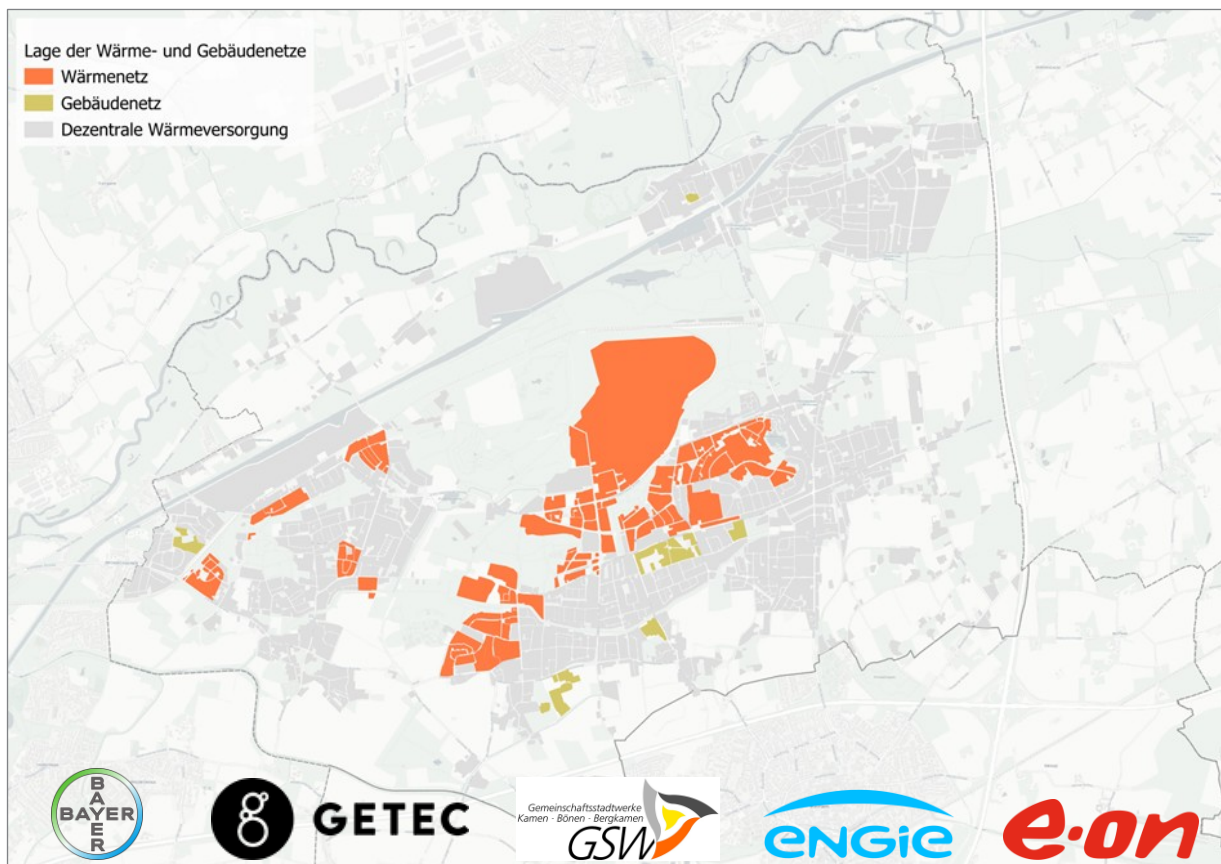


Abbildung 59: Lage der bestehenden Wärmenetze in Bergkamen

Der für die Bewohner Bergkamens maßgebliche Wärmenetzbetreiber ist die Gemeinschaftsstadwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen (GSW). Bereits heute versorgt die GSW die Stadt Bergkamen mit rund 40 GWh/a Wärme. Ein wesentlicher Anteil dieser Wärmemenge – über 80 % – wird aus regenerativer Abwärme des Biomasseheizkraftwerks (BMHKW) Bergkamen (E.ON) bereitgestellt. Die verbleibenden rund 20 % werden über eigene Gaskessel gedeckt, die insbesondere zur Spitzenlastabdeckung sowie zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit dienen.

Das BMHKW verfügt über eine thermische Leistung von rund 20 MWth und wird mit Altholz betrieben. Es ist somit als Biomasseheizkraftwerk einzuordnen. Diese Einordnung ist insbesondere im Hinblick auf zukünftige Wärmenetzausbauten von Bedeutung, da im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) der Anteil von Wärme aus Biomasse langfristig begrenzt ist. Für geförderte Wärmenetze gilt, dass der Anteil an Biomassewärme perspektivisch auf maximal 25 % reduziert werden muss; in Übergangsphasen sind zunächst höhere Anteile zulässig. Wird diese Vorgabe nicht eingehalten, besteht das Risiko einer Rückforderung von Fördermitteln.

Die derzeitige Nutzung von Altholz als Wärmequelle ermöglicht der GSW ein vergleichsweise günstiges Preisniveau für die angeschlossenen Verbraucher. Nach Auswertungen öffentlich verfügbarer Fernwärmepreise (u. a. über das Portal waermepreise.info des Verbands kommunaler Unternehmen e. V.) liegt der Mischpreis der GSW im Jahr 2025 bei rund 11 ct/kWh und damit im unteren bis mittleren Bereich vergleichbarer Fernwärmenetze in Nordrhein-Westfalen.

Vor diesem Hintergrund steht die GSW vor der Herausforderung, ihr bestehendes Wärmesystem im Zuge der Wärmewende schrittweise auf alternative, förderfähige und langfristig nachhaltige Wärmequellen umzustellen. Ziel ist es, die Voraussetzungen für einen weiteren Netzausbau zu schaffen und gleichzeitig das derzeit wettbewerbsfähige Preisniveau möglichst zu erhalten.

Neben der GSW existieren innerhalb des Stadtgebiets Bergkamen weitere Wärmenetzbetreiber, darunter E.ON, ENGIE und GETEC, deren Netze derzeit überwiegend auf Erdgas basieren.

Perspektivisch werden in den kommenden Jahren die Netze der GSW zu einem großen Netz miteinander verbunden. Aber auch darüber hinaus sind Netzverknüpfungen möglich. Im Rahmen einer ersten Beteiligungsrunde wurde mit allen anderen Netzbetreibern (E.ON, GETEC und Engie), die in Bergkamen aktiv sind, gesprochen. Da nach dem Wärmeplanungsgesetz §29 bis zum Jahr 2030 für alle Wärmenetze, die unter eine solche Kategorie fallen (mindestens 16 Gebäude oder mehr als 100 Wohneinheiten), ein Anteil regenerativer Energien in Höhe von mindestens 30% nachgewiesen werden muss, besteht auch für die meisten dieser Netze Handlungsbedarf. Einzig das Netz der GETEC erfüllt die Anforderungen nach dem Wärmeplanungsgesetz.

Eine Belieferung regenerativer Wärme hin zu den Netzen der E.ON und der Engie wurde bereits besprochen. Es besteht Gesprächsbereitschaft. Innerhalb unserer Planung gehen auch wir langfristig von einem Zusammenschluss der Netze aus, was gleichzeitig nicht bedeutet, dass diese Netze automatisch auch den Besitzer wechseln.

Die netzgebundene Wärmeversorgung (Wärmenetze) teilt sich in folgende Netze auf. Da die Netze der GSW zukünftig sicher miteinander verbunden werden sollen, wurde auf eine weitere Ausdifferenzierung der GSW- Netze verzichtet.

Tabelle 24: Wärmeabnahmemengen der bestehenden Wärmenetze Bergkamen

Netzbetreiber	Art	Gebäudetyp	Anzahl	Wärmeabnahme
GSW	Wärmenetz (Alle Netze)		3 + 1 (neu)	40.391 MWh/a
		ZFH	227	2.258 MWh/a
		RH	79	1.433 MWh/a
		NWG	33	7.732 MWh/a
		MFH	188	11.131 MWh/a
		GMFH	53	12.167 MWh/a
		EFH	50	5.669 MWh/a
GETEC	Wärmenetz (Danziger Straße)		1	1.384 MWh
		ZFH	0	0 MWh
		RH	7	56 MWh
		NWG	0	0 MWh
		MFH	37	1.140 MWh
		GMFH	1	189 MWh
		EFH	0	0 MWh
Engie	Wärmenetz (Berliner Straße)		1	4.011 MWh
		ZFH	0	0 MWh
		RH	0	0 MWh
		NWG	0	0 MWh
		MFH (Hasten)	20	3.568 MWh
		GMFH	0	0 MWh
		EFH (Hasten)	2	443 MWh
E.ON	Wärmenetz (Alle Netze)		1	3.991 MWh
		ZFH	0	0 MWh
		RH	4	239 MWh
		NWG	0	0 MWh
		MFH	49	3.753 MWh
		GMFH	0	0 MWh
		EFH	0	0 MWh

Die aktuelle Erzeugung der netzgebundenen Wärme findet auf Grundlage folgender Energieträger statt:

Tabelle 25: Energieträgermix der bestehenden Wärmenetze in Bergkamen

Netzbetreiber	Art	Gebäudetyp	Anteile Energieträger
GSW	Wärmenetz (Alle Netze)	Biomasse	68%
		Erdgas	32%
GETEC	Wärmenetz (Danziger Straße)	Heizöl	33%
		Pellets	67%
Engie	Wärmenetz (Berliner Straße)	Erdgas	100%
E.ON	Wärmenetz (Alle Netze)	Erdgas	100%

Im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung wurden Gespräche mit der GSW geführt. Ziel dieser Gespräche war es, den aktuellen Planungsstand einer möglichen Wärmenetztransformation (bzw. eines Wärmenetzausbaus) zu ermitteln und darüber hinaus Kenntnisse zur aktuellen Betriebsführung zu erlangen. Auf Basis dieser Gespräche konnten erste Einschätzungen zur Realisierbarkeit zukünftiger Wärmenetztransaktionsprojekte gewonnen werden.

Auf Grundlage dieser Erkenntnisse wurde das Stadtgebiet in vier Gebietskategorien unterteilt: Bestandsgebiete mit bereits vorhandenen Wärmenetzen, zukünftige Wärmenetzversorgungsgebiete und Prüfgebiete mit grundsätzlich möglicher Netzperspektive sowie Gebiete ohne aktuelle Wärmenetzperspektive. Als Grundlage diente ein von der GSW beauftragter Transformationsplan, welcher bereits im Frühjahr 2026 fertiggestellt wurde.

Die Gebietstypisierung dient als Grundlage für die Bewertung der verschiedenen Wärmeversorgungsoptionen im Rahmen der Bewertungsmatrix.

Da in Bestandsgebieten die erforderliche Infrastruktur bereits vorhanden ist und etablierte Betreiberstrukturen bestehen, wird hier von einem sehr geringen Realisierungsrisiko ausgegangen. Für diese Gebiete wurde daher in der Bewertungsmatrix die höchste Punktzahl vergeben. Für zukünftig geplante Wärmenetzversorgungsgebiete (das sind Gebiete die nach Planung der GSW 2030, 2035, 2040 und 2045 planmäßig erschlossen werden) wurde die zweithöchste Punktzahl vergeben.

In Prüfgebieten hängt die Umsetzung hingegen stärker von zukünftigen Anschlussquoten und wirtschaftlichen Entwicklungen ab, weshalb hier ein mittleres Realisierungsrisiko angesetzt wird. In Gebieten außerhalb der aktuellen Wärmenetz- und Prüfgebiete wird aufgrund der häufig geringen Wärmedichte und der damit verbundenen wirtschaftlichen Herausforderungen derzeit kein realistischer Wärmenetzausbau erwartet. Entsprechend wird hier ein deutlich höheres Realisierungsrisiko angenommen. Dieser Umstand wurde auch innerhalb der Bewertung der Versorgungssicherheit mitberücksichtigt.

Diese differenzierte Betrachtung ermöglicht eine realistische Einschätzung der Umsetzbarkeit verschiedener Wärmeversorgungsoptionen innerhalb der einzelnen Teilgebiete.

5.5.1 TRANSFORMATIONSPLANUNG DER GSW IN BERGKAMEN

Unter Einsichtnahme in die konkreten Transformationspläne der GSW wurden zwei unterschiedliche Varianten untersucht.

1. Variante (A): Anbindung an das Wärmenetz Kamen. Hierüber könnte das in der Potenzialanalyse (Kapitel 4.5.4.2) beschriebene Grubenwasserpotenzial am Haus Aden auch in Kamen nutzbar gemacht werden. Eine Netzeinspeisung in Kamen würde bedeuten, dass über den Wärmebedarf in Bergkamen hinaus Grubenwasserpotenziale erschlossen werden müssen. Parallel dazu sollen Solarthermieanlagen errichtet werden (Kapitel 4.5.1.4). Innerhalb der Planung wird diese Variante präferiert, da dies eine hohe Auslastung der Großwärmepumpen am Haus Aden nach sich zöge. Auch das BMHKW

könnte mehr Wärme auskoppeln als ohne Netzverbindung. Die wirtschaftlichen Vorteile der Quellen könnten die zusätzlichen Kosten des Netzausbaus übertreffen.

2. Variante (B): Keine Einbindung des Kamener Wärmenetzes. In diesem Fall fällt der Ausbau der Wärmeerzeuger am Haus Aden etwas geringer aus (- 5 MW).

Seitens der GSW wurde für Bergkamen folgender Ausbauplan angenommen.

Tabelle 26: Transformationsplan der GSW Fernwärmenetz Bergkamen

Trafoplan Fernwärmenetz Bergkamen	Variante				
					A
Zeitscheibe bis [Jahr]	2030	2035	2040	2045	2045
Zubau Verteilnetz	10.567 m	11.001 m	6.341 m	15.649 m	13.799 m
Zubau Hausanschlüsse [Stk.]	251	402	343	434	434
Zubau aus Grubenwasser	2,50 MW	2,50 MW	2,50 MW	7,50 MW	2,50 MW
Zubau Solarthermie	-	-	-	15,80 MW	15,80 MW
Abgabemenge, Zubau	6,90 GWh/a	9,80 GWh/a	4,70 GWh/a	52,00 GWh/a	9,70 GWh/a
vertragliche Leistung, Zubau	3.553 kW	4.939 kW	2.399 kW	4.155 kW	4.155 kW

Die jeweiligen Angaben verstehen sich stets als Zubau. Es werden demnach bis 2045 rund 40 Km Verteilnetz hinzugebaut. 15,0 MW werden bis zu 2045 zusätzlich zu den bestehenden Anschlussleistungen (ca. 15 MW) vertraglich auf Anschlussnehmerseite zugesichert. Um dies sicherzustellen, werden in Summe 12,5 bzw. 17,5 MW Wärmeerzeugungsleistung am Haus Aden errichtet und unabhängig von der Variante durch mindestens 15,80 MW zusätzlich über regenerative Anlagen (Solarthermie) abgesichert. Spitzenlastkessel sichern zudem das Netz ab. Variante A würde den Zusammenschluss mit dem Wärmenetz Kamen bedeuten, was 5 MW mehr Erzeugungsleistung am Haus nach sich zöge.

Da der Ausbau bereits fünfjahresscheibengenau geplant wurde, lieferte der Transformationsplan zukünftig geplante Wärmenetzausbaubereiche.

Pro Jahr werden in etwa 2.000 bis maximal 3.000m Trasse in Bergkamen verlegt. Da für Kamen ein ähnliches Pensum geplant wurde, kann von einem ambitionierten Plan, der möglichst frühzeitig mit den Kommunen gemeinsam angegangen wird, gesprochen werden. Die nationalen Ausbauziele sehen jährlich 100.000 neue Gebäudeanschlüsse vor. Auf ein Stadtwerk in der Größenordnung der GSW heruntergebrochen läge die Ausbaugeschwindigkeit bei lediglich 1.000m – 2.000m pro Jahr. Gleichzeitig hat die GSW bereits eine ausführliche Personalplanung vorgenommen, um diesen Trassenausbau abzusichern. Als Planer gehen wir aktuell davon aus, dass die GSW den Trassenausbau sowohl personell als auch monetär in ihren Planungen berücksichtigt haben.

Der Zubau des Verteilnetzes in Bergkamen konzentriert sich hauptsächlich auf den Nordwesten des Plangebietes. Dort würde auch die neue Wärmeerzeugungsanlage am Haus Aden errichtet werden (roter Punkt). Durch den zusätzlichen Absatz von 31,1 GWh/a bis zum Jahr 2045, geht die GSW insgesamt von einem zukünftigen Gesamtwärmenetzabsatz von etwa 71 GWh/a in ganz Bergkamen aus. Gemeinsam mit den Bestandsnetzen GETEC, E.ON und Engie würden somit insgesamt ca. 80 GWh/a Wärme über die Netze verteilt werden. Dies wäre ein immenser Beitrag zur Dekarbonisierung der Stadt Bergkamen, auch wenn darauf hingewiesen werden muss, dass Bergkamen bereits bis 2040 per Ratsitzungsbeschluss klimaneutral werden wollte.

Um die Dekarbonisierungsziele der Stadt Bergkamen bereits 2040 zu erreichen, gäbe es zwei Möglichkeiten:

1. Schnellerer Wärmenetzausbau sowie Wärmequellenaufbau als im Transformationsplan vorgesehen (innerhalb dieses Entwurfes vorgesehen)
2. Ab 2040 Biomethanversorgung oder Bioölversorgung jener Kesselanlagen, die bis dahin noch nicht durch einen Wärmenetzanschluss abgelöst wurden.

5.5.2 DER TRANSFORMATIONSPLAN INNERHALB DER KWP

Innerhalb der Kommunalen Wärmeplanung wurden die Wärmenetz- Ausbaupläne der GSW als konkrete Ausbauplanung berücksichtigt. Gleichzeitig stellte sich die Frage, ob jedes Gebiet als zukünftiges Wärmenetzausbauggebiet in die KWP „Eins-zu-Eins“ übernommen werden kann. In einigen Baublöcken wurde ein sehr hoher Einfamilienhausanteil festgestellt. Durch diese Gebiete wird zwar eine Wärmenetztrasse verlaufen (oder unweit davon), jedoch wäre es irreführend das komplette Gebiet als zukünftiges Wärmenetzgebiet auszuweisen. In Absprache mit der GSW und der Stadt unterteilten wir diese Gebiete in Wärmenetzausgebiete (sobald ein hoher Mehrfamilienhausanteil vorlag) und in sogenannte Prüfgebiete (sobald ein hoher Ein- oder Zweifamilienhausanteil vorlag) um Missverständnisse zu vermeiden.

In den sogenannten Prüfgebieten mit hohem Einfamilienhausanteil ist eine weiterführende Absprache zwischen Interessenten und der GSW notwendig, um tatsächlich einen Wärmenetzanschluss zu erhalten. Stickleitungen zu einzelnen Einfamilienhäusern sind sehr unwahrscheinlich, sodass sich im Idealfall ganze Straßen zu einem Wärmenetzanschluss bekennen sollten, um in Straßen mit einer relativ niedrigen Wärmeliniedichte einen Anschluss zu erhalten. Der um Prüfgebiete ergänzte Wärmenetzausbauplan für Bergkamen unter Berücksichtigung der geschilderten Rahmenbedingungen ist in Abbildung 60 zu sehen und kann auf der Website der Stadt Bergkamen eingesehen werden.

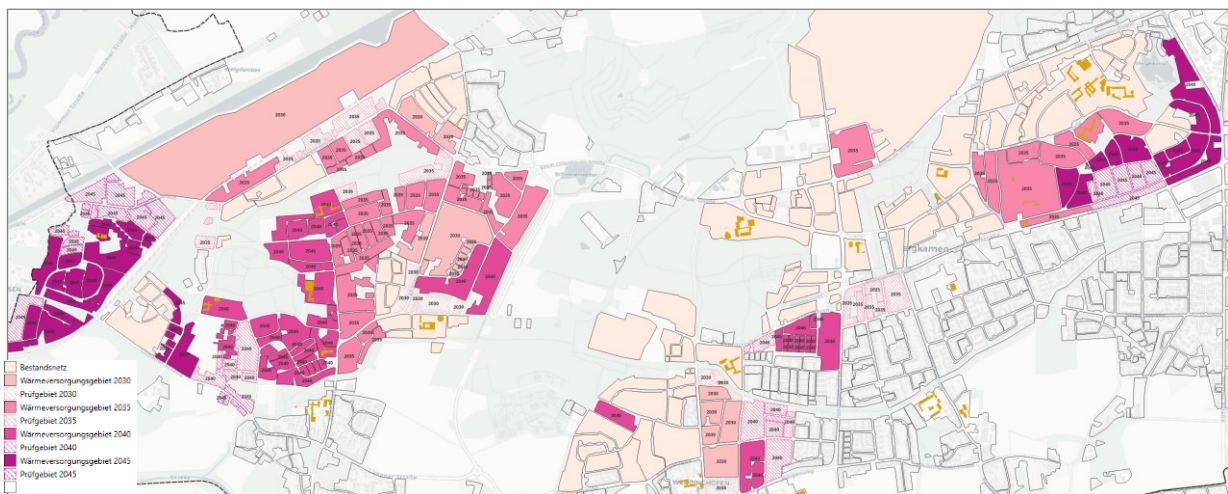


Abbildung 60: Wärmenetzausbauplan der Kommunalen Wärmeplanung Bergkamen

Unter Anwendung der Bewertungsmatrix wurde parallel dazu ein wahrscheinliches Wärmenetzausbauszenario für das Zieljahr 2045 ermittelt (Abbildung 60). Die rot eingefärbten Kacheln bedeuten, dass die vorherrschende Wärmeerzeugungsart in diesen Baublöcken Wärmenetze sein werden. Die schraffiert dargestellten Flächen sind Prüfgebiete. Damit aus Prüfgebieten echte Wärmenetzgebiete werden, müssen auf Grund der niedrigeren Wärmeverbrauchsichten höhere Anschlussquoten (ca. ein Drittel mehr und mind. 70%) erreicht werden, als in den ausgewiesenen Wärmenetzversorgungsgebieten. Eine Anschlussquote drückt das Verhältnis der realisierten Anschlüsse im Verhältnis zu den theoretischen Anschlüssen aus. Die GSW wird, wie in normalen Wärmenetzausbaugebieten auch, das jeweilige Interesse der Anwohner abfragen. Anhand der Rückläufer wird der weitere

Trassenverlauf entschieden. Natürlich können sich auch im Vorfeld die Einwohner innerhalb der Prüfgebiete miteinander absprechen, um ihre möglichen Bedarfe miteinander abzustimmen und diese dann der GSW gegenüber mitteilen.

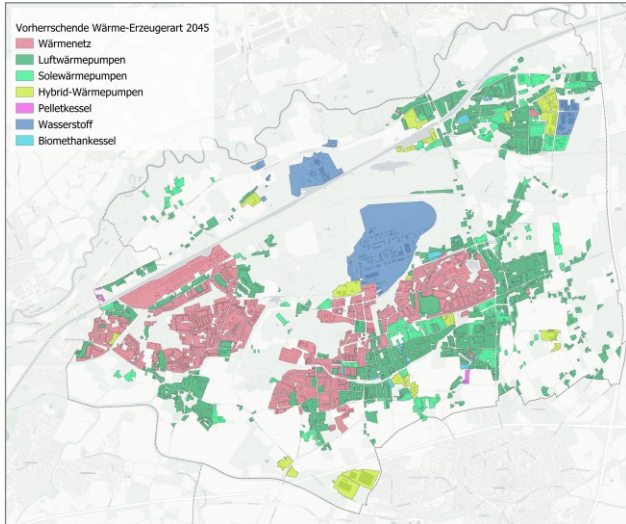


Abbildung 61: Vorherrschende Wärme-Erzeugungart 2045

Es stellte sich heraus, dass der zukünftige Absatz über das komplette Wärmenetz in Bergkamen und unter Berücksichtigung der angesetzten Sanierungsraten 2045 bei rund 90 GWh/a liegen kann. Wobei bei einer 100%igen Anwendung der Matrix noch viele Ein- und Zweifamilienhäuser, sowie Reihenhäuser angeschlossen werden, was dazu führt, dass deutlich mehr Anschlüsse als die im Transformationsplan kalkulierten 1.430 hergestellt werden müssten.

Beschränkt sich die GSW auf 20% dieser Häuser wären, anstatt der 1.430 kalkulierten Anschlüsse, nur ca. 1.250 Anschlüsse herzustellen (siehe Tabelle 27), bei einer dann um 2,5 GWh niedrigeren Gesamtabsatzmenge als in der Transformationsplanung. Somit bestätigt die kommunale Wärmeplanung die Ausbaupläne der GSW und zeigt zudem Optimierungspotenziale auf.

Folgende Gebäudeklassen werden in Anzahl und Wärmeabsatzmenge angeschlossen werden können:

Tabelle 27: Anschlüsse und Absatzmenge nach Bewertungsmatrix (KWP)

Bergkamen	2045 nach KWP	2025	2045 nach KWP	2025	Zubau bis 2045	
	Anschlüsse	Anschlüsse	MWh/a	MWh/a	Anschlüsse	MWh/a
ZFH	1055	227	8.487	2.258	166*	2.491*
RH	1162	90	9.875	1.728	214*	3.259*
NWG	141	33	13.795	7.732	108	6.063
MFH	908	289	34.441	19.592	619	14.849
GMFH	81	54	12.464	12.355	27	109
EFH	636	54	10.926	6.112	116*	1.926*
Summe	3983	747	89.988	49.777	1.250	28.698

*20% Zubau der identifizierten Anschlüsse ZFH/EFH/RH mit doppelt so hohen Verbräuchen wie der Durchschnitt

Anhand der nur leicht steigenden Absatzmenge der großen Mehrfamilienhäuser (GMFH) trotz, 27 zusätzlicher Anschlüsse ist die Annahme einer Sanierung vor allem dieser Gebäude gut erkennbar.

Durch den Transformationsplan fand bereits eine Vorauswahl der Wärmenetzausbauggebiete seitens der GSW statt. Folgende Kennzahlen, die laut Handlungsleitfaden des BMWSB maßgeblich sind, konnten dabei ermittelt werden:

Tabelle 28: Wärmeverbrauchsdichten nach Ausbauggebiet

Gebiet	Wärmeverbrauchsdichte
Bestandsnetz	398,84 MWh/ha*a
Wärmeversorgungsgebiet 2030	350,53 MWh/ha*a
Wärmeversorgungsgebiet 2035	321,63 MWh/ha*a
Wärmeversorgungsgebiet 2040	383,76 MWh/ha*a
Wärmeversorgungsgebiet 2045	352,86 MWh/ha*a
Prüfgebiet 2030	223,38 MWh/ha*a
Prüfgebiet 2035	281,47 MWh/ha*a
Prüfgebiet 2040	300,16 MWh/ha*a
Prüfgebiet 2045	283,11 MWh/ha*a

Der Richtwert für die Empfehlung eines Wärmenetzes auf Basis der Wärmeverbrauchsdichten, liegt bei einer Größenordnung in Höhe von 415 MWh/ha*a⁴³. Innerhalb des Bergkamener Bestandsnetzes liegt der Wert bei knapp 400 MWh/ha*a. Besonders geeignete Gebiete wurden bereits erschlossen. In Tabelle 28 ist zu erkennen, dass auch im Bestandsnetz die empfohlenen Wärmeverbrauchsdichten nicht erreicht wurden. Gleichzeitig deutet der relativ niedrige Fernwärmepreis der GSW darauf hin, dass trotz einer solchen Wärmeverbrauchsdichte ein Fernwärmenetz durchaus wirtschaftlich erfolgreich betrieben werden kann. Die Wärmeverbrauchsdichte ist also ein wichtiger Orientierungswert für die Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen, bildet jedoch nur die Kosten der Infrastruktur ab. Entscheidend ist ebenso die Wärmequelle: Günstige und kontinuierlich verfügbare Wärme – wie aus Altholz oder Grubenwasser – kann auch in Gebieten mit geringerer Wärmedichte einen wirtschaftlichen Netzbetrieb ermöglichen.

Es zeigt sich, dass sich die Unterscheidung zwischen Prüfgebieten und Wärmenetzausbaugebieten deutlich in der Bebauungsstruktur widerspiegelt. Insbesondere weisen die Wärmenetzausbaugebiete in der Regel vorteilhaftere Wärmeverbrauchsdichten auf. In der Praxis bedeutet eine deutlich niedrigere Wärmeverbrauchsdichte in Prüfgebieten höhere Anforderungen an Anschlussquoten in derartigen Gebieten. Die letztendliche Entscheidung darüber wo ein Netz ausgebaut, trifft der Wärmenetzbetreiber. Eine einseitige Ableitung auf Grund von Wärmeverbrauchs- oder Wärmelinienindichten ist nicht praktikabel da besonders günstige oder teure Wärmequellen diese Kennziffern schnell relativieren können.

⁴³ Leitfaden Wärmeplanung (BMWSB) Juni 2024

5.6 WIRTSCHAFTLICHKEIT DER WÄRMEVERSORGUNGSARTEN

Die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Wärmeversorgungsarten stellt ein zentrales Kriterium bei der Bewertung möglicher Transformationspfade der zukünftigen Wärmeversorgung dar. Neben der technischen Umsetzbarkeit und den Treibhausgasemissionen spielt insbesondere die langfristige Kostenstruktur der einzelnen Technologien eine wichtige Rolle bei der Einordnung ihrer Eignung für unterschiedliche Teilgebiete.

Zur vergleichenden Bewertung wird im Rahmen dieser Planung auf die Wärmegestehungskosten der jeweiligen Versorgungsoption abgestellt. Diese umfassen neben den einmaligen Investitionskosten für Anlagen und Infrastruktur auch laufende Betriebs- und Energiekosten sowie Wartungs- und Instandhaltungskosten über den Betrachtungszeitraum. Die Wirtschaftlichkeit einer Wärmeversorgungsart hängt dabei maßgeblich von lokalen Rahmenbedingungen ab, wie beispielsweise dem Wärmebedarf der Gebäude, der Bebauungsstruktur und der Verfügbarkeit geeigneter Energiequellen.

Darüber hinaus können staatliche Förderprogramme, technologische Entwicklungen sowie zukünftige Energiepreisentwicklungen die wirtschaftliche Bewertung einzelner Technologien beeinflussen. Vor diesem Hintergrund erfolgt die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit im Rahmen dieser Wärmeplanung als vergleichende und semiquantitative Einschätzung, die typische Kostenstrukturen der jeweiligen Technologien berücksichtigt.

Die nachfolgenden Abschnitte geben einen Überblick über die wirtschaftlichen Eigenschaften der betrachteten Wärmeversorgungsarten und ordnen diese im Hinblick auf ihre potenzielle Rolle in der zukünftigen Wärmeversorgung der Gemeinde ein. Dabei wird berücksichtigt, dass die Wirtschaftlichkeit einzelner Technologien stark von den jeweiligen Gebietskategorien – insbesondere von Wärmenetzgebieten, Prüfgebieten sowie Gebieten ohne aktuelle Wärmenetzperspektive abhängen kann.

5.6.1 WIRTSCHAFTLICHKEIT DER WÄRMENETZE IN BERGKAMEN

Mit dem Wärmenetzausbau sowie dem Zubau großer Wärmeerzeugungsanlagen gehen hohe Investitionen einher. Der KWW- Technikkatalog Wärmeplanung des Kompetenzzentrums Kommunale Wärmewende (KWW) gibt für die zu errichtenden Anlagen und Infrastrukturmaßnahmen folgende Preise aus:

Tabelle 29: Kostengrundlage Preisabschätzung

Wärmenetz Bergkamen	Kosten
Erzeuger	
Großwasserwärmepumpe (Klärwerk/Grubenwasser)	1.200 - 1.800 €/kW
Solarthermie	440 - 600 €/kW
Pumpstation	69 - 100 €/kW
Wärmetrasse	
Tiefbau	1.100 - 1.800 €/m
Material	200 - 400 €/m
Summe	1.300 - 2.200 €/m

Gleichzeitig können für derartige Maßnahmen Fördermittel für Investitionen in Höhe von 40% in Anspruch genommen werden.

Nach Absprache mit der GSW wurde je nach Anschlussdichte, Fördermittelverfügbarkeit und realisierten Baukosten ein Wärmepreis (Arbeitspreis und Leistungspreis) in Höhe von (netto) 14 ct/kWh bis 16 ct/kWh nach aktuellem Planstand ermittelt, was zwar etwas über dem aktuellen Preisniveau läge, aber im landesweiten Vergleich unauffällig wäre.

Eine gewichtige Rolle werden in diesem Zusammenhang noch mögliche Änderungen in der Fördermittelsystematik spielen. Das Fördermittelprogramm BEW (Bundesförderung effiziente Wärmenetze) steht stets unter dem Vorbehalt der Finanzierbarkeit. Gleichzeitig ist eine weitere KWKG- Novelle angekündigt wurden. Sollte ein Wärmenetzausbau über 2026 hinaus unter Berufung auf das KWK- Gesetz möglich sein, wäre ein Netzausbau wieder möglich, ohne dass eine Großwasserwärmepumpe am Haus Aden errichtet werden muss. Der Bezug der Wärme könnte dann, wie gehabt, vom BMHKW E.ON Bergkamen fortgesetzt werden.

Gleichzeitig wären dann hingegen auch weiterhin attraktive Wärmepreise für die Bergkamener möglich. Einen massiven Wärmenetzausbau in Bergkamen und Kamen wird es, unabhängig von der Wärmeerzeugungstechnik, so oder so geben. Beide Erzeugungsanlagen sind schließlich regenerativ.

5.6.2 WIRTSCHAFTLICHKEIT LUFTWÄRMEPUMPE

Luftwärmepumpen stellen insbesondere in gering verdichteten Siedlungsstrukturen eine wichtige Option für eine zukünftige klimaneutrale Wärmeversorgung dar. Ihre Wirtschaftlichkeit wird maßgeblich durch die Investitionskosten der Anlage, die Effizienz der Wärmeerzeugung sowie die zukünftigen Strompreise bestimmt. Im Vergleich zu anderen Wärmepumpentechnologien entstehen bei Luftwärmepumpen keine zusätzlichen Kosten für die

Erschließung der Wärmequelle, wodurch sie häufig eine vergleichsweise kostengünstige Einstiegsoption darstellen.

Die Effizienz von Luftwärmepumpen hängt stark von der erforderlichen Vorlauftemperatur des Heizsystems ab. Diese wiederum wird maßgeblich durch den energetischen Zustand der Gebäudehülle und das vorhandene Wärmeverteilsystem bestimmt. Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit wurden daher typische Gebäudetypen und Baualtersklassen betrachtet. Die zugrunde gelegten Berechnungen basieren auf mittleren Heizkreistemperaturen gemäß der Methodik von WPsmart. Daraus ergeben sich je nach Gebäudestandard unterschiedliche Jahresarbeitszahlen (JAZ).

In neueren Gebäuden mit niedrigen Vorlauftemperaturen von etwa 35 °C können Luftwärmepumpen sehr hohe Effizienzen erreichen. Für Einfamilienhäuser nach aktuellem Effizienzstandard ergeben sich Jahresarbeitszahlen von bis zu 4,6, während in Gebäuden mit EnEV-Standard der 2010er Jahre typischerweise Werte zwischen 3,9 und 4,0 erreicht werden. Mit zunehmendem Gebäudealter und steigenden Vorlauftemperaturen nimmt die Effizienz der Anlagen jedoch ab. In Gebäuden mit Vorlauftemperaturen von etwa 55–60 °C, die häufig bei unsanierten Bestandsgebäuden erforderlich sind, liegen die Jahresarbeitszahlen typischerweise im Bereich von 2,8 bis 3,2.

Neben der Effizienz spielen auch die Investitionskosten eine zentrale Rolle für die Wirtschaftlichkeit. Die Kosten für Luftwärmepumpensysteme steigen grundsätzlich mit der installierten thermischen Leistung der Anlage. Für typische Einfamilienhausanlagen mit Leistungen von etwa 10 kW liegen die Investitionskosten derzeit im Bereich von rund 33.000 € bis 35.000 € (netto). Größere Anlagen für Mehrfamilienhäuser oder gewerbliche Gebäude können Investitionskosten von deutlich über 100.000 € erreichen, insbesondere wenn mehrere Geräte in Kaskadenschaltung eingesetzt werden. Die angegebenen Investitionskosten umfassen vollständige Systemkosten einschließlich Wärmepumpeneinheit, hydraulischer Einbindung, Speicher, Installation, Planung sowie erforderlicher Nebenarbeiten.

Unter Berücksichtigung typischer Betriebs- und Wartungskosten sowie einer angenommenen Nutzungsdauer von 18 Jahren ergeben sich für kleinere Anlagen jährliche Kosten von etwa 1.500 € bis 2.000 €, während größere Anlagen entsprechend höhere jährliche Kosten verursachen. Gleichzeitig profitieren Luftwärmepumpen aktuell von vergleichsweise hohen staatlichen Förderquoten, die bis zu etwa 50 % der Investitionskosten betragen können. Diese Förderungen tragen wesentlich dazu bei, die Wirtschaftlichkeit der Technologie zu verbessern.

Ein weiterer entscheidender Faktor ist der zukünftige Strompreis, da dieser einen großen Anteil an den laufenden Betriebskosten der Anlage ausmacht. Für die vorliegende Bewertung wurde ein Strompreis von 24,23 ct/kWh zugrunde gelegt. Die tatsächliche Wirtschaftlichkeit kann jedoch je nach zukünftiger Strompreisentwicklung sowie möglichen dynamischen Stromtarifen variieren.

Tabelle 30: Beispielhafte Berechnung der Wärmegestehungskosten für ein Einfamilienhaus mit Luftwärmepumpe

Ausgangsdaten	
Für das Beispiel EFH (2009 – 2015 ENEC) / 10 kW	
Luftwärmepumpe:	
jährlicher Wärmebedarf:	15.000 kWh/a
Jahresarbeitszahl (JAZ):	3,9
Strompreis:	24,23 ct/kWh
jährliche Stromkosten:	932 €/a
Investition:	32.900 €
<i>(inkl. Rohrarbeiten, Elektroanschluss, Planung, Hydraulik)</i>	
Wartung und Instandhaltung:	38 €/kW pro Jahr
kalk. Zinssatz:	4%
jährliche Fixkosten inkl. Zins:	1.702 €/a
Gesamtkosten:	2.634 €/a
Wärmegestehungskosten	17,56 ct/kWh

5.6.3 WIRTSCHAFTLICHKEIT SOLEWÄRMEPUMPE

Solewärmepumpen nutzen die im Erdreich gespeicherte Wärme als Energiequelle und gehören zu den effizientesten Technologien zur dezentralen erneuerbaren Wärmeversorgung von Gebäuden. Im Vergleich zu Luftwärmepumpen profitieren sie von relativ konstanten Quelltemperaturen im Untergrund, wodurch in der Regel höhere Jahresarbeitszahlen erreicht werden können. Gleichzeitig sind Solewärmepumpen mit höheren Investitionskosten verbunden, da zusätzlich zur Wärmepumpe die Erschließung der Wärmequelle durch Erdsonden oder Erdkollektoren erforderlich ist.

Die Effizienz von Solewärmepumpen hängt – ähnlich wie bei Luftwärmepumpen – maßgeblich von der erforderlichen Vorlauftemperatur des Heizsystems ab. Diese wird wiederum durch den energetischen Zustand der Gebäudehülle und das vorhandene Wärmeverteilsystem bestimmt. Auf Grundlage der WPsmart-Methodik wurden für verschiedene Gebäudetypen und Baualtersklassen typische Jahresarbeitszahlen für Sole/Wasser-Wärmepumpen ermittelt. In neueren Gebäuden mit Vorlauftemperaturen von etwa 35 °C können Jahresarbeitszahlen von etwa 5,3 erreicht werden. In Gebäuden mit EnEV-Standard der 2010er Jahre liegen die Werte typischerweise bei etwa 4,6, während in Gebäuden mit höheren Vorlauftemperaturen von 55–60 °C noch Jahresarbeitszahlen zwischen etwa 3,6 und 4,1 erreicht werden. Damit liegen die Effizienzen von Solewärmepumpen in allen betrachteten Gebäudeklassen deutlich über denen von Luftwärmepumpen.

Die Investitionskosten für Solewärmepumpen werden wesentlich durch die Erschließung der Wärmequelle bestimmt. Für Einfamilienhäuser mit einer Anlagenleistung von etwa 10 kW sind in der Regel ein bis zwei Erdsonden mit Tiefen von etwa 80 bis 150 Metern erforderlich. Die Investitionskosten liegen hierfür typischerweise im Bereich von etwa 45.000 € bis 60.000 €

netto, wobei ein erheblicher Anteil auf die Bohrarbeiten entfällt. Mit zunehmender Anlagenleistung steigen die Kosten weiter an, da zusätzliche Bohrungen oder größere Sondenfelder erforderlich werden. Bei Anlagenleistungen von etwa 50 kW können Investitionskosten von deutlich über 120.000 € erreicht werden. Neben den Bohrarbeiten können auch Genehmigungsverfahren sowie geologische Untersuchungen zusätzliche Kosten verursachen.

Unter Berücksichtigung einer Abschreibungsdauer von 20 Jahren, der Wartungs- und Betriebskosten sowie einer Förderquote von derzeit etwa 55 % ergeben sich für eine typische Einfamilienhausanlage jährliche Kosten von etwa 1.870 €. Aufgrund der höheren Effizienz der Anlagen fallen die Stromkosten jedoch geringer aus als bei Luftwärmepumpen. Bei einer angenommenen Jahresarbeitszahl von 4,6, einem Strompreis von 24,23 ct/kWh und einem jährlichen Wärmebedarf von 15.000 kWh ergibt sich ein Stromverbrauch von rund 3.260 kWh pro Jahr. Daraus resultieren jährliche Stromkosten von etwa 790 €.

Insgesamt ergeben sich damit Wärmegestehungskosten von etwa **17–18 ct/kWh Wärme**. Trotz der höheren Investitionskosten können Solewärmepumpen somit ähnliche oder teilweise sogar leicht günstigere Wärmekosten erreichen als Luftwärmepumpen, da der Stromverbrauch aufgrund der höheren Effizienz geringer ausfällt.

5.6.4 WIRTSCHAFTLICHKEIT HYBRIDWÄRMEPUMPEN

Hybridheizsysteme können insbesondere in solchen Gebäuden Vorteile bieten, in denen ein vollständiger Umstieg auf eine monovalente Wärmepumpe derzeit nur eingeschränkt möglich oder wirtschaftlich sinnvoll ist. Dies betrifft vor allem Bestandsgebäude mit höheren Vorlauftemperaturen, in denen die vorhandenen Heizflächen (z. B. Heizkörper) nicht ohne größeren Aufwand auf ein niedriges Temperaturniveau umgestellt werden können. In solchen Fällen kann die Wärmepumpe einen Großteil der jährlichen Wärmeerzeugung übernehmen, während der zusätzliche Wärmeerzeuger die erforderlichen hohen Temperaturen in besonders kalten Perioden bereitstellt.

Ein weiterer Vorteil ergibt sich in Gebäuden mit hohen Heizlasten, beispielsweise größeren Einfamilienhäusern oder Mehrfamilienhäusern mit älterem Gebäudestandard. Durch die Aufteilung der Wärmebereitstellung auf zwei Wärmeerzeuger kann die Wärmepumpe kleiner dimensioniert werden, wodurch die Investitionskosten reduziert und gleichzeitig die Effizienz im Teillastbetrieb verbessert werden können.

Hybridanlagen können auch dort sinnvoll sein, wo Unsicherheiten hinsichtlich zukünftiger Sanierungsmaßnahmen bestehen. Wenn beispielsweise eine energetische Gebäudesanierung geplant, aber noch nicht umgesetzt ist, kann eine Hybridlösung zunächst eine teilweise Umstellung auf erneuerbare Energien ermöglichen, ohne dass das Heizsystem vollständig auf niedrige Systemtemperaturen ausgelegt werden muss. Mit fortschreitender energetischer Verbesserung des Gebäudes kann der Anteil der Wärmepumpe an der Wärmebereitstellung später erhöht werden.

Darüber hinaus können Hybridlösungen Vorteile in Gebäuden bieten, in denen begrenzte elektrische Anschlussleistungen oder andere infrastrukturelle Einschränkungen bestehen. Da der zweite Wärmeerzeuger Lastspitzen übernimmt, kann die erforderliche elektrische Leistung der Wärmepumpe geringer ausfallen als bei einem rein elektrischen Heizsystem.

Insgesamt sind Hybridanlagen daher besonders für unsanierte oder teilweise sanierte Bestandsgebäude, Gebäude mit hohen Vorlauftemperaturen sowie für Situationen geeignet, in denen eine schrittweise Transformation der Wärmeversorgung angestrebt wird. In energetisch guten Neubauten oder vollständig sanierten Gebäuden mit niedrigen Vorlauftemperaturen sind hingegen meist monovalente Wärmepumpensysteme wirtschaftlicher und technisch einfacher umzusetzen.

Tabelle 31: Ermittlung der variablen Gesamtkosten einer Hybridanlage

Ermittlung der variablen Gesamtkosten		Rechnung
Wärmepumpenanteil an der Wärmebereitstellung:	65%	
Kesselanteil:	35%	
COP der Wärmepumpe:	4,2	
Strompreis:	24,23 ct/kWh	
Biomethanpreis:	12 ct/kWh	
Wärmekostenanteil der Wärmepumpe	5,77 ct/kWh	$24,23 \text{ ct/kWh} / 4,2$
davon 65%	3,75 ct/kWh	$5,77 \text{ ct/kWh} \times 65\%$
Wärmekostenanteil des Kessels	4,20 ct/kWh	$12,00 \text{ ct/kWh} \times 35\%$
Variable Gesamtkosten	7,95 ct/kWh	

In größeren Objekten können die Wärmepreise spürbar sinken, weil sich die fixen Systemkosten auf mehr erzeugte Wärme verteilen. Der entscheidende Punkt ist also nicht nur die Anlagengröße, sondern vor allem die jährliche Auslastung.

Tabelle 32: Wärmegestehungskosten einer Hybridanlage je Systemgröße

Systemgröße	jährliche Kosten inkl. Zins	angenommene Jahreswärme	Fixkostenanteil	Wärmegestehungskosten
25 kW	3.329 €	37.500 kWh/a	8,9 ct/kWh	ca. 16,8 ct/kWh
50 kW	4.709 €	75.000 kWh/a	6,3 ct/kWh	ca. 14,2 ct/kWh
100 kW	7.318 €	150.000 kWh/a	4,9 ct/kWh	ca. 12,8 ct/kWh

In größeren Gebäuden und Liegenschaften können Hybridanlagen wirtschaftlicher betrieben werden als in kleinen Einfamilienhäusern, da sich die fixen Investitions- und Systemkosten auf größere Wärmemengen verteilen. Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich bei größeren Objekten mit Jahreswärmemengen im Bereich von 75.000 bis 200.000 kWh pro Jahr Wärmegestehungskosten von etwa 11,5 bis 14,5 ct/kWh Wärme. Voraussetzung hierfür ist eine ausreichend hohe Auslastung der Anlage. In kleineren oder nur gering ausgelasteten Gebäuden fallen die spezifischen Wärmekosten entsprechend höher aus.

5.6.5 WIRTSCHAFTLICHKEIT BIOMASSEKESSEL

Biomassekessel stellen eine etablierte Technologie zur erneuerbaren Wärmeversorgung dar und nutzen in der Regel Holzpellets, Hackschnitzel oder Scheitholz als Brennstoff. In der vorliegenden Betrachtung wird von pelletbefeuerten Anlagen ausgegangen, da diese im Gebäudebestand am häufigsten eingesetzt werden. Biomassekessel können hohe Vorlauftemperaturen bereitstellen und sind daher grundsätzlich auch für Gebäude mit konventionellen Heizkörpern geeignet. Dadurch stellen sie insbesondere in älteren Bestandsgebäuden eine technisch gut umsetzbare Alternative zu fossilen Heizsystemen dar.

Die Investitionskosten von Biomassekesseln hängen stark von der Anlagenleistung sowie der erforderlichen Brennstofflagerung und Fördertechnik ab. Für kleinere Anlagen im Ein- und

Zweifamilienhausbereich mit Leistungen von etwa 10 bis 20 kW liegen die Investitionskosten typischerweise im Bereich von rund 33.000 € bis 35.000 € netto. Mit steigender Anlagenleistung steigen auch die Investitionskosten, wobei gleichzeitig Skaleneffekte auftreten. Für größere Anlagen im Bereich von 50 kW liegen die Investitionskosten beispielsweise zwischen etwa 52.000 € und 55.000 €, während Anlagen mit etwa 100 kW Leistung Investitionskosten von rund 100.000 € erreichen können.

Unter Berücksichtigung einer Abschreibungsdauer von 20 Jahren, der Wartungs- und Betriebskosten sowie einer Förderquote von derzeit etwa 50 % ergeben sich für kleinere Anlagen jährliche Kosten von etwa 2.000 bis 2.500 €. Mit steigender Anlagenleistung nehmen die jährlichen Fixkosten entsprechend zu, wobei der spezifische Kostenanteil pro erzeugter Kilowattstunde aufgrund der höheren Wärmemengen häufig sinkt.

Neben den Investitionskosten stellen die Brennstoffkosten einen zentralen Bestandteil der Wärmegestehungskosten dar. Für die vorliegende Berechnung wird ein Pelletpreis von 10 ct/kWh angenommen. Im Gegensatz zu Wärmepumpen fallen bei Biomassekesseln keine zusätzlichen Stromkosten für die eigentliche Wärmeerzeugung an, jedoch entstehen geringe elektrische Verbräuche für Förderschnecken, Gebläse und Regelungstechnik. Diese fallen im Vergleich zu den Brennstoffkosten jedoch nur gering ins Gewicht.

BEISPIELRECHNUNG FÜR EIN EINFAMILIENHAUS MIT BIOMASSEKESSEL

Für ein typisches Einfamilienhaus wird ein Wärmebedarf von 15.000 kWh pro Jahr angenommen. Bei einer Anlagenleistung von 10 kW ergeben sich jährliche Fixkosten von etwa 2.085 €. Die Brennstoffkosten betragen bei einem Pelletpreis von 10 ct/kWh:

Tabelle 33: Beispielhafte Berechnung der Wärmegestehungskosten für ein Einfamilienhaus mit Biomassekessel

Wärmegestehungskosten Pelletkessel	
Brennstoffkosten (15.000 kWh x 10 ct./kWh)	1.500 €/a
gesamte jährliche Kosten	3.585 €/a
Wärmegestehungskosten	23,9 ct/kWh

Bei größeren Gebäuden oder Wohnanlagen verbessert sich die Wirtschaftlichkeit von Biomassekesseln deutlich, da sich die Investitionskosten auf größere Wärmemengen verteilen. Unter Berücksichtigung der Brennstoffkosten ergeben sich Wärmegestehungskosten von etwa 16 ct/kWh bis 18 ct/kWh Wärme.

5.6.6 WIRTSCHAFTLICHKEIT NEUER GASKESSEL UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DES GEBÄUDEMODERNISIERUNGSGESETZES (GMG)

Neue Gasheizungen stellen weiterhin eine technisch etablierte und vergleichsweise kostengünstige Form der Wärmeversorgung dar. Moderne Gasbrennwertkessel zeichnen sich durch geringe Investitionskosten, eine hohe Betriebssicherheit sowie eine einfache Integration in bestehende Heizsysteme aus. Gleichzeitig verändert sich die Rolle gasbasierter Heizsysteme im Zuge der Energiewende und der klimapolitischen Zielsetzungen deutlich. Mit den geplanten Regelungen des Gebäudemodernisierungsgesetzes (GMG) wird erwartet, dass neu installierte Gasheizungen künftig zunehmend mit klimaneutralen oder CO₂-armen Gasen betrieben werden müssen.

Ein zentrales Element dieser Entwicklung ist die sogenannte „Biotreppe“ bzw. Grüngasquote, die einen schrittweise steigenden Anteil erneuerbarer Gase im Brennstoffmix vorsieht. Ziel ist es, die bestehende Gasinfrastruktur perspektivisch zu dekarbonisieren und fossiles Erdgas zunehmend durch Biomethan oder synthetisches Methan zu ersetzen.

Für die wirtschaftliche Betrachtung wird eine beispielhafte Entwicklung der Grüngasanteile angenommen, wie sie in energiepolitischen Diskussionen häufig dargestellt wird:

Tabelle 34: Beispielhafte Entwicklung geforderter Grüngasanteile für gasbasierter Heizsysteme

Jahr	Anteil erneuerbarer Gase
2029	10%
2035	25%
2040	50%
2045	100%

Da erneuerbare Gase derzeit deutlich höhere Herstellungskosten aufweisen als fossiles Erdgas, wird angenommen, dass sich die Brennstoffkosten im Zeitverlauf entsprechend erhöhen. Für die Berechnung wird ein fossiler Gaspreis von 9 ct/kWh und ein Preis für erneuerbare Gase von 18 ct/kWh angesetzt, darin enthalten ist auch die Annahme zukünftig steigender Netzentgelte für Gasbezug.

Tabelle 35: Beispielhafte Entwicklung der Brennstoffkosten gasbasierter Heizsysteme

Jahr	fossiler Anteil	EE-Gas Anteil	Mischpreis
2029	90%	10%	ca. 9,9 ct/kWh
2035	75%	25%	ca. 11,3 ct/kWh
2040	50%	50%	ca. 13,5 ct/kWh
2045	0%	100%	ca. 18 ct/kWh

Damit ist davon auszugehen, dass die Brennstoffkosten gasbasierter Heizsysteme langfristig deutlich steigen werden.

INVESTITIONSKOSTEN UND BETRIEB

Die Investitionskosten für neue Gasbrennwertkessel bleiben im Vergleich zu anderen Heiztechnologien relativ gering. Für Anlagen im Einfamilienhausbereich mit etwa 10–15 kW Heizleistung liegen die Investitionskosten typischerweise zwischen 10.000 € und 15.000 € netto. Auch größere Anlagen in Mehrfamilienhäusern sind meist deutlich günstiger als Wärmepumpen- oder Biomassensysteme.

Unter Berücksichtigung einer Abschreibungsdauer von 20 Jahren, Wartungskosten sowie einer Verzinsung ergeben sich jährliche Fixkosten von etwa 700–900 € für ein typisches Einfamilienhaus.

BEISPIELRECHNUNG FÜR EIN EINFAMILIENHAUS

Für ein Einfamilienhaus mit einem jährlichen Wärmebedarf von 15.000 kWh ergeben sich folgende Wärmegestehungskosten:

Tabelle 36: Beispielhafte Vergleichsrechnung der Wärmegestehungskosten für ein Einfamilienhaus mit gasbasiertem Heizsystem

Heute (überwiegend fossiles Erdgas)	
Gaspreis:	9,00 ct/kWh
15.000kWh x 9 ct./kWh:	1.350 €/a
Gesamtkosten	
<i>inkl. Fixkosten (ca. 800€):</i>	2.150 €/a
Wärmegestehungskosten:	14,3 ct/kWh
Zukunft (100 % erneuerbare Gase)	
Gaspreis:	18,00 ct/kWh
15.000kWh x 18 ct./kWh:	2.700 €/a
Gesamtkosten	
<i>inkl. Fixkosten (ca. 800€):</i>	3.500 €/a
Wärmegestehungskosten:	23,3 ct/kWh

Die Berechnung zeigt, dass neue Gasheizungen heute aufgrund ihrer geringen Investitionskosten noch vergleichsweise niedrige Wärmegestehungskosten aufweisen können. Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Gase steigen jedoch die Brennstoffkosten deutlich an. Langfristig können Wärmepreise von über 20 ct/kWh erreicht werden, insbesondere wenn vollständig erneuerbare Gase eingesetzt werden.

Damit verschiebt sich die Wirtschaftlichkeit gasbasierter Systeme im Vergleich zu anderen Technologien zunehmend. Während Gasheizungen heute noch relativ günstige Investitionen darstellen, können sie langfristig aufgrund steigender Brennstoffkosten wirtschaftlich weniger attraktiv werden als elektrische Wärmepumpensysteme oder Wärmenetze.

ÜBERSICHT - VOLLSKOSTENPREISE WÄRMEERZEUGER (BERGKAMEN)

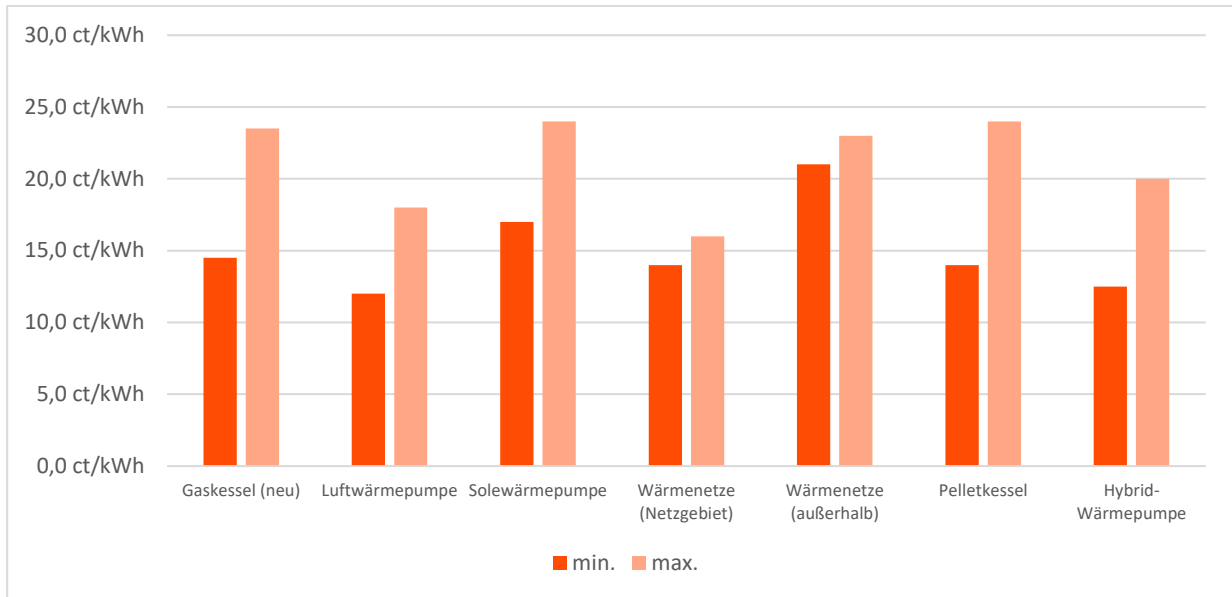


Abbildung 62: Vergleich Vollkostenpreise in Bergkamen

5.7 REALISIERUNGSRISEN DER WÄRMEVERSORGUNGSARTEN

Neben der Wirtschaftlichkeit spielt im Rahmen der Bewertung der verschiedenen Wärmeversorgungsoptionen auch das Realisierungsrisiko eine wichtige Rolle. Dieses beschreibt, mit welcher Wahrscheinlichkeit eine Wärmeversorgungsoption unter den gegebenen technischen, wirtschaftlichen und infrastrukturellen Rahmenbedingungen tatsächlich umgesetzt werden kann. Dabei werden sowohl technische Umsetzbarkeit, wirtschaftliche Risiken, infrastrukturelle Voraussetzungen als auch genehmigungsrechtliche Aspekte berücksichtigt.

Die Bewertung erfolgt im Rahmen der Kriterienmatrix anhand einer Skala von 1 bis 5, wobei höhere Punktwerte ein geringeres Realisierungsrisiko und damit eine höhere Umsetzungswahrscheinlichkeit anzeigen. Die Einstufung berücksichtigt sowohl allgemeine Rahmenbedingungen der jeweiligen Technologie als auch gebäudespezifische Voraussetzungen und infrastrukturelle Gegebenheiten innerhalb der betrachteten Gebietskategorien.

Tabelle 37: Beschreibung der Risikostufen

Punkte	Einordnung	Beschreibung
5	Sehr geringes Risiko	Technologie ist technisch etabliert und unter den gegebenen Rahmenbedingungen sehr gut umsetzbar. Infrastruktur und Akteure sind vorhanden, Umsetzung kurzfristig realistisch.
4	Geringes Risiko	Technologie grundsätzlich gut umsetzbar, kleinere technische oder wirtschaftliche Unsicherheiten möglich. Umsetzung realistisch.
3	Mittleres Risiko	Umsetzung grundsätzlich möglich, jedoch mit spürbaren Unsicherheiten (z. B. wirtschaftliche Abhängigkeiten, Anschlussquoten, Genehmigungen).
2	Hohes Risiko	Umsetzung technisch oder wirtschaftlich schwierig; mehrere Rahmenbedingungen müssten erfüllt werden.
1	Sehr hohes Risiko	Umsetzung derzeit kaum realistisch oder nur unter sehr speziellen Voraussetzungen möglich.

Das Realisierungsrisiko einer Wärmeversorgungsoption wird durch mehrere Faktoren beeinflusst. Zu den wichtigsten gehören:

- technische Umsetzbarkeit im Gebäude (z. B. Vorlauftemperaturen, Platzbedarf)
- Verfügbarkeit von Infrastruktur (z. B. Wärmenetz, Stromnetzkapazitäten, Gasnetz)
- genehmigungsrechtliche Rahmenbedingungen (z. B. Bohrgenehmigungen bei Geothermie)
- Abhängigkeit von Dritten (z. B. Wärmenetzbetreiber oder Brennstofflieferanten)

Ein Teil dieser Faktoren kann je nach Gebäude oder Gebiet stark variieren. Während beispielsweise Wärmepumpen in energetisch guten Gebäuden sehr gut umsetzbar sind, können sie in unsanierten Bestandsgebäuden mit hohen Vorlauftemperaturen größere technische Anpassungen erfordern.

Die folgende Übersicht zeigt eine typische qualitative Einordnung der betrachteten Wärmeversorgungsoptionen.

5.8 ANWENDUNG DER REALISIERUNGSRISIKEN AUF GEBÄUDETYPEN UND ENERGIESTANDARDS

Tabelle 38: Anwendung der Realisierungsrisiken auf Gebäudetypen und Energiestandards innerhalb geplanter Wärmeversorgungsgebiete

Ein- und Zweifamilienhäuser (EFH / ZFH)				
Technologie	Neubau	Mittlerer Standard (2000–2015)	Altbau (<1980)	Begründung
Luftwärmepumpe	5	4	3	Neubauten haben niedrige Vorlauftemperaturen. Im Altbau häufig Heizkörperanpassung nötig.
Solewärmepumpe	4	4	3	Technisch gut geeignet, aber Genehmigungen und Bohrkosten können Umsetzung erschweren.
Hybridanlage (WP + Gas)	3	4	5	Besonders im unsanierten Bestand technisch einfach umsetzbar.
Biomassekessel	3	3	3	Technisch möglich, jedoch Platzbedarf für Lagerraum häufig begrenzend.
Gaskessel (GMG-konform)	4	4	4	Technisch sehr einfach installierbar, Infrastruktur meist vorhanden.
Wärmenetz	2	3	3*	Umsetzung stark abhängig von Wärmedichte und Anschlussquote.

Reihenhäuser (RH)				
Technologie	Neubau	Standard (2000–2015)	Altbau (<1980)	Begründung
Luftwärmepumpe	4	3	2–3	Schall- und Platzanforderungen können Installation erschweren.
Solewärmepumpe	3	3	2	Grundstückgrößen und Bohrabstände begrenzen Einsatzmöglichkeiten.
Hybridanlage	3	4	5	Gute Lösung bei begrenzten Aufstellflächen und hohen Vorlauftemperaturen.
Biomassekessel	2	2	2	Lagerraum und Brennstofflogistik oft schwierig.
Gaskessel (GMG)	4	4	4	Einfach zu integrieren, Gasanschlüsse häufig vorhanden.
Wärmenetz	3	4	3*	Reihenhausgebiete besitzen häufig ausreichende Wärmedichte.

Mehrfamilienhäuser / große Mehrfamilienhäuser (MFH / GMFH)

Technologie	Neubau	Standard (2000–2015)	Altbau (<1980)	Begründung
Luftwärmepumpe	4	3	2–3	Große Leistungen und Aufstellflächen können begrenzen.
Solewärmepumpe	4	4	3	Bei größeren Grundstücken sehr effizient, Bohrfelder möglich.
Hybridanlage	3	4	4	Gute Lösung für große Heizlasten im Bestand.
Biomassekessel	4	4	4	Skaleneffekte und Lagerflächen oft vorhanden.
Gaskessel (GMG)	4	4	4	Technisch weiterhin einfach realisierbar.
Wärmenetz	4	5	4*	Hohe Wärmedichten machen Wärmenetze besonders geeignet.

Nichtwohngebäude (NWG) – optional

Technologie	Neubau	Standard (2000–2015)	Altbau (<1980)	Begründung
Luftwärmepumpe	4	3	3	Große Dach- oder Freiflächen erleichtern Installation.
Solewärmepumpe	4	4	3	Gute Voraussetzungen bei größeren Grundstücken.
Hybridanlage	3	4	4	Flexibel bei großen Lastschwankungen.
Biomassekessel	4	4	4	Gute Logistikmöglichkeiten und größere Heizräume.
Gaskessel (GMG)	4	4	4	Technisch unkompliziert.
Wärmenetz	4	5	5*	Große Wärmelasten und kontinuierliche Nachfrage.

Diese Differenzierung ermöglicht es, die Realisierungsrisiken technologie- und gebäudespezifisch in die Bewertungsmatrix einzubinden. Dadurch wird verhindert, dass einzelne Technologien pauschal bewertet werden, obwohl ihre Umsetzbarkeit stark von Gebäudetyp, Energiestandard und verfügbaren Flächen abhängt.

*Die Einordnungen der Realisierungsrisiken für Wärmenetze weichen je nach Versorgungsgebiet von dieser Darstellung ab. (Siehe: Tabelle 23: Gebietstypisierung am Beispiel MFH)

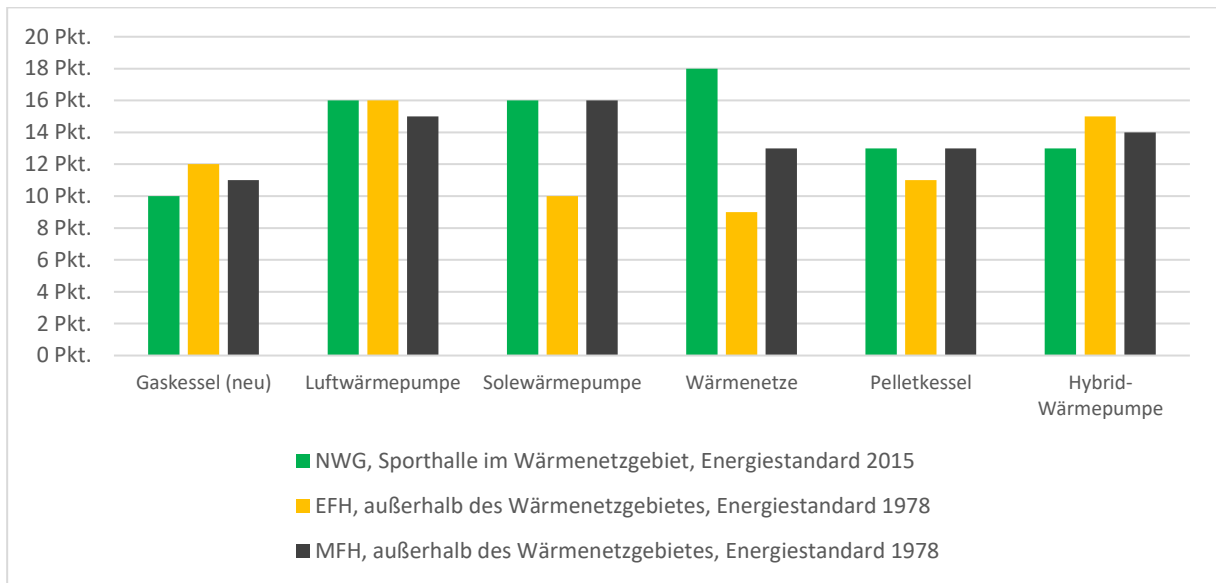


Abbildung 63: Beispielhafte Ergebnisdarstellung der Bewertungsmatrix

Anhand der Bewertungsmatrix lassen sich auch die jeweiligen Wahrscheinlichkeiten für die jeweilige Wärmeerzeugungsart ableiten.

Tabelle 39: Eignungsstufen der Heiztechnologien

	Sporthalle im Wärmenetzgebiet, Energiestandard 2015	EFH, außerhalb des Wärmenetzgebietes, Energiestandard 1978	MFH, außerhalb des Wärmenetzgebietes, Energiestandard 1978
Gaskessel (neu)	wahrscheinlich ungeeignet	wahrscheinlich ungeeignet	wahrscheinlich ungeeignet
Luftwärmepumpe	wahrscheinlich geeignet	wahrscheinlich geeignet	wahrscheinlich geeignet
Solewärmepumpe	wahrscheinlich geeignet	wahrscheinlich ungeeignet	wahrscheinlich geeignet
Wärmenetze	sehr wahrscheinlich geeignet	Sehr wahrscheinlich ungeeignet	wahrscheinlich ungeeignet
Pelletkessel	wahrscheinlich ungeeignet	wahrscheinlich ungeeignet	wahrscheinlich ungeeignet
Hybrid-Wärmepumpe	wahrscheinlich ungeeignet	wahrscheinlich geeignet	wahrscheinlich geeignet

5.9 FOKUSGEBIETE

Im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung in Bergkamen werden drei Fokusgebiete betrachtet:

- **Fokusgebiet 1** umfasst den Ortsteil Rünthe (Ortskern und Gewerbe)
- **Fokusgebiet 2** adressiert ein mögliches Nahwärmeprojekt nördlich des Datteln- Hamm-Kanals
- **Fokusgebiet 3** Engie- Wärmenetz, Breslauer Straße/ Berliner Straße/ Königsberger Straße

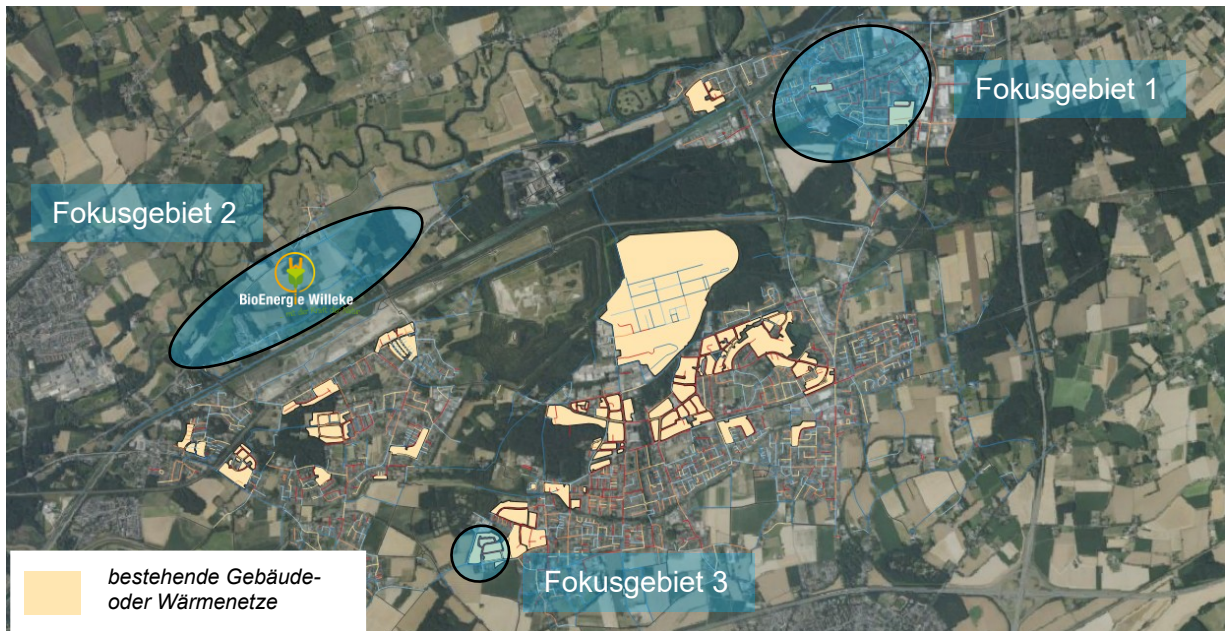


Abbildung 64: Definierte Fokusgebiete in Bergkamen

Die einzelnen Fokusgebiete lassen sich folgendermaßen charakterisieren:

Tabelle 40: Charakterisierung der Fokusgebiete

	Wärmebedarf	fossiler Anteil	THG- Emissionen	überwiegender Gebäudetyp
Fokusgebiet 1	ca. 15.000 MWh/a	ca. 90%	ca. 3.000 t CO ₂ äq	ZFH
Fokusgebiet 2	ca. 2.400 MWh/a	ca. 65 %	ca. 300 t CO ₂ äq	EFH
Fokusgebiet 3	ca. 4.000 MWh/a	ca. 100%	ca. 1.000 t CO ₂ äq	MFH

5.9.1 FOKUSGEBIET 1 – RÜNTHE

Der Ortsteil Rünthe, insbesondere das Quartier im Bereich Schlägelstraße / Beverstraße, stellt ein typisches Beispiel für eine historisch gewachsene Bergarbeitersiedlung im Ruhrgebiet dar. Das Gebiet umfasst rund 18,5 Hektar und ist durch eine kleinteilige, überwiegend durch Ein- und Zweifamilienhäuser geprägte Bebauung gekennzeichnet.

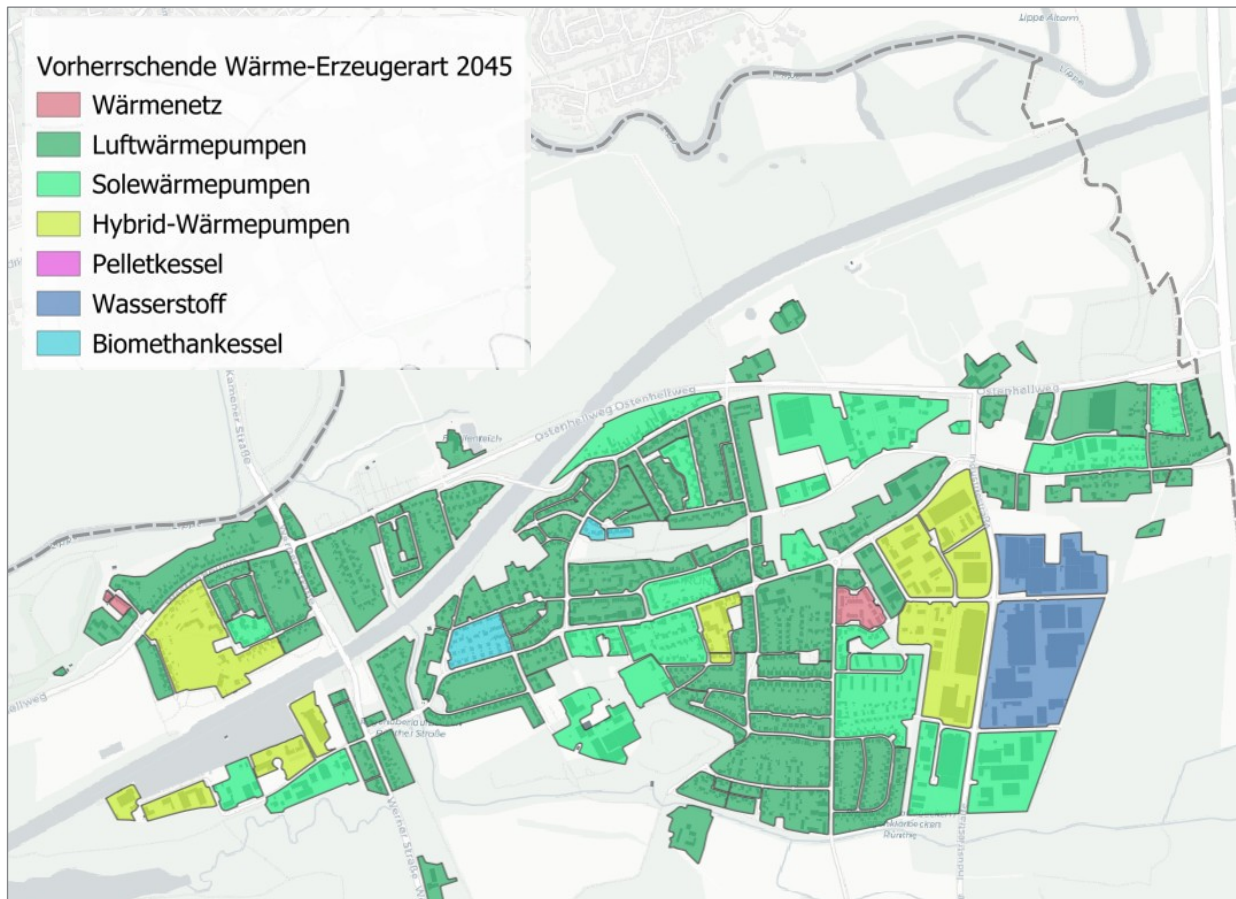


Abbildung 65: Fokusgebiet Rünthe

Der Gebäudebestand stammt größtenteils aus der Zeit zwischen 1890 und 1914 und wurde im Zuge des Steinkohlenbergbaus errichtet. Charakteristisch sind Doppelhausstrukturen mit Satteldächern, geringer Wohnfläche und vergleichsweise großen Grundstücken. Trotz grundlegender Sanierungen in den 1970er und 1980er Jahren weist der Gebäudebestand heute energetisch heterogene Standards auf, wobei umfassende Sanierungen (insbesondere Gebäudehülle) bislang nur teilweise umgesetzt wurden. Die Wärmeversorgung erfolgt aktuell nahezu vollständig dezentral, überwiegend über gasbasierte Heizsysteme. Ein signifikanter Anteil der Heizungsanlagen ist dabei älter, sodass mittelfristig ein hoher Erneuerungsbedarf besteht. Gleichzeitig sind zentrale Versorgungsstrukturen (z. B. Wärmenetze) im Quartier bislang nicht vorhanden. Für die kommunale Wärmeplanung ergeben sich daraus spezifische Rahmenbedingungen:

- Die geringe Wärmelinien-dichte und die kleinteilige Eigentümerstruktur erschweren die wirtschaftliche Umsetzung klassischer Wärmenetze.
- Gleichzeitig besteht ein erhebliches Potenzial zur Reduktion des Wärmebedarfs durch Gebäudesanierung sowie durch den Austausch veralteter Heizsysteme.
- Technisch kommen insbesondere dezentrale Lösungen wie Luft-/Wasser-Wärmepumpen, ggf. in Kombination mit PV, in Betracht.
- Ergänzend bestehen begrenzte Potenziale für oberflächennahe Geothermie sowie kleinere Nahwärmelösungen in Teilbereichen.

Insgesamt ist Rünthe aus Sicht der kommunalen Wärmeplanung als typisches Transformationsgebiet mit Fokus auf dezentrale Versorgungslösungen einzuordnen. Der Erhalt des städtebaulichen Charakters (Baugestaltungssatzung) stellt dabei eine zusätzliche Herausforderung dar, da energetische Maßnahmen häufig mit gestalterischen Anforderungen in Einklang gebracht werden müssen.

Kleinere Gebäudenetze, wie in Abbildung 65 zu sehen, können bei passender Eigentümerstruktur durchaus eine Rolle spielen. Ein klassisches Wärmenetz wird in Rünthe jedoch nicht wirtschaftlich betrieben werden können.

Dadurch sind im Vergleich zu innerörtlichen Wärmenetzen deutlich geringere spezifische Tiefbaukosten zu erwarten.

Aus Sicht der kommunalen Wärmeplanung ergibt sich hier ein typischer Anwendungsfall für ein kleines, landwirtschaftlich getragenes Wärmenetz im Außenbereich:

- Wärmequelle: Gärrestverbrennung (regional, grundlastfähig, CO₂-arm)
- Versorgungsstruktur: Nahwärmenetz mit geringer Trassenkomplexität
- Zielgruppe: Einzelgebäude mit derzeitiger Ölheizung
- Betriebsmodell: Betreiberlösung durch Landwirt oder Bürgerenergie-/Contracting-Modell

Die wirtschaftliche Tragfähigkeit hängt dabei maßgeblich von der Anschlussquote sowie der Wärmelinienichte ab. Aufgrund der aktuell hohen spezifischen Wärmekosten von Heizöl sowie steigender CO₂-Bepreisung kann ein solches System jedoch bereits bei moderaten Anschlusszahlen (mindestens 70%) wettbewerbsfähig sein.

Strategisch ist das Projekt besonders relevant, da es eine Alternative zur flächendeckenden Einzelversorgung mit Wärmepumpen im ländlichen Raum darstellt. Während Wärmepumpen bei großen Grundstücken und Bestandsgebäuden teilweise höhere Investitionskosten verursachen, kann ein lokal organisiertes Wärmenetz mit vorhandener Wärmequelle eine wirtschaftlich und betrieblich attraktive Lösung bieten.

Insgesamt zeigt das Beispiel, dass auch im Außenbereich – bei Vorliegen geeigneter Wärmequellen – dezentrale Wärmenetze eine realistische und sinnvolle Ergänzung zur Wärmewende darstellen können. Solche Projekte sind insbesondere dann erfolgversprechend, wenn lokale Akteure Verantwortung übernehmen und gleichzeitig günstige Trassenbedingungen gegeben sind.

Im Rahmen einer ersten Untersuchung wurde die grundsätzliche wirtschaftliche Machbarkeit untersucht. Ein wettbewerbsfähiges Preisniveau ist möglich, sobald eine Anschlussquote von über 70% realisiert werden kann. Ein Blick auf die aktuelle Versorgung legt nahe, dass die Umrüstung auf Wärmepumpen bereits im Gange ist.

Herr Willeke möchte zeitnah ein Wärmenetz anbieten und wird dafür vor Ort Interesse erfragen.

Anzahl Gebäude:	ca. 150
Maximale Wärmeabnahme:	ca. 3.000 MWh/a
Vorwiegende Wärmeversorgung:	Heizöl (60%)

5.9.3 FOKUSGEBIET 3 – ENGIE WÄRMENETZ

Das Wärmenetz in der Breslauer, Königsberger bzw. Berliner Straße wird von der Engie, einem französischen Energiekonzern, betrieben. Insgesamt sind 22 Hausanschlussstationen mit 28 Abnehmern angeschlossen. Die Inbetriebnahme war 2002 bei einer Trassenlänge von 1.400m.



Abbildung 67: Links das Engie-, rechts das GSW- Wärmenetz

Die Gesamtwärmeabnahmemenge im Netz beträgt nach Auskunft der Engie 4.190 MWh pro Jahr. Der verwendete Energieträger ist ausschließlich Erdgas. Ein Wärmetransformationsplan liegt bislang noch nicht vor.

Im Rahmen unserer Stakeholder-Beteiligung wurden die Möglichkeiten einer zukünftigen Dekarbonisierung besprochen und erörtert. Die naheliegendste Möglichkeit wurde darin gesehen sich durch das Netz der GSW versorgen zu lassen, welches planmäßig über die Großwärmepumpe am Haus Aden versorgt wird.

Die dazu notwendigen Gespräche zwischen der Engie und der GSW wurden bereits eingeleitet. Ergebnisse hierzu liegen aktuell noch nicht vor und werden im Endbericht der Kommunalen Wärmeplanung ergänzt.

Im ersten Schritt unterstützen wir beide Akteure dabei die relevanten Verbrauchsdaten zu validieren auch um weitere Netzausbauszenarien bewerten zu können. Zum aktuellen Stand der Gespräche zwischen den Netzbetreibern kann sich der Planer nicht äußern.

5.10 ERGEBNISSE

Die Zielszenarien für die Jahre 2040 und 2045 der vorliegenden Wärmeplanung sind bewusst als Entwurf ausgearbeitet und bilden die strategische Zielrichtung der zukünftigen Wärmeversorgung ab. Es stellt keine abschließende Entscheidung über konkrete Versorgungslösungen dar, sondern dient als fachlich fundierte Grundlage für die weitere Ausarbeitung von Maßnahmen, Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen und Umsetzungsstrategien.

Die in Zielszenarien enthaltenen Unsicherheiten – insbesondere hinsichtlich wirtschaftlicher Tragfähigkeit und organisatorischer Umsetzung einzelner Versorgungslösungen – sind dabei charakteristisch für den aktuellen Planungsstand und werden im weiteren Prozessschritt gezielt vertieft.

Nach Anwendung unserer Bewertungsmatrix können baublockscharf und mengengewichtet die vorherrschenden Wärmeerzeugungsarten (je nach Punktzahl) abgebildet werden.

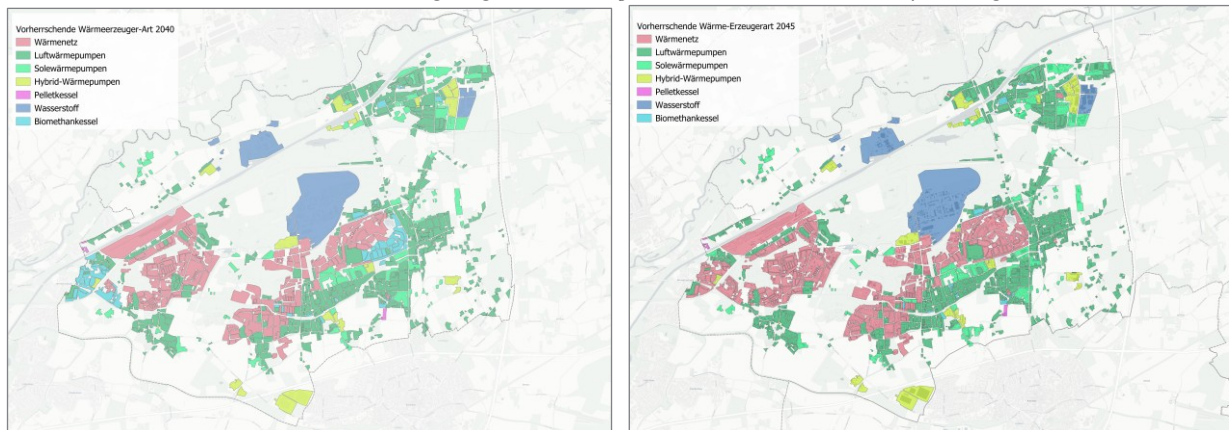


Abbildung 68: Vorherrschende Wärmeversorgungsarten in Bergkamen 2040 (links) und 2045 (rechts)

Für Gebiete in denen der Ausbau von Wärmenetzen zum Jahr 2045 zwar fest geplant, aber noch nicht vorgenommen wurde, wurde Biomethan (in Abbildung 68 hellblau dargestellt) als übergangsweiser Brennstoffträger angenommen. Gleiches gilt für schätzungsweise 800 Gaskessel, die vor 2040 noch nicht durch Wärmepumpen ersetzt wurden. Nach der vorgestellten Bewertungsmatrix ergibt sich ein gemischtes Bild unterschiedlicher Wärmeversorgungsarten für das Zieljahr 2045. Während in den Außenbereichen Wärmepumpen (Sole- oder Luft/Wasserwärmepumpen) und Hybridanlagen (Wärmepumpe mit Spitzenlastkessel), wird die Kernstadt von Bergkamen und Aden über große Flächen durch ein Wärmenetz versorgt. Der Stadtteil Rünthe, auf den in Kapitel 5.9.1 näher eingegangen wurde, wird aller Voraussicht nach ebenfalls dezentral versorgt, dies schließt einzelne Gebäudenetze mit ein. Der Wärmenetzausbau wird unabhängig von gesetzlichen Entwicklungen rund um das KWKG oder die BEW stattfinden. Wenn der Netzzusammenschluss Richtung Kamen erfolgt, entsteht in Summe eine Trasse, die länger als 120 Km sein wird, über die insgesamt rund 120 - 140 GWh/a abgesetzt werden könnten. Nach den Fördermittelbedingungen des BEW-Fördermittelprogramms könnten 21 GWh/a an Wärme aus dem BMHKW zum Zieljahr 2045 eingespeist werden. Da die genaue Variante jedoch noch nicht feststeht, wird von Variante B ausgegangen, die auf einen Netzausbau des BEW basiert und von keiner Verbindung zwischen

den Netzen Kamen und Bergkamen ausgeht. Eine nennenswerte Einspeisung des BMHKW ins öffentliche Fernwärmenetz der GSW wäre in diesem Fall schlecht möglich.

Sollte das KWKG verlängert werden, nimmt das BMHKW zukünftig einen größeren Stellenwert in der Wärmeversorgung der Stadt Bergkamen ein, als es diese Planung im Basisszenario annimmt.

Tabelle 41: Endenergieverbräuche nach Heizenergieträger im Basisjahr 2025 und im Zieljahr 2045

Bergkamen	2025	2040	2045
Endenergieverbrauch Summe	601.971 MWh/a	372.861 MWh/a	348.361 MWh/a
Endenergieverbrauch Erdgas	223.450 MWh/a	0 MWh/a	0 MWh/a
Endenergieverbrauch Heizöl	23.203 MWh/a	0 MWh/a	0 MWh/a
Endenergieverbrauch Flüssiggas	1.881 MWh/a	0 MWh/a	0 MWh/a
Endenergieverbrauch Kohle	1.141 MWh/a	0 MWh/a	0 MWh/a
Endenergieverbrauch Scheitholz	10.850 MWh/a	0 MWh/a	0 MWh/a
Endenergieverbrauch Pellets	1.375 MWh/a	1.370 MWh/a	1.368 MWh/a
Endenergieverbrauch Heizstrom	442 MWh/a	0 MWh/a	0 MWh/a
Endenergieverbrauch Wärmepumpenstrom	6.016 MWh/a	28.547 MWh/a	33.576 MWh/a
Endenergieverbrauch Wasserstoff	0 MWh/a	6.475 MWh/a	6.345 MWh/a
Endenergieverbrauch Biomethan	0 MWh/a	50.262 MWh/a	16.992 MWh/a
Endenergieverbrauch öffentliche Wärmenetze	73.675 MWh/a	28.627 MWh/a	32.500 MWh/a
<i>Erdgas</i>	<i>26.699 MWh/a</i>		
<i>Biomasse</i>	<i>46.272 MWh/a</i>		
<i>Heizöl</i>	<i>704 MWh/a</i>		
<i>Wärmepumpenstrom</i>		18.627 MWh/a	22.500 MWh/a
<i>Wasserstoff</i>		10.000 MWh/a	10.000 MWh/a
Endenergieverbrauch Bayer Wärmenetz	259.938 MWh/a	257.580 MWh/a	257.580 MWh/a
<i>Erdgas</i>	<i>141.111 MWh/a</i>		
<i>Abfallbehandlung und Abgase</i>	<i>118.827 MWh/a</i>	120.000 MWh/a	120.000 MWh/a
<i>Wasserstoff</i>		112.889 MWh/a	112.889 MWh/a
<i>Biomasse</i>		24.691 MWh/a	24.691 MWh/a

Dank des vermehrten Einsatzes von Wärmepumpen kann der Primärenergieverbrauch auf fast die Hälfte gesenkt werden. Die THG- Emissionen fallen von 151.418 tCO₂äq 2045 auf 52.734 tCO₂äq bzw. auf 2040 55.073 tCO₂äq. Rund 80% des Treibhausgasemissionen entfallen auf die Abgase aus der Abfallbehandlung.

Dabei wurden die Emissionsfaktoren unter Anhang 6.2 verwendet. Für den Strommix im Jahr 2045 wurde ein Emissionsfaktor von 15 gCO₂äq/kWh angenommen. Für 2040 wurde ein Emissionsfaktor für Strom in Höhe von 25 gCO₂äq/kWh angenommen. Für die Wärmenetze wurde in dieser Rechnung der maximale Ausbau angenommen.

5.10.1 FAZIT ZWISCHENBERICHT

Die zukünftige Wärmeversorgung in Bergkamen wird maßgeblich durch den gezielten Ausbau bestehender und neuer Wärmenetze geprägt. Dabei kommt insbesondere der Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen (GSW) eine zentrale Rolle zu.

Das bestehende Wärmenetz der GSW bildet den Ausgangspunkt für die weitere Entwicklung. Ziel ist es, dieses Netz schrittweise zu erweitern und gleichzeitig auf neue, langfristig tragfähige Wärmequellen umzustellen. Im Fokus steht dabei insbesondere die große kontinuierlich verfügbare Quelle Grubenwasser.

Die geplante Nutzung von Grubenwasser am Haus Aden bietet die Chance, eine neue, großskalige und langfristig verfügbare Wärmequelle zu erschließen. Gelingt dieses Vorhaben, kann Bergkamen eine zentrale Rolle für die interkommunale Wärmeversorgung im Verbund mit Kamen einnehmen.

Der Wärmenetzausbau konzentriert sich gezielt auf Gebiete mit:

- hoher Bebauungsdichte
- größeren zusammenhängenden Versorgungsstrukturen

bestehenden oder gut erweiterbaren Netzanschlüssen.

Hierzu zählen insbesondere die zentralen Siedlungsbereiche, in denen bereits heute günstige Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Netzbetrieb bestehen.

Gleichzeitig wird bewusst darauf verzichtet, Wärmenetzversorgungsgebiete flächendeckend auszuweisen. In strukturell ungeeigneten Gebieten – etwa in Netz nähe, aber locker bebauten Einfamilienhausgebieten oder peripheren Ortsteilen – ist ein wirtschaftlicher Netzbetrieb möglicherweise nicht darstellbar. In diesen Bereichen werden entweder keine weiteren Wärmenetzperspektiven verfolgt oder Prüfgebiete ausgewiesen.

Damit wird der Wärmenetzausbau klar priorisiert:

Dort, wo er sinnvoll und wirtschaftlich ist, wird er konsequent vorangetrieben – dort, wo dies nicht der Fall ist, werden alternative Lösungen verfolgt.

Wie in Tabelle 41 zu erkennen ist, ist der Bedarf an Biomethan bzw. Wasserstoff, sollte Bergkamen an den Klimazielen 2040 festhalten, mit über 150 GWh/Jahr deutlich höher als das in Bergkamen vorliegende Potenzial an Biomethan (siehe Kapitel 4.5.5 – Grüne Gase). Ein Import von Biomethan bzw. grünen Gasen aus anderen Regionen wäre notwendig.

Insgesamt würde der Bedarf an „grünen Gasen“ (Biomethan und Wasserstoff) im Jahr 2040 bei über 150 GWh liegen. Im Vergleich zu 2025 würde sich so der Bedarf an gasförmigen oder flüssigen Brennstoffträgern zwar um fast 2/3 Drittel senken lassen, jedoch bliebe der Gesamtbedarf auf einem noch zu hohen Level, um ein „fertiges“ Zielszenario feststellen zu

können. In der folgenden Planungsphase sollte daher das Thema „Prozesswärme“ genauer untersucht werden, um Alternativen zum Wasserstoff identifizieren zu können.

5.10.2 STRATEGISCHE LEITLINIE DER WÄRMEVERSORGUNG

Neben den identifizierten Wärmenetzgebieten kommt der dezentralen Wärmeversorgung eine zentrale Bedeutung für die zukünftige Wärmeversorgung in Bergkamen zu. Insbesondere in Bereichen mit geringer Siedlungsdichte, niedriger Wärmeliniedichte oder disperser Bebauungsstruktur ist eine leitungsgebundene Versorgung in der Regel nicht wirtschaftlich darstellbar.

Diese Gebiete umfassen vor allem:

- aufgelockerte Ein- und Zweifamilienhausgebiete,
- periphere Siedlungsbereiche und Außenlagen,
- ländlich geprägte Strukturen mit großen Grundstücken.

Für diese Teilräume werden dezentrale Versorgungslösungen als vorrangige Strategie verfolgt. Hierbei stehen insbesondere strombasierte Wärmepumpensysteme im Fokus, die durch den zunehmenden Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung perspektivisch klimaneutral betrieben werden können. Die Eignung für den Einsatz von Wärmepumpen ist dabei abhängig von mehreren Faktoren:

- energetischer Zustand der Gebäude,
- vorhandene Flächenpotenziale (z. B. für Außeneinheiten oder Erdsonden),
- verfügbare elektrische Anschlussleistung,
- individuelle Investitionsfähigkeit der Gebäudeeigentümer.

In Bestandsgebieten mit geringer Sanierungsrate kann der Umstieg auf Wärmepumpen zunächst mit höheren Anforderungen verbunden sein. Daher wird eine schrittweise Transformation unter Berücksichtigung natürlicher Erneuerungszyklen der Heizsysteme angenommen. Ergänzend können weitere dezentrale Optionen zum Einsatz kommen, darunter:

- Biomasse-Einzelanlagen in geeigneten Randlagen,
- hybride Systeme (z. B. Wärmepumpe mit Spitzenlastkessel),
- kleinteilige Nahwärmelösungen (z. B. Gebäudenetze oder landwirtschaftlich geprägte Wärmenetze)

Die dezentrale Versorgung wird somit nicht als einheitliche Lösung verstanden, sondern als technologieoffenes System, das sich an die jeweiligen lokalen Gegebenheiten anpasst.

Im Zusammenspiel mit den prioritären Wärmenetzgebieten ergibt sich daraus ein integriertes Versorgungskonzept, bei dem zentrale und dezentrale Lösungen komplementär eingesetzt werden, um eine flächendeckende und langfristig treibhausgasneutrale Wärmeversorgung zu ermöglichen.

5.10.3 PRIORITÄRE MAßNAHMEN

Aus dem vorliegenden Zwischenstand der Kommunalen Wärmeplanung ergeben sich für die Stadt Bergkamen mehrere prioritäre Handlungsfelder, die im weiteren Verlauf vertieft und konkretisiert werden sollten.

Ein erster Schwerpunkt liegt in der Weiterentwicklung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung. Hierzu zählt insbesondere die Verknüpfung der Ergebnisse der Kommunalen Wärmeplanung mit den bestehenden Transformationsüberlegungen im Bereich der Wärmenetze. Bestehende Netzstrukturen und potenzielle Erweiterungsräume sind im nächsten Schritt hinsichtlich ihrer technischen, wirtschaftlichen und organisatorischen Umsetzbarkeit weiter zu konkretisieren. Dabei sind insbesondere Anschlussdichten, potenzielle Ankerkunden, geeignete Wärmeerzeugungsstandorte und die Einbindung erneuerbarer Wärmequellen zu berücksichtigen.

Ein zweiter Schwerpunkt betrifft die gezielte Aktivierung dezentraler Transformationspfade im Gebäudebestand. In denjenigen Teilräumen, in denen keine oder nur langfristig begrenzte Wärmenetzperspektiven bestehen, sollten Informations-, Beratungs- und Umsetzungsangebote für gebäudeindividuelle Lösungen vorbereitet werden. Dies betrifft insbesondere Wärmepumpen, Effizienzmaßnahmen sowie den Umgang mit älteren fossil betriebenen Heizsystemen. Eine wichtige Rolle spielt hierbei die Verknüpfung aus Heizungserneuerung, Gebäudesanierung und technischer Anpassung der Wärmeverteilung.

Ein dritter Schwerpunkt liegt in der vertieften Betrachtung ausgewählter Fokusgebiete. Hier können vertiefende Untersuchungen zu Wärmenetzlösungen, Wärmequellen, Laststrukturen und Betreibermodellen ansetzen und damit die Brücke zwischen strategischer Wärmeplanung und konkreter Projektentwicklung schlagen.

Ergänzend hierzu ist die weitere Abstimmung mit den relevanten Akteuren vor Ort von zentraler Bedeutung. Dazu zählen insbesondere Netzbetreiber, Energieversorger, größere Wärmeverbraucher, kommunale Einrichtungen sowie potenzielle weitere Umsetzungspartner. Die im Rahmen der bisherigen Bearbeitung aufgebauten Kontakte und Abstimmungsprozesse bilden hierfür eine wichtige Grundlage und sollten im weiteren Planungsverlauf systematisch fortgeführt werden.

Insgesamt richten sich die prioritären Maßnahmen damit auf die Konkretisierung der Wärmenetzperspektiven, die Aktivierung dezentraler Lösungen, die vertiefte Bearbeitung der Fokusgebiete sowie auf die organisatorische Vorbereitung der späteren Umsetzung.

Der Bedarf an grünen Gasen (Biomethan/Wasserstoff/synthetische Gase) sollte im Hinblick auf Prozesswärmebedarfe noch einmal genauer überprüft und mit einer realistischen Einordnung mit Blick auf die Verfügbarkeit dieser Gase, diskutiert und nach Möglichkeit reduziert werden.

6 ANHANG

6.1 FRAGEBOGEN UNVERMEIDBARE ABWÄRME

Kommunale Wärmeplanung
Bergkamen-Bönen-Kamen
Fragebogen zu Potenzialen
N.Raupach@bergkamen.de

Im Auftrag der smartOPS GmbH
Stadt Bergkamen: Breitscheidstraße 6
34119 Kassel
m.schnitzbaumer@smartops.de

Kassel, 10.04.2025

Fragebogen zur Erfassung von Potenzialen für die kommunale Wärmeplanung

Sehr geehrte Damen und Herren,

durch das Ausfüllen dieses Fragebogens unterstützen Sie die Stadt Bergkamen und uns bei der Erstellung eines kommunalen Wärmeplans. Ihre Angaben helfen uns dabei, Abwärmepotenziale zu identifizieren und geeignete Konzepte zur Nutzung zu entwickeln. Bitte nehmen Sie sich einen Moment Zeit, um die Felder auszufüllen. Es handelt sich bei diesem Fragebogen um eine Vorabfrage. Alle Angaben sind freiwillig und werden nur im Rahmen der Wärmeplanung erfasst, werden vertraulich behandelt und im Falle von Potenzialen anonym veröffentlicht. Bitte lassen Sie uns Ihre Rückmeldung spätestens bis zum 07.05.2025 zukommen. Vielen Dank für Ihre Unterstützung!

1 UNTERNEHMENSINFORMATIONEN

Name des Unternehmens:

Branche:

Name Kontaktperson:

Telefonnummer:

E-Mail:

1.1 Fallen Sie unter die Energieauditpflicht nach EDL-G?
(EDL-G – Energiedienstleistungsgesetz i.V.m. EnEFG – Energieeffizienzgesetz)

Ja
 Nein, wir besitzen ein Energiedatenerfassungssystem
 Nein

1.2 Können Sie uns die Ergebnisse des Energieaudits oder Daten der Energieerfassung zur Verfügung stellen?

Ja
 Nein, weil:

2 PROZESS- UND ENERGIEINFORMATIONEN

2.1 Welche Energieträger verwenden Sie?
(Dabei sind insbesondere Energieträger gemeint, die zum Heizen oder zum Aufrechterhalten Ihrer Prozesse dienen. Mehrfachnennungen möglich.)

Strom
 Gas
 Öl
 Fernwärme
 Biomasse
 Andere:

Seite 1 von 3

Kommunale Wärmeplanung
Bergkamen-Bönen-Kamen
Fragebogen zu Potenzialen



Im Auftrag der smartOPS GmbH
Stadt Bergkamen: Breitscheidstraße 6
34119 Kassel

N.Raupach@bergkamen.de

m.schnitzlbaumer@smartops.de

2.2 Verfügen Sie in Ihrem Unternehmen über Prozesse, die unvermeidbare Abwärme erzeugen?

(Dies können z. B. Trocknungsanlagen, Öfen, Kompressoren oder Kühlanlagen sein. Auch Abwärme auf niedrigem Temperaturniveau ab 15°C ist relevant.)

Ja:

Nein

[Die folgenden Fragen sind wichtig, wenn Sie über Abwärme in Ihrem Unternehmen verfügen. Falls nicht, können Sie gerne mit Punkt 3 fortfahren.]

2.3 Wie wird diese Abwärme derzeit genutzt?

(Falls Ihnen keine Nutzung bekannt ist, lassen Sie dieses Feld leer.)

Ungenutzt

Zur Beheizung/Wärmerückgewinnung

Andere Nutzung:

2.4 Gibt es Messwerte/Bilanzierung zu dieser Abwärme?

(z.B. Menge der Abwärme in kWh, zeitliches Angebot oder ähnliche Daten.)

Ja:

Nein

2.5 Ist die Temperatur dieser Abwärme bekannt?

(Bitte geben Sie die ungefähre Temperatur der Abluft oder anderer Abwärmequellen an.)

Ja:

Nein

2.6 Gibt es Hindernisse bei der Nutzung von dieser Abwärme?

(z.B. technische Einschränkungen, wirtschaftliche Hürden oder Platzmangel.)

Ja:

Nein

3 SONSTIGE RELEVANTE POTENZIALE

3.1 Verfügen Sie über Dachflächen und/oder freie Flächen auf dem Betriebsgelände für Photovoltaik oder Solarthermie?

Ja:

Nein

3.2 Verfügen Sie über weitere Potenziale, die in diesem Fragebogen nicht erfasst wurden (z.B. Biomasse)?

Ja:

Nein

Kommunale Wärmeplanung
Bergkamen-Bönen-Kamen
Fragebogen zu Potenzialen
N.Raupach@bergkamen.de



Im Auftrag der smartOPS GmbH
Stadt Bergkamen: Breitscheidstraße 6
34119 Kassel
m.schnitzbaumer@smartops.de

3.3 Haben Sie spezielle Wünsche oder Anmerkungen?

Wenn sich aus dem Fragebogen interessante Potenziale für die kommunalen Wärmeplanung ergeben, würden wir Sie nochmals kontaktieren und gegebenenfalls weitere Informationen anfragen. Die Ergebnisse der Wärmeplanung können Sie nach Abschluss von uns erhalten. Gerne können Sie uns bei Fragen ansprechen.

Vielen Dank für Ihre Unterstützung!
Beste Grüße,

Norman Raupach
Stadt Bergkamen

N.Raupach@bergkamen.de

Marinus Schnitzbaumer
smartOPS GmbH

m.schnitzbaumer@smartops.de

Datenschutzhinweis

Ihre persönlichen Daten werden gemäß der geltenden Datenschutzbestimmungen (DSGVO) vertraulich behandelt und ausschließlich im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung anonym verwendet. Eine Weitergabe an Dritte erfolgt nicht. Die Teilnahme ist freiwillig, und Sie können Ihre Einwilligung jederzeit ohne Angabe von Gründen widerrufen. In diesem Fall werden Ihre Daten unverzüglich gelöscht.

Bei Fragen zum Datenschutz oder zur Verarbeitung Ihrer Daten wenden Sie sich bitte an die oben genannte Kontaktperson.

UTILITY PARTNERS



Seite 3 von 3

6.2 TREIBHAUSGAS-FAKTOREN

Tabelle 42: Treibhausgas-Faktoren

Technik	Primärenergieträger	Emissionsfaktor in gCO ₂ äq/kWh
Heizkessel, Öl	Heizöl	318
Heizkessel, Gas	Erdgas	247
Heizkessel, Flüssiggas	Flüssiggas	276
Heizkessel, Klärgas	Klärgas	22
Heizkessel, Grubengas	Grubengas	1
Nachtspeicherheizung	Strommix, DE	380
Wärmepumpe	Strommix, DE	380
Holzhackschnitzel-/pelletheizung	Holzhackschnitzel/-pellets	160
Heizkohleofen	Kohle	411
Kaminofen	Scheitholz	22
Stromdirektheizung	Strommix, DE	380
Abfallbehandlung und Abgase	Abfall (Siedlungsabfälle, Restmüll, Kunststoffe, Industrieabfall), Abgas (ohne Primärenergieträger, Träger von Restenergie aus anderen Quellen)	354

7 DIENSTLEISTER

UTILITY PARTNERS ist eine Gruppe von spezialisierten Dienstleistungsunternehmen für die Energiewirtschaft. Wir unterstützen die Unternehmen der Branche bei der Bewältigung der regulatorischen und digitalen Herausforderungen. Wir liefern Mehrwert durch Branchenkompetenz, Methodenkenntnis und IT-Know-how in den Projekten unserer Kunden. Durch unsere Unterstützung und das breite Wissen bei UTILITY PARTNERS in den verschiedenen Geschäftsbereichen der Energiebranche können Sie mit unserer Hilfe die Kommunale Wärmeplanung als eine Chance angehen und mit unserer Expertise nachhaltige und Geschäftsmodelle im Wärmemarkt der Zukunft etablieren.

Die smartOPS GmbH ist im Jahr 2020 als Spin-Off von Ingenieuren & Unternehmern gegründet worden, die die Energiewende seit mehr als 30 Jahren aktiv begleiten und mitgestalten. Das Projektportfolio geht von Machbarkeitsstudien, technischen Fachgutachten und Beratungen bis hin zur Projektierung sowie Bauüberwachung. Die betrachteten Technologien umfassen dabei unter anderem Abwärmequellen für Wärmepumpen (z. B. geklärtes Abwasser, Flusswasser, Geothermie, Rechenzentren, Kühlanlagen), Solarthermie, Bioenergie, Photovoltaik und Batteriespeicher, Windenergie, Tank- sowie saisonale Wärmespeicher.