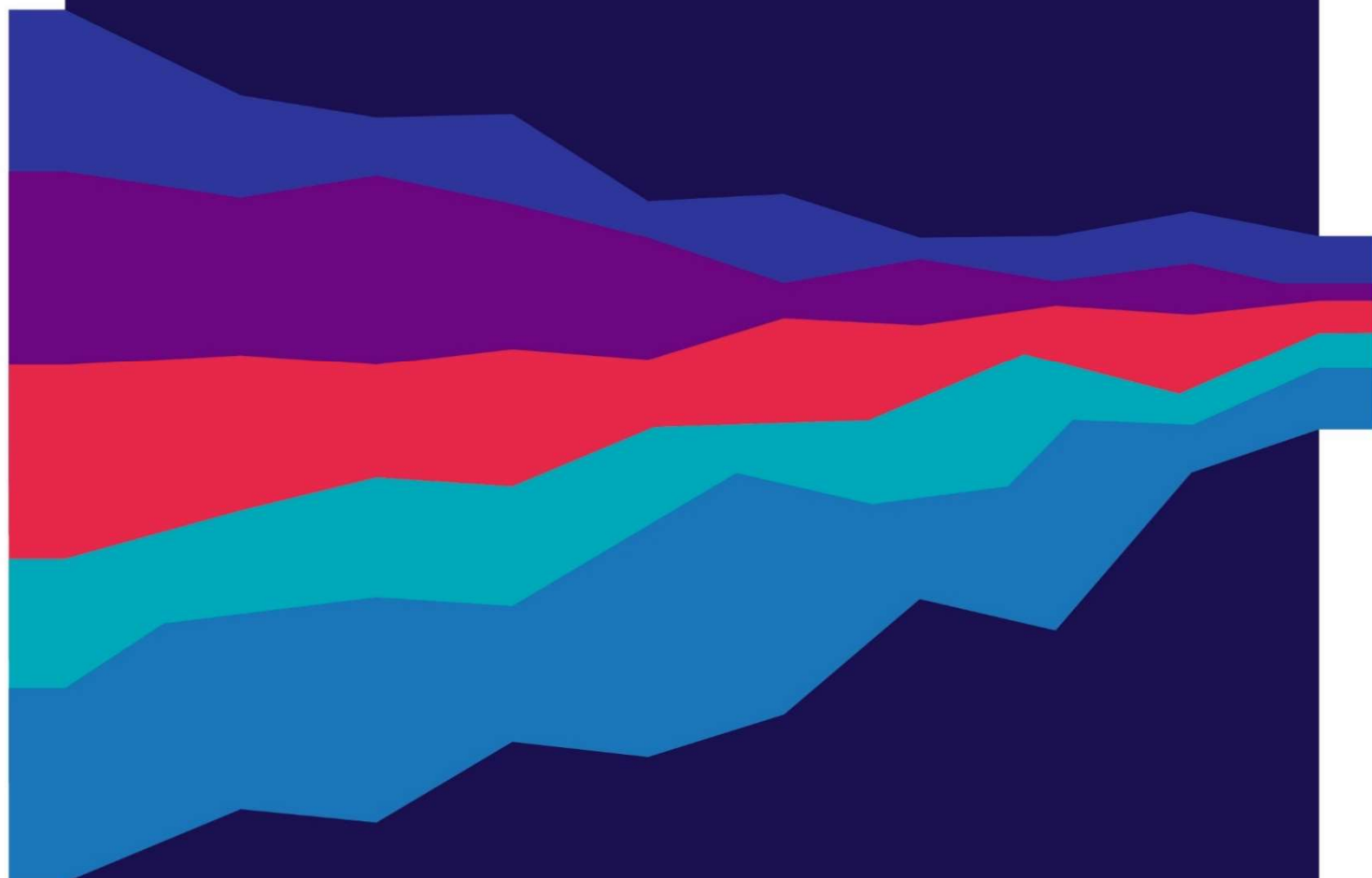


Kommunalrichtlinie Kommunale Wärmeplanung



BCC-ENERGIE GmbH

Karlstraße 24a, 04435 Schkeuditz

für die

Stadt Arendsee (Altmark)

Am Markt 3, 39619 Arendsee (Altmark)





Kommune:

Stadt Arendsee (Altmark)

Am Markt 3

39619 Arendsee (Altmark)

Beratungsdurchführung: 31.01.2025 – 31.12.2025

Autorenschaft:

Maximilian Gutwein



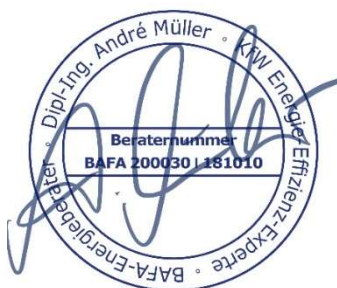
Dipl.-Ing. regenerative
Energiesysteme



BCC-Energie GmbH



Schkeuditz, 27.10.2025



Unterschrift

Gender-Hinweis

Zur besseren Lesbarkeit wird in diesem Bericht das generische Maskulinum verwendet. Die in diesem Konzept verwendeten Personenbezeichnungen beziehen sich – sofern nicht anders kenntlich gemacht – auf alle Geschlechter.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz



NATIONALE
KLIMASCHUTZ
INITIATIVE

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	6
Tabellenverzeichnis.....	8
1. Zusammenfassung KWP Arendsee (Altmark).....	10
2. Planungsinstrument	10
2.1 Planungsteam	11
2.1.1 BCC Energie GmbH	11
3. Bestandsanalyse	12
3.1 Allgemeines zur Gemeinde.....	12
3.1.1 Einwohnerzahl und Prognosen	14
3.1.2 Bestehende Planungen, Konzepte, Vorschriften.....	14
3.2 Gebäude- und Siedlungsstruktur.....	20
3.2.1 Siedlungstypen	20
3.2.2 Gebäudenutzung.....	23
3.2.3 Baualtersklassen.....	24
3.3 Energieinfrastruktur	26
3.3.1 Gasnetze.....	26
3.3.2 Stromnetze	28
3.3.3 Abwassernetze	28
3.3.4 Wärme- und Gasspeicher.....	28
3.3.5 Wasserstoffinfrastruktur – Speicher, Netze und Leitungen	29
3.3.6 Beheizungsstruktur	29
3.4 Energieverbrauchs- und Energiebedarfserhebungen.....	33
3.4.1 Energieverbrauch	33
3.4.2 Wärmebedarf	41
3.5 Treibhausgasbilanz	44
4. Potenzialanalyse.....	46
4.1 Energieeinsparungspotenziale	46
4.1.1 Unsaniertes Fachwerkgebäude aus vor 1918	46
4.1.2 saniertes Fachwerkgebäude aus um 1900	49
4.1.3 Unsaniertes Mehrfamilienhaus aus 1960	50
4.2 Restriktionsgebiete.....	54
4.3 Wärmesektor	56
4.3.1 Abwärme aus Industrie, Gewerbe, Landwirtschaft, Abwasser und Kläranlagen	56

4.3.2	Solarthermie	68
4.3.3	Biomasse	73
4.3.4	Geothermie	78
4.3.5	Aquathermie	87
4.4	Stromsektor	92
4.4.1	Photovoltaik	92
4.4.2	Wind	94
4.5	Speicherpotenziale	96
5.	Zielszenarien	97
5.1	Räumliche Verteilung der Versorgungsgebiete	97
5.1.1	Wärmenetz(-prüf)gebiete	97
5.1.2	Prüfgebiete Gas- und Wasserstoffnetz	102
5.1.3	Dezentrale Versorgungsgebiete	102
5.2	Erstellung von Zielszenarien	104
6.	Umsetzungsstrategie und Maßnahmenkatalog	107
6.1	Maßnahmenkatalog	107
6.1.1	Wärmenetzzeignungs- und -prüfgebiet Arendsee Kernstadt	108
6.1.2	Wärmenetzprüfgebiet Zießau	116
6.1.3	Wärmenetzprüfgebiete Kerkau und Dessau	119
6.1.4	Wärmenetzprüfgebiet Mechau	122
6.2	Umsetzungsstrategie gesamtes Planungsgebiet	125
6.2.1	Handlungsfeld Fernwärmeneubau, sowie Umstellung auf erneuerbare Energien	125
6.2.2	Handlungsfeld Eignungsgebiete dezentrale Wärmeversorgung	126
6.2.3	Überprüfung der Maßnahmen auf ihre Sozialverträglichkeit	136
7.	Verstetigungsstrategie	137
7.1	Verankerung	138
7.2	Finanzierungs- und Fördermöglichkeiten	139
7.3	Positive Nebeneffekte bei der verstetigten kommunalen Wärmeplanung	140
7.4	Koordination und Moderation	140
7.5	Information und kommunale Vernetzung	142
7.6	Flächenmanagement	145
7.7	Fortführung der Datensammlung	146
8.	Controlling-Konzept	148
8.1	Indikatoren	148
8.2	Evaluierungsprozess	149

9. Beteiligungskonzept	152
9.1 Kommunalverwaltung	152
9.2 Wohnungswirtschaft	153
9.3 Energieversorger und Netzbetreiber	153
9.4 Landwirtschaft und Biogasanlagenbetreiber	153
9.5 Gewerbe- und Industriebetriebe	154
9.6 Öffentlichkeit	155

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Lage der Einheits-Gemeinde Arendsee (Altmark) in Sachsen-Anhalt mit Ortsteilen	12
Abbildung 2: Das Gemeindegebiet der Stadt Arendsee (Altmark) inklusive ihrer 17 Ortschaften, sowie mit Pins markierte Standorte der aktuellen Bebauungspläne	17
Abbildung 3: Einteilung des Siedlungsgebietes nach dem Flächennutzungstyp	22
Abbildung 4: Baublockdarstellung der Lage des Gasnetzes in Arendsee (Altmark)	27
Abbildung 5 Das Gemeindegebiet Arendsee (Altmark) und das mögliche Wasserstoffkernnetz Deutschlands	29
Abbildung 6: Baublockdarstellung der überwiegenden Beheizungsart im Gebiet von Arendsee (Altmark)	31
Abbildung 7 Prozentuale Verteilung der Beheizungsstruktur von Arendsee (Altmark) je Energieträger	32
Abbildung 8 jährlicher Endenergieverbrauch von Wärme nach Energieträgern	34
Abbildung 9 Anteil erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch	34
Abbildung 10 Baublockdarstellung der Wärmeverbräuche im Gemeindegebiet der Stadt Arendsee (Altmark)	35
Abbildung 11 Wärmelinien-darstellung der Wärmeverbräuche im Gemeindegebiet der Stadt Arendsee (Altmark)	36
Abbildung 12 summierte Gasverbräuche in MWh/a	38
Abbildung 13 summierte Gasverbräuche in MWh/a ohne den Ortsteil Arendsee (Altmark)	39
Abbildung 14: Großverbraucher Energie auf dem Gemeindegebiet von Arendsee (Altmark)	40
Abbildung 15: Baublockdarstellung der Wärmebedarfe der Wohngebäude	43
Abbildung 16: THG-Emissionen des Wärmesektors nach Sektoren und Energieträger Arendsee (Altmark)	45
Abbildung 17 freistehendes Fachwerkhaus (Baujahr vor 1918)	46
Abbildung 18 Primärenergiebedarf des betrachteten MFH nach DIN V 18599	47
Abbildung 19 Sanierungsmaßnahmen und prozentuale Einsparpotenziale für das Beispielgebäude des unsanierten Fachwerkgebäudes vor 1918 (Werte beziehen sich auf den Primärenergiebedarf des Gebäudes).	48
Abbildung 20 Primärenergiebedarf des Fachwerkhauses im teilsanierten Zustand	49
Abbildung 21 Einsparpotenzial verschiedener energetischer Sanierungsmaßnahmen für ein saniertes Fachwerkhaus	50
Abbildung 22 Mehrfamilienhaus um 1960 mit erneuerter Dacheindeckung	51
Abbildung 23 teilsaniertes Fachwerkgebäude	52
Abbildung 24 Einsparpotenzial verschiedener energetischer Sanierungsmaßnahmen für ein Mehrfamilienhaus	52
Abbildung 25 mögliche Abwärmequellen und Abwärmesenken (Quelle: DENA, Erfolgreiche Abwärmenutzung im Unternehmen, Darstellung: Österreichische Energieagentur)	57
Abbildung 26 Standorte von Energie-Großverbrauchern in Arendsee (Altmark)	59
Abbildung 27 Hauptpotenziale zur Steigerung der Energieeffizienz von Kläranlagen (Quelle (Björn Weber, 2023))	61
Abbildung 28 Lage der Kläranlage in Arendsee (Altmark)	62

Abbildung 29 Biomethan als Energieträger, Quelle: (Christian Löffler, 2022)	64
Abbildung 30 Standorte von Biogas- und Biomethananlagen in Arendsee (Altmark)	65
Abbildung 31 Solarthermie-Potenzial von Dachanlagen in der Stadt Arendsee (Altmark) nach Baublöcken....	69
Abbildung 32 potenzielle Flächen für Solarfreiflächenanlagen der Stadt nach dem Freiflächenkonzept	71
Abbildung 33 Gärreste aus beispielhafter Biogasanlage.....	77
Abbildung 34 Erdwärme als Wärmequelle zur Gebäudeheizung; Quelle: https://www.unendlich-viel-energie.de/media/image/78361.AEE_Oberflaechnahe_Geothermie_Maerz23.jpg	79
Abbildung 35: Karte der geothermischen Potenziale der Stadt Arendsee (Altmark).	84
Abbildung 36: Tiefengeothermischen Potenzial und bestehende Tiefenbohrungen im Gemeindegebiet.....	86
Abbildung 37 Photovoltaik-Potenzial von Dachanlagen in der Stadt Arendsee (Altmark) nach Baublöcken	92
Abbildung 38: Entwicklung der Beheizungsstruktur und der Treibhausgasemissionen im Zielszenario	105
Abbildung 39 Karte zum Wärmenetzeignungs- und -prüfgebiet Arendsee (Kernstadt)	109
Abbildung 40: Karte zur Eignungsprüfung Wärmenetzgebiet Jeßnitz	116
Abbildung 41 Beispielkarte zur Eignungsprüfung „Prüfgebiete Wärmenetz“ am Beispiel Kerkau	119
Abbildung 42 Karte zum Prüfgebiet Mechau	122
Abbildung 43: Organisation des Verstetigungsprozesses für die Umsetzung der KWP	137
Abbildung 44: Top-Down und Bottom-Up im Controlling der KWP	150
Abbildung 45: Evaluationskreislauf der KWP	151

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Anteile der Flächennutzung bezogen auf das Gemeindegebiet Arendsee (Altmark).	20
Tabelle 2: Siedlungstypen und Merkmale der Ortsteile.	20
Tabelle 3: Gebäudenutzung – Einteilung nach Sektoren nach KWW-Leitfaden	23
Tabelle 4: Baualtersklassen Gebäude	24
Tabelle 5 Gasverbräuche und Anschlussquoten je Ortsteil.....	37
Tabelle 6: theoretische Wärmebedarfe der Wohngebäude auf Ortsteilebene	41
Tabelle 7: Sanierungsmaßnahmen und prozentuale Einsparpotenziale des Beispielgebäudes	48
Tabelle 8: Übersicht der verschiedenen Restriktionsflächen, welche für die Nutzung von Wärmepotenzialen nicht nutzbar sind	54
Tabelle 9: Übersicht der verschiedenen Restriktionsflächen, welche für die Nutzung von Wärmepotenzialen eingeschränkt nutzbar sind	54
Tabelle 10: Übersicht der verschiedenen Restriktionsflächen in der Einheitsgemeinde.....	55
Tabelle 11 Kennwerte aus den Daten der Plattform für Abwärme in Arendsee (Altmark)	58
Tabelle 12: Rahmenparameter zur Berechnung des technischen Potenzials der Abwärme aus Abwasser in Arendsee (Altmark)	62
Tabelle 13 Kennwerte der Biogas-BHKWs in Arendsee (Altmark).....	65
Tabelle 14: Erträge der Solarthermie-Freiflächenanlagen auf den ausgewiesenen Flächen, fett: Bestandsanlagen, kursiv: in Realisierung befindliche Fläche	71
Tabelle 15: Rahmenparameter zur Berechnung des technischen Potenzials der Seethermie in Arendsee	90
Tabelle 16: Erträge der PV-Freiflächenanlagen auf den ausgewiesenen Flächen, kursiv: in Realisierung befindliche Fläche	93
Tabelle 17: Ausgewiesene Windenergieflächen in der Stadt Arendsee (Altmark).	94
Tabelle 18: Qualitative Bewertung der voraussichtlichen Wärmegestehungskosten für das Wärmenetz Arendsee (nach KWW-Leitfaden)	98
Tabelle 19: Qualitative Bewertung der voraussichtlichen Wärmegestehungskosten für das Wärmenetzprüfgebiet Zießau (nach KWW-Leitfaden)	99
Tabelle 20: Qualitative Bewertung der voraussichtlichen Wärmegestehungskosten für die Wärmenetzprüfgebiete Kerkau und Dessau (nach KWW-Leitfaden)	100
Tabelle 21: Qualitative Bewertung der voraussichtlichen Wärmegestehungskosten für das Wärmenetzprüfgebiet Mechau (nach KWW-Leitfaden)	101
Tabelle 22 Risikofaktoren zum Wärmenetzeignungs- und -prüfgebiet Arendsee (Kernstadt)	110
Tabelle 23 Wärmesenken des Wärmenetzeignungs- und -prüfgebiet Arendsee (Kernstadt)	111
Tabelle 24 Wärmequellen für das Wärmenetzeignungs- und -prüfgebiet Arendsee (Kernstadt)	112
Tabelle 25 Treibhausgasemissionsminderung (im Vergleich zu reiner Gasversorgung) für das Erwärmenetzeignungs- und -prüfgebiet Arendsee (Kernstadt)	112
Tabelle 26 Investitionskosten für die Anlagentechnik und das Wärmeverteilnetz für das Netzgebiet Arendsee (Altmark) unter Nutzung der Seethermie	113

Tabelle 26 wirtschaftliche Bewertungen zum Wärmenetzeignungs- und -prüfgebiet Arendsee (Kernstadt) unter Nutzung der Seethermie	113
Tabelle 26 Investitionskosten für die Anlagentechnik und das Wärmeverteilnetz für das Netzgebiet Arendsee (Altmark) unter Nutzung der tiefen Geothermie	114
Tabelle 27 wirtschaftliche Bewertungen zum Wärmenetzeignungs- und -prüfgebiet Arendsee (Kernstadt) unter Nutzung tiefer Geothermie	114
Tabelle 28: Risikofaktoren zum Prüfgebiet Zießau	117
Tabelle 29: Wärmesenken des Prüfgebiet Zießau	117
Tabelle 30: Wärmequellen für das Prüfgebiets Zießau	118
Tabelle 31: Treibhausgasemissionsminderung (im Vergleich zu reiner Gasversorgung) für das Prüfgebiet Zießau	118
Tabelle 32 Risikofaktoren zu den Prüfgebieten Wärmenetze BGA-Anlagen	120
Tabelle 33 Wärmesenken der Wärmenetzprüfgebiete	120
Tabelle 34 Wärmequellen der Wärmenetzprüfgebiete	121
Tabelle 35 Treibhausgasemissionsminderung (im Vergleich zu reiner Gasversorgung) am Beispiel Kerkau ...	121
Tabelle 36 Risikofaktoren zum Eignungsgebiet Hermsdorf	122
Tabelle 37 Wärmesenken des Prüfgebiet Mechau	123
Tabelle 38 Wärmequellen für das Prüfgebiet Mechau	124
Tabelle 39 Treibhausgasemissionsminderung (im Vergleich zu reiner Gasversorgung) für das Prüfgebiet Mechau	124
Tabelle 40 Übersicht Energieverbrauch und -kosten für verschiedene Wärmeerzeuger (EFH mit geringem Verbrauch)	129
Tabelle 41 Übersicht Energieverbrauch und -kosten für verschiedene Wärmeerzeuger (EFH mit hohem Verbrauch)	131
Tabelle 42: Erfolgsindikatoren der Maßnahmen	148

1. Zusammenfassung KWP Arendsee (Altmark)

Anm. d. Red.: Die Zusammenfassung des Berichts wird am Ende der Bearbeitung an dieser Stelle eingefügt.

2. Planungsinstrument

Die rechtliche Grundlage und somit einen bundeseinheitlichen Rahmen für die Kommunale Wärmeplanung in Deutschland bildet das am 01.01.2024 in Kraft getretene „Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz – WPG)“. Darin werden die Länder und Gemeinden verpflichtet Wärmepläne für ihr jeweils gesamtes Gemeindegebiet zu erstellen oder erstellen zu lassen. Die Fristen der Fertigstellung orientieren sich an der Gemeindegröße. Kommunen mit > 100.000 Einwohnenden müssen bis zum 30.06.2026 und Gemeinden mit ≤ 100.000 Einwohnende bis zum 30.06.2028 eine kommunale Wärmeplanung vorzeigen können (WPG § 4 (2)). Gemeinden mit unter 10.000 Einwohnenden sind ermächtigt ein vereinfachtes Verfahren anzuwenden (WPG § 4 (3) und § 22).

Das Ziel der Kommunalen Wärmeplanung ist die Minimierung von Fehlinvestitionen und die Stärkung der lokalen Energieversorgung durch eine technologieoffene und langfristig gedachte Vorplanung zur Deckung zukünftiger Wärmebedarfe.

Sachsen-Anhalt hat bis dato noch kein Landesgesetz zur Kommunalen Wärmeplanung. Die Vorbereitungen dazu laufen.

Die Förderung der kommunalen Wärmeplanung erfolgt über die Kommunalrichtlinie Punkt 4.1.11 der Nationalen Klimaschutz Initiative (NKI).

2.1 Planungsteam

2.1.1 BCC Energie GmbH

BCC-ENERGIE bündelt jahrzehntelange Erfahrungen in energetischen Themen und entwickelt seit 2018 kommunale Energieeffizienz-Netzwerke (www.keen-verbund.de) als kommunale Plattform zur Projektentwicklung für eine „Wärmewende“ mit dem Ziel der Treibhausgas-Neutralität. Fast 70 Kommunen sind an dieser Initiative beteiligt.

In zahlreichen Projekten wurden im Rahmen der kommunalen Stadtsanierung (KfW), Potenzialstudien (KRL), Klimaschutzmodellprojekten (BMU), BEW - Bundesförderung Effiziente Wärmenetze (BAFA) Lösungsszenarien und förderfähige Projektvorhaben für die Umsetzung vorbereitet und begleitet.

Als technisches Modell setzen BCC-ENERGIE und seine Partner eine georeferenzierte Netzplanung ein, die flexibel auf unterschiedliche Kommunal-Anforderungen und Entwicklungsstände bei Quartiers- und Wärmenetz-Lösungen Anwendung findet.

Das Team von BCC-ENERGIE verbindet ingenieurtechnisches Knowhow mit den technischen Mindestanforderungen der Förderprogramme des Bundes und der Länder. Als akkreditierte Energieeffizienz-Experten, Sachkundige bei BLE (Bundesamt Landwirtschaft und Ernährung), KomEms (Kommunales Energiemanagement), BSKO (Bilanzierungs-Systematik Kommunal), als Umweltgutachter und Sachkundige in Landesprogrammen begleitet BCC-ENERGIE Kommunen und beteiligte Akteure als „Bauherrenvertretung“ bei Projektentwicklung, Umsetzung und Abschluss der Vorhaben.

3. Bestandsanalyse

3.1 Allgemeines zur Gemeinde

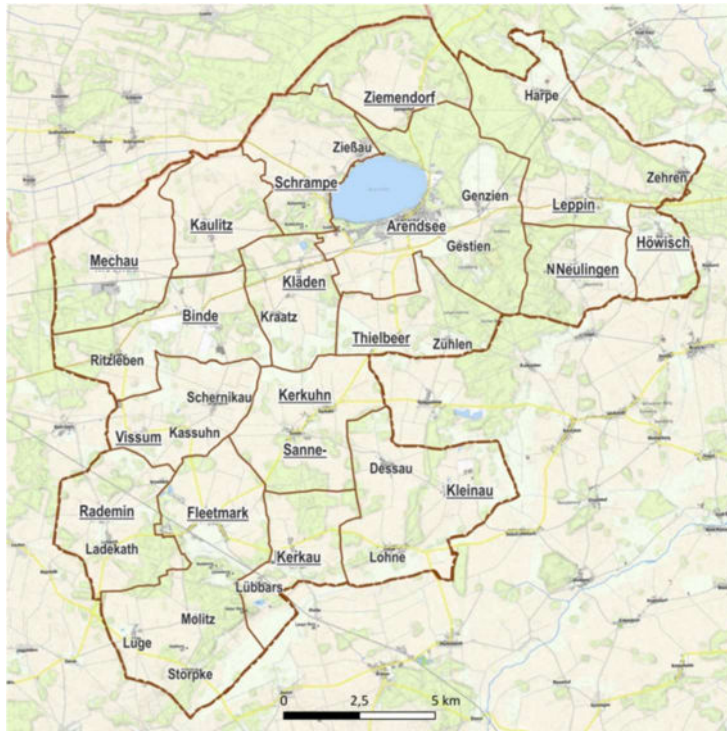


Abbildung 1 | Lage der Einheits-Gemeinde Arendsee (Altmark) in Sachsen-Anhalt mit Ortsteilen¹

Lage, Struktur und Gebietsdaten der Stadt Arendsee (Altmark)

Die Stadt Arendsee (Altmark) befindet sich im Norden des Bundeslandes Sachsen-Anhalt an der Landesgrenze zu Niedersachsen (s. Abbildung 1), nur wenige Kilometer vom Wendland in Niedersachsen und der Prignitz in Brandenburg entfernt. Die Kernstadt liegt idyllisch am Südufer des Arendsees – dem größten und tiefsten natürlichen See in Sachsen-Anhalt. Arendsee (Altmark) ist eine Einheitsgemeinde im Altmarkkreis Salzwedel, der im Zuge der Gemeindegebietsreform in den Jahren 2009/2010 gebildet wurde. Die Kernstadt ist außerdem ein staatlich anerkannter Luftkurort.

Arendsee (Altmark) erstreckt sich über eine Fläche von rund 269,68 km² und gehört damit zu den flächengrößeren Gemeinden Sachsens-Anhalts. Zum Stichtag 31.12.2023 hatte Arendsee (Altmark) rund 6.600 Einwohner, was einer vergleichsweise niedrigen Bevölkerungsdichte entspricht.

Die Stadt Arendsee (Altmark) besteht aus insgesamt 17 Ortschaften mit insgesamt 35 Ortsteilen:

Arendsee, Binde, Dessau, Fleetmark, Genzien, Gestien, Harpe, Höwisch, Kassuhn, Kaulitz, Kerkau, Kerkuhn, Kläden, Kleinau, Kraatz, Ladekath, Leppin, Löhne, Lübbars, Lüge, Mechau, Moltz, Neulingen, Rademin, Ritzleben, Sanne, Schernikau, Schrampe, Störpke, Thielbeer, Vissum, Zehren, Ziemendorf, Ziebau, Zühlen.

Gebietsgrenzen

Mit ihrer Lage im Nordosten des Altmarkkreises grenzt die Stadt Arendsee (Altmark)
– im Westen an die Hansestadt Salzwedel (zugleich Kreisstadt des Landkreises),

¹ Bergfex GmbH auf Basis OSM Standard (IGEK 2024 Arendsee)

- im Süden an die Stadt Kalbe (Milde), ebenfalls im Altmarkkreis Salzwedel,
- im Osten an die Gemeinden Altmärkische Höhe und Zehrental, die zur Verbandsgemeinde Seehausen (Altmark) im Landkreis Stendal gehören,
- im Norden an die niedersächsischen Gemeinden Lemgow und Prezelle sowie an das gemeindefreie Gebiet Gartow im Landkreis Lüchow-Dannenberg.

Bedeutung und Charakteristik

Durch ihre Lage am gleichnamigen See besitzt die Stadt Arendsee (Altmark) große touristische Bedeutung. Der Ort ist zudem geprägt durch ländliche Strukturen, land- und forstwirtschaftliche Nutzung sowie eine dezentrale Siedlungsstruktur mit mehreren Ortsteilen. Die Einheitsgemeinde ist Trägerin zahlreicher kommunaler Aufgaben, darunter die Daseinsvorsorge, Ortsentwicklung und Verwaltung.

Der Arendsee ist ein fast vollständig erklärtes Fauna-Flora-Habitat-Gebiet (FFH-Gebiet) und gilt damit als ein europäisches Schutzgebiet, das nach der Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie der Europäischen Union ausgewiesen wird.

Die Stadt Arendsee (Altmark) ist über ein gut ausgebautes Netz von Landes- und Kreisstraßen erreichbar. Die wichtigsten Verbindungen stellen die Landesstraße L1 (Richtung Salzwedel und Seehausen) sowie die L5 (Richtung Kalbe (Milde) und weiterführend nach Gardelegen) dar. Die nächstgelegenen Bundesstraßen sind die B190 (über Seehausen) und die B248 (über Salzwedel). Die nächstgelegenen Autobahnanschlüsse befinden sich an der A14 (Magdeburg – Schwerin) bei Stendal bzw. an der A39 bei Wolfsburg, jeweils rund 60–70 km entfernt.

Die heutige Einheitsgemeinde Stadt Arendsee (Altmark) wurde am 1. Januar 2010 im Zuge der Gemeindegebietsreform in Sachsen-Anhalt gegründet.

REGIONALE UND GEOGRAPHISCHE ECKDATEN

FLÄCHE	ca. 270 km ²
ORTSTEILE UND ORTSCHAFTEN	Gemeinde mit 17 Ortschaften mit insgesamt 35 Ortsteilen Arendsee (Altmark), Binde, Dessau, Fleetmark, Genzien, Gestien, Harpe, Höwisch, Kassuhn, Kaulitz, Kerkau, Kerkuhn, Kläden, Kleinau, Kraatz, Ladekath, Leppin, Lohne, Lübbars, Lüge, Mechau, Molitz, Neulingen, Rademin, Ritzleben, Sanne, Schernikau, Schrampe, Störpke, Thielbeer, Vissum, Zehren, Ziemendorf, Zießau, Zühlen
HAUPTORT	Arendsee (Altmark) Kernstadt
NÄCHSTE STÄDTE	Seehausen (ca. 20 km), Salzwedel (ca. 25 km), Kalbe (Milde), Bismark, Osterburg, Wittenberge
BAHNHÖFE	Fleetmark

3.1.1 Einwohnerzahl und Prognosen

Datenquellen:

Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt

(Genesis-Online © Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt, Halle (Saale), 2024: Fortschreibung des Bevölkerungsstandes)

IGEK Arendsee (Altmark) 2024

(Integriertes gemeindliches Entwicklungskonzept (IGEK), 2024)

Mit Stand 31.12.2024 lebten im gesamten Gemeindegebiet Arendsee (Altmark) 6.232 Einwohner (Genesis-Online © Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt, Halle (Saale), 2024).

Die Stadt Arendsee (Altmark) verzeichnet langfristig einen rückläufigen Bevölkerungstrend, zeigt jedoch in jüngerer Vergangenheit auch positive Entwicklungen. Im Zeitraum von 2001 bis 2023 sank die Einwohnerzahl insgesamt um rund 13 %. Besonders stark war der Rückgang zwischen 2001 und 2011. Laut Zensus 2011 lebten 6.486 Menschen in Arendsee (Altmark), im Zensus 2022 waren es 6.321.

Eine differenzierte Betrachtung der letzten Dekade, wie sie im Integrierten Gemeindeentwicklungskonzept (IGEK) 2024 vorgenommen wird, ergibt ein differenziertes Bild: Demnach betrug der Rückgang der Einwohnerzahl zwischen 2011 und 2021 insgesamt 6,57 %. Dabei zeigt sich ein deutlicher Rückgang von 7,66 % zwischen 2011 und 2017, dem jedoch ein leichter Anstieg von 1,02 % im Zeitraum 2017 bis 2021 gegenübersteht. Somit deutet sich in den letzten Jahren eine gewisse Stabilisierung der Bevölkerungsentwicklung an.

Im Vergleich zum Altmarkkreis Salzwedel steht die Stadt Arendsee (Altmark) damit im gesamten Zeitraum von 2011 bis 2021 leicht besser da und weist im Vierjahreszeitraum 2017 bis 2021 sogar eine signifikant günstigere Entwicklung auf als der Landkreis insgesamt, der weiterhin sinkende Bevölkerungszahlen verzeichnet. Auch im Vergleich zum Land Sachsen-Anhalt, das zwischen 2015 und 2024 einen Bevölkerungsrückgang von rund 5 % verzeichnete, fällt der jüngste positive Trend in Arendsee (Altmark) auf.

3.1.2 Bestehende Planungen, Konzepte, Vorschriften

Datenquellen:

Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt

(Genesis-Online © Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt, Halle (Saale), 2024: Fortschreibung des Bevölkerungsstandes)

IGEK Arendsee (Altmark) 2024

(Integriertes gemeindliches Entwicklungskonzept (IGEK), 2024)

Landesportal Sachsen-Anhalt

(Ministerium für Infrastruktur und Digitales, 2025)

Regionaler Entwicklungsplan für die Planungsregion Altmark [2027]

(REP Altmark, Regionale Planungsgemeinschaft Altmark, 2024)

Gesamträumliches Konzept zu Photovoltaikfreiflächenstandorten der Einheitsgemeinde Arendsee (Altmark)

(Konzept Standortfindung Freiflächenphotovoltaikanlage, 2023)

LANDESENTWICKLUNGSPLAN SACHSEN-ANHALT

Der aktuell gültige Landesentwicklungsplan Sachsen-Anhalt von 2010 befindet sich derzeit in Stufe 3 der Neuaufstellung. Der neue Landesentwicklungsplan soll zum Ende der Legislaturperiode 2026 vorliegen. Die Stadt Arendsee (Altmark) gehört dem Verdichtungsraum „Magdeburg umgebender Raum“ an und „verfügt aufgrund der Nähe zum Verdichtungsraum und insbesondere zum Oberzentrum über Standortvorteile“.

REGIONALER ENTWICKLUNGSPLAN FÜR DIE PLANUNGSREGION ALTMARK

Die Stadt Arendsee (Altmark) liegt in der Planungsregion Altmark, einer von fünf Planungsregionen in Sachsen-Anhalt. Diese umfasst die beiden Landkreise Altmarkkreis Salzwedel und Stendal. Zuständig für die regionale Entwicklung ist die Regionale Planungsgemeinschaft Altmark, die den Regionalen Entwicklungsplan (REP) erstellt und fortschreibt.

Regionale Entwicklungsziele der Planungsregion Altmark

Laut dem Entwurf des Regionalen Entwicklungsplans Altmark 2027 sowie der Regionalen Entwicklungsstrategie Altmark liegen die regionalplanerischen Schwerpunkte auf folgenden Handlungsfeldern:

- **Erhalt und Entwicklung der Natur- und Kulturlandschaft**

Die Altmark ist geprägt durch großflächige, naturnahe Landschaften mit extensiver landwirtschaftlicher Nutzung, Heideflächen und Feuchtgebieten. Diese sollen langfristig gesichert und durch Maßnahmen wie Biotopverbundsysteme weiterentwickelt werden.

- **Förderung des Tourismus, insbesondere des Natur- und Landtourismus**

Die Region setzt auf nachhaltige touristische Angebote wie Rad-, Reit- und Wassertourismus. Städte wie Arendsee (Altmark) profitieren von regionalen Themenrouten wie dem Blauen Band, dem grünen Band, der Straße der Romanik und den Gartenträumen.

- **Sicherung der Daseinsvorsorge trotz demografischer Herausforderungen**

Die Regionalplanung zielt auf die flächendeckende Versorgung der Bevölkerung mit grundlegenden Infrastrukturen ab – darunter ÖPNV, medizinische Versorgung, Bildungseinrichtungen und Nahversorgung.

- **Ausbau erneuerbarer Energien**

Die Region fördert die Nutzung erneuerbarer Energien, insbesondere Solarenergie, Windkraft und Bioenergie. Im Regionalen Entwicklungsplan sind entsprechende Vorranggebiete ausgewiesen, um die Energieversorgung zukunftsfähig zu gestalten.

- **Verknüpfung von Energie- und Gewerbeentwicklung**

Durch die gezielte Verbindung von Industrie- und Windvorrangflächen sollen wirtschaftliche Impulse gesetzt und regionale Wertschöpfung gestärkt werden.

Diese Ziele bilden den strategischen Rahmen für die Entwicklung der Region Altmark. Die Stadt Arendsee (Altmark) ist als Teil dieser Planungsregion in die übergeordneten Entwicklungsprozesse eingebunden, insbesondere im Bereich Tourismus, Energie, Infrastruktur und ländliche Daseinsvorsorge.

FLÄCHENNUTZUNGSPLAN

Die Stadt Arendsee (Altmark) verfügt über einen Teil-Flächennutzungsplan (Teil-FNP), für die Kernstadt einschließlich der Ortschaften Genzien und Gestien sowie über 7 Teilflächennutzungspläne für weitere Ortschaften. Die verbleibenden 8 Ortschaften sind bislang nicht durch einen Flächennutzungsplan abgedeckt. Als vorbereitender Bauleitplan stellt der Flächennutzungsplan die beabsichtigte städtebauliche Entwicklung sowie die geplante Bodennutzung dar. Er gliedert insbesondere Flächen für Wohnen, Gewerbe, Landwirtschaft, Erholung, Grünflächen und technische Infrastruktur. Die Stadt Arendsee (Altmark) verfügt derzeit noch nicht über einen einheitlichen Flächennutzungsplan für die Einheitsgemeinde.

Auch innerhalb bestehender Ortschaften legt der FNP verbindlich fest, welche Flächen als Bauflächen oder als landwirtschaftlich genutzte beziehungsweise grüne Flächen vorgesehen sind. Dies hat direkte Auswirkungen auf Bauanträge und Nutzungsänderungen – Flächen, die nicht als Bauland ausgewiesen sind, können in der Regel nicht bebaut werden.

Der FNP schafft somit die Grundlage für eine geordnete und nachhaltige städtebauliche Entwicklung in Arendsee (Altmark). Er wird durch Bebauungspläne auf Ortsteilebene konkretisiert und durch moderne digitale Systeme unterstützt, die eine effiziente Flächennutzung und Leerstandserfassung ermöglichen.

INTEGRIERTES GEMEINDLICHES ENTWICKLUNGSKONZEPT (IGEK)

Die Stadt Arendsee (Altmark) verfügt über ein Integriertes Gemeindliches Entwicklungskonzept (IGEK), das im Februar 2024 vom Stadtrat beschlossen wurde. Es dient als strategische Grundlage für die künftige Entwicklung der gesamten Einheitsgemeinde mit ihren 17 Ortschaften mit insgesamt 35 Ortsteilen.

Das IG EK analysiert die aktuellen Herausforderungen im Gemeindegebiet und entwickelt darauf aufbauend konkrete Handlungsansätze. Ziel ist es, den langfristigen Erhalt der Lebensqualität in allen Ortsteilen zu sichern, dem demografischen Wandel zu begegnen und wirtschaftliche sowie infrastrukturelle Entwicklungspotenziale gezielt zu nutzen.

Zentrale Handlungsfelder des Konzepts sind unter anderem:

- die Stärkung sozialer Strukturen und der Daseinsvorsorge,
- die Förderung von Tourismus und Wirtschaft,
- die Mobilitätsentwicklung im ländlichen Raum,
- der Umgang mit Leerständen und Flächenmanagement sowie
- die Anpassung an den Klimawandel.

Das IG EK wurde unter aktiver Beteiligung der Bevölkerung, lokaler Akteure, Vereine und der Verwaltung erarbeitet. Es bildet die Grundlage für kommunale Entscheidungen, Fördermittelbeantragungen und planerische Entwicklungen in den kommenden Jahren. Mit dem IG EK verfolgt die Stadt Arendsee (Altmark) das Ziel, eine ausgewogene und zukunftsfähige Entwicklung für Kernstadt und Ortsteile gleichermaßen sicherzustellen.

ÖRTLICHE BAULEITPLANUNG

Die Stadt Arendsee (Altmark) ist für die Bauleitplanung im Gemeindegebiet zuständig. Grundlage bildet der Teil-Flächennutzungsplan der Kernstadt mit den Orten Gestien und Genzien. Dieser dient als vorbereitender Bauleitplan und stellt die beabsichtigte Nutzung der Grundstücke dar.

Die Stadt Arendsee (Altmark) stellt sämtliche Bebauungspläne, Teilflächennutzungspläne und übergeordnete Konzepte digital auf ihrer städtischen Homepage zur Verfügung. Die Digitalisierung und Veröffentlichung der Planunterlagen wurden im Rahmen eines geförderten Konzeptes realisiert. Die Umsetzung erfolgt aus Mitteln des Landesprogramms „Demografie-Wandel gestalten“ des Landes Sachsen-Anhalt.

Damit sind die Planwerke für Bürgerinnen und Bürger sowie Planungsbeteiligungen frei zugänglich.

Ein Auszug der digitalen Karte mit Standorten aller aktuellen Bebauungspläne ist in Abb. 2 dargestellt.

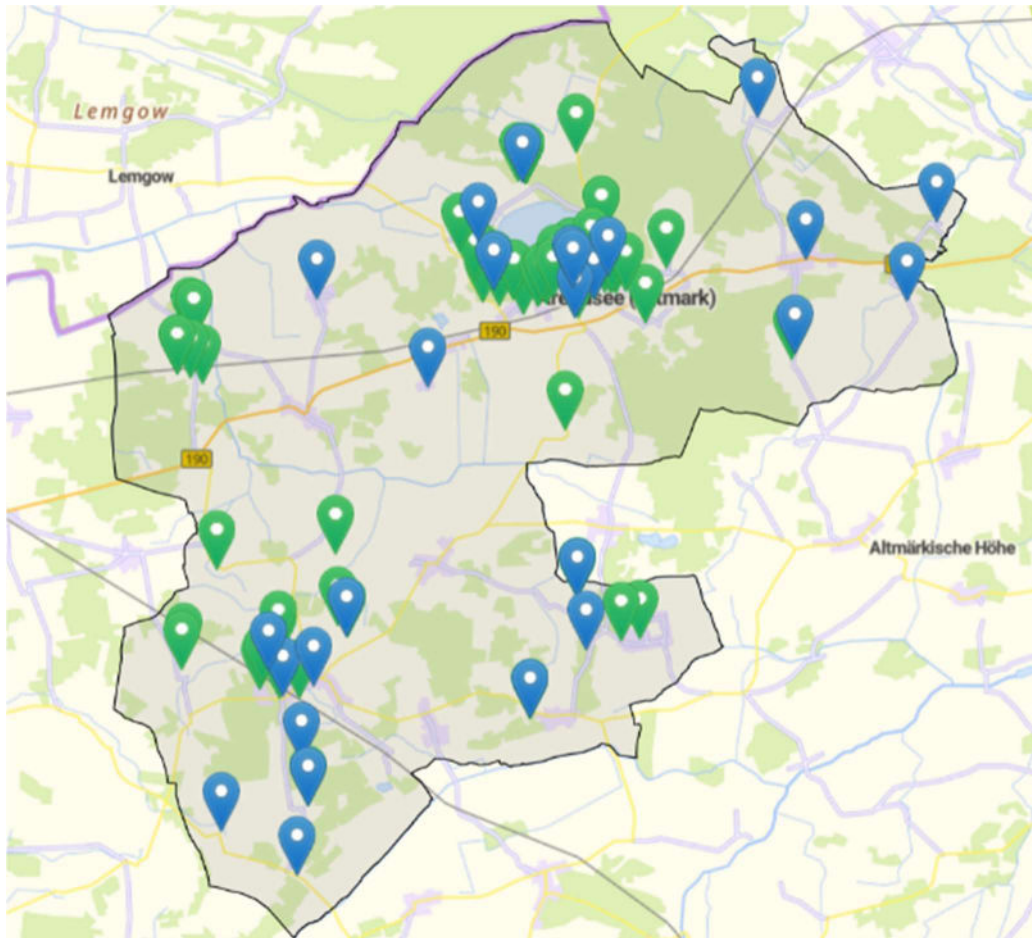


Abbildung 2: Das Gemeindegebiet der Stadt Arendsee (Altmark) inklusive ihrer 17 Ortschaften, sowie mit Pins markierte Standorte der aktuellen Bebauungspläne²

ENERGIEKONZEPT 2030 DER LANDESREGIERUNG SACHSEN-ANHALT

Das 2014 erstellte Energiekonzept der Landesregierung hat die Energiewende zum Ziel. Die damals formulierten Ziele liegen inzwischen unter den aktuellen Zielen der Bundesregierung für den Ausbau Erneuerbare Energien. Allerdings lag der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromproduktion in Sachsen-Anhalt bereits damals über dem Bundesdurchschnitt.

Das Konzept betont die Notwendigkeit, den Netzausbau voranzubringen und die energierelevanten Sektoren Wärme und Verkehr stärker in den Fokus zu rücken. Daraus hervor geht die Studie „Potenziale zur Reduktion des Endenergieverbrauchs in Sachsen-Anhalt“.

STUDIE „POTENZIALE ZUR REDUKTION DES ENDENERGIEVERBRAUCHS IN SACHSEN-ANHALT“

Die Studie kommt zu dem Schluss, dass der Endenergieverbrauch in Sachsen-Anhalt durch die wirtschaftliche Entwicklung in den letzten Jahren angestiegen ist. Das größte Effizienzpotenzial wird der energetischen Gebäudesanierung zugeschrieben, sowohl bei den privaten Haushalten als auch bei Industrie und Gewerbe.

² Siehe Webseite der Stadt Arendsee: <https://arendsee.info/stadt-arendsee/aktiv/flaechennutzungs-bebauungsplaene/>

KLIMA- UND ENERGIEKONZEPT SACHSEN-ANHALT (KEK)

Ein Ziel des Koalitionsvertrages Sachsen-Anhalt 2016-2021 war die Reduktion der Treibhausgasemissionen auf 31,3 Mio. t CO₂-äq im Jahr 2020. Dafür nötige Maßnahmen wurden im vorliegenden Klima- und Energiekonzept erarbeitet. Den Handlungsfeldern Energie, Verkehr, Landwirtschaft/ Landnutzung/ Forst/ Ernährung, Industrie/ Wirtschaft und Gebäude wurden Maßnahmen und Instrumente zur Steigerung der Energieeffizienz und der Minderung der Treibhausgasemissionen zugeordnet. Besonders hohe Einsparungen werden in den Sektoren Gebäude und Landwirtschaft ausgewiesen. Die Verantwortung für die Umsetzung liegt hauptsächlich bei den Ministerien der Länder.

Die lokale Stromerzeugung in Sachsen-Anhalt besteht bereits zu über 60 % aus Erneuerbaren Energien (Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt, 2022). Die Wärmebereitstellung hingegen besteht im privaten Gebäudesektor zu über 75 % aus Erdgas und Heizöl (Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Deutschland, 2024). Hinzu kommt der hohe Bedarf an Prozesswärme in der Chemieindustrie. Die Deckung des Wärmebedarfs aus Erneuerbaren Energien und die Steigerung der Energieeffizienz sind zwei zentrale Bausteine bei der Erreichung der Klimaschutzziele.

Im Jahr 2022 veröffentlichte das Land einen Statusbericht zur Umsetzung und Monitoring des KEK Sachsen-Anhalt. Der Bericht zeigt eine Minderung der Treibhausgasemissionen um mehr als 5,3 % gegenüber dem Jahr 2021, was jedoch hauptsächlich durch den Ukraine-Russland-Krieg und den damit verbundenen Anstieg der Energiepreise erklärt wird. Daher unterstreicht der Bericht, dass „weitere Anstrengungen erforderlich sind, um die ehrgeizigen Ziele zu erreichen“.

GESAMTRÄUMLICHES KONZEPT FÜR PHOTOVOLTAIK-FREIFLÄCHENANLAGEN

Die Stadt Arendsee (Altmark) hat ein Gesamträumliches Konzept zur Steuerung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen entwickelt, das als verbindlicher Orientierungsrahmen für künftige Planungen dient. Ziel ist es, die Ansiedlung solcher Anlagen geordnet zu steuern, sensible Landschaftsräume zu schützen und eine ausgewogene Flächennutzung im Außenbereich zu gewährleisten.

Im Rahmen des Konzepts wurden – zusätzlich zu bereits vorhandenen und in Aufstellung befindlichen Projekten – weitere Flächenausweisungen mit einem Umfang von 348,1 Hektar vorgesehen. Aktuell sind laut Konzept mindestens ca. 85 ha Fläche mit bereits aufgestellter oder konkret in Aufstellung befindlicher Projekte belegt – die tatsächliche belegte Fläche liegt aber etwas höher, da die Bestands- und konkret beschlossenen Projekte in der Kernstadt Arendsee (Altmark) selbst nicht vollständig in Hektar ausgewiesen sind.

Diese rund 85+ Hektar kommen zu den neu ausgewiesenen Flächen von 348,1 ha hinzu, die im gesamträumlichen Konzept für die künftige Nutzung vorgesehen sind. Das bedeutet, dass die Gesamtstrategie eine erhebliche Ausweitung der PV-Nutzung vorsieht, allerdings unter Einhaltung örtlicher Ausschlusskriterien und mit Blick auf Konfliktpotenziale (z. B. Tourismus, Windkraftvorranggebiete, Sichtbeziehungen, Bodenwert). Bezogen auf die landwirtschaftlich nutzbare Gesamtfläche im Gemeindegebiet (13.835 Hektar) entspricht dies einem Anteil von 2,5 %. Damit wird die Entwicklung von PV-Freiflächenanlagen bewusst begrenzt und in festgelegte Potenzialräume gelenkt.

Das Konzept definiert unter anderem:

- Tabuflächen, etwa in Natur- und Landschaftsschutzgebieten, rund um den Arendsee (Altmark) sowie in Vorrangflächen für Landwirtschaft.
- Geeignete Bereiche, z. B. entlang bestehender Infrastrukturen (Bahntrassen), auf ertragsschwächeren Ackerflächen oder in ausgewählten Siedlungsrandlagen.
- Eine klare Planungsperspektive, die sowohl ökologische, landwirtschaftliche als auch wirtschaftliche

Interessen berücksichtigt.

Ein weiterer wichtiger Punkt des Konzepts ist die gemeinsame Nutzung von landwirtschaftlichen Flächen und Freiflächen-Photovoltaik, die unter dem Stichwort „Agri-PV“ zusammengefasst wird. Diese zukunftsweisende Flächennutzung vereint die Vorteile der Bereitstellung erneuerbarer Energien und die landwirtschaftliche Nutzung, wobei der Ertrag der landwirtschaftlichen Flächen nur bis auf max. 66% des Referenzertrags ohne Agri-PV reduziert werden darf.

Die Umsetzung der geplanten Solarprojekte soll in enger Abstimmung mit der Bauleitplanung erfolgen. Das Konzept dient als Grundlage für die weitere Entwicklung und Priorisierung konkreter Vorhaben im Gemeindegebiet.

3.2 Gebäude- und Siedlungsstruktur

3.2.1 Siedlungstypen

Datenquellen:

Digitales Basis-Landschaftsmodell (Basis-DLM) – WFS (Version 2.0)

(Land Sachsen-Anhalt, © 2024 Geodatenportal Sachsen-Anhalt; © GeoBasis-DE / LVermGeo ST)

Stadtraumtypen und Siedlungstypen nach Everding 2007

Everding, Dagmar (2007): Solarer Städtebau. Kohlhammer

Eigene Erhebung

Die Einteilung des Gemeindegebietes orientiert sich an der Flächennutzung. Ein Großteil der Flächen im Gemeindegebiet (ca. 63 %) ist landwirtschaftlich geprägt (Tabelle 1). Die Tatsache, dass Sachsen-Anhalt zu den waldärmeren Bundesländern zählt, zeigt sich nicht in der der Stadt Arendsee (Altmark) – ca. 30 % der Gemeindefläche sind Wald- oder Gehölzflächen. Etwa 4,2 % der Gemeinde sind bebaute Wohn- oder Industrie- und Gewerbeflächen.

Tabelle 1: Anteile der Flächennutzung bezogen auf das Gemeindegebiet Arendsee (Altmark).

FLÄCHENNUTZUNG	FLÄCHE IN HA	%
SIEDLUNGSFLÄCHE	1.140,31	4,17%
WALD-, GEHÖLZ- UND HEIDEFLÄCHEN	8.427,22	30,78%
GEWÄSSER	524,36	1,92%
VERKEHRSFLÄCHE, DEPONIE, HALDE, PLATZ	20,67	0,08%
LANDWIRTSCHAFT UND GARTENBAU	17.262,70	63,06%

Die Wohnflächen wurden noch weiter hinsichtlich der Bebauungsstruktur unterteilt (Tabelle 2). Die Ortsteile weisen überwiegend eine dörfliche und kleinteilige Struktur auf. Diese wird durch alte Dorfkern und eine lockere Bebauung mit ehemaligen Gehöften charakterisiert. Daneben finden sich viele Ein- oder Zweifamilienhausgebiete mit unterschiedlichen Baualtersklassen und Bauweisen. Mehrfamilienhäuser sind vereinzelt in den Ortschaften zu finden. Eine Besonderheit ist der zentral in der Gemeinde gelegene gleichnamige „Arendsee“, der als zentraler Ort der Kommune anzusehen ist.

Tabelle 2: Siedlungstypen und Merkmale der Ortsteile.

ORTSTEIL	SIEDLUNGSTYPEN UND MERKMALE
ARENDESEE (KERNSTADT) MIT GENZIEN UND GESTIEN	Dörfliche und kleinteilige Struktur Historischer Stadtkern mit Reihenbebauung Marktplatz im Stadtkern See direkt ans Stadtgebiet angrenzend Industrie- und Gewerbeflächen im Osten Klinik im Westen Naherholungs- und Tourismusflächen angrenzend um den gesamten See,

	insbesondere nordöstlich der Kernstadt
BINDE MIT RITZLEBEN	Dörfliche und kleinteilige Struktur
FLEETMARK MIT LÜGE, MOLITZ UND STÖRPKE	Dörfliche und kleinteilige Struktur
HÖWISCH	Dörfliche und kleinteilige Struktur
KAULITZ	Dörfliche und kleinteilige Struktur
KERKAU MIT LÜBBARS	Dörfliche und kleinteilige Struktur
KLÄDEN MIT KRAATZ	Dörfliche und kleinteilige Struktur
KLEINAU MIT DESSAU UND LOHNE	Dörfliche und kleinteilige Struktur
LEPPIN MIT HARPE UND ZEHREN	Industrie- und Gewerbeflächen im Westen
MECHAU	Dörfliche und kleinteilige Struktur
	Industrie- und Gewerbeflächen im Süden
NEULINGEN	Dörfliche und kleinteilige Struktur
RADEMIN	Dörfliche und kleinteilige Struktur
SANNE-KERKUHN	Dörfliche und kleinteilige Struktur
SCHRAMPE MIT ZIEßAU	Dörfliche und kleinteilige Struktur
	Naherholungs- und Tourismusflächen angrenzend an den See
THIELBEER MIT ZÜHLEN	Dörfliche und kleinteilige Struktur
VISSUM MIT KASSUHN UND SCHERNIKAU	Dörfliche und kleinteilige Struktur
ZIEMENDORF	Dörfliche und kleinteilige Struktur

Neben der Einteilung der Ortschaften in größere Siedlungstypen, wurde die Gemeinde zudem anhand von Geodaten eine Darstellung über die verschiedenen Flächennutzungen erstellt. Diese ist nachfolgend abgebildet.

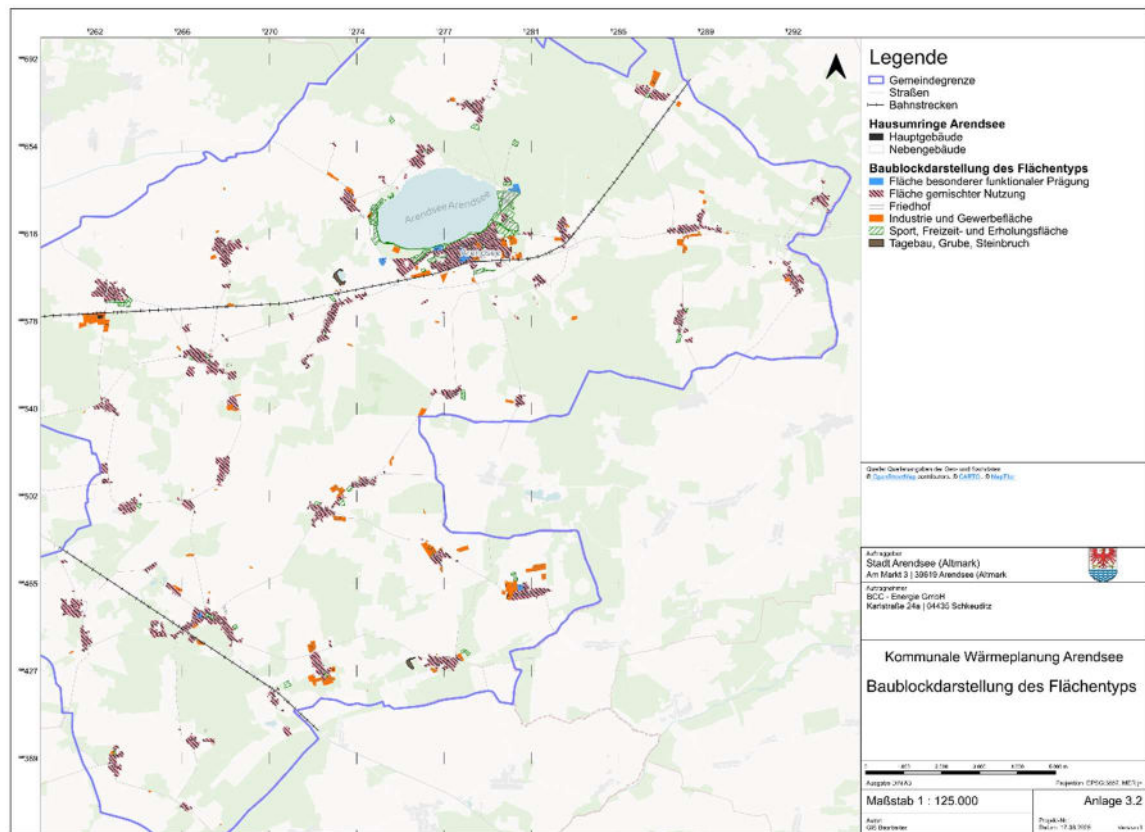


Abbildung 3: Einteilung des Siedlungsgebietes nach dem Flächennutzungstyp

3.2.2 Gebäudenutzung

Datenquellen:

Amtliche Liegenschaftskatasterinformationssystem (ALKIS®)

(Land Sachsen-Anhalt, © 2024 Geodatenportal Sachsen-Anhalt)

3D-Gebäudemodelle LoD2 Deutschland (LoD2-DE)

(Land Sachsen-Anhalt, © 2024 Geodatenportal Sachsen-Anhalt)

Die Informationen über die Gebäude der Gemeinde stammen aus dem amtlichen Liegenschaftskataster (ALKIS). Das Attribut „Gebäudfunktion“ (GFK) wird genutzt, um die Gebäude nach Nutzung aufzuteilen. Von den insgesamt 9.007 Gebäuden sind 3.246 Gebäude genau verortbar – haben also eine Adresse. Die restlichen Gebäude ohne Adresse sind oftmals eine Art Anbau oder Garagen. Der Großteil der Gebäude mit Adresse (ca. 92 %) wird als Wohngebäude genutzt. Die anderen Gebäude werden hauptsächlich für Gewerbebezwecke genutzt (Tabelle 3). Manchen Gebäuden konnte zudem kein Sektor zugewiesen werden, da hier die Ausgangsdaten des Liegenschaftskatasters nicht aussagekräftig waren.

Tabelle 3: Gebäudenutzung – Einteilung nach Sektoren nach KWW-Leitfaden

	HAUSHALTE \ WOHNGEBÄUDE	GEWERBE, HANDEL, UND DIENSTLEISTUNGEN	INDUSTRIE	SONSTIGE
GESAMT	2.987	259	0	0
%	92,02	7,98	0	0

Neben der Aufschlüsselung in der obenstehenden Tabelle ist nachfolgend auch die Einteilung der Baublöcke je überwiegendem Gebäudesektor vorgenommen worden.

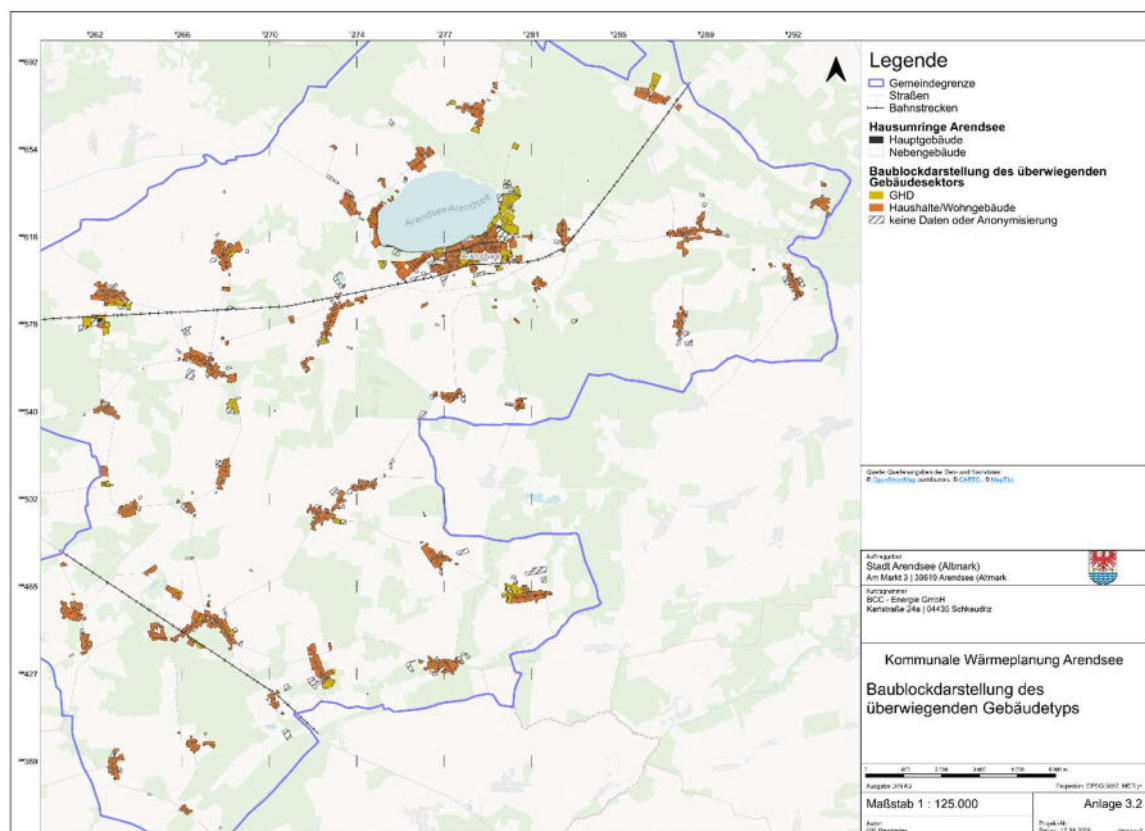


Abbildung 3: Einteilung des Siedlungsgebietes nach dem überwiegenden Gebäudesektor

3.2.3 Baualtersklassen

Datenquellen:

Zensus 2022 – Gebäude und Wohnungen
(© Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2024)

Die Grundlage für die Baualtersklasse bildet der Zensus 2022. Die Auswertung auf Gemeindeebene (sogenannte Regionaltabelle) zeigt die Stadt Arendsee (Altmark) folgende Ergebnisse:

Tabelle 4: Baualtersklassen Gebäude

VOR 1919	1919 - 1949	1950 - 1959	1960 - 1969	1970 - 1979	1980 - 1989	1990 - 1999	2000 - 2009	2010 - 2015	NACH 2016
32,1%	18,5%	7,1%	4,7%	8,5%	6,2%	12,0%	5,8%	1,9%	3,4%

Die Verteilung der Baualtersklassen zeigt, dass der Großteil der Wohngebäude vor dem Jahr 2000 erbaut wurde (Tabelle 4). Etwa die Hälfte der Wohngebäude ist vor 1949 erbaut und insgesamt ca. 89 % der Wohngebäude vor 2000. Seit der Jahrtausendwende sind etwa 11 % Wohngebäude, gemessen an der Gesamtsumme, hinzugekommen. Wobei hier die Jahre 2022-2024 nicht erfasst wurden.

In nachfolgender Grafik sind die Informationen des Zensus in Baublockdarstellung aufgezeigt. Dabei ist anzumerken, dass die Baujahresklassen in den Geodaten und in der Regionaltabelle des ZENSUS voneinander abweichen. Darum ist die Klassifizierung entsprechend anders.

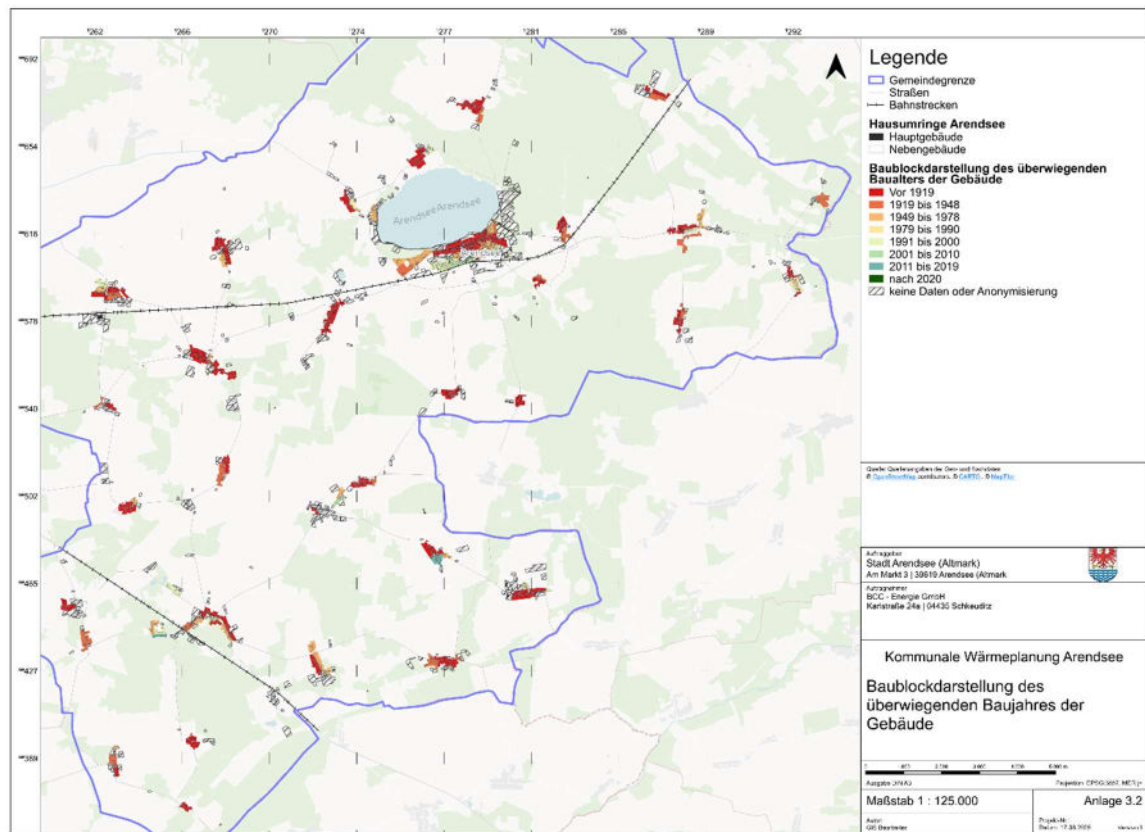


Abbildung 4: Überwiegende Baualtersklasse je Baublock

3.3 Energieinfrastruktur

Für die erfolgreiche Dekarbonisierung des Wärmesektors ist nicht nur die Nutzung erneuerbarer Wärmequellen entscheidend. Ebenso bedeutsam sind die Infrastrukturen, zu denen Wärmenetze, Gasnetze, Wärmespeicher, usw. und die Gebäude selbst gehören. Um niedrig temperierte Wärme, etwa aus erneuerbaren Quellen und Abwärme, effizient aufnehmen und bei der Verteilung minimal Wärmeverluste an die Umwelt erleiden zu können, werden die bestehenden Wärmenetze schrittweise modernisiert und zu zeitgemäßen Systemen umgestaltet. Voraussetzung dafür ist, dass dies technisch möglich, den Bedürfnissen der Wärmekunden entspricht und für die Betreiber der Wärmenetze wirtschaftlich tragbar ist. Angesichts der zunehmenden Bedeutung von Wärmenetzen stellt sich die Frage nach der zukünftigen Rolle der aktuell weit verbreiteten Gasnetze. Da eine hohe Anschlussquote für den wirtschaftlichen Betrieb von Wärmenetzen entscheidend ist, sollte vermieden werden, dass Wärmenetze und Gasnetze in Konkurrenz treten und sich gegenseitig schwächen. Gasnetze könnten zukünftig als Speichermedium dienen, indem sie vermehrt biogene und synthetische Gase aufnehmen und transportieren.

Im Folgenden Abschnitt werden die gesammelten Daten zu den im Gemeindegebiet der Stadt Arendsee (Altmark) vorhandenen und geplanten Energieinfrastrukturen zusammengestellt. Die Gemeinde ist vor allem geprägt durch eine Wärmeversorgung über das Gasnetz. Neben dieser prägnanten Infrastruktur werden nachfolgend auch die potenzielle Wasserstoffinfrastruktur behandelt und abschließend eine Auswertung der Beheizungsstruktur durchgeführt.

Gasnetzinfrastruktur

Die Wärmeversorgung erfolgt zu einem nennenswerten Anteil über das Gasnetz. Dieses liegt flächendeckend in der Kommune vor. Die Gasnetzbetreiber ist die AVACON Netz GmbH. Bei einer gesamten Leitungslänge von über 133,6 km resultiert aktuell ein Anschlussgrad von rund 46 %.

Wärmenetzinfrastruktur

Im Gemeindegebiet der Stadt Arendsee (Altmark) gibt es aktuell keine in Betrieb befindlichen Wärmenetze.

3.3.1 Gasnetze

Datenquellen:

AVACON Netz GmbH

Auf dem Gemeindegebiet der Stadt Arendsee (Altmark) gibt es derzeit ein bestehendes Gasnetz. Betreiber des Netzes ist die AVACON Netz GmbH. Darüber hinaus gibt es keine geplanten oder genehmigten Projekte für den Bau oder die Erweiterung des Netzes. Das Netz im gesamten Gemeindegebiet soll allerdings im Jahr 2026 auf H-Gas umgestellt werden. H-Gas weist einen höheren Methangehalt auf und erzeugt daher bei der Verbrennung mehr Energie im Vergleich zu L-Gas.

Wie in Abbildung 4 ersichtlich, ist das Erdgasnetz in Arendsee (Altmark) flächendeckend ausgebaut und ein Hauptbestandteil der Wärmeerzeugung der Gemeinde. Zur Erzeugungsstruktur gibt es mit Kapitel 3.3.6 einen separaten Abschnitt.

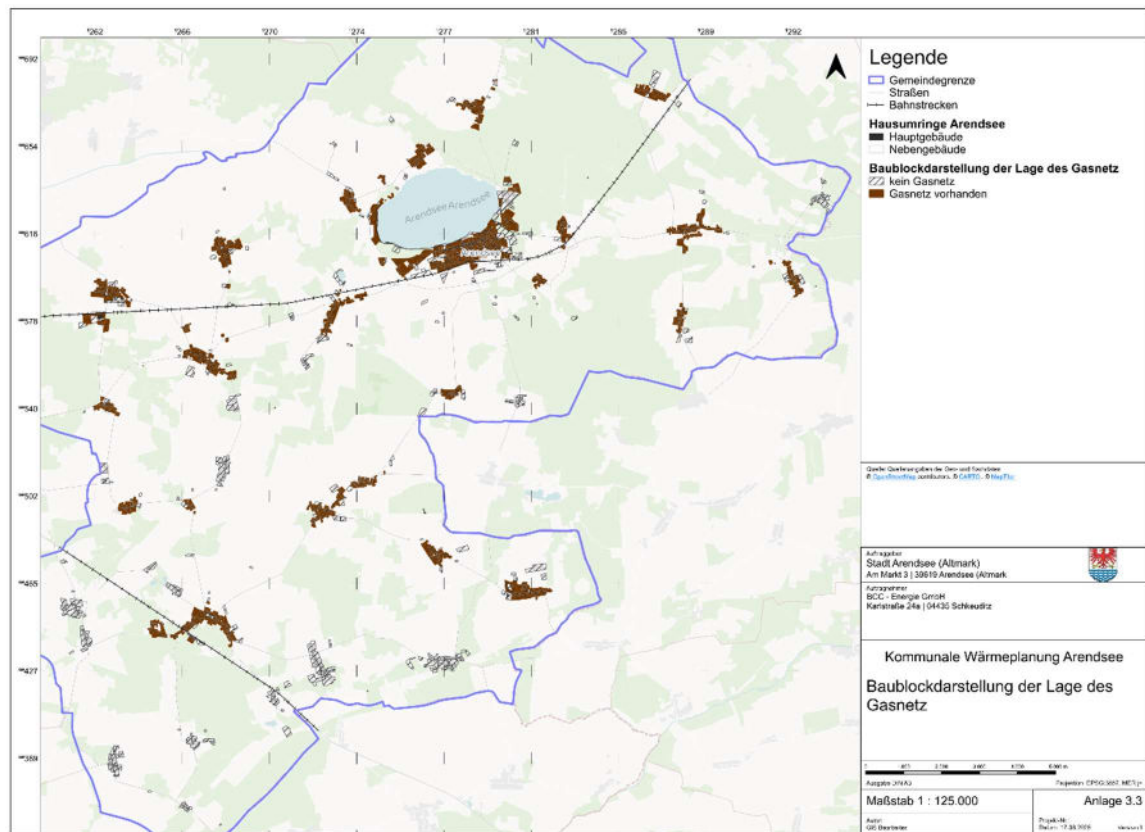


Abbildung 4: Baublockdarstellung der Lage des Gasnetzes in Arendsee (Altmark)

Nachfolgend ist eine Tabelle mit den wichtigsten Daten zur Gasinfrastruktur in Arendsee (Altmark) aufgestellt. Es ist ersichtlich, dass Gas eine entscheidende Rolle bei der Wärmeversorgung der Gemeinde einnimmt. Mit einer abgenommenen Energiemenge von ca. 44,2 GWh/a ist es außerdem ein entscheidender Faktor bei den Treibhausgasemissionen der Gemeinde und sollte somit eine wichtige Rolle beim Dekarbonisierungspfad bis 2045 einnehmen.

GASNETZ ARENDSEE (ALTMARK)	
Art des Mediums	Methan
Jahr der Inbetriebnahme	Vor 1990
Trassenlänge	133,58 km
Gesamtanzahl der Anschlüsse	1.633
Jahresgesamtenenergiemenge Gas	44,2 GWh

Das Kartenwerk bestehend aus der Übersichtskarte, wie Abbildung 4 zu sehen, sowie eventuell vorhandenen Detailkarten befindet sich zur Verbesserung der Lesbarkeit und Verringerung des Umfangs der einzelnen Kapitel im Anhang.

3.3.2 Stromnetze

Datenquellen:

AVACON Netz GmbH

Zur Erreichung der Ziele der Treibhausgasneutralität spielt die Elektrifizierung des Wärmesektors eine wichtige Rolle. Wärmepumpen nehmen nicht nur bei der dezentralen Versorgung einen hohen Stellenwert ein, sie ermöglichen es auch niedertemperierte Umweltwärme- und Abwärmequellen zu erschließen und für die Wärmeversorgung nutzbar zu machen. Auch die Einbindung von regenerativ erzeugtem Strom wie beispielsweise über Photovoltaik- oder Windkraftanlagen ist ein wichtiger Baustein in der zukünftigen Energieversorgung. Dementsprechend entscheidend ist die Stromnetzinfrastruktur und deren Ausprägung, sowie die vorhandenen Optionen bei der Einbindung und Versorgung von regenerativen Energieanlagen.

Auf dem Gemeindegebiet der Stadt Arendsee (Altmark) sind derzeit keine neuen Vorhaben bezüglich der Stromnetzinfrastruktur geplant oder genehmigt.

3.3.3 Abwassernetze

Datenquellen:

VKWA Salzwedel, WVSO Wasserverband Stendal-Osterburg

Auf dem Gemeindegebiet der Stadt Arendsee (Altmark) gibt es Abwasserleitungen mit einer Nennweite von DN800 oder größer. Diese befinden sich im Gebiet der Kernstadt Arendsee und sind Mischwasserkanäle, an die etwa ein Viertel der Einwohnerinnen und Einwohner angeschlossen sind.

Der WVSO hat zudem Informationen zu einem Klärwerk auf dem Gemeindegebiet in der Ortschaft Thielbeer bereitgestellt, welches Aufschluss über die Abwassermengen, -temperaturen und jahreszeitlichen Verläufe dieser geben.

Die genaue Auswertung dieser Daten erfolgt in der Potenzialanalyse.

3.3.4 Wärme- und Gasspeicher

Auf dem Gemeindegebiet der Stadt Arendsee (Altmark) sind derzeit keine bestehenden Wärme- oder Gasspeicher vorhanden. Ebenso gibt es keine geplanten oder genehmigten Projekte für den Bau solcher Anlagen.

3.3.5 Wasserstoffinfrastruktur – Speicher, Netze und Leitungen

Datenquellen:

AVACON Netz GmbH, Bundesnetzagentur

Auf dem Gemeindegebiet der Stadt Arendsee (Altmark) sind derzeit keine bestehenden Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff oder synthetischen Gasen vorhanden. Ebenso gibt es keine geplanten oder genehmigten Projekte für den Bau solcher Anlagen. Allerdings kann auf Grundlage der aktuellen Pläne (Stand März 2025) des Wasserstoffkernnetzes der Bundesrepublik Deutschland eine Darstellung der räumlichen Nähe des Gemeindegabiets zu einem möglichen zukünftigen Verlauf des Kernnetz erstellt werden.

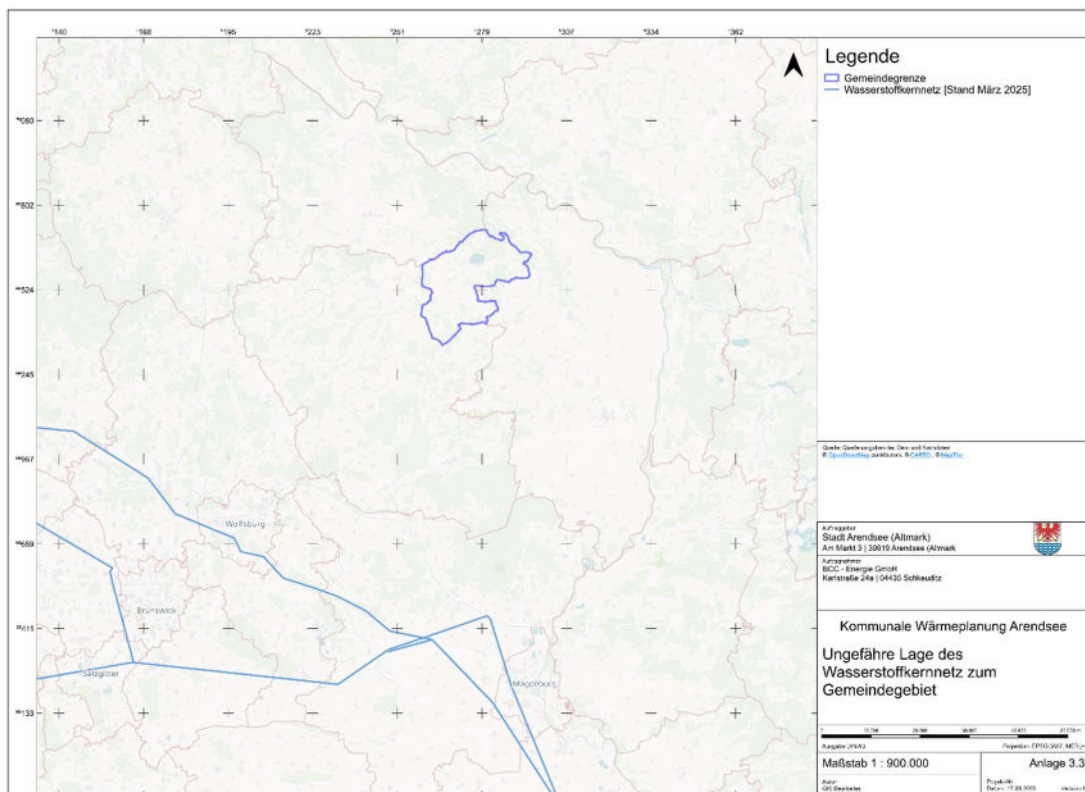


Abbildung 5 | Das Gemeindegebiet Arendsee (Altmark) und das mögliche Wasserstoffkernnetz Deutschlands

Anhand der zurzeit verfügbaren Daten zum möglichen Netzverlauf des Wasserstoffkernnetzes, verläuft dieses ca. 70 km entfernt im Süden des Gemeindegebiets Arendsee (Altmark).

Zum jetzigen Zeitpunkt gibt es allerdings keine Planungssicherheit zum Thema Wasserstoff. Aufgrund der (zurzeit) geringen Verfügbarkeit und des im Vergleich zu anderen Energieträgern hohen Preises ist eine Nutzung von Wasserstoff zu Beheizung von Gebäuden in Arendsee (Altmark) unwahrscheinlich. Industrielle und gewerbliche Großverbraucher sollten im Anschluss an ein Wasserstoffnetz priorisiert werden, um deren Transformation in Richtung Treibhausgasneutralität zu unterstützen und beschleunigen.

Das Kartenwerk bestehend aus der Übersichtskarte, wie in Abbildung 5 zu sehen, sowie eventuell vorhandenen Detailkarten befindet sich zur Verbesserung der Lesbarkeit und Verringerung des Umfangs der einzelnen Kapitel im Anhang.

3.3.6 Beheizungsstruktur

Datenquellen:

AVACON Netz GmbH

Zensus 2022 – Bevölkerung

(© Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2024)

Zum Abschluss dieses Kapitels werden die eingeholten Daten zusammen ausgewertet um ein Gesamtbild für die Beheizungsstruktur der Gemeinde zu liefern. Neben den Daten der Netzbetreiber werden hierfür die Daten zu den Energieträgern aus den Ergebnissen des Zensus 2022 herangezogen und gemeinsam konsolidiert und verarbeitet.

Zum Ende des Bearbeitungszeitraums sind die im Rahmen der Bestandsanalyse angefragten Kehrbuchdaten der Schornsteinfeger zugesandt wurden. Aufgrund der zeitlichen Reihenfolge, wurden diese nicht mehr in die Bestandsanalyse mit aufgenommen, allerdings wurde vorher überprüft inwieweit sich Änderungen am Ergebnisstand ergeben würden. Hier kam es zu keinen signifikanten Unterschieden im Vergleich zur bereits bestehenden Datenbasis. Zudem lassen sich aus den Dtaen auch nur Annäherungen für den Wärmebedarf aus der Nennleistung der Wärmerezeuger ableiten, was wiederum fehlerbehaftet wäre und Ungenauigkeiten mit sich bringen würde. Die Kehrbuchdaten wurden in die Datenbasis der Geodaten überführt und der Kommune für die Weiterführung und Fortschreibung der Wärmeplanung am Ende des Bearbeitungszeitraumes übergeben.

In Abbildung 6 ist der überwiegende Heizungsenergieträger je Baublock dargestellt. Der überwiegende Heizungsenergieträger ist dabei diejenige Beheizungsform, welche innerhalb des Baublocks den größten Anteil an der Beheizung hat. Dabei wurden die bereitgestellten Daten der Netzbetreiber, sowie die Daten des Zensus 2022 und die überblickshafte Auswertung der Kehrbuchdaten der Schornsteinfeger zur Auswertung herangezogen.

Man erkennt bereits in der Übersichtskarte, dass Gas eine prägnante Rolle im gesamten Gemeindegebiet spielt. Eine wichtige Rolle in den Ortsteilen ohne Gasversorgung spielt Heizöl. Dies ist dort der wichtigste Energieträger zur Beheizung der Gebäude.

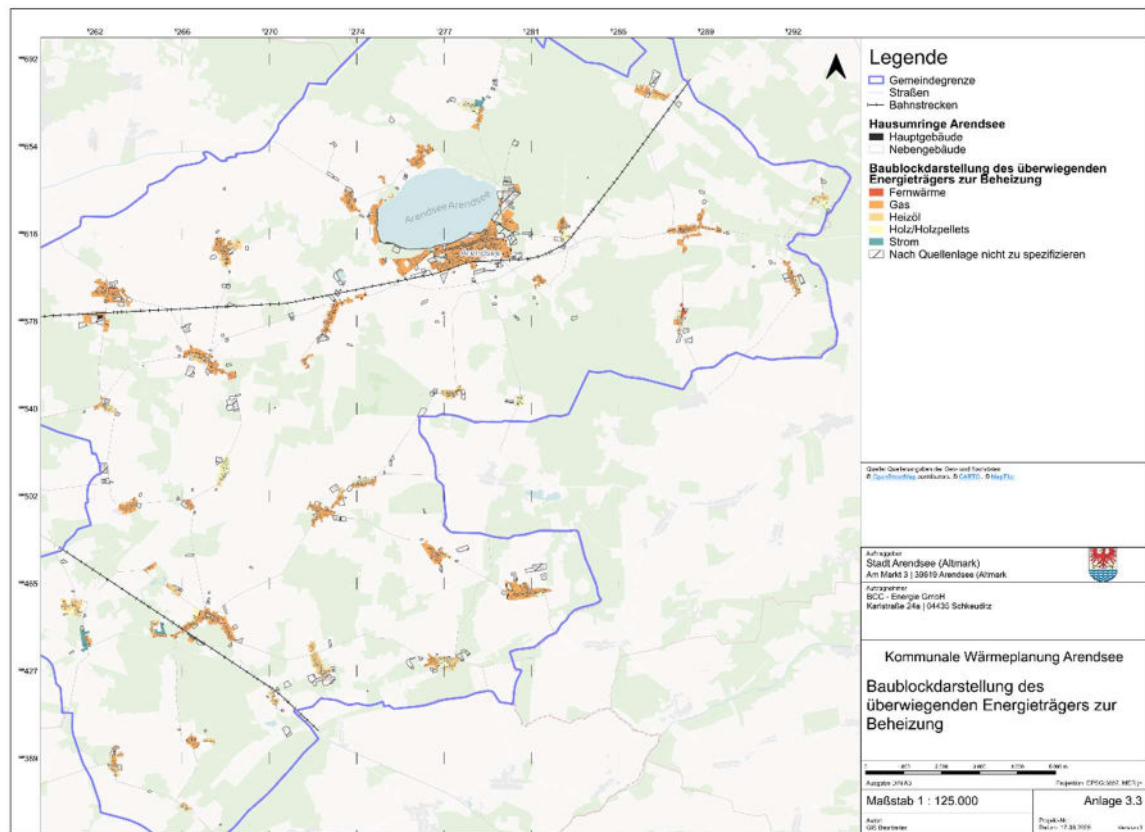


Abbildung 6: Baublockdarstellung der überwiegenden Beheizungsart im Gebiet von Arendsee (Altmark)

Der wichtigste Energieträger in der Gemeinde ist Gas. Dies macht den überwiegenden Teil der Beheizungsstruktur aus. Eine prozentuale Auswertung ist in Abbildung 7 dargestellt. Dabei wurden in der Berechnung der Anteile die Daten des Zensus 2022 um die Daten der Energieinfrastrukturen erweitert. Im Zensus werden in 100x100m-Zellen die absoluten Zahlen der einzelnen Energieträger je Wohneinheit aufgeführt. Auf dieser Grundlage lässt sich auch die Diskrepanz zwischen der Größe des Versorgungsgebiets bzw. der Anzahl der Anschlüsse und den prozentualen Anteilen erklären. Zu beachten ist, dass sich die Beheizungsstruktur nur auf die Anzahl der Wohneinheiten und nicht auf deren Verbrauch bezieht. Die Prozentsätze für die Wärmeverbräuche können demnach abweichen.

Der zweitwichtigste Energieträger ist Heizöl. Zum jetzigen Zeitpunkt haben die restlichen Energieträger einen vernachlässigbar kleinen Anteil an der Gesamtversorgung. Dies sollte sich im Hinblick auf die Treibhausgasneutralität und dem damit verbundenen Absenkpfad allerdings ändern. Die entwickelten Maßnahmen werden dies besonders im Fokus haben und Lösungen anbieten, mit welchen der Anteil fossiler Energieträger an der Beheizungsstruktur gesenkt bzw. abgelöst werden kann.

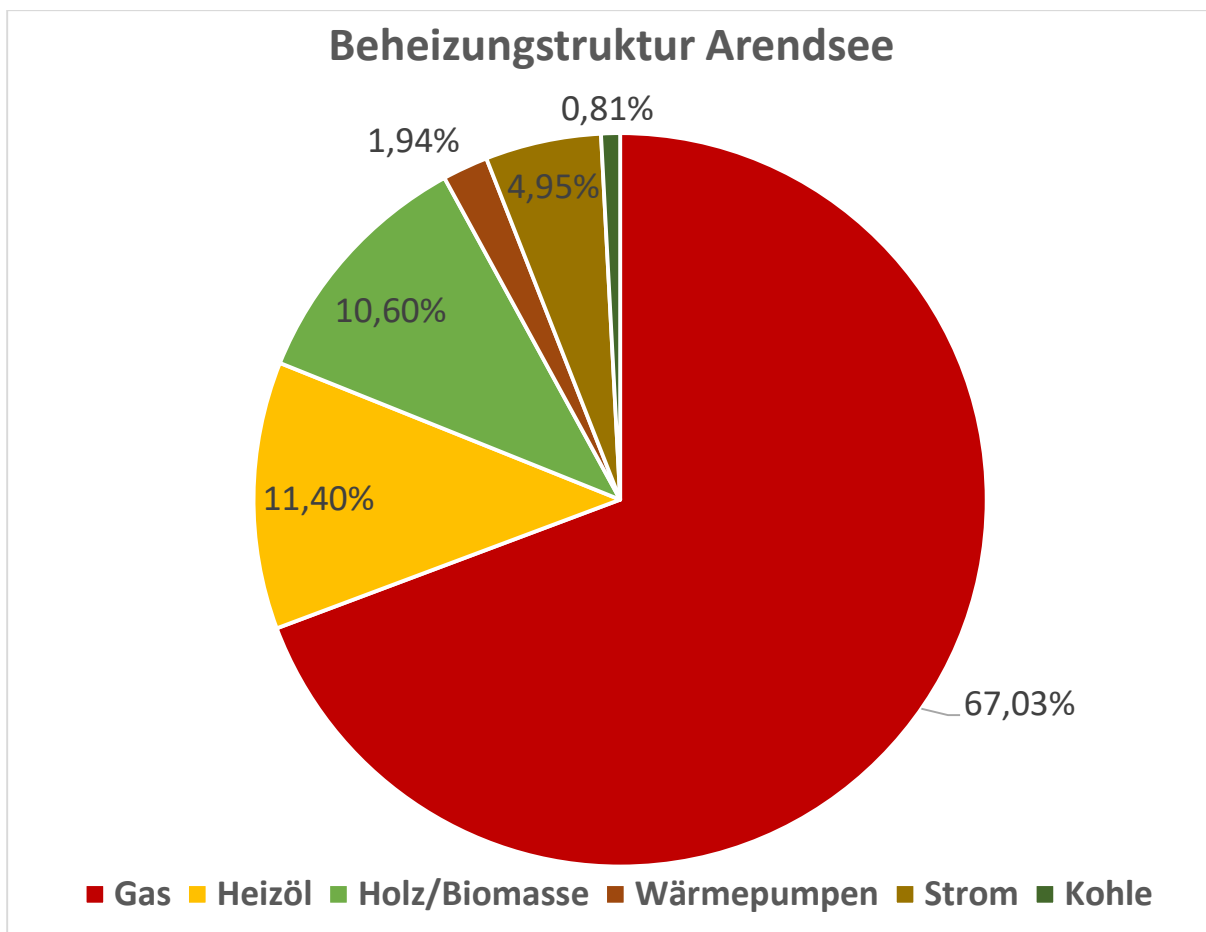


Abbildung 7 | Prozentuale Verteilung der Beheizungsstruktur von Arendsee (Altmark) je Energieträger

Das Kartenwerk bestehend aus der Übersichtskarte, wie in Abbildung 6 zu sehen, sowie eventuell vorhandenen Detailkarten befindet sich zur Verbesserung der Lesbarkeit und Verringerung des Umfangs der einzelnen Kapitel im Anhang.

3.4 Energieverbrauchs- und Energiebedarfserhebungen

Im Rahmen der Wärmeplanung wurden von den Betreibern von Energieinfrastruktur diverse Daten abgefragt, dabei soll ein möglich vollständiges Bild der Kommune im Hinblick auf dessen Energieversorgung entstehen. Da standort- oder adressbezogene Daten nicht für das gesamte Gemeindegebiet vorhanden bzw. bereitgestellt werden konnten, werden zu den Auswertungen der Energieverbräuche zudem auch die Energiebedarfe in der Kommune ermittelt. Dies passiert auf Grundlage einer Modellierung mit verschiedenen Eingangsparametern, wie beispielsweise dem Gebäudealter, dem Gebäudetyp oder der Geometrie des Gebäudes.

Aufgrund der Tatsache, dass es sich um Berechnungen handelt, werden Abweichungen im Vergleich zu den realen Verbrauchsdaten auftreten. Diese Abweichungen werden entsprechend im Bericht eingeordnet und im Hinblick auf die Maßnahmen mit bewertet und beachtet.

Die relevanten Verbrauchsdaten für die Kommune sind vor allem die Verbrauchsdaten der Gasnetzbetreiber. Dabei ist zu beachten, dass der Gasverbrauch nicht mit dem Wärmeverbrauch im Gebäude gleichzusetzen ist. Die Art der Wärmeerzeugung, sowie die Nutzung des Gases nach dem Anschluss bspw. für Prozesse oder zum Kochen sind Faktoren, die die Aussagekraft in Bezug auf Wärmeverbräuche in gasversorgten Gebieten beeinflussen. Nichtsdestotrotz können mithilfe der Gasdaten fundierte Aussagen über Treibhausgasemissionen und der Transformation der Kommune zu Treibhausgasneutralität getroffen werden.

3.4.1 Energieverbrauch

Datenquellen:

AVACON Netz GmbH

Im nachfolgenden Kapitel werden die Verbrauchsdaten der verschiedenen Energieträger in der Gemeinde ausgewertet. Dabei werden auf die Datensätze der Energieversorger, sowie des Zensus und kommunaler Daten zurückgegriffen.

In Abbildung 8 ist der Energieverbrauch des Wärmesektors der Gemeinde aufgeführt. Man erkennt klar den markanten Anteil von Gas am Gesamtenergieverbrauch. In der darauffolgenden Abbildung 9 ist der Anteil der erneuerbaren Energien an dem vorher aufgezeigten Energieverbrauch dargestellt. Zum Zeitpunkt der Erstellung des Wärmeplans, ist dieser Anteil mit ca. 18 % noch gering.

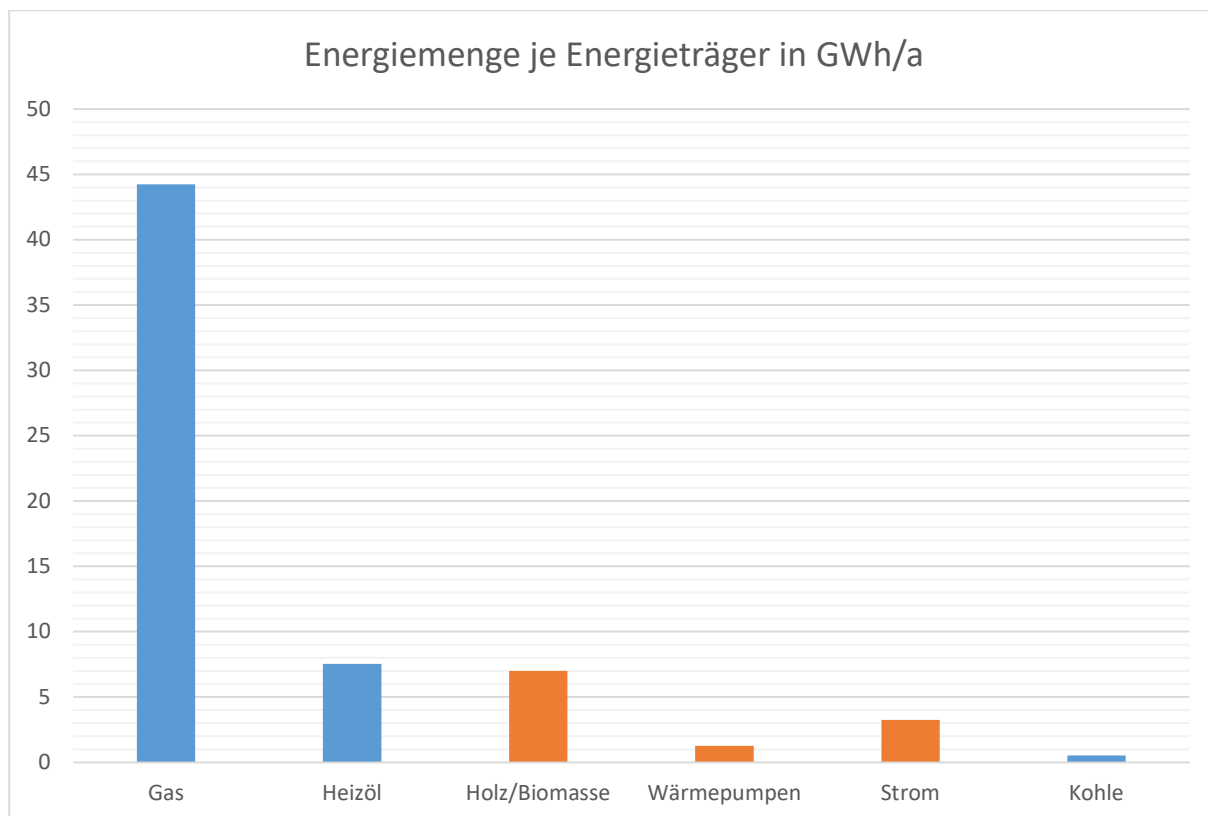


Abbildung 8 | jährlicher Endenergieverbrauch von Wärme nach Energieträgern

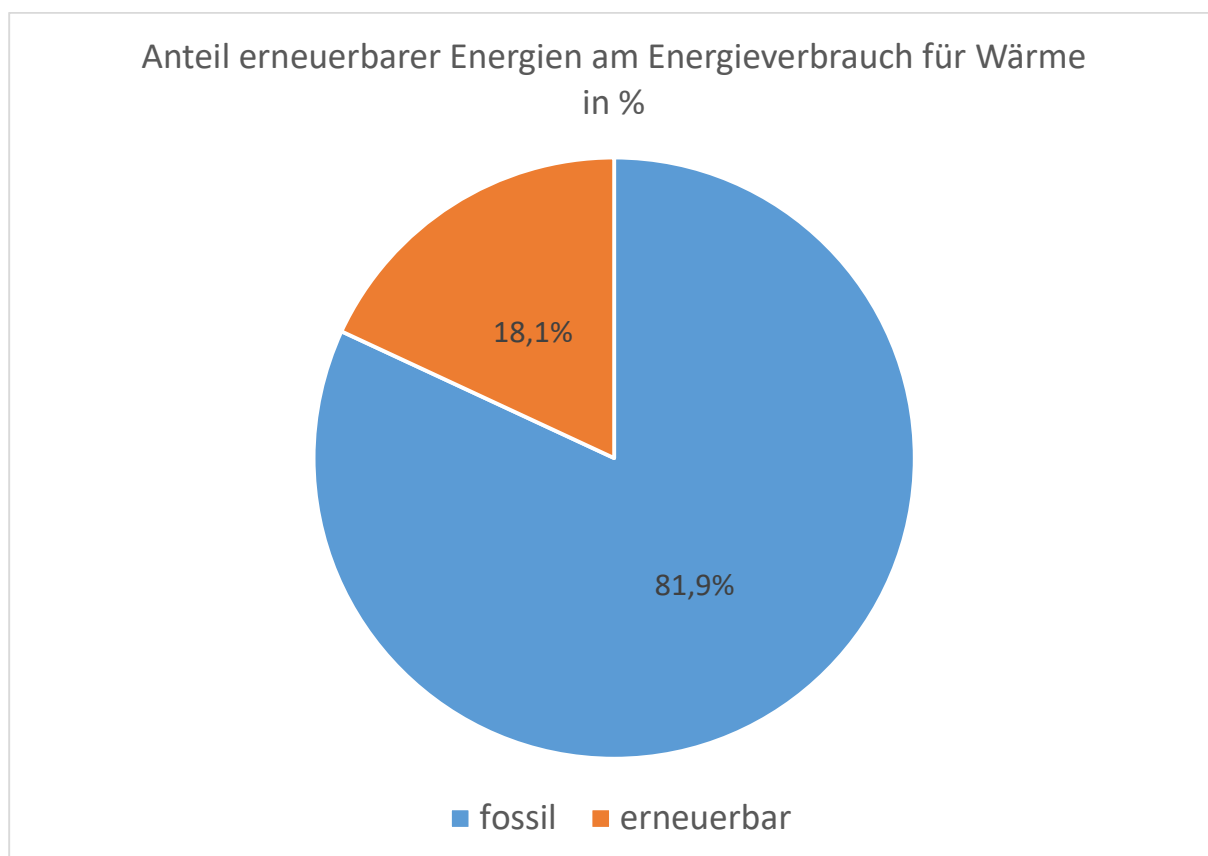


Abbildung 9 | Anteil erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch

Neben den Diagrammdarstellungen sind im folgenden auch Auswertungen auf Basis von Geodaten mit

aufgeführt. Zunächst einmal wird in Abbildung 10 mittels einer Baublockdarstellung der lokal aufgelöste Wärmeverbrauch angegeben. Dabei sind die Bereiche, welcher einen höheren Energieverbrauch haben, in der Grafik rötlicher dargestellt.

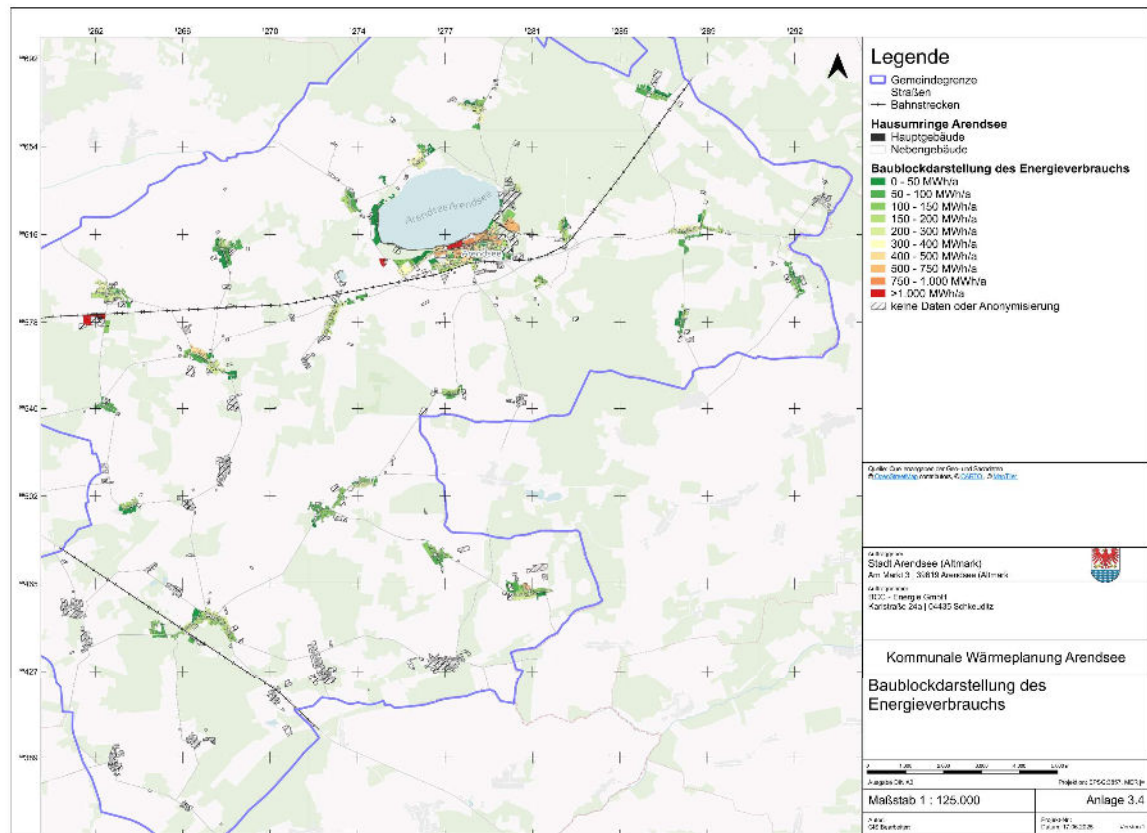


Abbildung 10 | Baublockdarstellung der Wärmeverbräuche im Gemeindegebiet der Stadt Arendsee (Altmark)

Neben der Baublockdarstellung der Ergebnisse der Datenauswertung, ist in Abbildung 11 zudem auch eine, auf Straßenabschnitte bezogene Darstellung, abgebildet. Diese zeigt auf Straßenebene die Wärmemengen der jeweils an dem Abschnitt liegenden nächsten Adresspunkte bzw. Verbraucher. Die Wärmemengen ergeben sich aus den zur Verfügung gestellten Daten der Energieversorger (Wärmenetz- und Gasnetzbetreiber) zu den gemittelten Verbräuchen der letzten drei Jahre (hier: 2021-2023).

Insbesondere für die Verortung von Wärmenetzen kann dies ein hilfreicher Hinweis sein, da hohe Wärmemengen pro Leitungsmeter meist mit einer verbesserten Wirtschaftlichkeit der Fernwärmeversorgung korrespondieren. Die gewählten Kategorien korrespondieren dabei mit den üblichen Annahmewerten für die Erschließbarkeit von Gebieten durch Wärmenetzen aus der bisherigen Praxis. Hierbei ist ein Wert von über 0,7 MWh/m•a ein Anhaltspunkt für ein wirtschaftlich betreibbares Netz. Generell ist zu sagen, dass je höher die Wärmelinien-dichte ist, desto besser geeignet ist dieser Straßenabschnitt für eine Versorgung durch ein Wärmenetz.

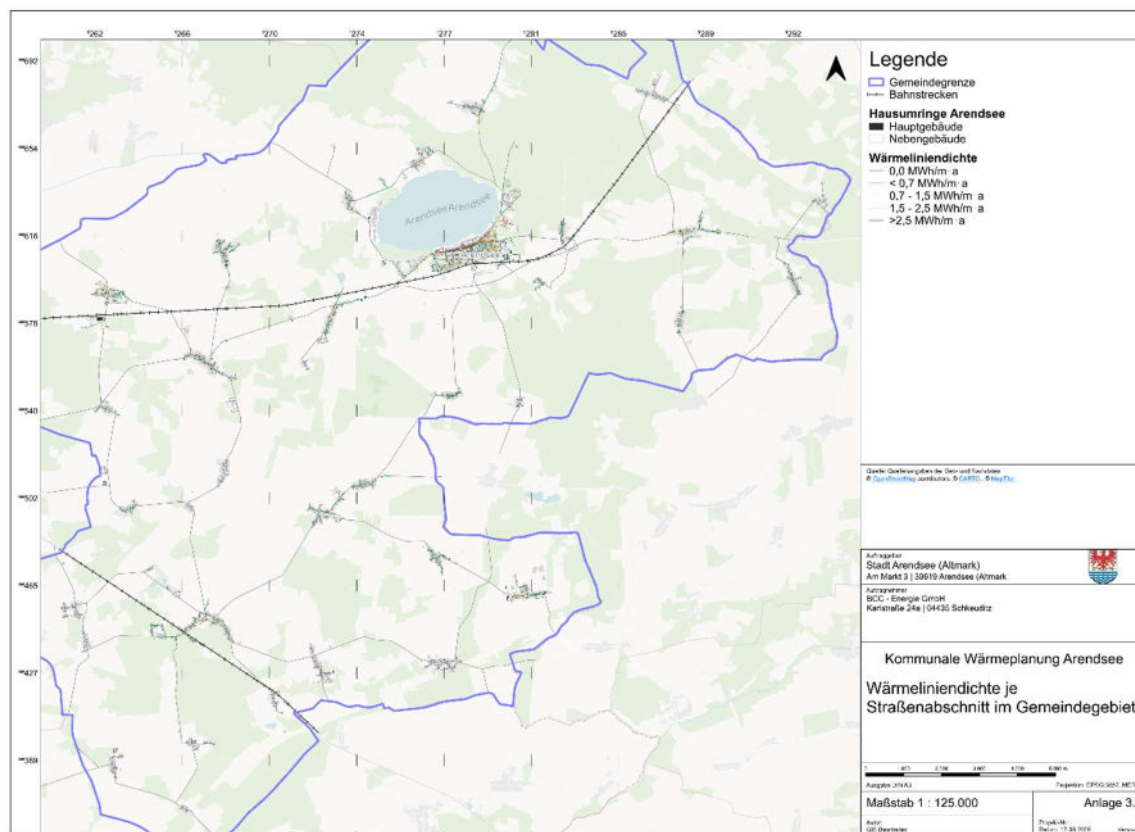


Abbildung 11 | Wärmelinien Darstellung der Wärmeverbräuche im Gemeindegebiet der Stadt Arendsee (Altmark)

Anhand der Daten lassen sich Aussagen treffen über den Aufwand der Umstellung der Infrastruktur auf erneuerbare Energien und die Anzahl der betroffenen Gebäude und Haushalte.

Die Darstellungen zum Anteil der Energieträger am jährlichen Endenergieverbrauch für Wärme in Form einer baublockbezogenen Darstellung sind als Detailkarten im Anhang mit beigefügt.

Das Kartenwerk bestehend aus der Übersichtskarte, wie bspw. in Abbildung 11 zu sehen, sowie eventuell vorhandenen Detailkarten befindet sich zur Verbesserung der Lesbarkeit und Verringerung des Umfangs der einzelnen Kapitel im Anhang.

3.4.1.1 Leitungsgebundene Energieversorgung

Datenquellen:

AVACON Netz GmbH

Wärmenetze

Im Gemeindegebiet der Stadt Arendsee (Altmark) gibt es aktuell keine in Betrieb befindlichen Wärmenetze

Gasnetze

Das Gasnetz ist im gesamten Gemeindegebiet der wichtigste Energielieferant. Dementsprechend hoch ist dessen Anteil am Gesamtenergieverbrauch in der Gemeinde und deswegen kommt diesem auch eine herausragende Bedeutung zu. Deshalb werden in diesem Kapitel die Daten zum Gasverbrauch zusätzlich ausgewertet.

Neben den kartografischen Darstellungen sind die Gasverbräuche nachfolgend ebenso tabellarisch aufgeführt und die summierten Gasverbräuche der Gemeindegebiete, sowie die Anschlussquote im Vergleich zur Gesamtzahl der Adressen in den jeweiligen Orten angegeben.

Dabei entfällt der Hauptteil des Verbrauchs erwartungsgemäß auf den Ortsteil Arendsee (Altmark). Gemessen an der gesamten Gemeinde werden hier ca. 52 % des gesamten gelieferten Gases verbraucht.

Tabelle 5 | Gasverbräuche und Anschlussquoten je Ortsteil

Ortsteil	summierte Gasverbräuche in MWh/a	Anschlussquote Gas
ARENDSEE (KERNSTADT) MIT GENZIEN UND GESTIEN	23.066,22	66,2%
BINDE MIT RITZLEBEN	1.796,85	45,9%
FLEETMARK MIT LÜGE, MOLITZ UND STÖRPKE	2.551,93	32,2%
HÖWISCH	478,39	47,5%
KAULITZ	468,11	48,5%
KERKAU MIT LÜBBARS	0	0%
KLÄDEN MIT KRAATZ	858,49	52,9%
KLEINAU MIT DESSAU UND LOHNE	2.021,45	32,3%
LEPPIN MIT HARPE UND ZEHREN	1.641,35	52,7%
MECHAU	6.687,88	71,2%
NEULINGEN	309,42	53,3%
RADEMIN MIT ORTWINKEL UND LADEKATH	0	0%
SANNE-KERKUN	1.221,04	52,1%
SCHRAMPE MIT ZIEßAU	1.541,96	36,4%
THIELBEER MIT ZÜHLEN	360,21	27,5%

VISSUM MIT KASSUHN UND SCHERNIKAU	411,49	23,1%
ZIEMENDORF	783,30	51,5%
SUMME	44.198,09	49,8%

Zur Veranschaulichung sind die Daten aus der Tabelle in Abbildung 12 in einem Balkendiagramm dargestellt.

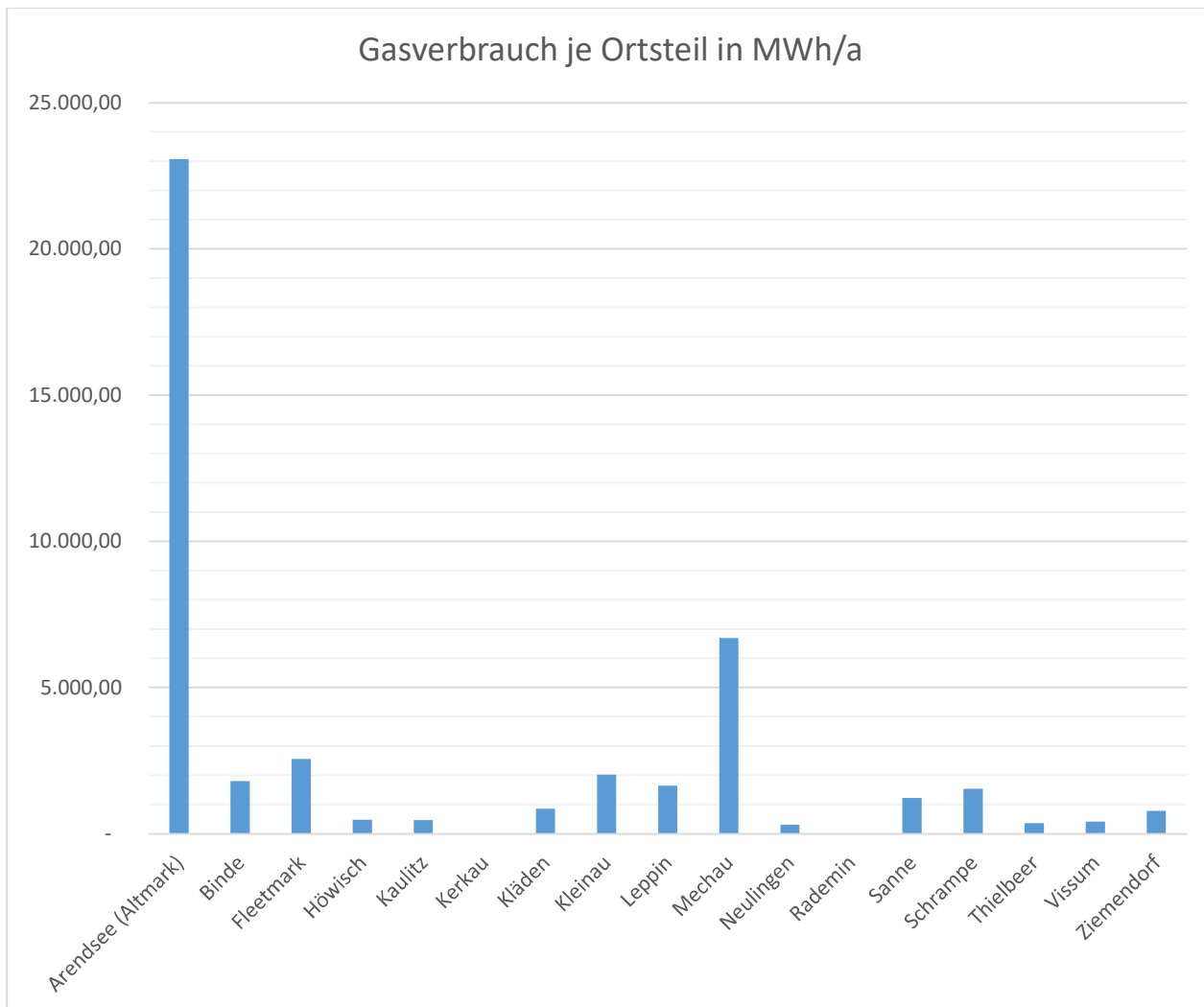


Abbildung 12 | summierte Gasverbräuche in MWh/a

Zur verbesserten Lesbarkeit der Werte für die Ortsteile ist in Abbildung 13 der Datenpunkt für den Ortsteil Arendsee (Altmark) herausgenommen wurden. Damit ist besser erkennbar, welche Gasverbräuche in den anderen Ortschaften vorliegen und wie groß die Unterschiede je Ort sind.

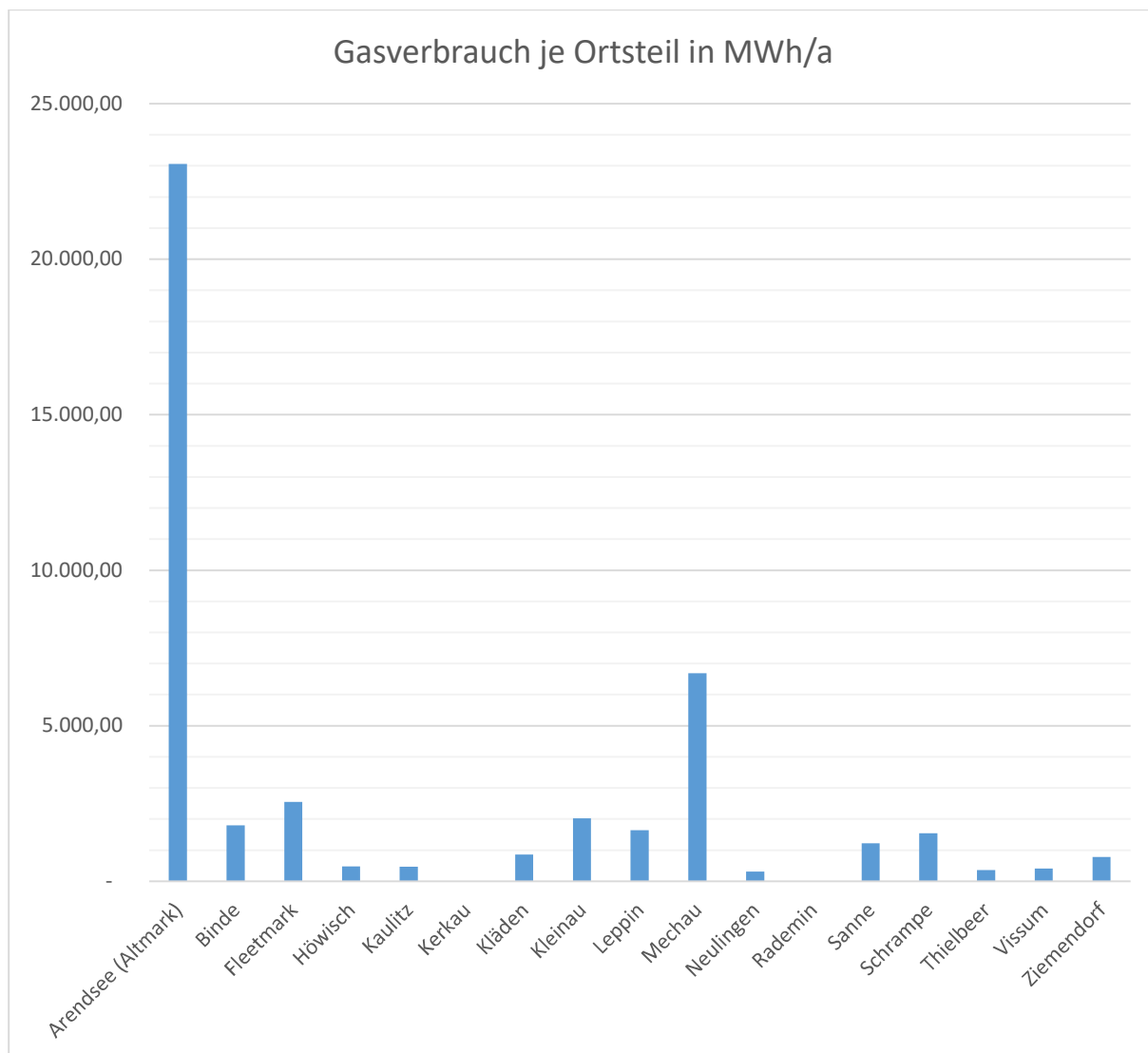


Abbildung 13 | summierte Gasverbräuche in MWh/a ohne den Ortsteil Arendsee (Altmark)

3.4.1.1 Großverbraucher

Auf Grundlage der bereitgestellten Informationen zum Wärme- und Gasnetz, können Großverbraucher von Energie hervorgehoben werden. Zur Einteilung in diese Kategorie, wurden Abnehmer ausgewählt, deren Energieverbrauch größer als 0,5 GWh/a ist.

Großverbraucher sind insbesondere für die Zielszenarien von größerer Bedeutung, da hier die Möglichkeit der Energieeinsparung und des Energieträgerwechsels einen großen Einfluss auf die Gesamtenergiebilanz und die Emissionen der Gemeinde haben. Die Verbraucher sind im Fall der Stadt Arendsee (Altmark) eine Klinik und ein großer Industriebetrieb.

In untenstehender Abbildung sind die Großverbraucher standortbezogen dargestellt.



3.4.2 Wärmebedarf

Anders als der Verbrauch ist der Wärmebedarf das Ergebnis einer Berechnung. Im Falle des Wärmebedarfs wird die nötige Wärme für die unterschiedlichen Gebäude in Siedlungs- bzw. Gewerbegebiete anhand von Indikatoren und Koeffizienten ermittelt. Dieses Verfahren strebt mehrere Ziele an. Zum einen werden die berechneten Werte als Alternative für die Verbräuche der Gebäude verwendet, deren Daten nicht vorhanden sind (z.B. Gebäude ohne leitungsgebundene Wärmeversorgung). Zum anderen kann das Verfahren genutzt werden, um die zukünftigen Bedarfe abzuleiten. Das ist über die Veränderung der getroffenen Annahmen möglich.

WOHNGEBÄUDE

Datenquellen:

Amtliche Liegenschaftskatasterinformationssystem (ALKIS®)
(Land Sachsen-Anhalt, © 2024 Geodatenportal Sachsen-Anhalt)

3D-Gebäudemodelle LoD2 Deutschland (LoD2-DE)
(Land Sachsen-Anhalt, © 2024 Geodatenportal Sachsen-Anhalt)

Zensus 2011 – Gebäude und Wohnungen
(© Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2024)

Zensus 2022 – Heiztypen
(© Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2024)

Zensus 2022 – Bevölkerung
(© Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2024)

Deutsche Wohngebäudetypologien
(Institut Wohnen und Umwelt – IWU, 2015)

Die angewandte Berechnungsmethode unterteilt den Gebäudebestand in Wohn- und Nichtwohngebäude. Die Wohngebäudedaten aus den Datensätzen ALKIS und LoD2 werden kombiniert und von den Anbauten und weitere Kleinstgebäuden getrennt, um die gesamte Grundfläche der tatsächlich beheizten Wohngebäude zu erhalten. Danach wird die Wohnfläche berechnet, indem die Geschosse der Gebäude, über die Höhe der LoD2-Daten, geschätzt werden. Die Wohngebäude werden darauf aufbauend nach Typen kategorisiert (z.B. Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser, Reihenhäuser, usw.), um die entsprechenden Koeffizienten für den Wärmebedarf (IWU) zuweisen zu können. Um die Bedarfe weiter zu berechnen, werden die Wohngebäude mit den Ergebnissen des Zensus 2022 verknüpft (Gebäude, Bevölkerung, Haushalte). Die Verknüpfung ermöglicht kachelbezogene Aussagen über Gebäude- und Heizungsanlagedaten sowie über Einwohner- bzw. Haushaltsdaten. Die wichtigste Verknüpfung der Wohngebäude mit den Zensus-Ergebnissen sind die Baualtersklassen. Da die kleinste räumliche Einheit der Zensus-Ergebnisse aufgrund von Datenschutzverordnungen die 100x100m Kachel ist, werden die Wärmebedarfe zunächst auch kachelbasiert aufsummiert. Um eine Darstellung nach WPG zu ermöglichen, werden dann die Ergebnisse mittels geographisch-statistischer Verfahren für die festgelegten Baublöcke umgerechnet. In Tabelle 6 sind die aufsummierten beheizten Wohnflächen und Wärmebedarfe auf Ortsteilebene zu sehen.

Tabelle 6: theoretische Wärmebedarfe der Wohngebäude auf Ortsteilebene

Ortsteil	Summierte Wohnfläche [m2] nach	Summierter Wärmebedarf
----------	--------------------------------	------------------------

	Alkis	[MWh/a]
ARENDSEE (KERNSTADT) MIT GENZIEN UND GESTIEN	112.180,31	35.632,75
BINDE MIT RITZLEBEN	8.150,30	2.180,05
FLEETMARK MIT LÜGE, MOLITZ UND STÖRPKE	16.040,21	4.448,68
HÖWISCH	2.023,17	386,86
KAULITZ	9.023,98	3.218,90
KERKAU MIT LÜBBARS	5.037,29	2.273,64
KLÄDEN MIT KRAATZ	6.591,10	1.295,23
KLEINAU MIT DESSAU UND LOHNE	20.744,31	5.078,70
LEPPIN MIT HARPE UND ZEHREN	10.153,53	3.248,58
MECHAU	12.539,58	3.931,44
NEULINGEN	1.883,30	1.374,46
RADEMIN MIT ORTWINKEL UND LADEKATH	2.577,38	1.339,14
SANNE-KERKUN	5.845,57	2.531,97
SCHRAMPE MIT ZIEßAU	6.001,69	1.272,94
THIELBEER MIT ZÜHLEN	13.807,61	3.554,71
VISSUM MIT KASSUHN UND SCHERNIKAU	5.192,13	1.815,88
ZIEMENDORF	5.073,64	2.306,35
SUMME	242.865,10	75.890,29

In nachfolgender Darstellung sind die berechneten Bedarfswerte für die Wohngebäude auf Baublockebene abgebildet. Dies ermöglicht eine Einschätzung hinsichtlich der benötigten Energiemengen zur Beheizung auch in Bereichen, in denen keine Verbrauchsdaten zur Verfügung stehen und ist damit essenziell für die Wärmeplanung, insbesondere im ländlichen Raum oder in Gebieten ohne ausgeprägte zentrale Energieversorgung.



43

3.5 Treibhausgasbilanz

Datenquellen:

Amtliche Liegenschaftskatasterinformationssystem (ALKIS®)

(Land Sachsen-Anhalt, © 2024 Geodatenportal Sachsen-Anhalt)

Informationsblatt CO₂-Faktoren

(Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle)

Technikkatalog Kommunale Wärmeplanung

(dena)

Die in den vorherigen Kapiteln abgeleiteten Ergebnisse sollen nach Anlage 2 des WPGs auch in Hinblick auf die CO₂-Emissionen bewertet werden. Es werden die aktuellen jährlichen Endenergieverbrauchsdaten bzw. Energiebedarfe für Wärme nach Energieträgern und Endenergiesektoren sowie die daraus resultierenden Treibhausgasemissionen dargestellt. Die Wärmeversorgung in Arendsee (Altmark) basiert vorwiegend auf fossilen Energieträgern.

Die Berechnung der Wärmebedarfe unterscheidet zwischen Wohn- und Nichtwohngebäuden, folglich wird auch in diesem Schritt diese Unterteilung weitergeführt. Für die Berechnung der THG-Emissionen werden die Wärmebedarfe mittels Umrechnungsfaktoren in die entsprechenden energieträgerspezifischen CO₂-Emissionen umgewandelt. Die CO₂-Faktoren, welche für die Umrechnung genutzt wurden, stammen aus Vorgaben des BAFA bzw. der dena. Es wurde angenommen, dass der Strom aus dem Strommix von Deutschland für das Jahr 2025 gedeckt wird und somit Emissionen verursacht.

Auch die tatsächlichen Verbräuche, die sich auf die leitungsgebundenen Daten beschränken, werden in Hinblick auf die THG-Emission und der Herkunft analysiert. Da die Verbrauchsdaten und deren Energieträger direkt vorliegen ist die Umrechnung mittels CO₂-Faktoren entsprechend trivial. Die Daten der Gewerbetreibenden sind nur so weit abgebildet, wie sie geliefert worden sind bzw. aufgrund der Datenschutzaspekte zuzuordnen sind. Alle zu Grunde liegenden Daten wurden in einer gemeinsamen Datenbasis zusammengeführt und ausgewertet.

In Abbildung 16 sind die Treibhausgasemissionen für die gesamte Gemeinde, nach Energieträgern aufgeteilt, als Ergebnis der vorher erwähnten Berechnungen und Annahmen, dargestellt.

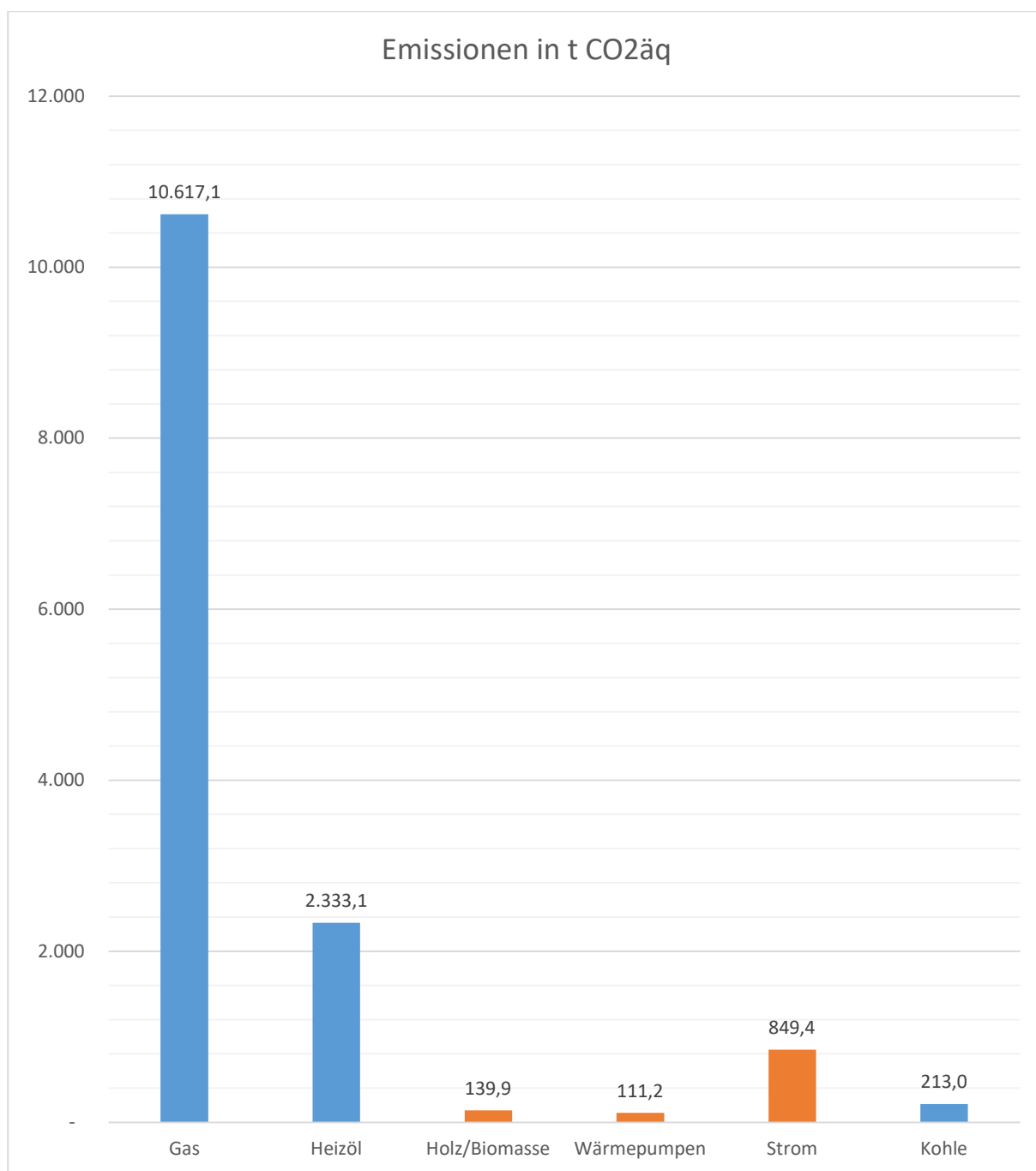


Abbildung 16: THG-Emissionen des Wärmesektors nach Sektoren und Energieträger Arendsee (Altmark)

4. Potenzialanalyse

4.1 Energieeinsparungspotenziale

Neben einer möglichen Wärmeversorgung durch effiziente Wärmenetze bietet die energetische Ertüchtigung und Sanierung bestehender Gebäudestrukturen maßgebliche Einsparpotenziale. Um eine mögliche Reduzierung von benötigter Primärenergie und daraus resultierendem CO₂-Ausstoß einschätzen zu können, wäre es notwendig, jedes Gebäude separat zu betrachten. Dabei stellen gebäudeeigene Eigenschaften wie Kubatur, wärmeleitende Eigenschaften der Gebäudehülle und die verbaute Anlagentechnik die größten Faktoren dar. Um belastbare Aussagen hinsichtlich des Energiebedarfes eines Gebäudes ohne die detaillierte Aufnahme aller Hüllflächenelemente der thermisch konditionierten Gebäudehülle treffen zu können, lässt sich eine Einteilung und Zuordnung gemäß des Baualters und des Gebäudetyps durchführen. Davon ausgehend lassen sich durch Sanierung erzielbare Einsparpotenziale abschätzen und qualitativ bewerten. Dies erfolgt im Folgenden am Beispiel einzelner Gebäude in der Stadt Arendsee (Altmark).

Die erzielten Ergebnisse lassen sich bei ähnlicher Kubatur und Baualtersklasse ebenfalls im Ansatz auf andere Gebäude gleichen Typs übertragen, sollten für belastbare Ergebnisse jedoch im Einzelfall überprüft werden.

4.1.1 Unsaniertes Fachwerkgebäude aus vor 1918

Als Beispiele wurden sowohl ein Mehrfamilienhaus als auch ältere Einfamilienhäuser (Massivbau und Fachwerkbau) herangezogen. Die Berechnung beruht auf Grundlage der DIN V 18599 in seiner Novellierung von 2024, die eine ganzheitliche Bewertung von Wohn- und Nichtwohngebäuden in Hinblick auf resultierenden Nutz-, End-, und Primärenergiebedarf ermöglicht. Dabei werden alle relevanten Wechselwirkungen zwischen Anlagentechnik, Gebäudehülle und Nutzung berücksichtigt.



Abbildung 17 | freistehendes Fachwerkhaus (Baujahr vor 1918)

Das für die Stadt Arendsee (Altmark) beispielhaft betrachtete Fachwerkgebäude weist eine für das Baujahr und die Region typische Baustruktur auf. Mit dem Fehlen von energetischen Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle lässt es sich demnach in die dazu passende Baualtersklasse vor 1918 einordnen. In der Annahme einer ganzjährigen Nutzung als Wohngebäude und die für die Errichtungszeitraum typischen wärmeleitenden Eigenschaften der Gebäudehülle (Außenwände, Fenster, Hauseingangstür, Dach und Boden zum Erdreich) lässt sich ein resultierender Primärenergiebedarf und damit Ist-Zustand von 434 kWh/m²a abschätzen (siehe Abbildung 12).

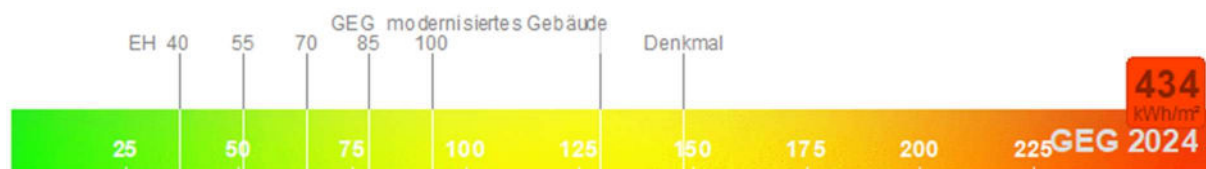


Abbildung 18 | Primärenergiebedarf des betrachteten MFH nach DIN V 18599

Aufbauend auf dem Ist-Zustand und den baualtersklassen-typischen Hülleigenschaften lassen sich durch Sanierung der Gebäudehülle erreichbare Einsparpotenziale abschätzen. Da eine detaillierte Einschätzung des Gebäudes hinsichtlich energetischer Merkmale ohne Begehung nicht möglich ist wurden auch hier die baualtersklassentypischen Werte angenommen. Die Betrachtung unterscheidet dabei zwischen folgenden Maßnahmen:

- Fenstertausch
- Dämmung der Außenwände durch WDVS oder andere Maßnahmen
- Dämmung der Kellerdecke und thermische Abgrenzung zum nicht beheizten Keller
- Dämmung der oberen Geschossdecke / des Dachs
- Einsatz effizienter Gebäudetechnik

Die Sanierungsmaßnahmen und daraus resultierendes Einsparpotenziale werden im Folgenden separat, also nicht aufeinander aufbauend betrachtet und in der Abbildung 13 zusammengefasst. Dabei ist zu unterstreichen, dass resultierende Einsparpotenziale stark von der gebäudeeigenen Kubatur, Flächenverteilung und dem baulichen Ausgangszustand abhängen. Für einen möglichen betrachteten Austausch wurden dabei immer Eigenschaften gewählt, die den förderfähigen Standards der BAFA und KfW entsprechen und somit auf einem energetisch sehr hohen Niveau liegen. Für die Betrachtung der Einsparpotenziale durch den Einsatz effizienter Anlagentechnik wurde vom Einsatz einer Luft-Wasser-Wärmepumpe und der 60%igen Belegung des Daches mit PV-Modulen ausgegangen.

Ein Großteil der Fachwerkgebäude steht unter Denkmalschutz oder wird als besonders erhaltenswerte Bausubstanz bezeichnet. Entgegen häufiger Behauptung ist der Einsatz von Photovoltaik-Anlagen auf diesen Gebäuden nicht grundsätzlich ausgeschlossen. Um die Originalsubstanz eines historischen Gebäudes zu erhalten, sind Maßnahmen, die der Energieerzeugung dienen grundsätzlich minimalinvasiv und reversibel auszuführen. Jede diesbezügliche Maßnahme muss im Vorfeld mit der entscheidenden Denkmalschutzbehörde abgestimmt werden.

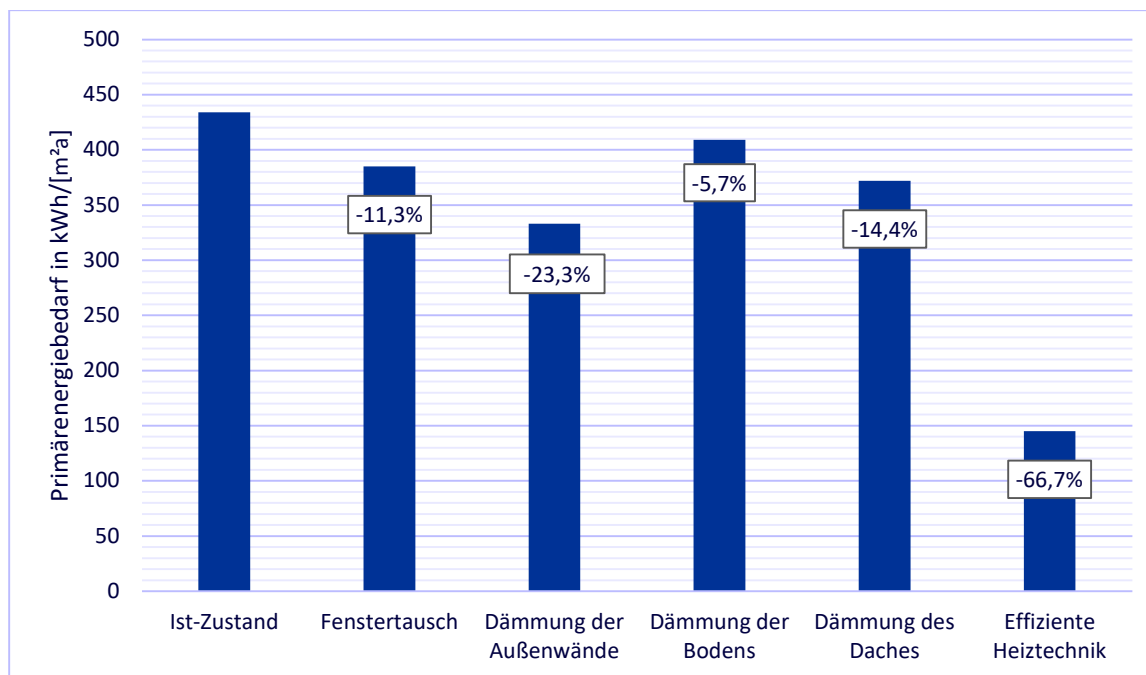


Abbildung 19 | Sanierungsmaßnahmen und prozentuale Einsparpotenziale für das Beispielgebäude des unsanierten Fachwerkgebäudes vor 1918 (Werte beziehen sich auf den Primärenergiebedarf des Gebäudes)

Die Ergebnisse zeigen, dass die größten Einsparpotenziale der Gebäudehülle (ungeachtet der Sanierungskosten) in der Dämmung der Außenhülle liegen. Mit einer Einsparung von 23,3% gegenüber dem Ist-Zustand weist diese Einzelmaßnahme das größte Potenzial auf. Dies liegt begründet in dem großen Anteil der Außenwand in Bezug auf die gesamte Hüllfläche des Gebäudes. Andere Maßnahmen, wie der Austausch der Fenster oder die nachträgliche Dämmung des Bodens weisen aufgrund des geringen Hüllflächenanteils eine weitaus geringere Wirkung auf und haben daher auch eine geringere Wirkung auf eingesparte CO₂-Emissionen, gleichwohl bedeutet eine nachträgliche Dämmung des Bodes einen erheblichen Eingriff in die Gebäudestruktur mit Einschränkungen in der Nutzung und hohen zu erwartenden Kosten.

Das weitaus größte Potenzial zur Energieeinsparung weist der Einsatz effizienter Anlagentechnik auf. Der Einsatz von Wärmepumpen bietet den entscheidenden Vorteil, nur einen geringen Teil der zur Beheizung benötigte Energie in Form von elektrischer Energie bereit stellen zu müssen. Besonders durch den zusätzlichen Einsatz einer Photovoltaik-Anlage senkt die durch das Stromnetz zu beziehende Energiemenge und führt zu einem geringen Einsatz von anzurechnender Primärenergie.

Tabelle 7: Sanierungsmaßnahmen und prozentuale Einsparpotenziale des Beispielgebäudes

Nr.	Maßnahme	Einsparpotenzial
1	Fenstertausch (inkl. Hauseingangstür)	- 11,3 %
2	Dämmung der Außenwände	- 23,3 %
3	Dämmung des Bodens	- 5,7 %
4	Dämmung des Daches	- 14,4 %
5	Effiziente Heiztechnik	-66,7%

4.1.2 saniertes Fachwerkgebäude aus um 1900

Das zuvor betrachtete Gebäude stellte einen gänzlich unsanierten Zustand dar. Dies trifft allerdings nicht auf den Großteil der Gebäude entsprechender Baualtersklasse in der Stadt Arendsee (Altmark) zu. Vielen Gebäuden ist in den Jahren 1995 bis 2001 eine Sanierung zugutegekommen. Dieser Abschnitt behandelt daher den Fall eines teilsanierten Fachwerkhäuses, das unter den gesetzlichen Bestimmungen im oben genannten Zeitraum saniert wurde. Da eine vollumfängliche energetische Sanierung in den meisten Fällen nicht zu erwarten ist, wird an dieser Stelle erfahrungsgemäß davon ausgegangen, dass zunächst die Bauteile energetisch saniert wurden, die dem Bauwerkserhalt vordringlich dienen. Um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten wird selbiges Gebäude wie in Abschnitt 5.1.1 unter der Annahme folgender Kennwerte angenommen und Sanierungspotenziale in gleicher Form dargestellt:

- Außenwände im Erbauungszustand
- Kellerdecke/Boden gegen Erdreich im Erbauungszustand
- Fenster und Türen bereits ausgetauscht (1995 – 2001)
- Dach nach Vorgaben des GEG's / EnEV saniert (1995 -2001)
- Anlagentechnik: Gas-Brennwert-Technik zur Beheizung und Warmwasser-Bereitstellung

Die Ergebnisse decken sich mit Erfahrungswerten, die hinsichtlich des Gebäudebestandes dieser Baujahre zu erwarten sind. Im direkten Vergleich zum unsanierten Zustand ergeben sich in Anwendung der DIN V 18599 durch die angenommenen Maßnahmen Einsparungen in Höhe von 123 kWh/[m²a] Primärenergie (Q_p) und einen Gesamtenergiebedarf von 311 kWh/[m²a]. Trotz der angenommenen Sanierungsmaßnahmen liegt der berechnete Energiebedarf noch immer im Bereich der Worst-Performing-Buildings (Q_p > 250 kWh/[m²a] siehe Abbildung 15) und somit weit über den heutigen Neubau-Standards. Da die Fensterfläche im Gegensatz zu noch unsanierten Außenwand einen untergeordneten Flächenanteileinnimmt wirken sich energetische Sanierungen an dieser Stelle weniger stark auf die Gesamtbewertung des Gebäudes aus.



Abbildung 20 | Primärenergiebedarf des Fachwerkhäuses im teilsanierten Zustand

Es wurden die gleichen Modernisierungsoptionen wie bei dem vorbetrachteten Gebäude betrachtet: Erneuerung der Fenster, Dämmung der Außenwände, Dämmung der Kellerdecke und die Dämmung der obersten Geschossdecke. Abbildung 23 stellt die Ergebnisse dar. Es wird deutlich, dass die größten Einsparpotenziale im Bereich der thermischen Hüllfläche mit ca. 31,8% in der Dämmung der Außenwände liegen. Dies geschieht bei Fachwerkgebäuden in der Regel nicht auf der Außenseite, sondern im Zuge einer Gesamtsanierung an der Innenseite der Außenwand. Obwohl eine Erneuerung der Fenster mit günstigeren Wärmedämmwerten einhergeht, ist, wäre diese Maßnahme im Hinblick auf die Gesamtenergieeinsparung nicht anzuraten. Die angenommenen Fenster aus den Jahren 1995 – 2001 haben ausreichend gute Wärmedämmeigenschaften. Gleiches gilt für das Dach, weshalb auch hier keine maßgeblichen Einsparungen zu erwarten wären.

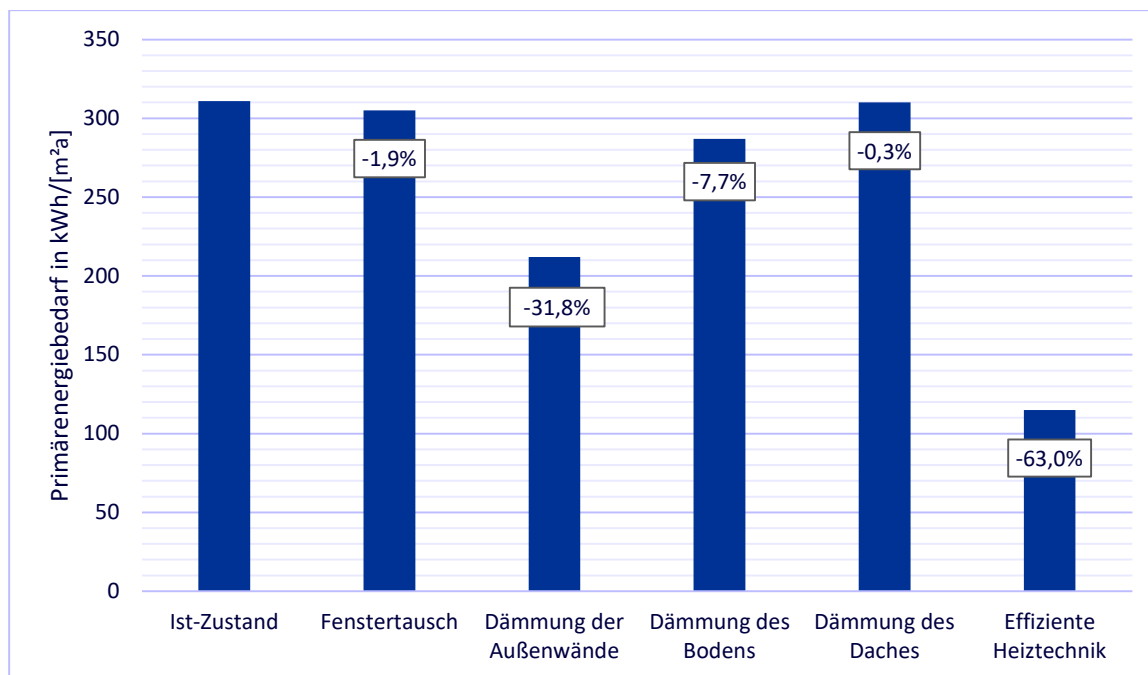


Abbildung 21 | Einsparpotenzial verschiedener energetischer Sanierungsmaßnahmen für ein saniertes Fachwerkhaus

Das weitaus größte Potenzial zur Energieeinsparung weist, wie auch im vorgenannten Beispiel, der Einsatz effizienter Anlagentechnik auf. Unter der Annahme gleicher Dachnutzung könnten in Fall des teilsaniertes Gebäudes insgesamt bis zu 63% Primärenergie eingespart werden. Durch eine, wenn auch gering besser gedämmte Außenhülle bestünde hier zusätzlich der Vorteil, Anlagentechnik mit geringerer Spitzenleistung einzusetzen. Dies reduziert die Anschaffungskosten und verringert unter Umständen den benötigten Platzbedarf für Inneneinheit der Wärmepumpe und Pufferspeicher.

4.1.3 Unsaniertes Mehrfamilienhaus aus 1960

Während die vorangegangenen Gebäude alte Baualtersklassen vorweisen, soll an dieser Stelle ein Gebäude jüngeren Baujahres betrachtet werden. Die Baualtersklasse zwischen 1960 und 1965 stellt einen bedeutenden Anteil des Gebäudebestandes dar (ca. 14% des bundesdeutschen Gesamtbestandes gemäß den Gebäudereport 2025).



Abbildung 22 | Mehrfamilienhaus um 1960 mit erneuerter Dacheindeckung

Bei dem vorliegenden Gebäude handelt es sich um ein Mehrfamilienhaus mit insgesamt 4 Wohneinheiten. Es verfügt über einen unbeheizten Keller, ein nicht zum Wohnen ausgebautes Dachgeschoss und wurde in den letzten Jahren mit einer Sanierung des Daches versehen, die jedoch keine energetische Optimierung zur Wirkung hat, sondern den normalen Alterungs- und damit Sanierungsnotwendigkeiten Rechnung trägt. In den 90'er Jahren wurden bereits Sanierungsmaßnahmen an den Fenstern und der Hauseingangstür vorgenommen. Die Fassade ist noch ungedämmt. Das gleich gilt für die Kellerdecke sowie die oberste Geschossdecke in Abgrenzung zum unbeheizten Dachraum. Die Beheizung sowie die Bereitstellung von Warmwasser erfolgten über einen ca. 20 Jahre alten Gaskessel, der im unbeheizten Kellergeschoss aufgestellt ist.

Die Abbildung 16 zeigt den berechneten Energiebedarf des Gebäudes. Obwohl in den vergangenen Jahrzehnten bereits erhebliche Summen in die Instandhaltung des Gebäudes geflossen sind, hatten diese einen weniger starken Einfluss auf die Energieeffizienz und somit den Bedarf an Primärenergie des Gebäudes. Mit einem berechneten jährlichen Energiebedarf von 446 kWh/m^2 ist das Gebäude als Worst-Performance-Building einzustufen. Dies ist damit zu erklären, dass abgesehen von dem Tausch Fensterflächen bisher keine Maßnahmen an der thermischen Hüllfläche vorgenommen wurden. Im Falle eines unbeheizten Dachgeschosses ist die Grenze der thermischen Hülle nicht etwa in der Dachfläche, sondern die oberste Geschossdecke, die die oberen Wohnungen hin zum Dachgeschoss abgrenzt. Durch den hohen Anteil der Außenwände, der obersten Geschossdecke und der Kellerdecke an der Gesamtheit der thermischen Hüllfläche sinkt somit der Einfluss der in den 90'er Jahren erneuerten Fensterflächen auf den Gesamtenergiebedarf.



Abbildung 23 | teilsaniertes Fachwerkgebäude

Es wurden die gleichen Modernisierungsoptionen wie bei den vorbetrachteten Gebäuden berechnet: Erneuerung der Fenster, Dämmung der Außenwände, Dämmung der Kellerdecke und die Dämmung der obersten Geschossdecke. **Untenstehende Grafik** stellt die Ergebnisse dar. Auch bei diesem Gebäude wird deutlich, dass die größten Einsparpotenziale im Bereich der thermischen Hüllfläche mit ca. 27,5% in der Dämmung der Außenwände liegen. Im Falle des herangezogenen Gebäudes bietet sich eine Dämmung mit einem Wärmedämmverbundsystem (WDVS) an. Dieses wird auf der Außenseite der Fassade befestigt. Im Zuge der Dämmmaßnahmen sollten gleichzeitig die Fenster in die Dämmebene versetzt werden, was eine Reduzierung der Wirkung von Wärmebrücken zur Folge hat und gleichzeitig bauphysikalische Vorteile mit sich bringt.

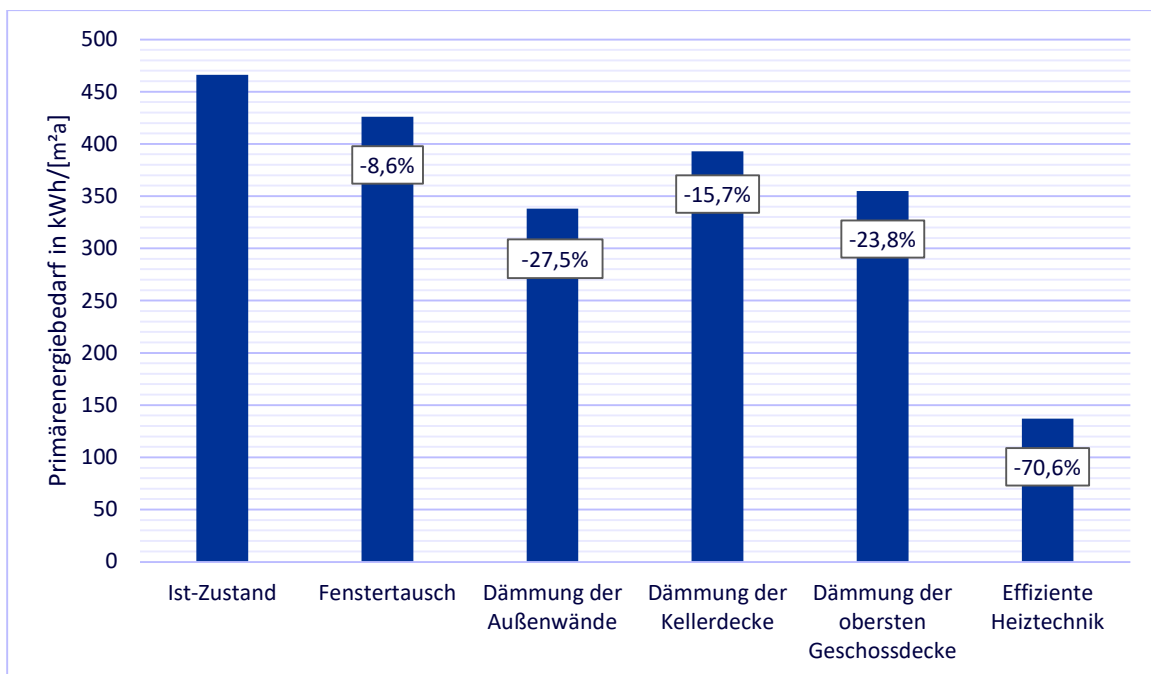


Abbildung 24 | Einsparpotenzial verschiedener energetischer Sanierungsmaßnahmen für ein Mehrfamilienhaus

Obwohl eine Erneuerung der Fenster mit günstigeren Wärmedämmwerten einhergeht, wäre der rein energetische Vorteil dieser Maßnahme im Hinblick auf die Gesamtenergieeinsparung gering. Die angenommenen Fenster aus den Jahren 1995 – 2001 haben ausreichend gute Wärmedämmeigenschaften und sollten erst ersetzt werden, wenn diese durch Alterungserscheinungen oder etwaige Schäden einen Austausch notwendig machen. Anderes gilt für das Dach und die Kellerdecke. Durch die im Vergleich zu anderen Maßnahmen geringen Kosten der Dämmung der obersten Geschossdecke können an dieser Stelle günstig Einsparungen erzielt werden. Beim Nutzen aus Platten- oder Auslegware können in relativ kurzer Zeit und zu vertretbaren Kosten große Flächen gedämmt werden. Mit möglichen Einsparungen in Höhe von -15,7% im Fall der Kellerdecke und -23,8% im Fall der obersten Geschossdecke rentiert sich diese Investition auch in Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit.

Das weitaus größte Potenzial zur Primärenergieeinsparung weist, wie auch in den vorgenannten Beispielen, der Einsatz effizienter Anlagentechnik auf. Unter der Annahme des Einsatzes einer aktuellen Luft-Wasser-Wärmepumpe und der Installation einer PV-Anlage können im Vergleich zum Ist-Zustand insgesamt bis zu 70,6% Primärenergie eingespart werden. Durch eine, wenn auch gering besser gedämmte Auch hier bestünde durch eine vorrangegangene Sanierung der Außenhülle zusätzlich der Vorteil, Anlagentechnik mit geringerer Spitzenleistung einzusetzen und somit die Kosten der Anlagentechnik zu reduzieren.

Die beschriebenen Betrachtungen verdeutlichen, dass in der Sanierung von historischen, aber auch anderen Bestandsgebäuden Maßnahmen an der Gebäudehülle in Hinblick auf energetische Qualitäten sinnvoll sind, das größte Einsparpotenzial jedoch in der Erneuerung der Heiztechnik und dem Einsatz von erneuerbaren Energien liegt. Detaillierte Aussagen in Hinblick auf Energieeinsparpotenziale lassen sich dabei jedoch nicht allgemeingültig treffen. Es bedarf immer einer detaillierten und gebäudescharfen Betrachtung, um Maßnahmen anhand des Zustandes und der Beschaffenheit eines Gebäudes erarbeiten zu können.

4.2 Restriktionsgebiete

Datenquellen:

Vorrang- und Vorbehaltsflächen

(Regionaler Entwicklungsplan für die Planungsregion Altmark, 2005, Stand 2018)

natur- und wasserrechtliche Schutzgebiete

(Landesamt für Umweltschutz (LAU) Sachsen-Anhalt (dl-de/by-2-0))

Karten:

4.2_Schutzgebiete_“Ortsteilname“

4.2_Überschwemmungsgebiete_“Ortsteilname“

Auf sogenannten Restriktionsflächen ist bereits eine vorrangige Nutzung ausgewiesen, welche nicht durch Nutzungskonkurrenz beeinträchtigt werden darf. Diese Nutzungen sind meist rechtlich abgesichert. Zu den für die kommunale Wärmeplanung relevanten Restriktionsflächen zählen:

- Vorrang- und Vorbehaltsgebiete des Regionalen Entwicklungsplanes
- Schutzgebiete mit naturrechtlichen Belangen
- Schutzgebiete mit wasserrechtlichen Belangen
- aktive und ehemalige Bergbauggebiete
- Denkmalschutz

Dabei bedeutet Restriktionsfläche nicht per se den Ausschluss dieser Fläche für die hier zu betrachtenden Potenziale. Die zuständigen Behörden sind zwingend zu beteiligen.

In den folgenden Tabellen werden die planungsrelevanten Restriktionsgebiete in die Kategorien „nicht nutzbar“, „eingeschränkt nutzbar“ und „uneingeschränkt nutzbar“ eingeordnet.

Nicht nutzbar

Tabelle 8: Übersicht der verschiedenen Restriktionsflächen, welche für die Nutzung von Wärmepotenzialen nicht nutzbar sind

RESTRIKTIONSTYP	BEGRÜNDUNG
NATURSCHUTZGEBIET	- Nutzung für Infrastruktur oder großflächige Energieerzeugung gesetzlich untersagt, hohe Schutzpriorität
KERNZONEN VON VOGELSCHUTZGEBIETE/FFH-GEBIETE	- Ggf. durch Verträglichkeitsprüfung ausgeschlossen
KERNZONEN VON BIOSPHÄRENRESERVATEN	- Nur naturnahe Nutzung erlaubt, keine Eingriffe zulässig
VORRANGGEBIET FÜR HOCHWASSERSCHUTZ	- Nutzung ausgeschlossen, dient dem aktiven Hochwasserschutz, keine raumbedeutsamen Maßnahmen zulässig

Eingeschränkt nutzbar

Tabelle 9: Übersicht der verschiedenen Restriktionsflächen, welche für die Nutzung von Wärmepotenzialen eingeschränkt nutzbar sind

RESTRIKTIONSTYP	BEGRÜNDUNG
LANDSCHAFTSSCHUTZGEBIET (LSG)	- Eingriffe möglich, aber genehmigungspflichtig; landschaftsverträgliche Planung notwendig
NATURA 2000 (AUßERHALB KERNZONE)	- Verträglichkeitsprüfung nach §34 BNatSchG erforderlich
ÜBERSCHWEMMUNGSGEBIET	- Nutzung eingeschränkt, Hochwasserschutz hat Vorrang, nur spezielle Anlagen erlaubt
DENKMALSCHUTZ	- Maßnahmen sind möglich, aber genehmigungspflichtig, oft mit Auflagen (Gestaltung, Technik, Rückbau etc.); ggf. mit Auflagen zur archäologischen Begleitung oder Dokumentation
VORRANGGEBIET FÜR WASSERGEWINNUNG	- Nutzung eingeschränkt, Vorrang für Trink- und Brauchwasserversorgung; wasserrechtlicher Genehmigung erforderlich
VORRANGGEBIET FÜR NATUR UND LANDSCHAFT	- Nutzung eingeschränkt, ggf. Verträglichkeitsprüfung nach § 34 BNatSchG, technische Maßnahmen nur bei nachgewiesener Umweltverträglichkeit zulässig
VORRANGGEBIET ROHSTOFFGEWINNUNG	- Nutzung ggf. nach Abschluss des Abbaus oder mit temporären Anlagen
VORBEHALTSGEBIET AUFBAU EINES ÖKOLOGISCHEN VERBUNDSYSTEMS	- Maßnahmen möglich, aber genehmigungspflichtig, um Beeinträchtigungen ökologischer Funktionen auszuschließen
VORBEHALTSGEBIET LANDWIRTSCHAFT	- Maßnahmen möglich, aber genehmigungspflichtig; Nutzung muss mit landwirtschaftlicher Funktion vereinbar sein
VORBEHALTSGEBIET TOURISMUS UND ERHOLUNG	- Maßnahmen möglich, aber mit Auflagen zur Gestaltung und Rücksichtnahme auf Erholungsfunktion; ggf. Einschränkungen bei Sichtbarkeit, Lärm oder Technik
VORBEHALTSGEBIET AUFFORSTUNG	- Maßnahmen möglich, aber genehmigungspflichtig; Nutzung muss mit forstlicher Entwicklung vereinbar sein

Lage der Restriktionsgebiete im Gemeindegebiet

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über alle im Gemeindegebiet der Stadt Arendsee (Altmark) geltenden Restriktionsgebiete und deren genaue Lage.

Tabelle 10: Übersicht der verschiedenen Restriktionsflächen in der Einheitsgemeinde

RESTRIKTIONSTYP	FLÄCHE IM GEMEINDEGEBIET DER STADT ARENDSEE (ALTMARK)
VORRANGGEBIETE	
WASSERGEWINNUNG	- südlich des Arendsees - nördlich von Fleetmark

NATUR UND LANDSCHAFT	- westlich von Kleinau
HOCHWASSERSCHUTZ	- im Norden des Gemeindegebiets
ROHSTOFFGEWINNUNG	- entlang Zehrengaben, Hammergraben Kleinau und Aufragen
	- Quarzsandgrube Kläden: nördlich von Kläden
	- östlich von Zühlen
	- Kiesgrube Lohne: westlich von Lohne
	VORBEHALTSGEBIETE
AUFBAU ÖKOLOGISCHES VERBUNDSYSTEM	- weites Gebiet im Norden des Gemeindegebiets
LANDWIRTSCHAFT	- nahezu gesamtes Gemeindegebiet südlich der Bahnstrecke / B 190
TOURISMUS UND ERHOLUNG	- weites Gebiet um den Arendsee bis zur nordöstlichen Gemeindegrenze
AUFFORSTUNG	- im Nordosten des Gemeindegebiets
	- um Kaulitz
	NATURRECHTLICHE SCHUTZGEBIETE
NATURSCHUTZGEBIET	- Harpe: nördlich der Ortslage, am Rand des Gemeindegebiets
NATURA 2000 (FFH, SPA)	- Arendsee: FFH-Gebiet, gesamte Seefläche
	- Kraatz: südlich der Ortslage
LANDSCHAFTSSCHUTZGEBIET	- Arendsee: gesamte Seefläche und Gebiet nördlich, sowie östlich
	WASSERRECHTLICHE SCHUTZGEBIETE
ÜBERSCHWEMMUNGSGEBIET	- Ritzleben: östlich der Ortslage, erstreckt sich südlich bis Vissum, nördlich bis Mechau
	- Aufragen: entlang des Aufragens im Süden des Gemeindegebiets
	- Höwisch: östlich der Ortslage
	KULTURGÜTERRECHTLICHER SCHUTZ
GEBÄUDEDE-, BODEN- UND ARCHÄOLOGISCHE DENKMALE	- Arendsee: Archäologisches Kulturdenkmal im Kernstadtbereich

4.3 Wärmesektor

4.3.1 Abwärme aus Industrie, Gewerbe, Landwirtschaft, Abwasser und Kläranlagen

Eine einheitliche gesetzliche Definition des Begriffs „Abwärme“ existiert bislang weder auf Bundes- noch auf Landesebene. In den relevanten Gesetzen, Verordnungen und Förderprogrammen fehlt eine klare und konsistente Begriffsbestimmung. Für die Zwecke der Wärmeplanung – insbesondere im Kontext der Nutzung von

Abwärme in Wärmenetzen auf Quartiers-, Gemeinde- oder Stadtebene – bietet jedoch die Definition der AGFW (Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.) eine praxisnahe Orientierung:

„**Abwärme:** Wärme, die in einem Prozess entsteht, dessen Hauptziel die Erzeugung eines Produktes oder die Erbringung einer Dienstleistung (inkl. Abfallentsorgung) oder einer Energieumwandlung ist, und die dabei als ungenutztes Nebenprodukt an die Umwelt abgeführt werden müsste.“ (Dr. Susanne Stark et al., November 2022)

Zur Veranschaulichung dieser Definition lassen sich verschiedene Prozesskategorien benennen, in denen Abwärme typischerweise anfällt:

- Produktion, etwa in Raffinerien, der Stahlverarbeitung oder der chemischen Industrie,
- Dienstleistungen, wie sie in Rechenzentren, Wäschereien, Kühlhäusern oder der (Ab-) Wasserwirtschaft erbracht werden,
- Abfallentsorgung, beispielsweise durch thermische Abfallbehandlung oder innerbetriebliche Stoffkreisläufe,
- Energieumwandlung, etwa in Kondensationskraftwerken, bei der Nutzung von Abgaswärme aus Verbrennungsprozessen oder bei der Wasserstoffelektrolyse. (Dr. Susanne Stark et al., November 2022)

In Abbildung 25 sind die möglichen Quellen und Senken von Abwärme anhand ihrer Temperaturniveaus abgebildet.

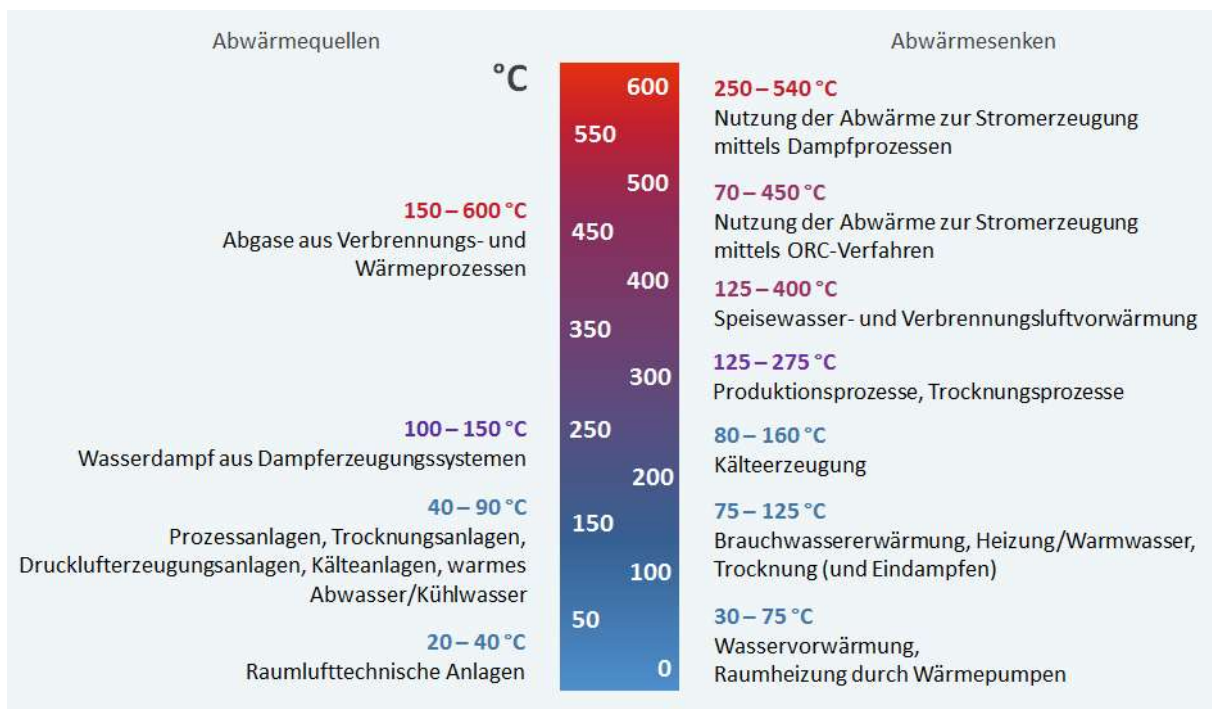


Abbildung 25 | mögliche Abwärmequellen und Abwärmesenken (Quelle: DENA, Erfolgreiche Abwärmenutzung im Unternehmen, Darstellung: Österreichische Energieagentur)

4.3.1.1 Unvermeidbare Abwärme aus Industrie und Gewerbe

Datenquelle:

Plattform für Abwärme

(© 2025 Bundesstelle für Energieeffizienz beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle)

In Arendsee (Altmark) fallen gemäß Plattform für Abwärme die in Tabelle 11 dargestellten Abwärmepotenziale in Industrie und Gewerbe an.

Tabelle 11 | Kennwerte aus den Daten der Plattform für Abwärme in Arendsee (Altmark)

Firma	Bezeichnung	Wärmemenge pro Jahr [MWh/a]	Durchschnittl. Temperaturniveau [°C]
JACKON Insulation GmbH	Halle 1-2	428,4	20
JACKON Insulation GmbH	Extrusion 1-3	705,6	30
JACKON Insulation GmbH	Extrusion 4	705,6	30
JACKON Insulation GmbH	Extrusion 6	705,6	30
JACKON Insulation GmbH	Extrusion 5	705,6	30
JACKON Insulation GmbH	Halle 3-4	333,3	20
JACKON Insulation GmbH	Halle 5-6	697,0	20
JACKON Insulation GmbH	Kompressor Bauplatte	212,7	20

Diese Abwärmepotenziale müssen im Nachgang der Wärmeplanung noch präzisiert und plausibilisiert werden, da die JACKON Insulation GmbH gerade an einem Konzept zur stärkeren Abwärmenutzung im Betrieb arbeitet und auch ihre bestehende Wärmeerzeugung, aufgrund des Wegfalls eines Wärmeerzeugers umstellen will. Daraus werden sich Änderungen der verfügbaren Abwärmemengen und Temperaturniveaus ergeben. Die Fertigstellung dieses Konzeptes wird erst nach Beendigung der Wärmeplanung erfolgen. Somit werden die Ergebnisse erst in der Fortschreibung bzw. dem Monitoring des Wärmeplans mit einbezogen werden können. Dafür muss unter anderem auch geprüft werden, ob die Wärme aus den Prozessen aufgrund von räumlicher und zeitlicher Rahmenparameter nutzbar ist. Die Standorte der Großverbraucher von Energie auf dem Gemeindegebiet, bei denen potenziell Abwärme anfällt, sind in nachfolgender Karte dargestellt.

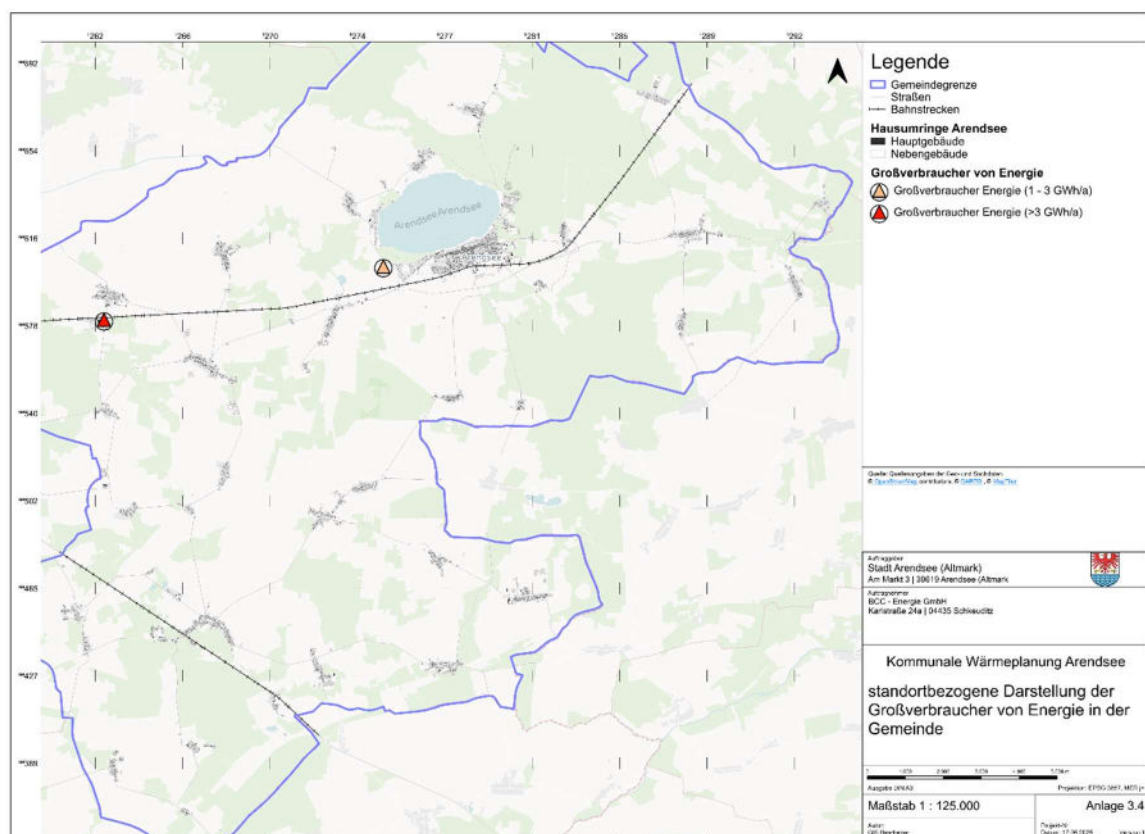


Abbildung 26 | Standorte von Energie-Großverbrauchern in Arendsee (Altmark)

Zur Einschätzung der tatsächlichen Verfügbarkeit und des potenziellen Beitrags industrieller Abwärme zur Wärmeversorgung wurden ansässige Gewerbe- und Industriebetriebe entweder über Fragebögen oder im direkten Austausch kontaktiert. Ziel war es insbesondere, das Potenzial für eine Nutzung der Abwärme außerhalb des jeweiligen Unternehmens zu bewerten.

Grundsätzlich wird industrielle Abwärme am effizientesten direkt am Entstehungsort durch den Betreiber selbst genutzt – dies minimiert rechtliche und wirtschaftliche Hürden sowie externe Abhängigkeiten. Im Zuge der kommunalen Wärmewende und des Ausbaus von Wärmenetzen gewinnt jedoch auch die Einspeisung industrieller Abwärme in öffentliche Wärmenetze zunehmend an Bedeutung. Um bestehende rechtliche und wirtschaftliche Barrieren zu überwinden, bietet sich eine enge Zusammenarbeit mit kommunalen Gemeindewerken an. Diese können als langfristig verlässliche Partner sowohl für Unternehmen als auch für Kommunen eine zentrale Rolle bei der Integration industrieller Abwärme in die öffentliche Wärmeversorgung übernehmen.

4.3.1.2 Abwasser und Kläranlagen

Durch die hohe spezifische Wärmekapazität von $c_p \approx 4,2 \text{ kJ/(kgK)}$ kann Wasser eine große Menge an Wärmeenergie speichern. Mit jedem Kelvin Temperaturunterschied kann einem Kubikmeter Wasser etwa 1,16 kWh Wärme entzogen werden. In Fließgewässern bestimmen der Abfluss $[\text{m}^3/\text{h}]$ und der Temperaturunterschied $[\text{K}]$ zwischen der Ein- und Auslauftemperatur am Wärmetauscher maßgeblich das potenziell nutzbare Wärmeangebot. Neben Grund- und Flusswasser bietet sich auch Abwasser als Wärmequelle an.

Abwasser

Abwärme aus Abwasser ist eine dauerhaft verfügbare, jedoch weitgehend ungenutzte Energiequelle. Über das tägliche Nutzungsverhalten, insbesondere durch den Verbrauch von Warmwasser in Haushalten, Gewerbe und Industrie, gelangt eine erhebliche Menge an Wärmeenergie in die Kanalisation. Dadurch ergeben sich jahreszeitabhängige Abwassertemperaturen von etwa 10 bis 12 °C im Winter und 17 bis 20 °C im Sommer. Mithilfe von Wärmepumpen kann diese thermische Energie nutzbar gemacht werden – entweder zur direkten Versorgung einzelner Gebäude oder zur Einspeisung in kommunale Wärmenetze.

Grundsätzlich lässt sich Energie aus Abwasser auf zwei Wegen gewinnen: Entweder durch Wärmetauscher im öffentlichen Kanalnetz bzw. direkt am Einleiter oder durch Nutzung in Abwassersammlern bzw. auf dem Gelände einer Kläranlage. Insbesondere bei letzterem muss berücksichtigt werden, dass eine zu starke Abkühlung des Abwassers die biologische Reinigungsleistung beeinträchtigen kann. Daher ist eine enge Abstimmung mit dem Betrieb der Kläranlage erforderlich. Voraussetzung für eine wirtschaftlich sinnvolle Wärmeentnahme sind ein ausreichend großes Energieangebot und geeignete bauliche Bedingungen, die den Einbau und die Wartung von Wärmetauschern ermöglichen.

Technische Rahmenbedingungen, die sich für die Abwärmenutzung als besonders geeignet gezeigt haben, sind Kanalabschnitte mit einem Innendurchmesser von mindestens 800 mm und Trockenwetterabflussmengen ab ca. 10 l/s. Sie ermöglichen nicht nur einen sicheren Betrieb der Wärmetauscher, sondern weisen in der Regel auch stabile Abwassertemperaturen auf. Ideal sind möglichst gerade Kanalabschnitte mit einer Länge von 20 bis 150 m, abhängig von der Leistungsanforderung der geplanten Wärmepumpenanlage.

Die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen hängt maßgeblich von kurzen Wegen zwischen Wärmequelle und Verbraucher ab. Besonders geeignet sind Gebäude mit niedrigen Vorlauftemperaturen. Während „warme“ Fernwärmenetze eine Entfernung von bis zu 200 m ermöglichen, sind bei „kalten“ Netzen auch Distanzen von über einem Kilometer realisierbar.

Das technische Potenzial ist beachtlich: Studien zeigen, dass bis zu 15 % des Wärmebedarfs im deutschen Gebäudesektor – entsprechend bis zu 100 TWh – aus Abwasser gedeckt werden könnten. Dabei wurden bereits realisierte Entzugsleistungen zwischen 20 kW und 2,1 MW dokumentiert. Wärmenetze mit Zieltemperaturen von bis zu 80–90 °C erlauben eine ganzjährige Nutzung.

Geeignete Standorte für die Wärmegewinnung finden sich sowohl in städtischen Verdichtungsräumen als auch in kleineren Kommunen, vorausgesetzt, es existieren ausreichend große Abwassersammler. Für eine Standortbewertung sind drei Kernfragen entscheidend:

- Wo liegen der nächstgelegene Kanal oder die Kläranlage mit geeigneter Einbaulänge?
- Wie viel Abwasser ist dort kontinuierlich verfügbar?
- Welche Temperatur hat das Abwasser?

Während die Projektierung solcher Vorhaben früher komplex und langwierig war, bieten inzwischen einige Kanalnetzbetreiber online verfügbare Energiekarten an. Diese erleichtern eine rasche Bewertung und Planung erheblich – ein Zeichen dafür, dass sich der Markt zunehmend öffnet und Abwasserwärme zu einem relevanten Bestandteil der kommunalen Energiewende werden könnte. (Dr. Susanne Stark et al., November 2022)

Kläranlagen

Kläranlagen stellen einen der bedeutendsten Energieverbraucher in Deutschland dar. Die knapp 10.000 kommunalen Kläranlagen verbrauchen jährlich etwa 4.400 Gigawattstunden Strom, was etwa dem Output eines durchschnittlichen Kohlekraftwerks entspricht. Dadurch tragen sie nicht nur maßgeblich zu den Stromkosten der Kommunen bei, sondern sind auch ein bedeutender Faktor im kommunalen Klimaschutz, indem sie jährlich rund drei Millionen Tonnen CO₂ emittieren.

Jedoch bieten sich hier erhebliche Möglichkeiten zur Verbesserung: Einerseits können bestehende Anlagen energieeffizienter betrieben werden, andererseits können die bei den Klärprozessen entstehenden Faulgase zur Energieerzeugung genutzt werden. Dies ermöglicht es, fossile Energieträger in der Strom- und Wärmeversorgung durch erneuerbare Energiequellen zu ersetzen. Dies ist bereits in einigen Kommunen erfolgreich umgesetzt worden, wo Kläranlagen mindestens genauso viel Energie produzieren wie sie verbrauchen und somit als 'energieautark' bezeichnet werden können. (Björn Weber, 2023)



Abbildung 27 | Hauptpotenziale zur Steigerung der Energieeffizienz von Kläranlagen (Quelle (Björn Weber, 2023))

4.3.1.3 Potenzial vor Ort

Im Untersuchungsgebiet gibt es eine für die KWP relevante Abwasserleitung (DN800) im nördlichen Bereich des Ortsteils Arendsee. Es gibt zudem eine Kläranlage auf dem Gemeindegebiet. Diese befindet sich im Südwesten des Ortsteils Thielbeer, ca. 700 m von der Ortslage entfernt (vgl. Abbildung 28).

Für die Bewertung des Standorts hinsichtlich der Nutzung von Wärme aus dem Abwasserkanalnetz ist eine detaillierte Analyse der technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen erforderlich. Dies schließt eine einjährige Erfassung der lokalen Abflussmengen und Abwassertemperaturen ein sowie die Prüfung infrastruktureller Faktoren wie Sanierungsbedarf, Kanalquerschnitte und hydraulische Belastung

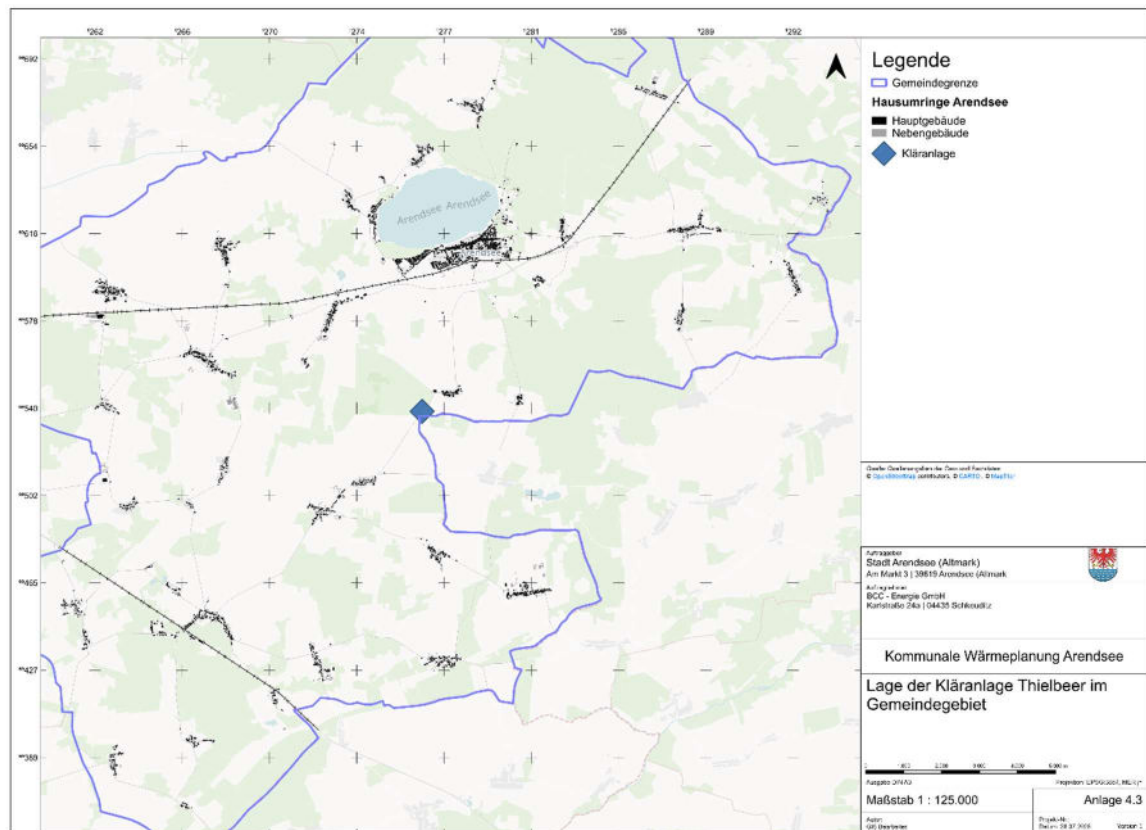


Abbildung 28 | Lage der Kläranlage in Arendsee (Altmark)

Für eine potenzielle Wärmenutzung aus der Kläranlage ist zu beachten, dass die Betriebstemperatur von 10 °C nicht unterschritten werden darf, da ansonsten die Funktionsfähigkeit der Anlage gefährdet ist.

Tabelle 12 zusammengefasst. Die daraus abgeleiteten theoretischen Potentiale der Wärmeentzugsleistung abhängig von den Temperaturen und dem Volumenstrom sind anschließend textlich aufgeführt.

Die Temperaturen des Abwassers bewegen sich in Abhängigkeit zur Außenlufttemperatur über das Jahr im Mittel um 13 °C, mit einer minimalen Temperatur von 7,8 °C wodurch für die Nutzung der Wärme eine Wärmepumpe notwendig wird. Die Zulaufmenge und damit auch die Abflussmenge schwanken ebenfalls und erreichen in Trockenwetterperioden den Tiefstwert.

Für den Trockenwetterabfluss werden die Daten, welche zu dem Kanalnetz mit DN800 gehören, herangezogen

Für eine potenzielle Wärmenutzung aus der Kläranlage ist zu beachten, dass die Betriebstemperatur von 10 °C nicht unterschritten werden darf, da ansonsten die Funktionsfähigkeit der Anlage gefährdet ist.

Tabelle 12: Rahmenparameter zur Berechnung des technischen Potenzials der Abwärme aus Abwasser in Arendsee (Altmark)

PARAMETER	WERT/ANNAHME	QUELLE/BEMERKUNG
TROCKENWETTERABFLUSS	36 M ³ /H	MODELLHAFT ANNAHME
TEMPERATURDATEN	MONATSMITTEL 2024	MESSDATEN ZULAUF (KLÄRANLAGE THIELBEER)
VORLAUFTEMPERATUR ZIELWERT	65 °C	TECHNISCHE SYSTEMANFORDERUNG
BETRIEBSSTUNDEN	CA. 2.500 H/JAHR	HEIZPERIODE, SAISONAL GEWICHTET

ZULÄSSIGE GRENZTEMPERATUR	>10 °C	PROZESSANFORDERUNG KLÄRANLAGE
MAXIMALE TEMPERATURSPREIZUNG	5 K	TECHNISCHE BEGRENZUNG (KÜHLUNG VS. MISCHGRENZE)

Aus den Informationen über die Ablaufwassermenge und deren Temperaturniveau lässt sich eine Entzugsleistung abschätzen. Diese wird unter Annahme einer Temperaturabsenkung von maximal 5 K berechnet.

Nach dem aktuellen Kenntnisstand ist eine thermische Nutzung in den Monaten Januar, Februar, März sowie Dezember ausgeschlossen, da in diesem Zeitraum die Grenztemperatur von 10 °C regelmäßig unterschritten wird. Eine saisonale Nutzung ab dem Frühjahr bis in den Herbst hinein erscheint daher technisch sinnvoll und betrieblich umsetzbar.

Mit einem Trockenwetterabfluss von 36 m³/h und den monatlichen Durchschnittstemperaturen erhält man eine theoretische Entzugsleistung von ca. 42 kW bis 209 kW.

Daraus folgt mit einer Jahresarbeitszahl von ca. 3,7, sowie jährlicher Vollbenutzungsstunden der Wärmepumpe von 2.500h, eine jährliche Wärmemenge von 165 MWh/a. Je nach Abwassertemperatur, Ablaufvolumenstrom und Vollbenutzungsstunden kann auch mehr Energie bzw. weniger entzogen und genutzt werden.

4.3.1.4 Biogas und Biomethananlagen [Landwirtschaft und Gewerbe]

Biogasanlagen haben im Kontext der Energie- und Wärmewende an Bedeutung gewonnen, insbesondere als alternative Quelle zu fossilen Energieträgern wie Erdgas und Heizöl. Während der Ausbau von Biogasanlagen zur Stromerzeugung politisch zunehmend in den Hintergrund tritt, rückt die Nutzung von Biogas in aufbereiteter Form – etwa als Biomethan oder als Ausgangsstoff für synthetische Kraftstoffe – stärker in den Fokus.

Im Zusammenhang mit der kommunalen Wärmeplanung spielen Biogasanlagen eine wichtige Rolle. Sie können sowohl als Lieferanten von klimafreundlichen Wärmeenergieträgern als auch durch die Nutzung ihrer Abwärme zur Versorgung von Nahwärmenetzen beitragen.

Für Anlagenbetreiber besteht ein wirtschaftlicher Anreiz zur Nutzung der Abwärme, da gemäß Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) ein Bonus für die Einspeisung innovativer erneuerbarer Wärme gewährt wird – etwa bei der Einspeisung in Wärmenetze oder der Nutzung zur Raumheizung, Warmwasserbereitung, Kälteerzeugung oder als Prozesswärme.

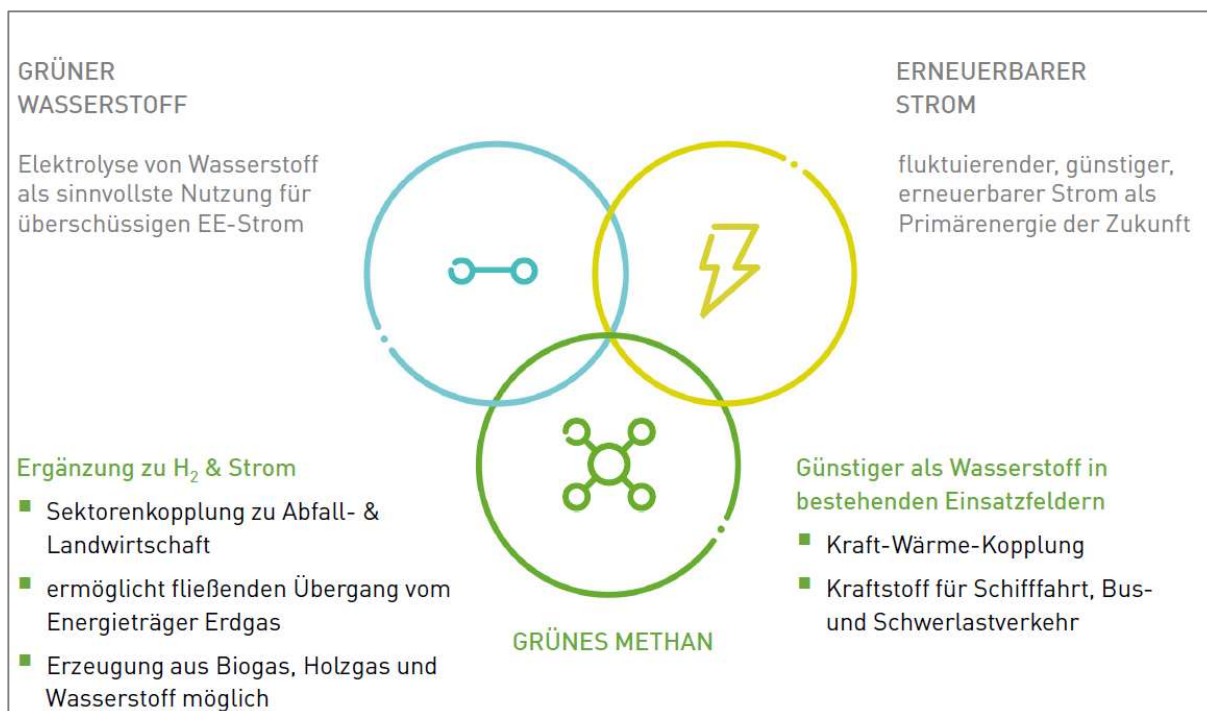


Abbildung 29 | Biomethan als Energieträger, Quelle: (Christian Löffler, 2022)

BHKW

Nutzbare Abwärmemengen entstehen in Biogasanlagen aufgrund der Verstromung des Biogases in KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen). Es handelt sich um Abwärme aus Abgasen und Motorabwärme des Generators. Die nutzbaren Abwärmemetemperaturen liegen zwischen 80 und 90°C.

In den meisten Biogasanlagen wird die Abwärme, zumindest teilweise, für die Beheizung der Fermenter, für die Eigenversorgung in der Heizungsanlage oder die Wärmeversorgung in angeschlossenen Stallanlage genutzt. Dennoch geht häufig ein mehr oder weniger großer Anteil der Abwärme verloren, insbesondere außerhalb der Heizperiode.

Biomethan-Einspeisung

Wird das erzeugte Biomethan nicht oder nur teilweise zur Stromerzeugung genutzt, kann es in ein bestehendes oder neu errichtetes Netz eingespeist und zur Wärmeversorgung in der Kommune verwendet werden. Diese Option gewinnt weiter an Bedeutung, da die Rolle von Biogas und Biomethan im Zuge der Energieversorgungsstrategie gestärkt wurde – insbesondere im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und die Reduzierung fossiler Energieimporte.

Politische Maßnahmen der vergangenen Jahre zielten darauf ab, die Biogasproduktion kurzfristig zu flexibilisieren und perspektivisch auszubauen. Hierzu zählten unter anderem zeitlich befristete Ausnahmen von Produktionsobergrenzen sowie Anpassungen im EEG, KWKG und Baugesetzbuch. Ergänzt wurden diese durch eine Anschlussförderung für Bestandsanlagen und neue Ausschreibungsbedingungen für flexible Biomethan-Betriebe. Ziel ist es, die Strom- und Wärmeerzeugung aus Biogas gezielt dort zu ermöglichen, wo sie netzdienlich und effizient einsetzbar ist.

Zunehmend rückt dabei die direkte Wärmenutzung über Nahwärmenetze und Einspeisung in kommunale Infrastrukturen in den Fokus. So kann Biomethan nicht nur als Brennstoff für Spitzenlastkraftwerke dienen, sondern auch einen verlässlichen Beitrag zur Defossilisierung der kommunalen Wärmeversorgung leisten.

Auch wenn viele Maßnahmen ursprünglich als kurzfristige Reaktion auf geopolitische Herausforderungen eingeführt wurden, zeichnet sich ab, dass sie langfristig strukturelle Veränderungen einleiten könnten. Es ist

daher sinnvoll, frühzeitig den Dialog mit Biogasanlagenbetreibern zu suchen, um Potenziale für eine intensivere Nutzung von Biomethan und Abwärme im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung zu identifizieren und systematisch zu erschließen.

Direkte Abwärmenutzung

Abwärme für ein niedertemperiertes oder kaltes Wärmenetz bietet ggf. der Gärresteaustrag in der Biogasanlage. Vorteilhaft ist ein kontinuierlicher Gärresteaustrag aus dem Nachgärer in das Gärrestelager. Aber auch ein diskontinuierlicher Gärresteaustrag ermöglicht die Abwärmenutzung. Die Gärreste sind ein flüssiges Medium mit ca. 6 % TS-Anteil. Sie verlassen den Nachgärer mit Temperaturen zwischen 35 und 42 °C. Die spezifische Wärmekapazität entspricht nahezu der von Wasser. Eine Temperaturabsenkung auf ca. 25 °C kann je nach Durchflussmenge ganzjährig eine Wärmeleistung für ein niedertemperiertes oder kaltes Wärme mit einer max. Rücklauftemperatur von 25 °C beisteuern.

Potenzial vor Ort

Auf dem Gemeindegebiet befinden sich 12 KWK-Anlagen mit Biogas als Energieträger. Es stehen also Potenziale an Abwärme zur Verfügung. In Abbildung 30 sind die Anlagen standortspezifisch dargestellt.

In den weiteren Ausführungen wird ebenso auf die Kennwerte der jeweiligen Anlagentechnik, sowie möglicher Energiemengen eingegangen.

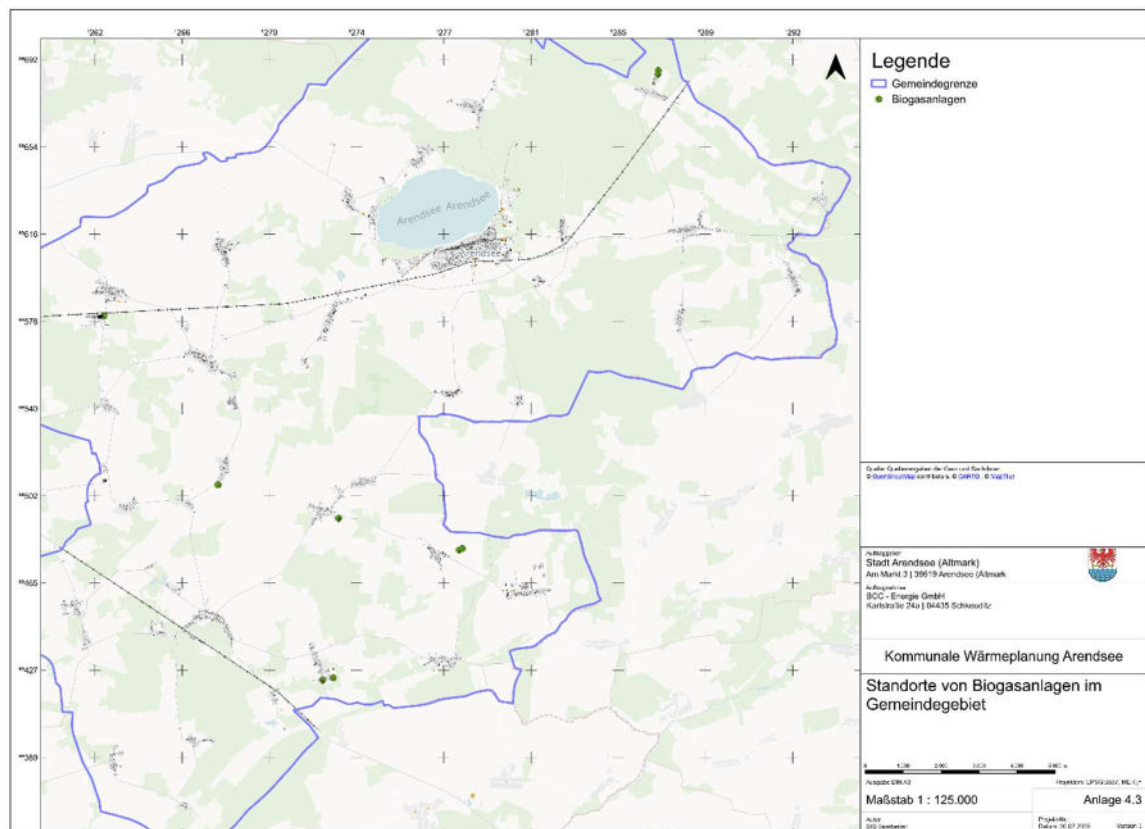


Abbildung 30 | Standorte von Biogas- und Biomethananlagen in Arendsee (Altmark)

Neben den Standorten der jeweiligen Anlagen konnten Kennwerte aus dem Marktstammdatenregister entnommen werden. Diese sind in nachfolgender Tabelle 13 aufgezeigt.

Tabelle 13 | Kennwerte der Biogas-BHKWs in Arendsee (Altmark)

Biogas-BHKWs

BHKW 1 und 2 Agrargenossenschaft Leppin eG	
Abgasseitige Nennleistung	400 kW / 800 kW
Inbetriebnahme	2011 / 2019
Energieträger	Biogas
Erzeugungsart	KWK
Bio Power Binde I und II Bio Power Binde GmbH	
Abgasseitige Nennleistung	536 kW / 536 kW
Inbetriebnahme	2006
Energieträger	Biogas
Erzeugungsart	KWK
BHKW 1 und 2 Bioenergie GmbH Sanne-Kerkuhn	
Abgasseitige Nennleistung	600 kW / 637 kW
Inbetriebnahme	2011 / 2016
Energieträger	Biogas
Erzeugungsart	KWK
BHKW 1 und 2 BGA Kleinau	
Abgasseitige Nennleistung	549 kW / 1202 kW
Inbetriebnahme	2009 / 2022
Energieträger	Biogas
Erzeugungsart	KWK
BHKW 1 und 2 Kälbermast Kerkau GmbH	
Abgasseitige Nennleistung	265 kW / 350 kW
Inbetriebnahme	2012 / 2023
Energieträger	Biogas
Erzeugungsart	KWK
BHKW 1 und 2 Biogasanlage Mechau	
Abgasseitige Nennleistung	370 kW / 370 kW
Inbetriebnahme	2007
Energieträger	Biogas
Erzeugungsart	KWK

Eine Bewertung hinsichtlich des Potenzials zur Nutzung von Wärme aus diesen Anlagen wird für konkrete Fälle analysiert, im Zusammenhang mit den Maßnahmen. Für bestehende Anlagen ist eine Nutzung von Wärme eher unrealistisch, allerdings können die verfügbaren Mengen an bspw. Biogas durch ein neues BHKW, welches konkret für den Zweck der Wärmebereitstellung oder auch einer stromgeführten Betriebsweise errichtet wird, genutzt werden. Somit ergibt sich auch nach dem Auslaufen der Bestandsanlagen aus der EEG-Vergütung eine wirtschaftlich sinnvolle Möglichkeit der Nutzung der biogenen Energieträger.

Zur Veranschaulichung des Potenzials ist nachfolgend berechnet, wieviel Wärme ein Biogas-BHKW mit einer Größenklasse analog zu den Anlagen in Tabelle 13 erzeugen würde.

$$Q_{BHKW} = P_{th,BHKW} \cdot t_{VBH}$$

Dabei wird für die Vollbenutzungsstunden t_{VBH} eine Zeit von 4000 h und als beispielhafte Nennleistung 400 kW angesetzt. Damit ergibt sich eine theoretische Wärmemenge von 1,6 GWh/a.

4.3.2 Solarthermie

4.3.2.1 Dachanlagen

Datenquellen:

Amtliche Liegenschaftskatasterinformationssystem (ALKIS®)

(Land Sachsen-Anhalt, © 2024 Geodatenportal Sachsen-Anhalt)

Digitales Oberflächenmodell (DOM)

(Land Sachsen-Anhalt, © 2024 Geodatenportal Sachsen-Anhalt)

Für die Stadt Arendsee (Altmark) wurde das Photovoltaik- und Solarthermiepotezial der Dächer im gesamten Gemeindegebiet berechnet. Hinsichtlich der Einrichtung der PV- bzw. Solarthermieanlagen auf Dächern von Denkmalschutzgebäuden ergeben sich nach DenkmSchG keine Einschränkungen. Aus diesem Grund wurden die Denkmalschutzgebäude in der thermischen und energetischen Solarpotenzialberechnung mitbetrachtet. Es wurden nur Gebäude innerhalb der festgelegten Baublöcke analysiert und innerhalb dieser aggregiert. Eine Bewertung von Dachflächen hinsichtlich des Vorhandenseins von bereits errichteten Solarenergieanlagen findet nicht statt.

Die Berechnung des Solarpotenzials (Solarthermie und Photovoltaik) erfolgt auf Basis eines GIS-Berechnungsmodell unter der Berücksichtigung der solaren Einstrahlung. Als Grundlage für die Verortung der Gebäude und für die Berechnung der dienen der Gebäudeumriss (ALKIS) und das flächendeckende Digitale Oberflächenmodell (bDOM) mit Höhendaten vom Geodatenportal Sachsen-Anhalt. Dieses ist in einer Rasterauflösung von 20 cm verfügbar.

Für die Identifizierung geeigneter Dächer wird in der ersten Berechnungsphase die Neigung und die Ausrichtung der Dachflächen bewertet und kategorisiert.

Die Flächen, die eine große Neigung ($> 70^\circ$) oder eine Nord-Ausrichtung aufweisen, sowie Flächen unter 20 m^2 werden ausgeschlossen. Für die verbleibenden Dächer wird anschließend eine Einteilung hinsichtlich der Ausrichtung vorgenommen. Dabei werden Süddächer und Ost-/Westdächer, sowie Flachdächer unterschieden.

Das Energiepotenzial wurde anschließend wie folgt ermittelt:

$$E_{\text{solar}} = A_{\text{Kollektor}} [\text{m}^2] \cdot \text{spez. Ertrag}_{\text{PV o. ST}} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \cdot \text{a} \right]$$

Wobei für die nutzbare Kollektorfläche $A_{\text{Kollektor}}$ angenommen wurde, dass etwa 70% der verfügbaren Dachfläche belegt werden können. Für den spezifischen Ertrag wurden jeweils Annahmen getroffen für die Ausrichtung des Daches und die Systemverluste im Falle der Photovoltaik bzw. der Systemverluste, sowie dem solaren Nutzungsgrad im Falle der Solarthermie.

Letzterer beschreibt den Anteil an Energie der tatsächlich im System genutzt werden kann, im Vergleich zu der Energiemenge, den die Anlage erzeugt bzw. erzeugen könnte.

Für das Flachdach ist außerdem angenommen, dass hier eine optimale Aufstellung der Module erfolgen kann hinsichtlich Neigung und Ausrichtung nach Süden.

Damit ergeben sich für den spezifischen Ertrag für die Berechnung des Photovoltaikpotenzials folgende Werte (Solarstrahlung inkl. Systemverlusten von 14%):

- Flachdach: $225 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{a}$
- Süddach: $225 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{a}$
- Ost-/Westdach: $190 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{a}$

Hinsichtlich des Leistungsverhältnis von PV-Anlagen ist im Laufe der Zeit mit einer Leistungsdegradation der PV-Module zu rechnen.

Für die Solarthermie und deren spezifischen Ertrag sind folgende Werte zu Grunde gelegt worden (Solarstrahlung inkl. Systemverlusten und solarem Nutzungsgrad von 40%):

- Flachdach: 490 kWh/m²*a
- Süddach: 490 kWh/m²*a
- Ost-/Westdach: 350 kWh/m²*a

Die Berechnung Energiepotenzials erfolgt nur mit groben Kennzahlen. Je nach individueller Lage und Gegebenheiten schwanken die errechneten Werte um den tatsächlich zu erwartenden Wert. Der Datensatz, indem die einzelnen Dachflächen mit Ihren Parametern verfügbar sind, wird der Kommune zur Verfügung gestellt.

Abbildung 31 fasst das Solarthermiepotezial am Kollektor je Baublock zusammen.

Besonders auffallend sind die hohen Werte in den Industrie- und Gewerbegebieten. Dort liegen vor allem große Industrie- oder Gewerbegebäude. Diese großen Dachflächen mit hohen Solarpotenzialen sind für die Wärmeplanung von besonderer Bedeutung, da sich hier mögliche Energiequellen für ein Wärmenetz ergeben, aber auch eine gute Möglichkeit der Mehrfachnutzung von Flächen zur Energieerzeugung.

Insgesamt ergibt sich ein ST-Potenzial von knapp 247.200 MWh auf Dachflächen zur Wärmeerzeugung. Die höchsten Erträge werden in den Sommermonaten erzielt, während die höchsten Wärmeverbräuche in den Wintermonaten vorkommen und damit Speicher nötig wären. Für ein Wärmenetz sind insgesamt vor allem die flächenmäßig größten Gebäude im Gemeindegebiet von Bedeutung. Die Potenziale der einzelnen Gebäude dienen als Orientierungshilfe für individuelle Entscheidungen.

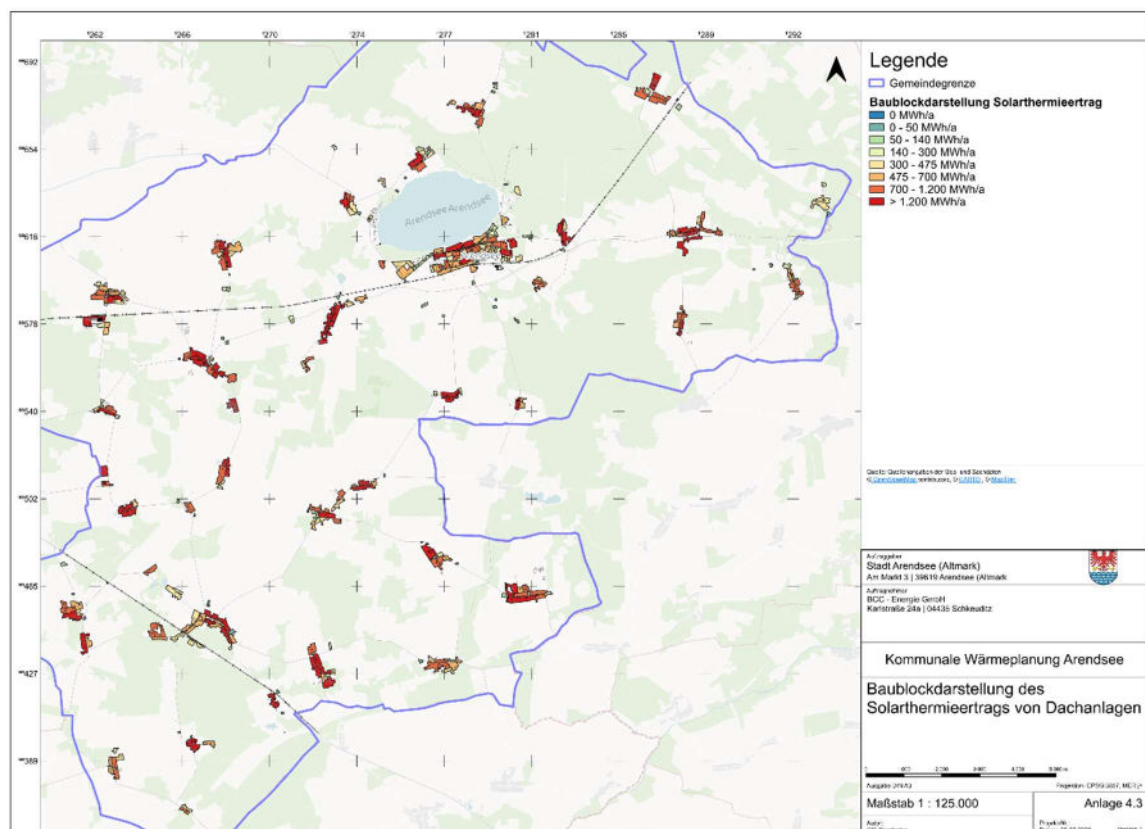


Abbildung 31 | Solarthermie-Potenzial von Dachanlagen in der Stadt Arendsee (Altmark) nach Baublöcken

4.3.2.2 Freiflächenanlagen

Datenquellen:

Amtliche Liegenschaftskatasterinformationssystem (ALKIS®)
(Land Sachsen-Anhalt, © 2024 Geodatenportal Sachsen-Anhalt)

Gesamträumliches Konzept zu Photovoltaikfreiflächenstandorten im Gebiet der Einheitsgemeinde Arendsee (Altmark) (Stadt Arendsee (Altmark), 25.08.2023)

Das Solarpotenzial kann auch mit Freiflächenanlagen genutzt werden, besonders auf Flächen, die keinen besonderen landwirtschaftlichen Wert besitzen. Im Rahmen der Wärmeplanung wird das Freiflächenpotenzial als mögliche Energiequelle für eine leitungsgebundene Versorgung untersucht. Die vom Landesgericht Sachsen-Anhalt beschlossene Freiflächenanlagenverordnung (FFAVO) regelt, welche Flächen nicht für diesen Zweck genutzt werden dürfen. Diese sind hauptsächlich geschützte Gebiete aus den Bereichen Wasser, Natur und Landschaft. Außerdem enthält die FFAVO eine Liste der benachteiligten Flächen, für denen eine Nutzung als Solarpark besonders in relevant sein kann.

Die Stadt Arendsee (Altmark) hat im Jahr 2023 ein „Gesamträumliches Konzept zu Photovoltaikfreiflächenstandorten im Gebiet der Einheitsgemeinde Arendsee (Altmark)“ (PV-FFA) in der Stadt Arendsee (Altmark) herausgebracht. Insgesamt weist das Konzept ca. 463,40 ha auf 19 geeigneten Flächen im gesamten Stadtgebiet für FFA aus. Die komplette Auflistung der Flächen, sowie das dazugehörige Kartenwerk sind im Konzept der Stadt Arendsee (Altmark) selbst einsehbar. Die Berechnung der Flächen erfolgte im GIS über die räumliche Ausdehnung der Flächen.

Für die Wärmeplanung wurden hier die geeigneten Flächen übernommen und untenstehend mit aufgeführt. Die Beschreibung, Bemerkungen und Hinweise wurden dabei aus dem bestehenden Konzept übernommen.

Analog zu den Festlegungen in dem Gesamträumlichen Konzept werden diese Flächen zur Betrachtung des Potentials für Solarthermieanlagen herangezogen.

Derzeit befindet sich auf der Fläche 4 bereits eine Anlage in der Realisierung. Dabei handelt es sich um eine Freiflächen-PV-Anlage. Diese soll Ende 2025 in Betrieb gehen. Es gibt zudem zwei Bestandsanlagen im Gemeindegebiet, diese sind in grün gekennzeichnet in der Karte.

Die oben beschriebenen Flächen sind in nachfolgender Karte dargestellt.

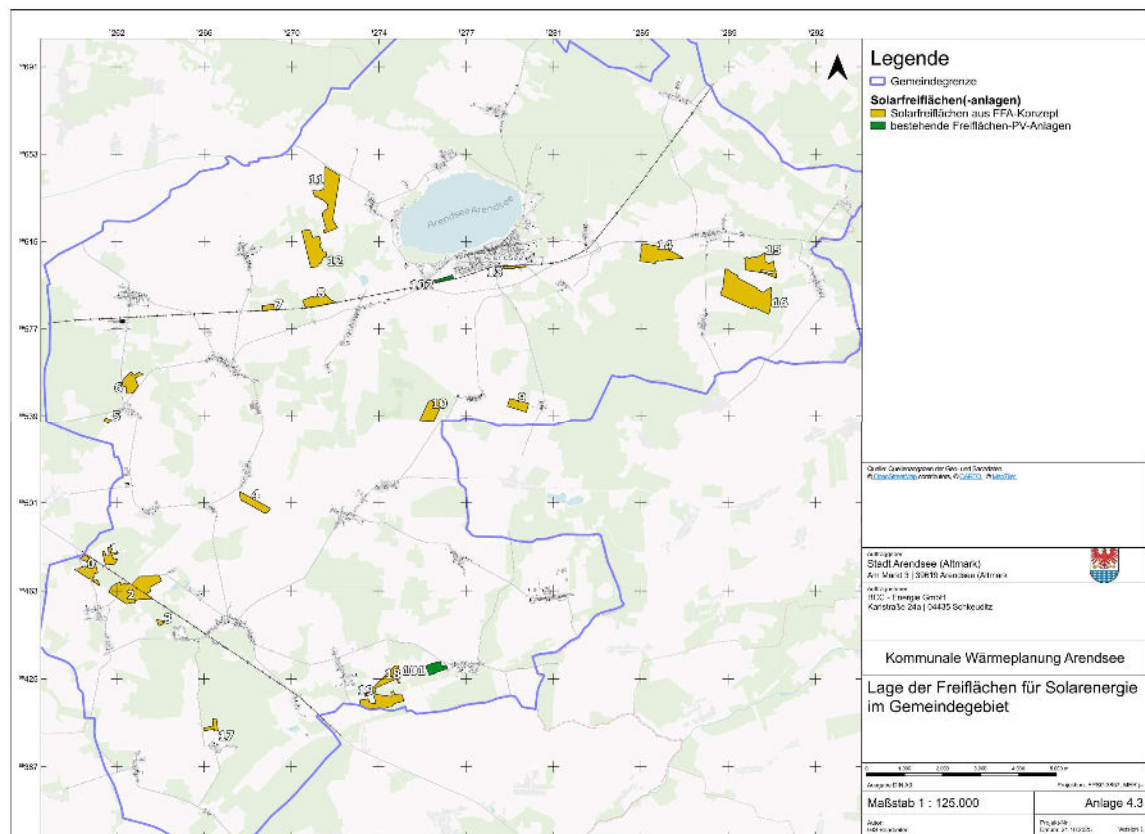


Abbildung 32 | potenzielle Flächen für Solarfreiflächenanlagen der Stadt nach dem Freiflächenkonzept

Auf Grundlage der Flächen lässt sich abschätzen, wieviel Energie eine jeweils auf dem Areal errichtete Freiflächenanlage bereitstellen könnte. Für die Solarthermiefreiflächenanlagen wurde dabei davon ausgegangen, dass die verfügbare Fläche zu 80 % mit Kollektoren belegt werden kann. Als Anhaltspunkt für den Ertrag wurde ein Wert von 2000 MWh/a als zu erwartender Ertrag gewählt. Da im Falle der Solarthermie nicht die gesamte Energie nutzbar ist wurde ein solarer Nutzungsgrad von 60 % angesetzt. Dies beinhaltet bereits die Annahme, dass die Anlage zusammen mit einem Großwärmespeicher betrieben wird. Mit diesen Annahmen ergeben sich für die Flächen folgende Ertragswerte:

Tabelle 14: Erträge der Solarthermie-Freiflächenanlagen auf den ausgewiesenen Flächen, fett: Bestandsanlagen, kursiv: in Realisierung befindliche Fläche

Nr.	genutzte Fläche in ha	Name der Anlage
101	13,4	Solarpark Lohne
102	4,8	Solarpark Arendsee
Nr.	Verfügbare Fläche in ha	Ertrag in MWh/a
0	18,98	182.190
1	10,21	98.002
2	57,17	548.843
3	1,83	17.546
4	<i>15,10</i>	<i>144.922</i>
5	1,98	18.973

6	16,15	155.066
7	4,47	42.955
8	17,82	171.080
9	11,65	111.879
10	20,80	199.693
11	54,52	523.421
12	34,59	332.027
13	3,62	34.794
14	34,61	332.249
15	28,00	268.832
16	78,77	756.228
17	5,42	51.992
18	18,98	182.196

Eine Bewertung der Flächen hinsichtlich der Nutzbarkeit, findet, wenn geeignet, in der Maßnahmenentwicklung des Zielszenarios statt.

4.3.3 Biomasse

Datenquellen:

Landeszentrum Wald Sachsen-Anhalt Betreuungsforstamt Nordöstliche Altmark

Landeszentrum Wald Sachsen-Anhalt Betreuungsforstamt Westliche Altmark

4.3.3.1 Waldholz / Forstwirtschaft

Die Nutzung von Holz ist aus Umweltsicht nicht das Mittel der Wahl zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung, so das Umweltbundesamt (UBA) (Gudrun Schütze, 2021).

Eine Zeitreihe der AGEE-Stat zeigt, dass die Nutzung fester Biomasse zur Strom- und Wärmebereitstellung in den letzten Jahren relativ stabil geblieben ist, allerdings auf einem hohen Niveau. Das nachhaltig verfügbare Holzpotenzial zur energetischen Nutzung ist nach den Ergebnissen einer Studie im Auftrag des UBA (BioRest) bereits jetzt übernutzt (Horst Fehrenbach, 2018).

Nun profitieren einige Regionen in Deutschland von regionalen Waldflächen in kommunaler Nähe und verfügen damit wahrscheinlich über ein entsprechend hohes Aufkommen an Holz, wie auch die Stadt Arendsee (Altmark). Dennoch muss die langfristige Verfügbarkeit hinterfragt werden. Aufgrund der Dürre- und Borkenkäfer-Schäden fielen in den vergangenen Jahren hohe Mengen an Restholz an. Die Auswirkungen halten noch immer an. Gleichzeitig läuft eine große Aufforstungswelle, die außerdem aus den einstmals vorherrschenden Nadelbaum-Monokulturen wieder klimaresistentere Mischwälder entstehen lässt. Das hat zwar zur Folge, dass es in 20 bis 30 Jahren einen höheren Holzanfall geben wird aufgrund der nachgewachsenen Kulturen, die dann zur Bewirtschaftung ausgelichtet werden müssen, aber über welche Holzvorkommen verfügen wir bis dahin und anschließend, wenn die Sturm- und Borkenkäfer-Schäden beseitigt sind?

Hinzu kommt, dass der Wald eine wichtige natürliche Kohlenstoffsенke darstellt, die es zu schützen und im Idealfall zu erhöhen gilt, damit in einem treibhausgasneutralen Deutschland unvermeidbare Treibhausgasemissionen z.B. aus industriellen Prozessen oder der Landwirtschaft ausgeglichen werden können. Außerdem ist die stoffliche Nutzung (Weiterverarbeitung zu Langholz, Bauholz, Möbel, Spanholz, etc.) von Holz aus Klimaschutz- und Ressourcenschutzsicht immer einer energetischen Nutzung, also Verbrennung, vorzuziehen. Auch für traditionell nicht stofflich genutzte Sortimenten gibt es bereits mehr Möglichkeiten oder Aussichten auf eine stoffliche Nutzung. Und schließlich sollte, wenn das Holz energetisch genutzt wird, solchen Anwendungen Vorrang eingeräumt werden, die nur schwierig durch andere erneuerbare Energien versorgt werden können. Das sind laut dem Abschlussbericht „BioRest“ (Horst Fehrenbach, 2018) im Wesentlichen die Prozesswärme und der Flug- und Schiffsverkehr. Eine energetische Nutzung von Holz sollte sich somit nur am Ende einer möglichst langen Kette anderer Anwendungen befinden.

Die energetisch nutzbaren Potenziale aus der Forstwirtschaft werden in verschiedenen Studien als Waldrestholz oder als Waldrestholz und Schwachholz bezeichnet (Fritsche, 2004). Dabei wird meist mit verschiedenen Methoden für forstliche Betriebe abgeschätzt, ob das eingeschlagene Holz stofflich genutzt werden.

Nutzt man die Informationen der BfN-Studie (Ewald, Rothe, & et.al., 2017), die auf den Daten der dritten Bundeswaldinventur (BWI) und auf den Zuwachsraten von 2002 bis 2012 basieren, so können dem Wald nur 1,8 Festmeter pro Hektar und Jahr als Energieholz bei nachhaltiger Bewirtschaftung entnommen werden.

Die Angaben sind einigermaßen sicher, denn es ist davon auszugehen, dass derzeit die tatsächlich eingeschlagene Holzmenge unter der möglichen einschlagbaren Holzmenge liegt. Dieser bisher im Wald stehende, im Prinzip ungenutzte Holzvorrat müsste aufwendig mobilisiert werden. Gleichzeitig kommen kalamitätsbedingt (Hitze, Dürre, Borkenkäfer, etc.) zunehmend nicht geplante Holzmengen, aber in großem Umfang auf den Markt. Die Planbarkeit wird durch diese Kalamitätsnutzungen zunehmend erschwert.

Aus heutiger Sicht kann Folgendes gesagt werden: Die Auswirkungen des Klimawandels werden den Wald im östlichen Sachsen-Anhalt deutlich treffen. Diese Region zählt bereits heute zu den trockensten Regionen in Deutschland (Regenschatten des Harzes, sandige Böden, hohe Durchschnittstemperaturen, geringer Niederschlag). Von einer Verstärkung der Situation im Klimawandel wird gegenwärtig ausgegangen. Insbesondere Extremwetterereignisse (Stürme, Hitze, Dürre) werden zunehmen. Dies führt zu einer für den Wald instabileren Situation. Aktuell sind seit den Dürrejahren ab 2018 bis heute in den nördlich an die Dübener Heide angrenzenden Waldgebieten starke Auflösungserscheinungen in den Kiefernbeständen mit z.T. sehr hohen Kalamitätsnutzungen (Schadholz) zu beobachten. Anpassungsprozesse hinsichtlich z.B. der Waldstruktur und der Baumartenzusammensetzung werden notwendig werden (Wirkner, 2022).

4.3.3.1.1 Potenzial vor Ort

Zur Abschätzung möglicher nutzbarer Holzmengen, als auch zur Einschätzung des Zustands der Wälder auf dem kommunalen Gebiet wurde das Landeszentrum Wald Sachsen-Anhalt angefragt.

Dabei lässt sich zunächst allgemein folgendes festhalten: Zur Einschränkung der potenziellen Nutzung kommt es im Stadtwald nicht durch Naturschutzkategorien, sondern teilweise aufgrund der vorrangigen Nutzung der Stadtwaldflächen als Erholungsflächen im Luftkurort. Die Auswirkungen des Klimawandels sind in den Beständen spätestens seit 2018 deutlich zu erkennen. Es muss davon ausgegangen werden, dass sich Extremwetterereignisse mit anschließenden biotischen Schäden, z. B. durch Kieferborkenkäfer, in den nächsten Jahren noch erhöhen werden. Zurzeit ist der Wald bereits durch Dürre, Hitze, Sturm und Käferbefall geschädigt.

Die verfügbare kommunale Waldfläche (in Betreuung des Betreuungsforstamt Nordöstliche Altmark, Die Zuständigkeiten erstrecken sich dabei nur auf Teile der Stadt Arendsee (Altmark)) beträgt 45 bzw. 78 ha. Mit der kleineren Fläche ist die Stadt Arendsee Mitglied in der Forstbetriebsgemeinschaft Priemern. Diese Fläche unterliegt der direkten Betreuung und Bewirtschaftung durch das Forstamt, Revier Arendsee.

Die größere Fläche ist die für unseren Bereich ausgewiesene Gesamtwaldfläche aus dem Waldverzeichnis. Sie umfasst die betreuten und unbetreuten Waldflächen.

Der Baumbestand ist dabei der folgende: Kiefer ca. 90%, Eiche ca. 5%, Roteiche, Robinie ca. 2% und Birke ca. 3%. Dabei wird mit einer Rate von ca. 0,5 ha/a konstant aufgeforstet mit Kiefer, Birke, Eiche, Roteiche und Esskastanie.

Aus dem durch das Landeszentrum Wald Sachsen-Anhalt forstlich betreuten Wald im Bereich des Betreuungsforstamtes Westliche Altmark, Stadtgebiet Arendsee wurden folgende Rohholzmengen zur energetischen Nutzung vermarktet:

2024: 1.100 Schütt-Raummeter

2023: 500 Schütt-Raummeter

2022: 2.500 Schütt-Raummeter

Die Schwankungen des jährlichen Rohholzaufkommens stehen im Zusammenhang mit den aktuellen Waldschutzsituationen. Es gibt zudem erhöhten Holzanfall durch die Aufarbeitung des Sturmereignisses aus dem Februar 2022 und aus der Borkenkäferbekämpfung 2024.

Unter Annahme eines konkurrenzfähigen Preises zu den anderen Nachfragern, könnte ein Potenzial von 2.500 Raummetern Holz zur Verfügung stehen.

Ein Raummeter (RM) luftgetrocknetes Holz liefert etwa 1.800 bis 2.100 kWh Energie, abhängig von der Holzart; harte Laubhölzer wie Buche oder Eiche liefern am oberen Ende, weiche Nadelhölzer wie Fichte am unteren Ende dieser Spanne.

Da es sich bei Kiefern, also dem Hauptanteil des Waldes um ein weiches Holz handelt, wird für die Abschätzung der Energiemenge eine Energiedichte von 1.800 kWh/rm angenommen.

Damit ergibt sich die nutzbare Wärmemenge aus der Energiemenge des Holzes und dem Wirkungsgrad des Holzkessels, typischerweise ca. 95 %, zu 4,3 GWh/a.

4.3.3.2 Grünschnitt / Biogene Abfälle aus Haushalten/Gewerbe

Grünschnitt, der bei der Pflege städtischer beziehungsweise kommunaler Grünflächen anfällt oder aus der Bewirtschaftung und Pflege privater Gärten und Kleingartenanlagen stammt, kann gesammelt und anschließend energetisch genutzt werden. Dies hat nicht nur den Vorteil, dass regionale Biomasse nutzbar gemacht werden kann, anstatt anderweitig entsorgt zu werden, sondern reduziert zusätzlich Emissionen aus unsachgemäßen, individuellen Verbrennungen des Grünschnitts. Grundsätzlich ist die energetische Nutzung von Grünschnitt eine nachhaltige und CO₂-neutrale Option bei gleichzeitiger Steigerung der regionalen Wertschöpfung, die dem überregionalen Einkauf von Pellets, Holzholz hackschnitzeln oder fossilen Brennstoffen vorzuziehen ist.

Bei der Errichtung von Sammelstellen ist jedoch zu beachten, dass diese aktuell nach 4. BImSchV genehmigt werden müssen, wodurch halbjährlich Kosten von rund 10.000 € entstehen. Das Potenzial an zu sammelndem Grünschnitt durch Privatpersonen, ist stark abhängig von der räumlichen Entfernung der Sammelstellen und der Öffnungszeiten dieser. So variiert die jährlich gesammelte Masse an Grünschnitt in der Praxis zwischen 10 kg pro Einwohner bei nur kurzen Öffnungszeiten und bis zu 200 kg bei langen Öffnungszeiten und der Abgabemöglichkeit auch an Sonntagen. (Roman Adam DBFZ-Deutsches Biomasseforschungszentrum, 2023)

Es gibt keine Pflicht zur voranging stofflichen Nutzung von Grünabfällen aber nur die stoffliche oder kombinierte Nutzung wird gefördert; beispielsweise bei Anwendung in Vergäranlagen (kombiniert) oder die reine Kompostierung. Da Grünschnitten vorerst als Abfall definiert ist, müssen die Anlagen zur Verbrennung entsprechend "Müllverbrennungsanlagen" die Anforderungen nach 17.BImSchV erfüllen. Alternativ sind die Abfälle aufzubereiten und müssen durch die regionale Abfallbehörde als Stoff ohne Abfalleigenschaften definiert werden. Dann der Grünschnitt als Brennstoff in Anlagen genutzt werden, die die 4.BImSchV einhalten, beziehungsweise bei Leistungen kleiner als 1.000kW auch die 1.BImSchV.

Die aktuelle (2023) Kommunalrichtlinie (KRL) fördert unter Punkt 4.2.6 investive „Maßnahmen zur Förderung klimafreundlicher Abfallwirtschaft“. Darunter fallen a) Aufbau von Strukturen zur Sammlung von Garten- und Grünabfällen aus dem privaten, kommunalen und gewerblichen Bereich und b) Errichtung von emissionsarmen, effizienten Bioabfallvergärungsanlagen.

Unter 4.2.6 a) wird die Errichtung zusätzlicher dezentraler Übergabepunkte für Garten- und Grünabfälle gefördert, wenn diese anschließend einer Kompostierung und anschließenden Verwertung zu Erden und Substraten zugeführt werden.

Unter 4.2.6. b) wird die Errichtung einer Vergärungsanlage oder die Erweiterung einer Kompostierungsanlage zur kombinierten stofflichen und energetischen Nutzung von Abfällen, die mittels Biotonnen getrennt gesammelt wurden.

Grundsätzlich kann eine Vergärungsanlage auch zusätzlich mit Grünschnitten beschickt werden. Das bei der Vergärung entstehende Gas wird in Blockheizkraftwerken zu Strom- und Wärmeenergie umgewandelt und das verbleibende Substrat wird nach flüssig und fest getrennt. Das flüssige Substrat kann nach einer Aufbereitung als Dünger eingesetzt werden. Das feste Substrat wird getrennt in Grob- und Feinanteil. Der Feinanteil kann ebenfalls, als natürliche Düngemittel verwendet werden, der Grobanteil kann nach der Trocknung als Brennstoff in Biomasseheizkesseln dienen.

Zur energetischen Nutzung ist es nötig, des gesammelten Grünschnitt aufzubereiten und zu homogenisieren. Im Regelfall wird hierzu ein Häcksler genutzt, der das Material in eine einheitliche Stückgröße (Hackschnitzel) zerkleinert. Daran anschließend kann eine Siebung des Materials vorgenommen werden, wenn eine hohe Anforderung an Größe oder Geometrie der Hackschnitzel gestellt wird, oder Fremdstoffe zu extrahieren sind. Je

nach Art des Grünschnitts, liegt ein Heizwert zwischen 4.000 und 10.000 KJ/kg FS (FS=Frisch-Substrat) bei Wassergehalten zwischen 30 -40 % vor. Je höher der Wasseranteil, desto geringer der Heizwert der Frischmasse. Eine Trocknung des Hackguts kann die Lagerbarkeit verbessern und erhöht zeitgleich den Heizwert der resultierenden Grünschnitthackschnitzel. Möglich sind hierfür natürliche und technische Trocknungsverfahren. Natürliche Trocknung kann mittels Sonnenenergie und Windüberstreichung über das dünn-schichtige Auslegen auf dem Boden erfolgen. Je nach Witterungsbedingung und Menge an zu trocknendem Material kann die Trocknung innerhalb eines Tages abgeschlossen sein. Auch wenn diese Methode kostenarm ist und keinen weiteren Energieeinsatz benötigt, ist der Prozess durch die Wetterabhängigkeit nur schwer planbar und nicht kontinuierlich möglich. Technische kann die Trocknung von Grünschnitt durch Kaltluft oder Warmluft erfolgen. Wenn die Be- und Durchlüftung der auf einem durchlässigen Boden gelagerten Hackgutmasse bei Kaltlufttrocknung mit unkonditionierter Umgebungsluft erfolgt, besteht kein Energiebedarf für die Erwärmung der Luft, wie bei der Warmlufttrocknung, allerdings kann es bei hoher relativer Luftfeuchtigkeit im Winter zu Rückbefeuchtung des Hackguts kommen. Eine Vorwärmung der Trocknungsluft ist daher vorteilhaft für den Trocknungsprozess, sollte jedoch nur umgesetzt werden, wenn die Energie zur Luftaufheizung aus erneuerbaren oder Abwärmequellen stammt.

Auch konventionelle Systeme wie Satzrockner, die in Form von Container-, Silo- oder Kastentrocknern verfügbar sind, kommen infrage. Das Aufgabegut wird hierbei nicht gefördert, sondern liegt im Trockner als Schüttung vor. Der Chargenbetrieb erfordert zwar einen hohen manuellen Arbeitsaufwand, jedoch weisen die Systeme dadurch einen technisch unkomplizierten Aufbau auf, wodurch die Anschaffungskosten relativ gering sind. Grundsätzlich gibt es auch Anlagen mit mechanischem Transport und somit höherem Durchsatz, diese sind allerdings um ein Vielfaches kostenintensiver anzuschaffen. Auch bei konventionellen Trocknungssystemen erfolgt die Luftvorwärmung im besten Fall durch die Nutzung von Abwärme (z.B. Blockheizkraftwerken, Biogasanlagen, usw.). (Jan Schalk, 2017)

4.3.3.3 Pyrolyse-Anlage / Holzvergaser

Um eine stoffliche Nutzung von Waldholz auch bei Energieholz einer Verbrennung vorzuziehen, ist der Einsatz einer Pyrolyse-Anlage sinnvoll. Als Pyrolyse wird die pyrolytische Verkohlungs pflanzlicher Ausgangsstoffe bezeichnet. Eingangsstoffe sind u.a. Holzhackschnitzel, Grünschnitte, Bioabfälle oder Gärreste. Im Ergebnis und als Hauptzweck der Pyrolyse entsteht Holzkohle, auch Biochar genannt, die je nach Weiterverarbeitung das darin enthaltene CO₂ dauerhaft, oder zumindest mittelfristig bis zu Zersetzung, bindet. Biochar findet bereits in der Landwirtschaft und im Gartenbau zur Verbesserung der Bodenfruchtbarkeit oder als Düngemittel Verwendung. Weitere Absatzmöglichkeiten von Biochar sind in der Automobilindustrie zu finden. Hier kann das Pyrolyse-Produkt ölbasierte Kunststoffe im Innenausbau der Autos ersetzen. Des Weiteren findet Biochar in der Medizin oder in der Pharmazie Anwendung.

Gärreste aus Biogasanlagen können als Substrat ebenfalls in der Pyrolyse-Anlage eingesetzt werden. Das könnte Hackschnitzel teilweise ersetzen, womit die Hackschnitzel wiederum als Brennmaterial zur Abdeckung der Spitzenlasten in den kommunalen Wärmenetzen zur Verfügung stünden. Die Gesamtbilanz muss in Absprache mit den Biogasanlagen erstellt werden.



Abbildung 33 | Gärreste aus beispielhafter Biogasanlage

Beim Pyrolyse-Prozess entsteht Abwärme, je nach Anlagenbetrieb mit 140 oder mit ca. 90°C Abwärmetemperatur. Die Pyrolyse-Anlage arbeitet bis auf 3 bis 4 Wartungsunterbrechungen durchgehend und kann somit auch nahezu durchgehend im Jahr Abwärme liefern.

Der Einsatz von Pyrolyse-Anlagen stellt grundsätzlich ein eigenständiges Geschäftsmodell dar, in dem die Nutzung von Holz als Brennstoff in die stoffliche Nutzung von Holz unter permanenter Speicherung von CO₂ gewandelt wird. Der wirtschaftliche Fokus einer Pyrolyse-Anlage besteht aus der Produktion von Pyrolyse-Öl und Pflanzenkohle, die je nach Reinheitsgrad als Bestandteil eines Bodenverbesserers in der Landwirtschaft, als Begleitstoff für Futtermittel oder in der Pharmazie oder als Basismaterial für Dämmstoffe und Produkte zur Substitution von Erdöl Einsatz finden. In der vorliegenden Analyse wird nur die thermische Nutzung der unvermeidbaren, industriellen Abwärme bilanziert.

4.3.4 Geothermie

Datenquellen:

Bachmann et al. 2008

(Bachmann, Gerhard H.; Ehling, Bodo-Carlo; Eichner, Rudolf; Schwab, Max (Hg.) (2008): Geologie von Sachsen-Anhalt. Stuttgart: Schweizerbart)

Katzung und Ehmke 1993

(Katzung, G.; Ehmke, G. (1993): Das Prätertiär in Ostdeutschland. Strukturstockwerke und ihre regionale Gliederung. Köln: Verlag Sven von Loga)

Voigt et al. 2006

(Voigt, Thomas; Wiese, Frank; Eynatten, Hilmar von; Franzke, H. J.; Gaupp, R. (2006): Facies evolution of syntectonic Upper Cretaceous deposits in the Subhercynian Cretaceous Basin and adjoining areas (Germany). In: Zeitschrift der deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften 157 (2), S. 203–244)

Wagenbreth und Steiner 1990

(Wagenbreth, Otfried; Steiner, Walter (1990): Geologische Streifzüge. Landschaft und Erdgeschichte zwischen Kap Arkona und Fichtelberg. 4., unveränderte Auflage. Leipzig: Dt. Verl. für Grundstoffindustrie)

4.3.4.1 Oberflächennahe Geothermie

Die oberflächennahe Geothermie bezieht sich auf die Nutzung von Erdwärme aus einer Tiefe von bis zu 400 Metern. Da die dort verfügbaren Temperaturen für die direkte Wärmebereitstellung nicht ausreichen, muss die gewonnene Wärme zunächst auf ein nutzbares Temperaturniveau angehoben werden. Dafür werden Wärmepumpen eingesetzt, welche die Erdwärme als Wärmequelle nutzen. Dabei werden typischerweise Jahresarbeitszahlen von 4-6 erreicht.

Zu den Vorteilen oberflächennaher Geothermie:

- Nahezu konstante Wärmequelle
- Temperaturniveau sehr gut für Wärmepumpen geeignet
- Geringe Betriebskosten
- Lange Lebensdauer

Die Nutzung von oberflächennaher Geothermie bringt aber ebenso Hindernisse mit sich, z.B.:

- Bergbaurechtliche und Wasserwirtschaftliche Aspekte
- Regelungen des Lagerstättengesetzes
- Standortabhängigkeit
- Erschließung teuer
- Auskühlung des Erdreichs möglich

Grundsätzlich werden drei verschiedene Arten der „Gewinnung“ der Erdwärme unterschieden, dargestellt in nachfolgender Grafik.

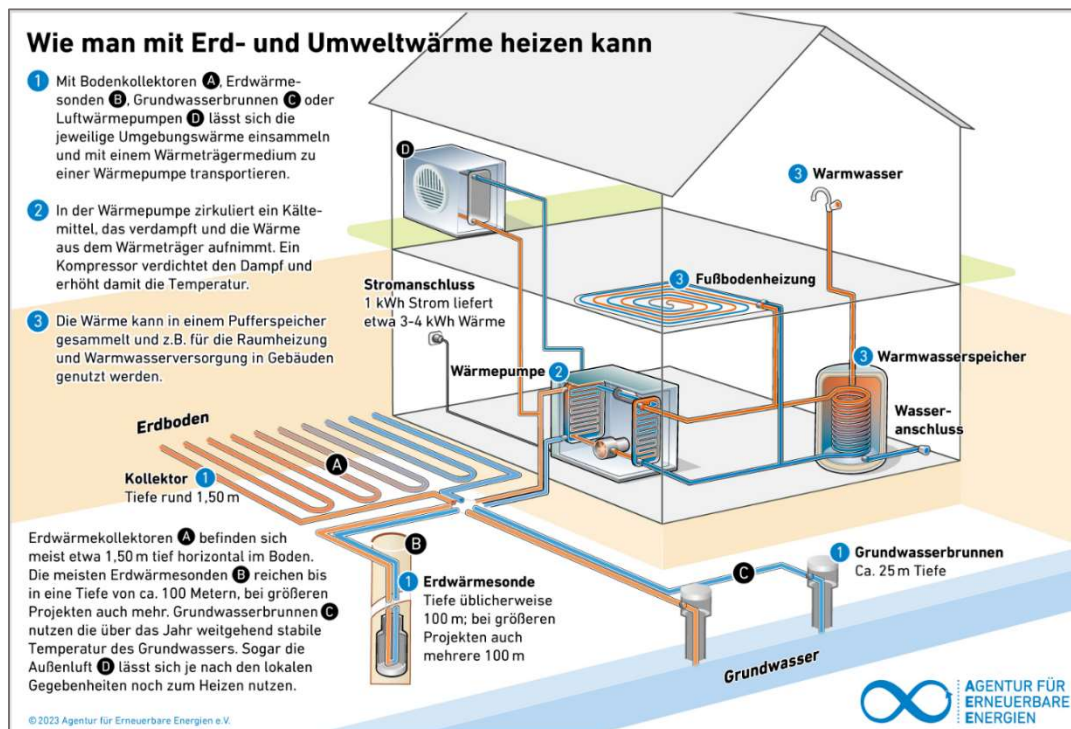


Abbildung 34 | Erdwärme als Wärmequelle zur Gebäudeheizung; Quelle: https://www.unendlich-viel-energie.de/media/image/78361.AEE_Oberflaechennahe_Geothermie_Maerz23.jpg

4.3.4.1.1 Erdwärmesonden

Erdwärmesonden werden als senkrechte Bohrungen niedergebracht, in die Rohre eingelassen und durch eine Art Zement fest eingebaut. Die Rohre sind mit einer Wärmeträgerflüssigkeit, normalerweise Wasser mit einem speziellen Frostschutzmittel, gefüllt, die die Wärme aus dem Erdreich aufnimmt und an die Oberfläche zur Wärmepumpe transportiert. Ein bis zwei Bohrungen reichen für die Beheizung eines Einfamilienhauses aus. Auch komplette Wohngebiete lassen sich auf diese Weise versorgen.

Bei größeren Anlagen, für die viele Erdwärmesondenlöcher gebohrt werden müssen, führt man vor der Erstellung eines solchen Sondenfeldes einen so genannten Thermal Response Test durch. Er liefert Daten über den Untergrund, wie beispielsweise die Wärmeleitfähigkeit des Bodens. Dadurch kann ein Planer berechnen, wie viele Bohrungen mit welcher Tiefe benötigt werden. Dadurch können Bohrmeter und damit Kosten eingespart werden, während gleichzeitig sichergestellt ist, dass sich die einzelnen Sondenbohrungen in ihrer Leistung nicht gegenseitig beeinträchtigen.

Kennwerte

Typische Tiefen

40 – 100 m

Platzbedarf

eine oder mehrere vertikale Bohrungen mit einem Bohrdurchmesser von mind. 150 mm

Abstände der Sonden zur Grundstücksgrenze mind. 3 m und untereinander mind. 6 m

Material

Wärmetauscherrohre aus Kunststoff (bevorzugt aus PE-X oder PE-RC-100 Kunststoffe); frostfreier Betrieb oder Frost-Tau-Wechsel-beständiges sowie thermisch verbessertes Verpressmaterial

Baulicher Aufwand

Erdbohrung(en) mittels Bohrgerät

Investitionskosten

550–850 € pro kW Heizleistung

4.3.4.1.2 Erdwärmekollektoren (Flächenkollektoren)

Erdwärmekollektoren werden in horizontalen Schlangenlinien in Tiefen von 80 bis 160 Zentimetern verlegt. Ähnlich wie bei Erdwärmesonden zirkuliert hier eine Mischung aus Wasser und Frostschutzmittel. Die jahreszeitlichen Temperaturschwankungen in diesen Tiefen beeinflussen die Untergrundtemperaturen. Im Vergleich zu Erdwärmesonden sind die nutzbaren Temperaturen im Winter niedriger, aber dennoch ausreichend für den effizienten Betrieb von Wärmepumpen. Es ist wichtig, dass die Kollektoren in einem Untergrund verlegt werden, der Feuchte halten kann, um die Wärmeleitfähigkeit zu maximieren. Überbauungen sollten vermieden werden, da Regenwasser Wärme in den Boden einbringt. Eine alternative Variante sind Spiralkollektoren, auch Erdwärmekörbe genannt, die in bestimmten Abständen in den Boden eingebracht werden und weniger Aushubarbeiten erfordern.

Kennwerte

Typische Tiefen

ca. 1,20–1,50 m; ca. 30 cm unter der örtlichen Frostgrenze

Platzbedarf

Als Richtwert ~2x beheizte Wohnfläche an Kollektorfläche erforderlich

Material

Wärmetauscherrohre aus Kunststoff (bevorzugt PE-X oder PE-RC 100 Material)

Baulicher Aufwand

Ganzflächiges Abtragen und Wiederaufbringen des Erdreichs

Investitionskosten

250–350 € pro kW Heizleistung

4.3.4.1.3 Grundwasserbrunnen

Aufgrund der in Deutschland ganzjährig konstanten Grundwassertemperaturen von 8-11 °C kann Grundwasser, in Abhängigkeit von den hydrogeologischen Voraussetzungen vor Ort, eine energetisch effiziente Wärmequelle darstellen. In Siedlungsgebieten sind die Grundwassertemperaturen sogar noch etwas höher.

Benötigt werden zwei Brunnen von rund 20 Metern Tiefe. Durch einen Förderbrunnen wird das Grundwasser an die Oberfläche gepumpt. Dort wird die Wärme des Grundwassers übertragen, bevor das Wasser über einen Schluckbrunnen wieder ins Erdreich zurückgeführt wird. Brunnensysteme erfordern eine gewisse Pflege und häufig Filtereinrichtungen, die verhindern sollen, dass Fremdstoffe im Wasser die Schluckbrunnen verstopfen.

Grundwasserwärmepumpen lassen sich daher gewöhnlich erst ab einer Mindestgröße (ca. 35 kW Wärmebedarf) wirtschaftlich sinnvoll errichten. Dann sind sie jedoch durch die vergleichsweise hohen Wärmeleistungen pro Brunnenbohrung sehr günstig. Bei größeren Gebäuden sind Grundwasserwärmepumpen daher eine interessante Alternative. Steht genügend Grundwasser zur Verfügung können Grundwasserbrunnenanlagen in Verbindung mit Wärmepumpen auch zur Versorgung ganzer Wohngebiete eingesetzt werden. Statt des Grundwassers können in ähnlicher Form auch Oberflächengewässer genutzt werden.

Kennwerte

Typische Tiefen

abhängig von den hydrogeologischen und hydraulischen Verhältnissen; beim Ein- und Zweifamilienhaus sind Tiefen bis 30 m wirtschaftlich

Platzbedarf

zwei Brunnen (einer zur Förderung, einer zur Rückführung des Grundwassers) mit einem Mindestabstand von in der Regel 10–15 m; Ausbaudurchmesser der Brunnen je nach örtlichen Verhältnissen von 12,5 bis 150 cm

Material

Wärmetauscherrohre aus Kunststoff (bevorzugt aus PE-X oder PE-RC-100 Kunststoffe); frostfreier Betrieb oder Frost-Tau-Wechsel-beständiges sowie thermisch verbessertes Verpressmaterial

Baulicher Aufwand

Bohrungen mittels Bohrgerät

fachgerechter Brunnenausbau nach den entsprechenden Richtlinien

Investitionskosten

je nach Tiefe und Untergrundbeschaffenheit beim Ein- oder Mehrfamilienhaus etwa 3.000–9.000 € inkl. Förderpumpe

4.3.4.2 Tiefe und Mitteltiefe Geothermie

Datenquellen:

Energie- und Klimaschutzkonzept der Stadt Arendsee – Teil 2 (BPM Ingenieurbürogesellschaft mbH, 2014)

Studie „Alternatives Energieprojekt Arendsee“ (Studie Nr. A-307-00-133 BUWE, ALENSYS Engineering GmbH, 2007)

Prinzipielle Optionen zur geothermischen Nutzung der Bohrung Arendsee 10 (TU Darmstadt, 2009)

Tiefe Geothermie bezeichnet die Nutzung der Erdwärme, die aus Bohrtiefen von typischerweise mehr als 400 Metern gewonnen wird, wobei einige Definitionen Tiefen von 500 Metern oder sogar 1000 Metern ansetzen.¹ In diesen Tiefen sind die Temperaturen deutlich höher als in oberflächennahen Schichten. Die Unterscheidung ist von entscheidender Bedeutung, da die tiefe Geothermie direkt hohe Temperaturen für Fernwärme und industrielle Prozesse sowie zur Stromerzeugung liefern kann, während oberflächennahe Systeme hauptsächlich für Anwendungen mit niedrigeren Temperaturen konzipiert sind.³ In der Erdkruste steigt die Temperatur durchschnittlich um etwa 3 bis 5 °C pro 100 Meter Tiefe an, was eine konstante Wärmezufuhr gewährleistet.

Kennwerte

Typische Tiefen

400 – 5.000 m

Platzbedarf

Relativ geringer oberirdischer Platzbedarf: ca. 2.000 – 5.000 m² für eine Dublette

Material

Bohrtechnik: Spezialbohrgestänge, Bohrspülung, Zementierung

Rohrleitungen: korrosionsbeständige Materialien

Wärmetauscher & Pumpen: für hohe Temperaturen und mineralhaltiges Wasser ausgelegt

Baulicher Aufwand

Tiefenbohrung technisch anspruchsvoll,
mehrere Wochen bis Monate Bohrzeit pro Bohrung,
Genehmigungsverfahren und geologische Vorerkundung erforderlich

Investitionskosten

hängt stark von Standort, Bohrtiefe, geologischen Bedingungen und Systemauslegung ab;
für Mittlere Anlagen etwa 1.500-3.000 €/kW Heizleistung

4.3.4.3 Grubenwasser und Hohlräume

Grubenwasser ist Wasser, das sich in gefluteten, stillgelegten Bergbauschächten und Stollensystemen ansammelt.¹ Dieses Wasser nimmt die Temperatur des umgebenden Gebirges an, wobei die Temperatur mit zunehmender Teufe entsprechend dem geothermischen Gradienten ansteigt.¹ Typische Temperaturen liegen zwischen 20 und 30 °C, können aber in einigen Fällen auch bis zu 48 °C erreichen.¹

Das grundlegende Prinzip der thermischen Nutzung beruht auf einem Kreislauf: Warmes Grubenwasser wird aus dem Grubensystem gefördert, seine thermische Energie wird genutzt, und das abgekühlte Wasser wird anschließend wieder in das Grubensystem zurückgeführt.⁵ Dieser Prozess gewährleistet eine konstante Wasserbilanz und ermöglicht eine kontinuierliche Energiegewinnung.⁹ Die großen, künstlich geschaffenen

Wärmeübertragungsflächen innerhalb der gefluteten Grubengebäude, verbunden mit einer hohen Wasserdurchlässigkeit zwischen Kavernen, Schächten und Stollen, führen zu erheblichen Wärmepotenzialen.⁴ Für die Gewinnung der Erdwärme aus Grubenwasser existieren im Wesentlichen zwei Verfahren: das Dublettensystem, das eine größere Energiemenge kontinuierlich gewinnen kann, und das Einzelondenssystem, das kostengünstiger ist.¹

Kennwerte

Typische Tiefen

abhängig von der Tiefe der ehemaligen Stollen und Schächte; typische Förderhorizonte befinden sich häufig bei 300–800 Metern Tiefe.

Platzbedarf

zwei Brunnen (einer zur Förderung, einer zur Rückführung des Grundwassers) mit einem Mindestabstand von in der Regel 10–15 m; Ausbaudurchmesser der Brunnen je nach örtlichen Verhältnissen von 12,5 bis 150 cm

Material

Korrosionsbeständige Metalle, Nanobeschichtungen gegen Fouling, Kunststoffe wie PE oder PTFE bei aggressiver Wasserchemie

Baulicher Aufwand

Bohrungen in alte Schächte oder Stollen,
Wasserhaltungssysteme müssen ggf. reaktiviert oder angepasst werden,
Genehmigungen nach Bergrecht und Wasserrecht erforderlich

Investitionskosten

Variieren stark je nach Standort und System,
für Mitttelgroße Anlagen etwa 1.500-3.000 €/kW Heizleistung

4.3.4.4 Potenzial vor Ort

Für eine erfolgreiche Exploration hydrogeothermischer Reservoirs ist das Verständnis der existierenden Bruchsysteme von entscheidender Bedeutung. In vielen porösen Reservoirgesteinen ist die Permeabilität so gering, dass Brüche einen signifikanten positiven Einfluss auf den Fluidtransport haben können. Das Aufsuchen solcher hochpermeabler Störungszonen kann daher für den Erfolg einer hydrogeothermischen Erschließung entscheidend sein. Im Rahmen einer weiterführenden geothermischen Vorerkundung sollten die Charakteristika vorhandener Störungszonen und ihre Orientierung im regionalen Spannungsfeld möglichst genau interpretiert werden, um das Fündigkeitsrisiko zu minimieren. Entsprechend der gewonnenen Erkenntnisse können die Zielbereiche einer geothermischen Exploration festgelegt werden.

Im Gemeindegebiet der Stadt Arendsee (Altmark) sind verschiedene geothermische Potenziale zu erwarten, die in der Potenzialkarte Geothermie aufgeführt sind (siehe Abbildung 35). Gebiete in ehemaligen Bergbauarealen wurden ausgeschlossen. Ebenso wurden Flächen in naturschutzrechtlich geschützten Bereichen, Überschwemmungsgebieten, Wäldern, Gewässern sowie überbauten Arealen nicht in die Potenzialermittlung einbezogen.

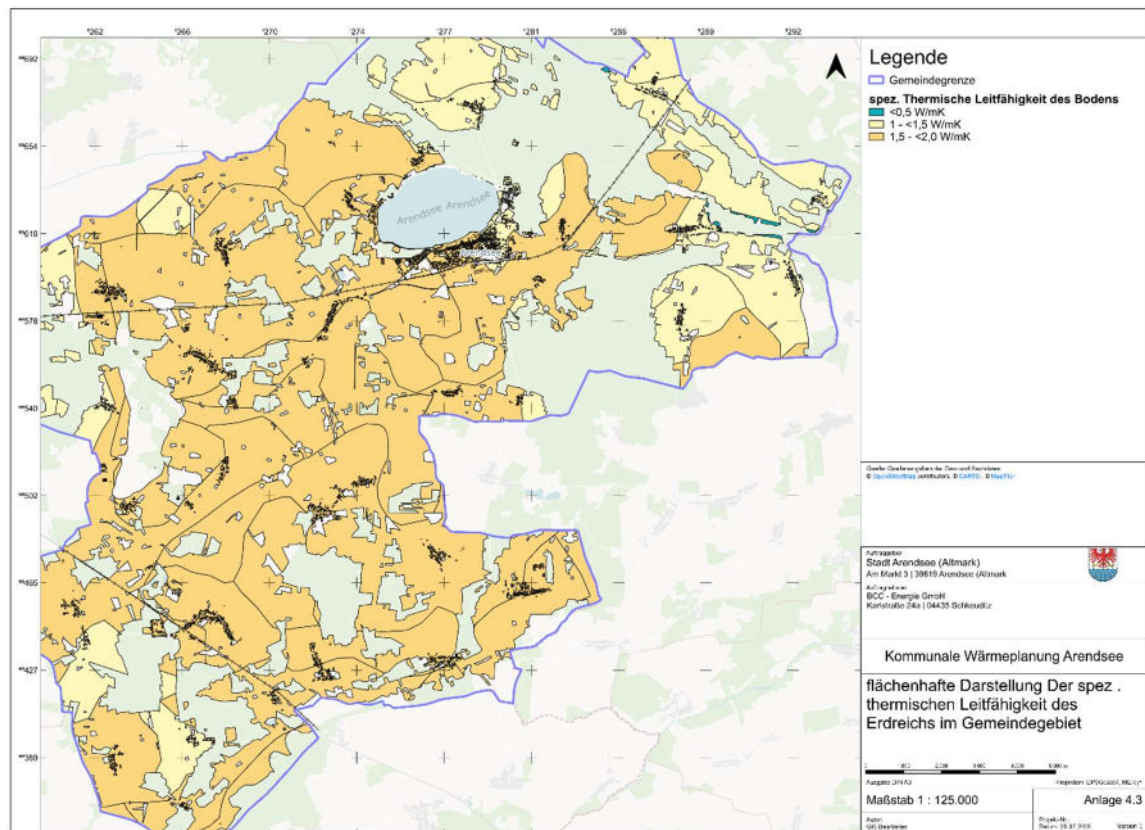


Abbildung 35: Karte der geothermischen Potenziale der Stadt Arendsee (Altmark).

Die angegebene thermische Leitfähigkeit gibt dabei eine Leistung je Meter Sonde im Erdreich an, bei einer Temperaturänderung um 1 K. Praktisch angewendet heißt das, dass eine 100 m lange Sonde bei einem Erdreich mit der spezifischen Entzugsleistung von 1 W/mK bei einer Temperaturdifferenz zwischen dem Wärmetauschermedium und dem Erdreich von 5 K eine Wärmeleistung von 500 W erbringen würde. Dementsprechend sind Gebiete mit einer höheren spezifischen Entzugsleistung besser geeignet für die Nutzung oberflächennaher Geothermie.

Die VDI-Richtlinie 4640 stellt für kleinere Anlagen mit Heizleistungen bis zu 30 kW Tabellen zur Verfügung, welche die Entzugsleistung abhängig von der Wärmeleitfähigkeit des Untergrunds und der Anzahl der am Standort installierten Erdwärmesonden enthalten. Es wird angenommen, dass die Sonden in einem Abstand von 6 m zueinander in den Untergrund eingelassen werden und die minimale Temperatur des Wärmeträgermediums bei Austritt aus der Wärmepumpe $\geq 0^\circ\text{C}$ beträgt.

Für den Betrieb einer Sole-Sole Wärmepumpe mit 1800 Jahresvollaststunden und einer Spez. Wärmeleitfähigkeit des Erdreichs von 1,5 W/mK kann demnach eine Sonde am Standort etwa 3 kW Heizlast bereitstellen.

Ein Einfamilienhaus mit 150 m² Wohnfläche aus dem Baujahr 1980–1995 weist typischerweise eine Heizlast von 10 bis 20 kW auf. Um diese Leistung vollständig zu decken, wäre in diesem Fall und für diesen Standort eine größere Anzahl an Erdwärmesonden erforderlich.

Bei der Installation mehrerer Erdwärmesonden mit dem beschriebenen Abstand ist zu berücksichtigen, dass thermische Wechselwirkungen zwischen den Sonden auftreten können, welche die Entzugsleistung der einzelnen Sonden mindern. Infolgedessen steigt die Gesamtentzugsleistung nicht proportional mit der Anzahl der installierten Sonden. Laut Angaben der VDI ergibt sich bei der Installation von drei Sonden und einer Spez. Wärmeleitfähigkeit von 1,5 W/mK beispielsweise eine Gesamtentzugsleistung von etwa 8 kW.

Die genaue Leistung und Anzahl an Sonden für den speziellen Anwendungsfall muss allerdings durch Testbohrungen noch genau bestimmt und an die Rahmenbedingungen angepasst werden. Die hier aufgeführten Werte sind allerdings als eine erste Indikation nutzbar.

Für die **tiefengeothermische Nutzung** ist nach derzeitigem Stand Potenzial vorhanden.

Die flächenhafte Darstellung der Temperaturverteilung im Untergrund des Gemeindegebiets zeigt das hydrothermische Potenzial (siehe Abbildung 36).

Die dargestellten Temperaturbereiche sind dabei wie folgt zu bewerten:

- **40–60 °C:** Diese Zonen eignen sich vor allem für Anwendungen mit niedrigem Temperaturniveau, wie z. B. die Einspeisung in Niedertemperatur-Nahwärmenetze oder für industrielle Prozesse mit moderatem Wärmebedarf.
- **60–100 °C:** In diesen Bereichen ist eine Nutzung für klassische Heizwärmeanwendungen. Auch eine Kombination mit Wärmepumpentechnologie kann hier wirtschaftlich sinnvoll sein.
- **100–130 °C:** Diese Temperaturbereiche bieten ein hohes Potenzial für die direkte Nutzung in Fernwärmenetzen sowie – bei ausreichendem Volumenstrom – für die Stromerzeugung mittels ORC-Technologie (Organic Rankine Cycle).

Die Karte zeigt die Lage der vorhandenen Tiefenbohrung. Die bestehende Bohrung aus dem Jahr 1982 hat eine Endteufe von 4,37 km. Eine mögliche Nutzung zur als Wärmequelle wurde in der Vergangenheit bereits untersucht und die einzelnen Segmente der Bohrung mit verschiedenen Nutzungsformen verbunden. Dabei wurde auch die Nutzung des gesamten verrohrten Bohrlochs mit einer thermischen Leistung von bis zu 1 MW bewertet (Studie TU Darmstadt).

Um eine effiziente Nutzung von Tiefbrunnensystemen im Dublettenbetrieb zur Förderung von Thermalwasser zu gewährleisten, sind große Volumenströme von 50 bis über 100 m³/h erforderlich (Geothermie in Schleswig-Holstein 2004). Nach der durch die VNG in Auftrag gegebenen weiteren Untersuchungen tieferer Teufenbereiche, kann auch für die Geothermiebohrung in Arendsee von möglichen 75 m³/h Förderleistung ausgegangen werden (siehe Studie „Alternatives Energieprojekt Arendsee“).

Die meisten Informationen über die geologischen Begebenheiten liegen im Bereich der Unterkreide, in einer Teufe von 1131 m bis zu 1585 m und einer Mächtigkeit von 454 m, vor. Für diesen Horizont liegen derzeit die meisten Informationen vor. Für diesen Bereich wurde ein Pumpentest durchgeführt. Die erreichten Werte sind die folgenden:

- Temperatur: 75,5 °C (in ca. 1550 m Teufe) bei Förderrate > 50 m³/h

Zur geothermischen Nutzung müsste mindestens eine weitere Bohrung auf ca. 1600 m abgeteuft werden. Die thermische Leistung wird dabei auf ca. 1,7 – 2,5 MW geschätzt bei 70°C und angenommener Rücklauftemperatur von 40 °C.

In einer weiteren Untersuchung der Möglichkeit tieferer Teufenbereiche in Arendsee, wurden wesentlich bessere Bedingungen für die Nutzung, besonders im Hinblick auf eine Kraft-Wärme-Kopplung dargelegt. Hier geht man davon aus das im betrachteten Teufenbereich von circa 4.000 m Tiefe sich Bedingungen vorfinden lassen, die für eine Energieproduktion von bis zu 7,5 MW Wärme bei ca. 100°C oder äquivalent 690 kW Strom und 1,7 MW Wärme bei 65°C und einer angenommenen Rücklauftemperatur von 40°C ausreichen.

Die Bohrung, als auch die verschiedenen Temperaturbereiche für die Nutzung von Tiefengeothermie sind in Abbildung 36 dargestellt.

Neben der Erneuerung der bereits bestehenden Bohrung ist es denkbar eine neue, besser platzierte Bohrung zu errichten, welche insbesondere für den Einsatz als Wärmequelle für ein Wärmenetz, logistisch näher am

Stadtgebiet Arendsee liegen sollte. Die beschriebenen Temperaturbereiche und geothermischen Nutzungsmöglichkeiten des Untergrundes werden in der Nähe der Stadt in einer Tiefe von etwa 1.800 m erwartet.

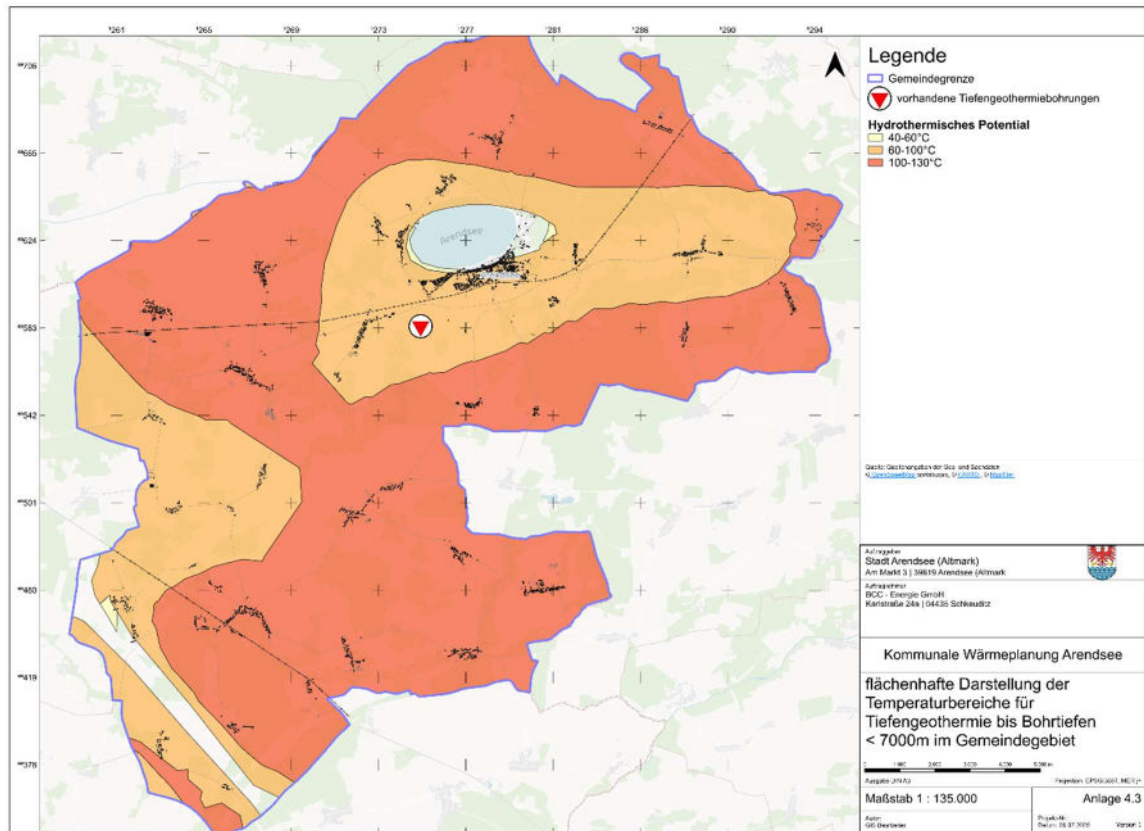


Abbildung 36: Tiefengeothermisches Potenzial und bestehende Tiefenbohrungen im Gemeindegebiet

Risiken bei der geothermischen Erschließung umfassen unter anderem aufsteigende sulfathaltige Wässer. Dies führt zu erhöhten Anforderungen an Wärmetauscherflächen und die Nutzung von sulfatresistentem Beton.

4.3.5 Aquathermie

Datenquellen:

IGKB, 2018

(Internationale Gewässerschutzkommission für den Bodensee (IGKB) (2018): Bodensee-Richtlinien 2005 mit Änderung des Kapitel 5 vom 13.05.2014 und Änderungen des Kapitel 6 vom 09.05.2018)

Van Treeck und Wolter, 2021

(van Treeck, Ruben; Wolter, Christian (2021): Temperaturempfindlichkeiten der Fischgemeinschaften in deutschen Fließgewässern – Überprüfung der Orientierungswerte für die Temperatur. Abschlussbericht. Projekt O 10.20 des Länderfinanzierungsprogramms „Wasser, Boden und Abfall“ 2020. Leibniz-Institut für Gewässerökologie und Binnenfischerei. Online verfügbar unter https://gewaesserbewertung.de/files/o_10.20_211119_endbericht_o10.20_tempempf_fische.pdf, zuletzt geprüft am 23.02.23.)

Projektgruppe Seethermie, 2021

(J. Schmidt, K. Roselt, G. Hesse, S. Böttger, B. Felgentreff, M.-J. Hloucal, D. Leßmann, S. Mix, M. Safarik, C. Steffan., W. Uhlmann (2021): Seethermie – innovative Wärmeversorgung aus Tagebauseen. Schlussbericht. Studie im Auftrag der Innovationsregion Mitteldeutschland. Jena, Dresden, Cottbus, Leipzig, 23.07.2021

Online verfügbar unter: https://transformationsregion-mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2021/07/20210723_Schlussbericht-Seethermie_Langfassung.pdf, zuletzt geprüft am 28.07.2025)

Neben der Umgebungsluft, dem Erdreich, der Sonnenstrahlung und Abwasser stellen Oberflächengewässer eine potenziell nutzbare Wärmequelle und -senke dar. Durch die hohe spezifische Wärmekapazität $c_p \approx 4,2 \text{ kJ}/(\text{kgK})$ von Wasser können Oberflächengewässer eine große Menge an Wärmeenergie speichern. In Fließgewässern bestimmen der Abfluss $[\text{m}^3/\text{s}]$ und der Temperaturunterschied $[\text{K}]$ zwischen der Ein- und Auslauftemperatur am Wärmetauscher maßgeblich das potenziell nutzbare Wärmedargebot. Obwohl mit jedem Kelvin Temperaturunterschied einem Kubikmeter Wasser $\approx 1,16 \text{ kWh}$ Wärme entzogen werden kann, werden Oberflächengewässer bislang jedoch nur selten als Wärmequelle bzw. Wärmesenke genutzt. Für die wärmeenergetische Nutzung von Oberflächengewässern kann grundsätzlich zwischen einem offenen und geschlossenen System unterschieden werden. Bei einem offenen System wird dem Gewässer Rohwasser über ein Entnahgebauwerk entnommen und aufbereitet, dem Verdampfer der Wärmepumpe zugeführt und anschließend wieder in das Gewässer eingeleitet. Um eine wasserrechtliche Nutzung gemäß § 9 WHG zu vermeiden, ist alternativ ein geschlossenes Funktionsprinzip möglich. Hierbei findet der Wärmeaustausch über einen separaten Wärmetauscher ohne eine Wasserentnahme unmittelbar im Gewässer statt. (Steve Borchardt, 2017) Beim Einsatz eines Wärmetauschers in natürlichen Gewässern besteht die Gefahr der Korrosion, die durch die Materialwahl weitestgehend begrenzt werden sollte. Zudem muss beachtet werden, dass Ablagerungen und Algenbildung die Wärmeübertragung am Wärmetauscher beeinträchtigen kann und somit die Effizienz der Wärmepumpenanlage gemindert werden kann. Auch müssen Vorkehrungen getroffen werden, damit bei Undichtheiten kein Kältemittel aus dem Kreislauf ins Wasser gelangt. Die Einsatzfähigkeit von Oberflächenwasser zur wärmeenergetischen Nutzung kann durch verschiedene Faktoren beschränkt werden. Die Wassertemperatur von Flüssen, Bächen und Seen ist von der Lufttemperatur abhängig und unterliegt somit jahreszeitlichen Schwankungen. Im Winter, wenn die Außentemperaturen sehr gering sind, bedeutet dies gegebenenfalls eine sinkende Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpe. Zudem besteht die Gefahr des Einfrierens des Gewässers, was, je nach Ausführung, negative Auswirkungen auf die Funktionsfähigkeit des Wärmeübertragers haben kann oder die Nutzung gänzlich verhindert. Auch der Durchfluss von Fließgewässern schwankt. So ist es bei kleineren Flüssen und Seen möglich, dass sie in sehr trockenen Perioden trockenfallen.

Das Wärmepotenzial entspricht der Wärmeentzugsleistung (W_{th}). Diese gibt an, wieviel Wärmeenergie einem Oberflächengewässer in einer bestimmten Zeit entzogen werden kann:

$$W_{th} = \rho_w \cdot c_w \cdot Q_{nutz} \cdot \Delta T \quad (1)$$

W_{th}	Wärmeentzugsleistung	in kJ/s bzw. in kW
ρ_w	Dichte des Wassers	1.000 kg/m ³
c_w	Wärmekapazität des Wassers	4,19 kJ/kg·K
Q_{nutz}	Verfügbarer/nutzbarer Volumenstrom des Wassers	in m ³ /s
ΔT	Zulässige Temperaturänderung	in K

Die realisierbaren Temperaturspreizungen sind durch physikalische (Gefrierpunkt von Wasser) und ökologische Faktoren begrenzt und liegen üblicherweise zwischen 0,5 und 5 K. Die zulässige Temperaturänderung wird durch die zuständige Behörde vorgegeben.

Die meisten Wasser-Wasser-Wärmepumpen erfordern Mindestwassertemperaturen von 4 °C oder höher. Daraus ergeben sich technische Einschränkungen der thermischen Flusswassernutzung in Abhängigkeit von der eingesetzten Wärmepumpe in den Wintermonaten. Dies muss bei einer technischen Planung berücksichtigt werden. Sollte es die Temperatur des Gewässers bzw. dessen Durchfluss ermöglichen, mit größeren Temperaturspreizungen zu arbeiten bzw. größere Wassermengen zu entnehmen, erhöht sich entsprechend das thermische Potenzial.

4.3.5.1 Rechtliche Rahmenbedingungen

Die Installation und der Betrieb von Anlagen, die die Gewässertemperatur verändern, stellen eine Gewässernutzung dar, für die eine wasserrechtliche Erlaubnis nach dem Wasserhaushaltsgesetz (WHG 2023) im Rahmen eines wasserrechtlichen Erlaubnisverfahrens erforderlich ist, das in der Regel von der unteren Wasserbehörde unter Einbeziehung der unteren Naturschutzbehörde durchgeführt wird.

In der EU-WRRL (2000) wird die Temperatur als eine physikalisch-chemische Qualitätskomponente benannt. So ist der gute Zustand von Gewässern nur gegeben, wenn „die Werte für die Temperatur, ... nicht über den Bereich hinaus(gehen), innerhalb dessen die Funktionsfähigkeit des Ökosystems ... für die biologischen Qualitätskomponenten gewährleistet“ ist. Die Anforderungen der EU-WRRL haben dementsprechend Eingang in die Oberflächengewässerverordnung (OGewV 2016) gefunden. Während die OGewV für Fließgewässer hinsichtlich Temperaturveränderungen und der maximal zulässigen Temperatur Anforderungen an den durch die Gewässernutzung nicht zu beeinträchtigenden sehr guten bzw. guten ökologischen Zustand und das höchste bzw. gute ökologische Potenzial vorgibt, werden für Seen keine entsprechenden Vorgaben gemacht. Für Fließgewässer beträgt die maximal zulässige Temperaturerhöhung in Abhängigkeit vom Gewässertyp und der Fischgemeinschaft zwischen 0 K im Sommer bzw. ≤ 1 K bis ≤ 3 K im Winter für den sehr guten ökologischen Zustand und zwischen ≤ 1 K bis ≤ 3 K über das gesamte Jahr für den guten ökologischen Zustand (OGewV 2016). Verminderungen der Temperatur werden nicht berücksichtigt. Für die thermische Nutzung von Seewasser liegt für den Bodensee eine Richtlinie vor, die den zuständigen Genehmigungsbehörden einen Leitfaden an die Hand gibt (IGKB 2018). Die BodenseeRichtlinien erlauben die thermische Seewassernutzung, wenn sichergestellt ist, dass weder im See als Ganzes noch lokal Lebensgemeinschaften beeinträchtigt werden, was mit den Bestimmungen der EUWRRL (2000) und der OGewV (2016) konformgeht. Vorgaben sind u.a., dass die maximale Änderung der Temperatur im Bereich der Rückleitstelle außerhalb einer Mischungszone von 20 x 20 m horizontaler und 10 m vertikaler Ausdehnung unter 1 K bleibt. Die Wasserentnahme soll in einer Tiefe zwischen 0 und 40 m erfolgen. Die Rückleittiefe ist so zu wählen, dass die Einschlückung in einem Bereich zwischen 20 und 40 m Wassertiefe erfolgt (IGKB 2018). (Dieter Leßmann, 2022)

4.3.5.2 Gewässerökologische Aspekte

Konventionelle Wärmepumpen, die Oberflächengewässer als Energiequelle nutzen, kühlen das dem Gewässer entnommene Wasser im Wärmetauscher des Primärkreislaufs um etwa 2 bis 4 K ab. Damit ist für diese Anlagen eine Mindesttemperatur des Wassers von ca. 4 °C notwendig, damit es zu keiner Vereisung der Anlage kommt.

Ein ganzjähriger Anlagenbetrieb wird durch neuere Entwicklungen wie Vakuum-Flüssigeisernerzeuger ermöglicht, die auch die latente Wärme des Wassers beim Phasenübergang nutzen können (ILK Dresden o.J.).

Die Temperatur hat weitreichende Bedeutung nicht nur für in Gewässern ablaufende biochemische Prozesse und die Besiedlung durch Organismen, sondern auch für die limnophysikalischen Eigenschaften des Wasserkörpers (Gaudard et al. 2018, 2019). Ökologische Anforderungen an die thermische Nutzung von Gewässern, insbesondere Seen, müssen daher folgende Punkte beinhalten:

- Keine physiologisch wirksame Veränderung der Wassertemperaturen mit in der Folge Änderungen von Artenzusammensetzung, Dominanzstrukturen, Biomasse.
- Keine nachteilige Beeinflussung des Sauerstoffhaushalts und der Nährstoffkreisläufe aufgrund veränderter Primärproduktion und mikrobieller Aktivität.
- Keine Veränderung des natürlichen Durchmischungsverhaltens von Seen, insbesondere hinsichtlich der Einstellung der sommerlichen Schichtung in Bezug auf Tiefenlage der Thermokline und Dauer der Stagnationsperiode (Stabilität der sommerlichen Schichtung des Wasserkörpers, Volumen des Hypolimnions, Sauerstoff- und Nährstoffhaushalt).
- Keine Veränderung, insbesondere Verlängerung der Dauer der Eisbedeckung von Seen im Winter (Dauer der Winterstagnation, Sauerstoffhaushalt des Sees).
- Keine mechanische Schädigung von Wirbeltieren (insbes. Fische) durch Pumpenbetrieb.

Für den Schutz von Fischpopulationen in Fließgewässern liegen Empfehlungen für maximal tolerierbare Temperaturveränderungen durch Gewässernutzungen vor. Abhängig von der Fischregion und der Jahreszeit lassen Temperaturveränderungen zwischen 1 und 3 K erwarten, dass keine negativen Auswirkungen auf Fische zu verzeichnen sind (van Treeck & Wolter 2021). Limnophysikalische Modellierungen ermöglichen es, seespezifisch optimale Varianten der Entnahme und Rückleitung von Wasser zu ermitteln, durch die es zu nur minimalen Veränderungen der Temperaturverteilung im Wasserkörper kommt und auch die Sauerstoffverteilung in Seen nicht nachteilig verändert wird. Dadurch kann sichergestellt werden, dass in tiefen Seen eine ausreichende Stabilität der Thermokline während Schichtungsperioden bestehen bleibt. Ebenso ist ein Transport von Nährstoffen aus dem Tiefenwasserkörper in die oberflächennahen Wasserschichten während der Vegetationsperiode zu verhindern. Insbesondere im Hinblick auf den Sauerstoffhaushalt kann zudem eine Verlängerung der Dauer der Eisbedeckung von Bedeutung sein. Auch dies lässt sich mit limnophysikalischen Modellen seespezifisch betrachten (Gaudard & Schmid 2017, Gaudard et al. 2019). Entsprechend konnten für Seen, wie z.B. dem Zwenkauer See bei Leipzig, Studien erstellt werden, die die thermische Nutzung von Seewasser nicht nur unter technischen, juristischen und ökonomischen Gesichtspunkten, sondern auch hinsichtlich gewässerökologischer Anforderungen betrachten (Böttger et al. 2022). (Dieter Leßmann, 2022)

4.3.5.3 Potenzial der Seethermie vor Ort

Die physikalischen Eigenschaften des Arendsees – insbesondere das große Wasservolumen von etwa 147 Millionen m³ und die stabile Temperaturstruktur – bieten günstige Voraussetzungen für aquathermische Nutzung. Die lange Verweilzeit und die geringe Durchmischung machen den See zu einer potenziell zuverlässigen Quelle für Wärmepumpensysteme.

Der Arendsee ist sowohl als FFH-Gebiet (FFH0252) als auch als Landschaftsschutzgebiet (LSG Arendsee) ausgewiesen. Damit unterliegt er naturschutzrechtlichen Vorgaben, die eine technische Nutzung – insbesondere Eingriffe in die Wasserfläche oder Uferzonen – einschränken oder genehmigungspflichtig machen. Besonders geschützt sind Lebensräume für Fischotter und Fledermäuse sowie Röhrichtgürtel und Unterwasserpflanzen.

Eine aquathermische Nutzung wäre daher nur unter Berücksichtigung ökologischer Auflagen und in enger Abstimmung mit den zuständigen Behörden möglich. Eine vollständige Freistellung von Restriktionen besteht nicht.

Für die Bewertung des technischen Potenzials zur flussthermischen Wärmebereitstellung wurden die nachfolgenden Randbedingungen und Betriebskennwerte herangezogen. Die Datengrundlage basiert auf hydrologischen und klimatologischen Langzeitdaten sowie technischen Einschränkungen gemäß rechtlicher Vorgaben.

Weitere Prämissen basieren auf dem Schlussbericht „Seethermie – Innovative Versorgung aus Tagebaurestseen“ (Projektgruppe Seethermie 2021)

Tabelle 15: Rahmenparameter zur Berechnung des technischen Potenzials der Seethermie in Arendsee

PARAMETER	WERT/ANNAHME	QUELLE/BEMERKUNG
MITTLERER ENTNAHMESTROM	60 m ³ /h	PRÄMISSE AUFGRUND SEETHERMIE-STUDIE
ANGESTREBTE VORLAUFTEMPERATUR	65 °C	
COP	3 – 3,8	BERECHNET AUS EINGANGSDATEN
BETRIEBSSTUNDEN	CA. 2.500 h/JAHR	HEIZPERIODE, SAISONAL GEWICHTET
ZULÄSSIGE MISCHTEMPERATURABWEICHUNG	MAXIMAL 1 K NACH EINLEITUNG	ÖKOLOGISCHE VERTRÄGLICHKEIT
MAXIMALE TEMPERATURSPREIZUNG	1 K	TECHNISCHE BEGRENZUNG (KÜHLUNG VS. MISCHGRENZE)

Die Einhaltung der maximalen Mischtemperaturänderung (≤ 1 K) bei Rückführung des genutzten Wassers erlaubt unter Verwendung eines Volumenstroms von 60 m³/h eine ökologisch verträgliche Nutzung.

Die meisten Wasser-Wasser-Wärmepumpen erfordern Mindestwassertemperaturen von 4 °C oder höher. Daraus ergeben sich technische Einschränkungen der thermischen Flusswassernutzung in Abhängigkeit von der eingesetzten Wärmepumpe in den Wintermonaten. Dies muss bei einer technischen Planung berücksichtigt werden.

Unter den gegebenen Rahmenbedingungen wurden für die seethermische Nutzung des Arendsees folgende Kennwerte ermittelt: Die potenzielle thermische Entzugsleistung liegt je nach saisonaler Ausprägung und Betriebszeitraum im Mittel bei ca. 59 kW. Auf Jahresbasis ergibt sich daraus eine Wärmebereitstellung von etwa 215 MWh. Die eingesetzte elektrische Energie zur Versorgung der Wärmepumpe beläuft sich auf ca. 69 MWh, wodurch sich eine Jahresarbeitszahl (JAZ) von rund 3,1 ergibt.

Bilanziell ermöglicht die bereitgestellte Wärmeenergie die Versorgung von rund 15 bis 20 Haushalten mit Raumwärme und Warmwasser, bezogen auf einen typischen Jahreswärmebedarf von 12.000 kWh pro Haushalt. Die Ergebnisse zeigen, dass eine ökologisch verträgliche Warmegewinnung aus dem Arendsee realisierbar ist – insbesondere unter Einhaltung der Mischtemperaturabweichung von maximal 1 K.

Die FFH-Verträglichkeitsprüfung ist bei geplanten Vorhaben in oder nahe eines Natura 2000-Gebiets im Rahmen des Genehmigungsverfahrens zu beantragen. Zuständig sind die jeweiligen Unteren oder Oberen Naturschutz- bzw. Wasserbehörden, abhängig vom Vorhabentyp und Bundesland. Der Antrag erfolgt in der Regel schriftlich und muss eine Vorprüfung enthalten, die mögliche Beeinträchtigungen der Erhaltungsziele bewertet. Bei relevanten Auswirkungen ist eine vollständige FFH-Verträglichkeitsprüfung gemäß § 34 BNatSchG erforderlich. Die Unterlagen müssen die Projektbeschreibung, Wirkfaktoren, betroffene Schutzgüter und eine Bewertung der ökologischen Auswirkungen enthalten.

4.3.5.4 Potenzial der Flussthermie vor Ort

Da der Arendsee keinen nennenswerten Zu- oder Abfluss besitzt, besteht kein Potenzial für Flussthermie. Die wenigen kleinen Gräben und Kanäle, die den See speisen oder entwässern, sind verrohrt oder temporär wasserführend und weisen keinen nennenswerten Volumenstrom auf. Damit fehlt die hydraulische Grundlage für eine flussthermische Nutzung.

4.4 Stromsektor

4.4.1 Photovoltaik

4.4.1.1 Dachanlagen

Abbildung 37 fasst die Photovoltaik-Potenziale je Baublock zusammen.

Die Verteilung des Photovoltaikpotenzials ist ähnlich zum Solarthermiepotenzial. Auch hier finden sich die größten Potenziale in den Baublocken mit der höchsten Gebäudeanzahl und einzelnen sehr großen Dachflächen.

Insgesamt ergibt sich ein PV-Potenzial von knapp 123.500 MWh auf Dachflächen zur Stromerzeugung. Wärme könnte anschließend beispielweise mit Hilfe einer Wärmepumpe erzeugt werden. Das hier ermittelte theoretische Potenzial ist je Dach bei der Anlagenplanung genauer zu quantifizieren.

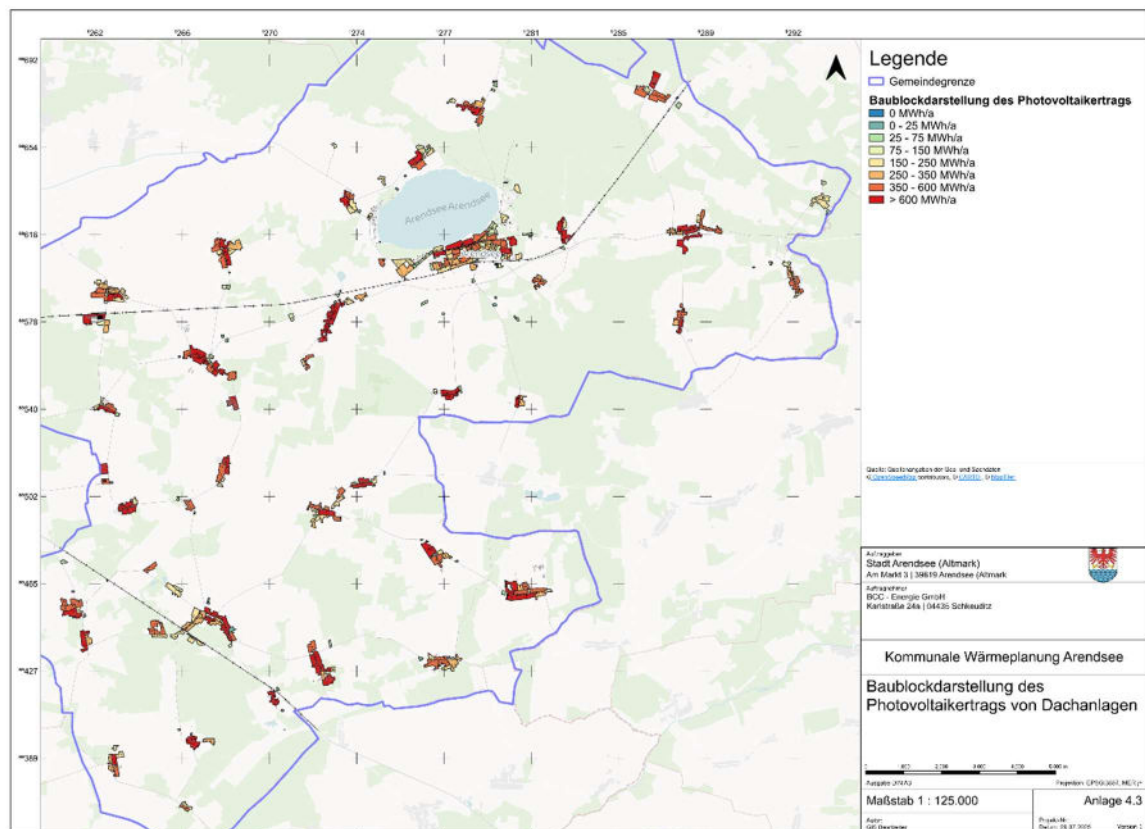


Abbildung 37 | Photovoltaik-Potenzial von Dachanlagen in der Stadt Arendsee (Altmark) nach Baublocken

4.4.1.2 Freiflächenanlagen

Datenquellen:

Amtliche Liegenschaftskatasterinformationssystem (ALKIS®)
(Land Sachsen-Anhalt, © 2024 Geodatenportal Sachsen-Anhalt)

Gesamträumliches Konzept zu Photovoltaikfreiflächenstandorten im Gebiet der Einheitsgemeinde Arendsee (Altmark) (Stadt Arendsee (Altmark), 11.2023)

Für die Betrachtung des Potenzials für Photovoltaik-Freiflächen-Anlagen wurden, wie in Kapitel 4.3.2 beschrieben, die geeigneten Flächen des Freiflächenkonzeptes der Stadt Arendsee (Altmark) übernommen.

Für die Photovoltaikfreiflächenanlagen wurde dabei davon ausgegangen, dass die verfügbare Fläche zu 80 % mit Kollektoren belegt werden kann. Als Anhaltspunkt für den Ertrag wurde ein Wert von 800 MWh/a als zu erwartender Ertrag gewählt. Mit diesen Annahmen ergeben sich für die Flächen folgende Ertragswerte:

Tabelle 16: Erträge der PV-Freiflächenanlagen auf den ausgewiesenen Flächen, kursiv: in Realisierung befindliche Fläche

Nr.	Verfügbare Fläche in ha	Ertrag in MWh/a
0	18,98	121.460
1	10,21	65.334
2	57,17	365.895
3	1,83	11.697
4	<i>15,10</i>	<i>96.614</i>
5	1,98	12.649
6	16,15	103.377
7	4,47	28.637
8	17,82	114.053
9	11,65	74.586
10	20,80	133.129
11	54,52	348.947
12	34,59	221.351
13	3,62	23.196
14	34,61	221.500
15	28,00	179.221
16	78,77	504.152
17	5,42	34.661
18	18,98	121.464

Weitere für Solarnutzung prädestinierte Flächen sind Parkplätze. Da diese schon versiegelt sind, lohnt es sich, deren Nutzungsgrad zu maximieren. Außerdem führt die Überdachung solcher Flächen, die im Sommer zu Hitze Hot-Spots werden, zu positiven Effekten in Hinblick auf der Lebensqualität in den Siedlungsbereichen. Für diese Berechnung wurden alle Parkplatzflächen ermittelt (OSM – Amenity/Parking). Anschließend wurden nur diese Flächen bewertet, die Platz für mind. 10 Stellplätze besitzen, wobei jeder Stellplatz etwa 12,5 m² Fläche benötigt. Es ist außerdem davon ausgegangen worden, dass in etwa 60 % der Bruttoparkplatzfläche überdacht werden können.

Die Ergebnisse für das Photovoltaik-Potenzial sind je Parkplatz verfügbar. Im gesamten Gemeindegebiet könnten auf diesen Flächen im Jahr ca. 3.895 MWh erzeugt werden.

4.4.2 Wind

Datenquellen:

Bebauungspläne der Stadt Arendsee (Altmark)

OSM-Daten (openstreetmap.de)

Regionaler Entwicklungsplans Altmark (REP ALTMARK)

4.4.2.1 Vorranggebiete für neue Windenergieanlagen

Datenquellen:

Flächennutzungsplan Oranienbaum-Wörlitz

Die Regionalversammlung der Regionalen Planungsgemeinschaft Altmark hat den **Entwurf zur Neuaufstellung des Regionalen Entwicklungsplanes** für die Planungsregion Altmark 2027 (REP Altmark 2027) beschlossen (Beschlussdrucksache Nr. 2/2025).

Aufgrund der Neuaufstellung des Regionalplans für die Region Altmark, in dem Neuausweisungen für Windenergieflächen sowie Repoweringmaßnahmen vorhandener Windenergieflächen aufgeführt werden, wird auf eine Potenzialanalyse für neue Anlagen verzichtet.

In den Bebauungsplänen für die Stadt Arendsee (Altmark) sind Ausweisungen für Windenergieflächen, sowie Repoweringmaßnahmen vorhandener Windenergieflächen aufgeführt. Insgesamt ist im Gemeindegebiet eine Windenergiefläche ausgewiesen (vgl. Tabelle 15).

Zusätzlich dazu befinden sich Teile zweier weiteren Windparks auf dem Gemeindegebiet, diese sind in der Tabelle kursiv gekennzeichnet.

Im „Windpark Fleetmark“ befinden sich zurzeit 18 WEA von zwei Betreiberfirmen.

Tabelle 17: Ausgewiesene Windenergieflächen in der Stadt Arendsee (Altmark).

NAME DER WINDENERGIEFLÄCHE	GEMARKUNG
WINDPARK FLEETMARK	Ortsteil Fleetmark
<i>WINDPARK BADEL</i>	<i>Ortsteil Badel, Stadt Kalbe</i>
<i>WINDPARK GAGEL</i>	<i>Ortsteile Gagel, Gemeinde Altmärkische Höhe</i>

4.4.2.2 Repowering

Im „Windpark Fleetmark“ sollen durch den Betreiber des Windparks zehn Anlagen zurückgebaut und durch acht neue WEA ersetzt werden.

Die Nennleistung der neuen repowerten Windenergieanlagen im Vergleich zu den Bestandsanlagen wurde zur Berechnung des theoretischen Stromerzeugungspotenzials bzw. der Strommehrerzeugung herangezogen. Die Berechnung erfolgte nach folgender Formel:

$$E_{WKA} = (Anzahl\ WEA\ neu \cdot 5\ MW\ Nennleistung - Anzahl\ WEA\ alt \cdot 1,5\ MW\ Nennleistung) \cdot 1.800\ Vollaststunden\ pro\ Jahr \quad (1)$$

Das Ergebnis liefert eine Abschätzung der jährlich zusätzlich erzeugbaren Strommenge auf den untersuchten Flächen. Da moderne Onshore-Windkraftanlagen üblicherweise eine durchschnittliche Nennleistung von etwa 5 MW erreichen, wurde dieser Wert als Grundlage der Berechnungen gewählt.

Die zusätzlich erzeugbare Strommenge durch das Repowering beläuft sich damit auf etwa 45 GWh /a. Insgesamt stünde durch die neuen Anlagen eine Energiemenge in Höhe von 72 GWh/a zur Verfügung.

Es sollte allerdings berücksichtigt werden, dass Windräder mit einer Leistung von bis zu 7,2 MW in Frage kommen könnten. Dies ist aber unter Umständen mit größeren Abstandsflächen zwischen den jeweiligen Windrädern verbunden.

4.5 Speicherpotenziale

Datenquellen:

Schneider, M., Lindt, M. & F. Tilkamp (2012): Technik der latenten Wärmespeicherung. Eine Übersicht. Winterthur: Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften.

Die Speicherung von Wärme im Untergrund ist in den geothermisch nutzbaren Gebieten (siehe 4.3.4.4) möglich. In der Ermittlung von Zielszenarien und Versorgungsräumen werden diese – soweit sich ein Speicherbedarf abzeichnet – berücksichtigt.

Die geologischen Gegebenheiten des Untersuchungsgebiets erlauben den Bau von saisonalen Wärmespeichern in Form von oberflächennahen Anlagen. Erdbeckenspeicher sind besonders in Bereichen mit lockeren Böden und Verwitterungszonen geeignet, wobei größere Bautiefen den Flächenbedarf reduzieren. Ideal ist eine Nähe zu solarthermischen Anlagen zur optimalen Nutzung der Wärme. Die Nutzung von Grundwasser in flachen Aquiferen durch Brunnen ist ebenfalls denkbar, insbesondere in sandigen und kiesigen Gesteinsschichten. Erdwärmesonden können fast überall installiert werden, wie eine Übersichtskarte zum Geothermiefpotenzial zeigt (vgl. 4.3.4). In Erdbecken kann Wasser bis zu 95 °C gespeichert werden, während größere Anlagen aufgrund von wasserrechtlichen Bestimmungen oft auf 20 °C begrenzt sind. Diese Anlagen sind gut für Netze mit niedrigen Temperaturen und dem Einsatz von Wärmepumpen geeignet. Anders als Anlagen zur direkten Wärmeerzeugung dienen Speicher dazu diese Wärme zwischenzulagern.

Eine weitere saisonale Speichermöglichkeit bietet der Latentwärmespeicher. Sie nutzen die beim Phasenübergang von Stoffen (z.B. von fest zu flüssig) verborgene Wärmeenergie. Diese Technologie bietet Vorteile wie eine hohe Energiespeicherdichte, ist aber aufgrund von Herausforderungen wie geringer Wärmeübertragung, Langzeitspeicherung und hoher Kosten noch nicht weit verbreitet und effizient genug (vgl. Schneider, Lindt & Tilkamp, S. 1)

5. Zielszenarien

Das **Zielszenario** beschreibt die Entwicklung des Wärmebedarfs und der Wärmeversorgungssysteme in Arendsee (Altmark) in den Jahren 2030, 2035, 2040 und 2045. Nach den Vorgaben des Bundes muss spätestens im Jahr 2045 eine treibhausgasneutrale Wärmeversorgung erreicht werden.

Besonders geeignet sind Wärmeversorgungsarten, die im Vergleich zu anderen erneuerbaren Versorgungslösungen folgende Eigenschaften aufweisen:

- **niedrige Wärmegestehungskosten:** Die Wärmegestehungskosten umfassen dabei sowohl Investitionskosten einschließlich Infrastrukturausbaukosten als auch Betriebskosten über die gesamte Lebensdauer der Anlage.
- **geringe Realisierungsrisiken:** Die Risiken sind durch rechtlich klare Genehmigungsverfahren, bewährte Technologien und unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten minimal.
- **hohe Versorgungssicherheit:** Die Versorgungssicherheit wird durch zuverlässige Anlagen, widerstandsfähige Systeme gegenüber Störungen, Notfallplanung, regelmäßige Wartung und einfache Betriebsprozesse gewährleistet.
- **bis zum Zieljahr wenig ausgestoßene Treibhausgase:** Durch eine hohe Effizienz der unterschiedlichen erneuerbaren Wärmeversorgungsarten werden die Treibhausgasemissionen schrittweise reduziert.

Neben den Wärmeversorgungsarten wird die Verringerung des Energiebedarfs durch die energetische Sanierung der Bestandsgebäude mitgedacht.

Der Zweck der **Definition von Eignungsgebieten** ist es, einen gesamtkommunalen Rahmen für technisch geeignete Lösungen zur zukünftigen Wärmeversorgung zu schaffen. Dies führt zu Gebieten mit verschiedenen Wärmeversorgungsmöglichkeiten und Ausschlusskarten, an denen sich Gebäudeeigentümer und Stadtplaner orientieren können. Diese Karten dienen als Grundlage für Quartiersarbeit, Bebauungspläne und Flächensicherung.

Die Festlegung von Eignungsgebieten ermöglicht räumlich differenzierte regulatorische oder förderpolitische Maßnahmen, wie z. B. eine sanierungsbezogene Förderung nach Eignungsgebiet oder spezialisierte Beratung zu technischen Lösungen. Die Kommune kann so herausfordernde Versorgungsgebiete identifizieren und frühzeitig mit den Bewohnerinnen und Bewohnern integrierte Lösungen entwickeln, um Klimaneutralität zu erreichen.

Ein Eignungsgebiet ist ein Bereich mit ähnlichen Eigenschaften für eine klimaneutrale Wärmeversorgung in Arendsee (Altmark). Es berücksichtigt Wärmebedarf, Gebäudestrukturen, bestehende Versorgung und lokale Potenziale für Wärmequellen. Die optimale Technologie kann sich je nach Baublock, mitunter sogar je Gebäude unterscheiden. In Wärmenetzgebieten wird die Mehrzahl der Gebäude am effizientesten durch ein Wärmenetz versorgt, während einzelne Gebäude, z.B. mit geringem Wärmebedarf oder in einem Gebiet ohne signifikante Wärmequellen, besser mit einer Luft-Wärmepumpe bedient werden. Eignungsgebiete geben also eine Präferenz für den Großteil der Gebäude, sind aber keine festen Vorgaben.

5.1 Räumliche Verteilung der Versorgungsgebiete

5.1.1 Wärmenetz(-prüf)gebiete

Im Folgenden sollen geeignete Gebiete für Wärmenetze aufgezeigt werden. Da die Stadt Arendsee (Altmark) eine sehr dezentrale Ortsstruktur mit vielen kleinen Ortschaften aufweist, sollen in diesem Abschnitt auch die Prüfgebiete für Wärmenetze mit behandelt werden.

Im Prüfgebiet für Wärmenetze besteht die Möglichkeit zur Erweiterung des Wärmenetzes bzw. der Prüfung der Machbarkeit solcher. Die heutige Infrastruktur sowie die heutige Wärmebedarfsdichte lassen aufgrund der geringen Wirtschaftlichkeit keine eindeutige Empfehlung für ein Wärmenetz zu. Die Erweiterung ist jedoch grundsätzlich möglich und wird in der Fortschreibung erneut untersucht.

Die hier aufgeführten Gebiete sind dabei teilweise stellvertretend für andere Ortschaften und Quartiere, in denen ein ähnliches Versorgungsszenario ebenfalls denkbar wäre. Die Auswahl beinhaltet allerdings die Bereiche mit der höchsten Eignung. In den Abschnitten 5.1.1.2 und 5.1.1.3 werden weitere Ortschaften genannt, die eine ähnliche Struktur aufweisen.

5.1.1.1 Wärmenetzgebiet Arendsee Kernstadt

Das Gebiet der Kernstadt Arendsee (Altmark) bietet im Kontext der Gesamtgemeinde, das beste Potenzial für die Erschließung über ein Wärmenetz. Das liegt vor allem an der geeigneten Wärmeliniedichte, die grundsätzlich für einen wirtschaftlichen Betrieb eines Wärmenetzes spricht.

Als Quellen für die künftig klimaneutrale Wärmeversorgung kommt die Umweltwärme des Arendsees, sowie die Nutzung tiefeingeothermischer Bohrungen infrage.

Tabelle 18: Qualitative Bewertung der voraussichtlichen Wärmegestehungskosten für das Wärmenetz Arendsee (nach KWW-Leitfaden)

INDIKATOR	WÄRMENETZGEBIET	WASSERSTOFF	DEZENTRALE VERSORGUNG
Wärmeliniedichte	Mittel bis Hoch	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Potenzielle Ankerkunden Wärmenetz	vorhanden	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Erwarteter Anschlussgrad an Wärmenetz	Mittlerer Anschlussgrad erwartet	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Langfristiger Prozesswärmebedarf > 200 °C und/oder stofflicher H ₂ -Bedarf	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Vorhandensein von Wärme- oder Gasnetz im Teilgebiet selbst oder angrenzenden Teilgebieten	Kein Wärmenetz vorhanden	Gasnetz vorhanden	Kein wesentlicher Einfluss
Spezifischer Investitionsaufwand für Ausbau/Bau Wärmenetz	Hoch	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Preisentwicklung Wasserstoff	Kein wesentlicher Einfluss	Hoher Preisaufwand erwartet	Kein wesentlicher Einfluss
Potenziale für zentrale erneuerbare Wärmeerzeugung und Abwärmeeinspeisung	Gute Potenziale	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Anschaffungs-/Investitionskosten Anlagentechnik	Hoch	Hoch	Mittel
Gesamtbewertung der voraussichtlichen Wärmegestehungskosten	Wahrscheinlich geeignet	Wahrscheinlich ungeeignet	Wahrscheinlich geeignet

5.1.1.2 Wärmenetzprüfgebiet Zießau

Die Ortschaft Zießau liegt an der Nordseite des Arendsees und weist eine kleinteilige Siedlungsstruktur auf. Die Wärmelinienichte ist aufgrund der losen Bebauung nicht optimal für ein Wärmenetz geeignet, es wird daher als Prüfgebiet eingeteilt.

Als Quelle für die künftig klimaneutrale Wärmeversorgung kommt die Umweltwärme des Arendsees infrage.

Ebenfalls in diese Kategorie des Prüfgebietes fällt die Ortschaft Schrampe.

Tabelle 19: Qualitative Bewertung der voraussichtlichen Wärmegestehungskosten für das Wärmenetzprüfgebiet Zießau (nach KWW-Leitfaden)

INDIKATOR	WÄRMENETZGEBIET	WASSERSTOFF	DEZENTRALE VERSORGUNG
Wärmelinienichte	Gering	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Potenzielle Ankerkunden Wärmenetz	Wenige vorhanden	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Erwarteter Anschlussgrad an Wärmenetz	Mittlerer Anschlussgrad erwartet	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Langfristiger Prozesswärmebedarf > 200 °C und/oder stofflicher H ₂ -Bedarf	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Vorhandensein von Wärme- oder Gasnetz im Teilgebiet selbst oder angrenzenden Teilgebieten	Kein Wärmenetz vorhanden	Gasnetz vorhanden	Kein wesentlicher Einfluss
Spezifischer Investitionsaufwand für Ausbau/Bau Wärmenetz	Hoch	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Preisentwicklung Wasserstoff	Kein wesentlicher Einfluss	Hoher Preisaufwand erwartet	Kein wesentlicher Einfluss
Potenziale für zentrale erneuerbare Wärmeerzeugung und Abwärmeeinspeisung	Gutes Potenzial	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Anschaffungs-/Investitionskosten Anlagentechnik	Hoch	Hoch	Mittel bis gering
Gesamtbewertung der voraussichtlichen Wärmegestehungskosten	Eignung zu prüfen	Wahrscheinlich ungeeignet	Wahrscheinlich geeignet

5.1.1.3 Wärmenetzprüfgebiete Kerkau und Dessau

Die Ortschaften Kerkau und Dessau sind Orte mit kleinteiliger und loser Siedlungsstruktur, bei denen sich in unmittelbarer Nähe zum Gemeindegebiet Agrarbetriebe befinden. Die Wärmeliniendichte ist aufgrund der losen Bebauung nicht optimal für ein Wärmenetz geeignet, es wird daher als Prüfgebiet eingeteilt.

Als Quelle für die künftig klimaneutrale Wärmeversorgung kommt die Abwärme aus Biogas-BHKWs der landwirtschaftlichen Betriebe infrage.

Ebenfalls in diese Kategorie des Prüfgebietes fallen die Ortschaften Sanne (und Kerkuhn), Schernikau und Harpe.

Tabelle 20: Qualitative Bewertung der voraussichtlichen Wärmegestehungskosten für die Wärmenetzprüfgebiete Kerkau und Dessau (nach KWW-Leitfaden)

INDIKATOR	WÄRMENETZGEBIET	WASSERSTOFF	DEZENTRALE VERSORGUNG
Wärmeliniendichte	Gering	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Potenzielle Ankerkunden Wärmenetz	Wenige vorhanden	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Erwarteter Anschlussgrad an Wärmenetz	Mittlerer Anschlussgrad erwartet	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Langfristiger Prozesswärmebedarf > 200 °C und/oder stofflicher H ₂ -Bedarf	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Vorhandensein von Wärme- oder Gasnetz im Teilgebiet selbst oder angrenzenden Teilgebieten	Kein Wärmenetz vorhanden	Gasnetz in Teilen vorhanden	Kein wesentlicher Einfluss
Spezifischer Investitionsaufwand für Ausbau/Bau Wärmenetz	Hoch	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Preisentwicklung Wasserstoff	Kein wesentlicher Einfluss	Hoher Preisaufwand erwartet	Kein wesentlicher Einfluss
Potenziale für zentrale erneuerbare Wärmeerzeugung und Abwärmeeinspeisung	Gutes Potenzial	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Anschaffungs-/Investitionskosten Anlagentechnik	Mittel	Hoch	Mittel bis gering
Gesamtbewertung der voraussichtlichen Wärmegestehungskosten	Eignung zu prüfen	Wahrscheinlich ungeeignet	Wahrscheinlich geeignet

5.1.1.4 Wärmenetzprüfgebiet Mechau

Die Ortschaft Mechau ist ein Ort mit kleinteiliger und loser Siedlungsstruktur, der sich in unmittelbarer Nähe zum einem großen Industriebetrieb mit Abwärmepotenzial befindet. Die Unklarheit bezüglich der möglichen verfügbaren Abwärme, sowie die lose Bebauung des Ortes sind nicht optimal für ein Wärmenetz geeignet, es wird daher als Prüfgebiet eingeteilt.

Als Quelle für die künftig klimaneutrale Wärmeversorgung kommt die Abwärme aus industriellen und gewerblichen Prozessen eines nahegelegenen Betriebs infrage.

Tabelle 21: Qualitative Bewertung der voraussichtlichen Wärmegestehungskosten für das Wärmenetzprüfgebiet Mechau (nach KWW-Leitfaden)

INDIKATOR	WÄRMENETZGEBIET	WASSERSTOFF	DEZENTRALE VERSORGUNG
Wärmelinienichte	Mittel	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Potenzielle Ankerkunden Wärmenetz	Wenige vorhanden	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Erwarteter Anschlussgrad an Wärmenetz	Mittlerer Anschlussgrad erwartet	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Langfristiger Prozesswärmebedarf > 200 °C und/oder stofflicher H ₂ -Bedarf	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Vorhandensein von Wärme- oder Gasnetz im Teilgebiet selbst oder angrenzenden Teilgebieten	Kein Wärmenetz vorhanden	Gasnetz vorhanden	Kein wesentlicher Einfluss
Spezifischer Investitionsaufwand für Ausbau/Bau Wärmenetz	Hoch	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Preisentwicklung Wasserstoff	Kein wesentlicher Einfluss	Hoher Preisaufwand erwartet	Kein wesentlicher Einfluss
Potenziale für zentrale erneuerbare Wärmeerzeugung und Abwärmeeinspeisung	Gutes Potenzial	Kein wesentlicher Einfluss	Kein wesentlicher Einfluss
Anschaffungs-/Investitionskosten Anlagentechnik	Mittel	Hoch	Mittel bis gering
Gesamtbewertung der voraussichtlichen Wärmegestehungskosten	Eignung zu prüfen	Wahrscheinlich ungeeignet	Wahrscheinlich geeignet

5.1.2 Prüfgebiete Gas- und Wasserstoffnetz

Prüfgebiet: Gasnetz

In diesem Gebiet besteht die Möglichkeit zur Weiternutzung des bestehenden Gasnetzes mit der Speisung von grünem Methan oder einer nachhaltigen Alternative zu Erdgas. Da das Netz schon vorhanden ist, sind die Investitionskosten geringer und die Umsetzung technisch leichter realisierbar. Abhängig vom jetzigen Heizungsalter kann ein zeitnaher Tausch auf eine dezentrale, EE-betriebene Heizanlage sinnvoll sein (günstige Fördermittelbedingungen).

Grundsätzlich können die Empfehlungen und Hinweise der Dezentralen Versorgungsgebiete (siehe Kapitel 5.1.3 und 6.2.2) bei den Gebäude in diesen Gebieten auch angewendet werden.

Prüfgebiet Wasserstoffnetz

Das Prüfgebiet eignet sich aufgrund seiner Infrastruktur für ein Wasserstoffnetz. Das vorhandene Erdgasnetz in diesem Gebiet hat das Potenzial für die Versorgung mit grünem Wasserstoff umstrukturiert zu werden. Die Gebäude dieser Kategorie weisen besondere Anforderungen auf und bilden somit ein eigenes Gebiet. Konkrete Versorgungsarten werden nicht ausgewiesen, da dafür genaue Informationen zu Energiebedarf, Lastverlauf und eventuellen Wärmequellen notwendig sind. Der Wärmeplan trifft dennoch Aussagen über mögliche Wärmeversorgungsarten anhand von vereinfachten Annahmen zum Raumwärmebedarf. Aufgrund bestehender Gasinfrastruktur stellt das Gebiet, zusätzlich zur Wasserstoffnutzung und -nachfrage in den umliegenden Industriearealen, ein Untersuchungsfeld für ein Wasserstoffnetz dar. Aus den vorliegenden Ergebnissen lassen sich weiterführende Untersuchungen entwickeln und vertiefen.

Derzeit wird die Anwendung für Wasserstoff fast ausschließlich im Industriesektor als wirtschaftlich angesehen. Im Wohngebäudesektor gelten die Technologien zwar als marktreif, jedoch sind diese durch mangelnde lokale Erzeugungstechnologien und den damit verbunden hohen Beschaffungskosten unwirtschaftlich. Gegenwärtig werden regionale Pilotprojekte zur lokalen Erzeugung von grünem Wasserstoff aus überschüssigem Strom erprobt und zukünftig soll Wasserstoff europaweit mit dem European Hydrogen Backbone kostengünstig transportiert werden. Zum jetzigen Zeitpunkt wird die Wärmeversorgung über ein Wasserstoffnetz jedoch noch als unwahrscheinlich eingestuft. In der Fortschreibung wird die künftige Entwicklung von Wasserstoff beachtet und das Gebiet gegebenenfalls neu ausgewiesen.

Im Fall dieser Wärmeplanung wurde auf die Ausweisung von Wasserstoffnetzgebieten verzichtet.

5.1.3 Dezentrale Versorgungsgebiete

Diese Gebiete eignen sich ausschließlich für eine dezentrale Wärmeversorgung. Die Wärmelinien-dichte ist zu gering, um ein Wärmenetz wirtschaftlich zu betreiben und die Potenziale zur Wärmeerzeugung sind zwar vorhanden, können jedoch nicht in einer zentralen Versorgungsform genutzt werden. Die Entscheidung der Wärmeversorgung ist somit für jedes Gebäude individuell zu treffen. Die vorliegende Wärmeplanung gibt eine Übersicht, welche EE-Potenziale in den einzelnen Gebieten nutzbar sind, um eine klimaneutrale Wärmeversorgung nach GEG bis 2044 zu gewährleisten. Der Wärmeplan ist für diese Gebiete eine Entscheidungshilfe, welche Potenziale für die Einzelfallentscheidung am ehesten in Frage kommen. Die Entscheidung der Wärmeversorgung ist für jedes Gebäude individuell zu treffen und hängt neben der Bautypologie und Bausubstanz des einzelnen Gebäudes in hohem Maß vom Sanierungsstand und den lokalen Möglichkeiten auf dem zugehörigen Grundstück ab.

Die **solarbasierte Wärme- oder Stromerzeugung** ist grundsätzlich in allen Teilgebieten möglich und geeignet. Individuell ist zu prüfen, ob die Dachausrichtung, Dachneigung und Statik eine Dachanlage (PV, Thermie oder kombiniert) zulassen. Zur Ermittlung des individuellen Solarertrags bietet sich die Plattform EO Solar vom deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) (<https://eosolar.dlr.de/#/home>) an, auf der das PV-Potenzial der einzelnen Dächer abgerufen werden kann.

Luftwärmepumpen sind auch in allen Teilgebieten möglich. Bei der Planung einer Luftwärmepumpe ist der Sanierungsstand des Gebäudes und eine mögliche Geräuschentwicklung im Betrieb zu berücksichtigen.

Auch die Nutzung des Untergrunds (**Geothermie**) ist als Wärmequelle zu empfehlen. Neben der oberflächennahen Nutzung sind im Gemeindegebiet Aquifere vorhanden sind, die sich für eine tiefe/mitteltiefe geothermische Erschließung eignen (siehe Kapitel 4.2.4).

Da diese Einteilung im Gebiet der Stadt Arendsee (Altmark) besonders häufig vertreten ist, wird in Kapitel 6.2.2 gesondert und ausführlich auf mögliche Handlungsempfehlungen und Umsetzungsstrategien außerhalb von netzgebundener Infrastruktur eingegangen. Dies trifft insbesondere auf die Ortschaften zu, die bislang noch nicht explizit genannt wurden, aber auch generell auf jene, die als Prüfgebiete eingeteilt worden sind.

5.2 Erstellung von Zielszenarien

Im Rahmen des Wärmeplans ist die Zielsetzung für die Treibhausgasemissionen des Wärmesektors die Treibhausgasneutralität bis 2045. Dabei haben diverse Faktoren einen Einfluss auf diesen Absenckpfad, die in unterschiedlichem Maße im Lenkungsbereich der Kommune liegen. Im Fokus der Planungen und Szenarien stehen dementsprechend Maßnahmen, welche die Gemeinde aktiv beeinflussen oder durch die Schaffung von leitplanerischen Rahmenbedingungen lenken kann.

In Abbildung 38 ist die Entwicklung der Treibhausgasemissionen von dem Ist-Stand im Zeitraum der Erstellung dieses Wärmeplans bis ins Jahr 2045 dargestellt. Dabei sind hier die Reduktionen aus den in den nächsten Abschnitten beschriebenen Maßnahmen mit aufgeführt. Diese setzen sich aus den Wärmenetzaus- und neubaugebieten (Szenarien), sowie den Gebieten mit erhöhtem Sanierungsbedarf und den Gebieten mit dezentraler Versorgung zusammen. Es wurde generell für die Kommune eine Minderung des Energieverbrauchs um 1 % pro Jahr angenommen. Die Treibhausgasemissionen reduzieren sich dadurch um etwa 89,5 % im Vergleich zum Ausgangsjahr. Dabei entfallen die verbleibenden THG-Emissionen auf die Energieträger Biogas und Holz, welche laut den zugrundeliegenden Berechnungsdaten einen Emissionsfaktor aufweisen, aber grundsätzlich treibhausgasneutral sind. Sprich sie stoßen bei ihrer Verbrennung genauso viel CO₂ aus, wie sie bei ihrer „Entstehung“ aus der Atmosphäre binden.

Neben den bereits genannten Reduktionskategorien sind ebenso weitere Faktoren mit in den Zielpfad einzuberechnen. Die genauen Emissionssenkungen dieser sind nicht genau bezifferbar, sie sollen allerdings trotzdem in diesem Abschnitt mit angesprochen werden. Die angesprochenen Faktoren sind vor allem diese, welche nur im passiven Einfluss der Kommune liegen.

Die Treibhausgasemissionen werden sich in Zukunft durch die Bevölkerungsentwicklung ändern, wobei im ländlichen Raum in Sachsen-Anhalt nach heutigem Stand mit einem Bevölkerungsrückgang zu rechnen ist. Das würde zu einem Rückgang des Energiebedarfs führen und damit auch zu einem Rückgang der Emissionen.

Des Weiteren ist bereits jetzt eine Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors zu beobachten, was einen Treibhausgasausstoß zu erhöhten Maße davon abhängig macht, welchen spezifischen Emissionsfaktor der Strommix in Deutschland hat. Durch den Zubau von erneuerbaren Energien verringert sich der Faktor und soll bis zum Jahr 2045 auf null abgesenkt werden. Dies hätte einen direkten Einfluss auf in der Gemeinde in Wärmenetzen oder auch dezentral betriebenen Wärmepumpen, da diese schlussendlich treibhausgasneutrale Wärme erzeugen.

Ein weiterer Faktor zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen ist eine Effizienzsteigerung neuer Anlagentechnik. Durch die ständig stattfindende Erneuerung in der Erzeugungstechnik findet demnach unabhängig vom Energieträger eine Primärenergiebedarfsverringering statt, welche eine Emissionsminderung zur Folge hätte.

Als letzter Punkt sei zu nennen, dass infolge des Klimawandels davon auszugehen ist, dass zukünftige Winter milder werden und Tage mit sehr niedrigen Temperaturen dadurch seltener werden. Dies hätte eine Verringerung des Energieverbrauchs und damit auch der Emissionen zur Folge.

Neben der Senkung der Emissionen findet im selben Zuge auch eine Änderung der Beheizungsstruktur im Verlauf des Zielpfads statt. Dabei verschiebt sich die Erzeugerstruktur vom Energieträger Gas hin zu Fernwärme und dezentraler Versorgung zum überwiegenden Teil über Wärmepumpen. Eine Darstellung dieser Entwicklung der Beheizungsarten ist ebenfalls in Abbildung 38 aufgezeigt (Balken).

Grundlage für die Berechnungen sind die Anzahl der angeschlossenen Gebäude an Wärmenetze in den Wärmenetzgebieten abhängig von dem Zieljahr, in dem eine mögliche Erschließung angesetzt ist. Hinzu kommt ein Ersatz von Heizöl und Kohle zur Wärmeversorgung durch dezentrale erneuerbare Anlagentechnik, wie Wärmepumpen. Dies passiert ebenso bei der Gasversorgung, allerdings stückweise in Abschnitten über die Jahre bis 2045. Damit wäre die Beheizungsstruktur im Jahr 2045 treibhausgasneutral.

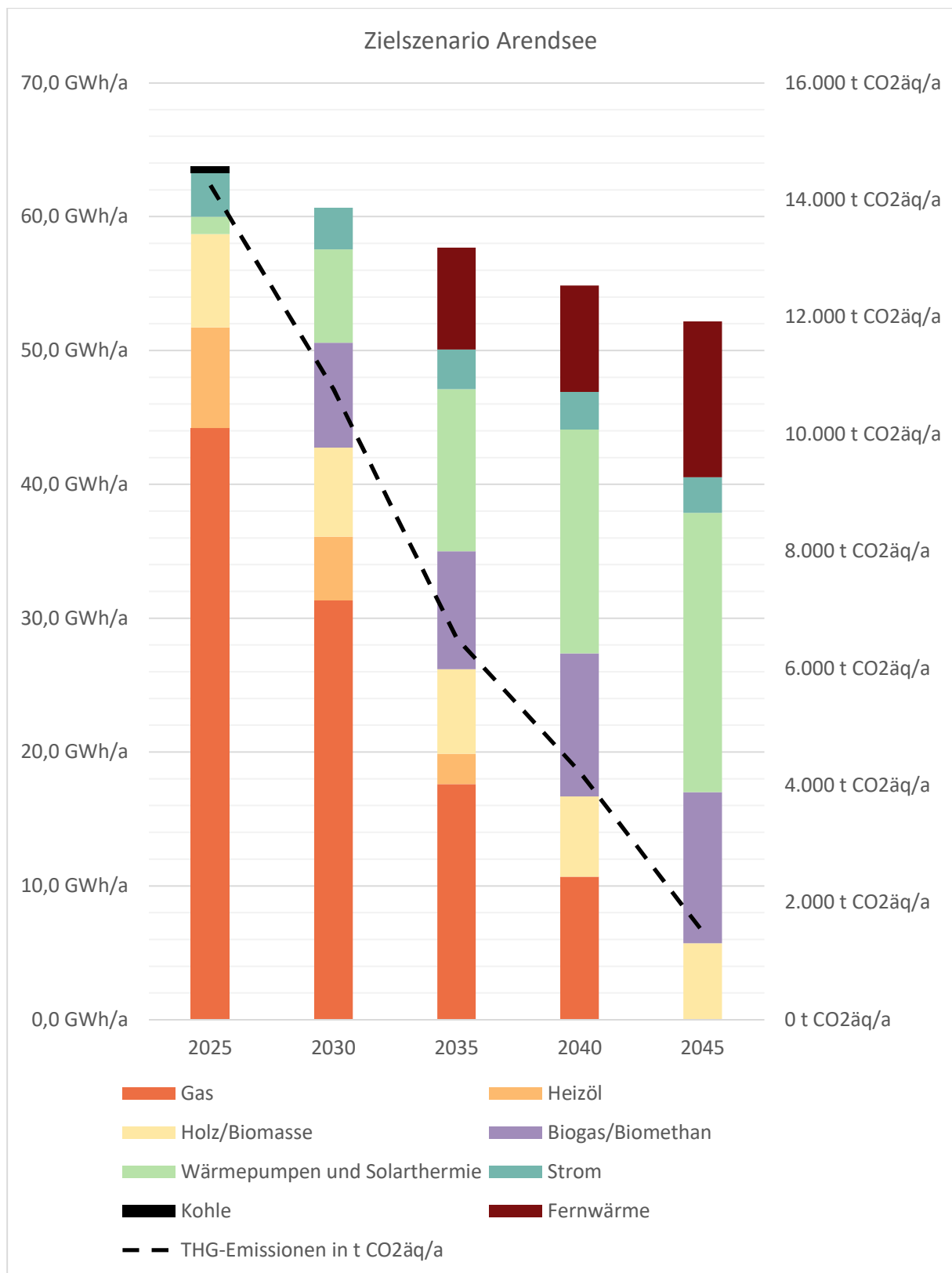


Abbildung 38: Entwicklung der Beheizungsstruktur und der Treibhausgasemissionen im Zielszenario

Die dargestellte Grafik zeigt die projizierte Entwicklung der vorherrschenden Technologien für die Wärmeversorgung. Im Jahr 2045 sind Fernwärme mit einem Anteil von etwa 22,3 Prozent und Wärmepumpen mit einem Anteil von etwa 40 Prozent aus Umweltwärme und Strom die vorherrschenden Beheizungsarten. Der Anteil der Gasversorgung mit Erdgas sinkt bis zum Jahr 2045 in diesem Szenario auf null ab. In den Anteil der

Fernwärme sind die Prüfgebiete zur Hälfte mit einberechnet wurden. Da es in Arendsee (Altmark) aufgrund der vielen Ortschaften und der zersiedelten Gemeindestruktur ein hohes Maß an zukünftigen dezentralen Versorgungsvarianten geben wird, ist die Aufstellung eines Zielszenarios grundsätzlich mit großen Unsicherheiten verbunden.

Die Erhöhung des Anteils der Wärmepumpen an der Beheizung würde einen zusätzlicher Strombedarf im Vergleich zum aktuellen Stand nach sich ziehen. Bei den hier zugrunde gelegten Werten beläuft sich dies auf etwa 4,9 GWh/a ($JAZ = 3$). Die Ertragsprognose moderner Windenergieanlagen mit 6,0 MW Leistung (inkl. Sicherheitsabschlag, Verluste durch Abschaltung, etc.) liegt bei ca. 10 – 14 GWh/a. Bilanzell würde eine WEA also den gesamten zusätzlichen Strombedarf decken.

6. Umsetzungsstrategie und Maßnahmenkatalog

6.1 Maßnahmenkatalog

Basierend auf den Eignungsgebieten, welche im letzten Abschnitt beschrieben und bestimmt wurden, wird nun anschließend erklärt, in welcher Weise in diesen Gebieten die Transformation hin zu einer treibhausgasneutralen Versorgung geschehen kann.

Dabei liegt der Fokus auf der Verfügbarkeit erneuerbarer Quellen und gut erschließbaren Potenzialen. In den Beschreibungen wird auf die Beschaffenheit der Teilgebiete eingegangen und auch eine Risikobewertung hinsichtlich der Eignung für das vorgeschlagene Wärme- und Energieversorgungskonzept vorgenommen. Des Weiteren wird das mögliche technische Konzept beschrieben und die energetischen, sowie wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausgewertet und eingeordnet. Abschließend wird eine grobe Umsetzungsstrategie inklusive organisatorischer Maßnahmen für die einzelnen Gebiete skizziert.

Die Maßnahmen gliedern sich dabei in die Themenbereiche:

- Leitungsgebundene Versorgung – Wärmenetzgebiete
- Prüfgebiete
- Dezentrale Versorgung

Wärmenetzgebiete

Besonders geeignete Wärmeversorgungsarten zeichnen sich dadurch aus, dass sie im Vergleich zu anderen möglichen Wärmeversorgungsarten niedrige Wärmegestehungskosten, geringe Realisierungsrisiken, ein hohes Maß an Versorgungssicherheit sowie niedrige kumulierte Treibhausgasemissionen bis zum Zieljahr aufweisen. Dabei umfassen die Wärmegestehungskosten sowohl die Investitionskosten inklusive der Infrastrukturausbaukosten als auch die Betriebskosten über die gesamte Lebensdauer.

Zusätzlich gehen in die Einbeziehung auch noch technische Faktoren, wie das Vorhandensein bestehender Netze und besonders gut erschließbare oder große Potenziale für Wärmequellen mit in die Betrachtung ein.

Aufgrund individueller Entscheidungen der Gebäudeeigentümer sowie durch Einschränkungen wie begrenzte Erzeugungskapazitäten oder hydraulische Begrenzungen der Fernwärme, wird wahrscheinlich nicht jedes Gebäude in diesen Gebieten an die Fernwärme angeschlossen werden. Für die technische Betrachtung des Gebiets wurde trotzdem zunächst von einer Anschlussquote von 100 % ausgegangen, um die maximalen technischen Parameter zu erhalten, welche besonders in Bezug auf die verfügbare Wärmemenge der Wärmequellen von Bedeutung ist.

Auch in Wärmenetzeignungsgebieten ist eine energetische Sanierung der Gebäude sinnvoll, um den Wärmebedarf zu reduzieren, die Fernwärme mit verfügbaren Ressourcen zu dekarbonisieren und die mögliche Anschlussquote in einzelnen Gebieten zu erhöhen. Da die begrenzten Sanierungskapazitäten (insbesondere Personal) dringend in dezentral zu versorgenden Gebieten benötigt werden, wo die Sanierung teilweise erforderlich ist, um auf ein klimaneutrales Heizsystem umzustellen, können die Sanierungsrate und -tiefe im Wärmenetzeignungsgebiet weniger ambitioniert sein bzw. ist in diesem Fall nicht weiter berücksichtigt worden.

Wirtschaftlichkeit

Die durchgeführte Wirtschaftlichkeitsbewertung soll eine grundsätzliche Einschätzung über die Gesteungskosten der Wärme unter Einbezug der Investitions-, Bedarfs-, sowie Betriebskosten vermitteln. Dabei ist neben dem durchschnittlichen Preis über einen Zeitraum von 20 Jahren auch eine Auswahl von Einflussfaktoren auf die Kosten und die daraus resultierenden Preise mit eingetragen. Der Preis ermittelt sich grundsätzlich auf Grundlage der ersten und damit wahrscheinlichsten Ausbaustufe des Neubaunetzes und geht von einer 100 %-igen Anschlussquote aus.

Für die Rohrleitungen wurden anhand der räumlichen Ausdehnung des Gebietes Längen abgeschätzt, dabei wurde zwischen unbefestigtem, teilbefestigtem und befestigtem Terrain unterschieden. Diese haben jeweils unterschiedliche Preise je Meter. Die Kosten für die Hausanschlussstationen sind im Preis nicht mit einbegriffen, da diese je nach Anschlussleistung unterschiedliche Kosten aufweisen und deren Anzahl nicht so einfach abschätzbar ist, da mehrere Anschlussnehmer über dieselbe Übergabestation versorgt werden könnten, solange das Heizungssystem dies zulässt. Ein pauschaler Wert für den Preis einer solchen Station für ein Einfamilienhaus ist etwa 7.000,00 € (10 kW Anschlussleistung). Diese Kosten könnten theoretisch auch vom Netzbetreiber getragen werden.

Für die Wärmenetze wurden ebenfalls auch die Kosten von Wärmespeichern (Behälter, außer explizit anders genannt) mitberücksichtigt.

In den Werten enthalten sind zudem Unsicherheitsfaktoren, wie sie im Technikkatalog des KWW zu den jeweiligen Kostenstellen mit genannt werden. Daraus ergeben sich die untere und obere Grenze der Kosten. Außerdem ist die zum Zeitpunkt der Erstellung des Wärmeplans vorhandene Förderung nach dem BEW für Investive Maßnahmen (Modul 2) von 40 % mit einberechnet in dem jeweiligen Wert

Der Einfluss einer veränderten Anschlussquote, in diesem Fall 50 % ist ebenfalls mit bewertet wurden, wobei es sich hierbei um eine Abschätzung handelt. In einer Interessenabfrage sollte grundsätzlich geklärt werden, wie viele Anschlussnehmer im Gebiet vorhanden sind, um dementsprechend auch die Anlagentechnik nicht zu überdimensionieren. Zusätzlich dazu werden weniger Rohrleitungen benötigt, was zusätzlich die Kosten verringern würde. Es ist zudem angenommen, dass die Ankerkunden einen Anteil von 25 % am Wärmeabsatz im Netz haben und sich somit eine Änderung der Anschlussquote bei den privaten Anschlussnehmern nicht 1 zu 1 in den Kosten widerspiegelt.

Zuletzt ist für eine bessere Vergleichbarkeit der Preis für eine Versorgung des Gebietes mit Gas als Energieträger mit aufgezeigt, um eine bessere Relation zu geben. In den Kosten für Gas ist auch die CO₂-Bepreisung mit beinhaltet. Die Kosten für einen Erdgasbrennwertkessel mit einer Leistung von 10 kW liegen etwas bei 10.000 €. Da in den Wärmegestehungskosten die Kosten für die Hausstationen nicht mit beinhaltet sind, dient dieser Wert auch hier nur als Vergleichswert.

Für die Energieträgerkosten wurden folgende Werte angenommen:

- | | |
|----------------------|------------|
| - Strom: | 0,19 €/kWh |
| - Erdgas: | 0,12 €/kWh |
| - Biogas: | 0,16 €/kWh |
| - Unv. Ind. Abwärme: | 0,05 €/kWh |

Zinskosten und Preissteigerungen wurde in der vereinfachten Berechnung nicht mitberücksichtigt. Genauso wurde in der Preisberechnung keine Unterscheidung zwischen einem Grund- und Arbeitspreis vorgenommen.

6.1.1 Wärmenetzeignungs- und -prüfgebiet Arendsee Kernstadt

Beschreibung und Bestimmung des Gebietes

Das Wärmenetzgegnungsgebiet Arendsee Kernstadt befindet sich in gleichnamigen Ortsteil und umfasst größtenteils die Bereiche entlang der Friedensstraße. Anhand der Bebauung und der möglichen weiteren Abnehmer wurden ebenfalls auch angrenzende Baublöcke, insbesondere südlich mit ins Gebiet einbezogen. Für den Neubau bzw. den Ausbau werden folgende Zieljahre vorgeschlagen:

- Möglicher Zeitraum der Umsetzung: bis 2040

Zudem wurden Baublöcke als Prüfgebiete Wärmenetz ausgewiesen. Hier sollte die Eignung und auch die Möglichkeit der Erweiterung näher geprüft werden, insbesondere im Bezug auf die verfügbaren Energiemengen an treibhausgasneutraler Wärme.

Die durch das mögliche Wärmenetz versorgten Gebäude sind dabei wie folgt typisierbar:

- Siedlungsstruktur: geschlossene Einfamilienhausbebauung, offene Mehrfamilienhausbebauung aus DDR-Zeit, Schulen, Gewerbe, Verwaltungsgebäude, im Osten des Gebietes Hotel-, Erholungs- und Ferienanlagen

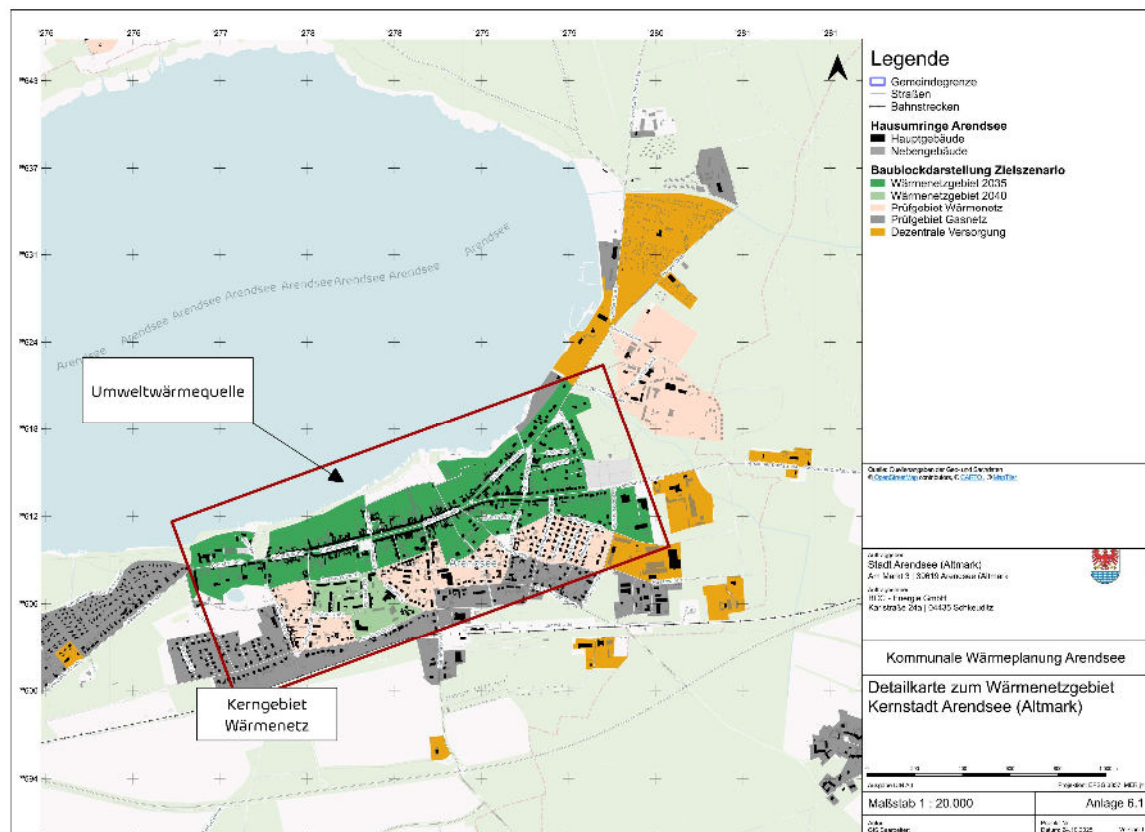


Abbildung 39 | Karte zum Wärmenetzzeignungs- und -prüfgebiet Arendsee (Kernstadt)

Im Rahmen der Eignungsprüfung wurden ebenfalls auch Risiken mit abgeschätzt, welche in nachfolgender Risikofaktoren-Tabelle aufgeführt sind.

Tabelle 22 | Risikofaktoren zum Wärmenetzgebungs- und -prüfgebiet Arendsee (Kernstadt)

Indikator	Wärmenetzgebiet Arendsee
Risiken hinsichtlich Auf-, Aus- und Umbau der Infrastruktur im Teilgebiet	Mittel
Risiken hinsichtlich rechtzeitiger Verfügbarkeit erforderlicher vorgelagerter Infrastrukturen	Gering
Risiken hinsichtlich rechtzeitiger lokaler Verfügbarkeit von Energieträgern oder Erschließung lokaler Wärmequellen	Mittel
Robustheit hinsichtlich sich ändernder Rahmenbedingungen	Mittel
Mögliche Gesamtbewertung Realisierungsrisiko und Versorgungssicherheit	Wahrscheinlich geeignet

Kenndaten des Wärmenetzgebietes und Emissionen

In nachfolgenden Tabellen werden die Kenndaten des Eignungsgebietes tabellarisch aufbereitet. Die Daten der einzelnen Tabellen kommen dabei aus den Analysen im Rahmen der Bestands- und Potenzialanalyse. Die Anzahl der Abnehmer und die Wärmemenge bezieht sich jeweils auf ein Anschlussquote von 100 %.

Eine der in dem Gebiet nutzbaren Wärmequellen ist der Arendsee zur Seewassernutzung durch eine Wärmepumpe. Auf der Grundlage der Daten aus der Potenzialanalyse unter 4.3.5.3 wird mit einer verfügbaren Leistung von 0,059 MW gerechnet. Damit würde dem Netzgebiet eine theoretische Wärmemenge von 215 MWh/a bereitgestellt werden. Diese Werte beziehen sich dabei auf eine Entnahmestelle mit einer Entnahmemenge, die die Thermik des Sees unbeeinflusst lassen würde und sind demnach eine konservative Schätzung. Zudem ist es die Leistung bezogen auf ein Kelvin Temperaturdifferenz, d.h. das entzogene Wasser wird von bspw. 15 °C auf 14 °C im Wärmetauscher entwärmt und zurück in den See geleitet. Jede Erhöhung um ein Kelvin würde die verfügbare Leistung verdoppeln.

Dementsprechend wäre für die Deckung des Leistungsbedarfs des ersten Netzgebietes in voller Ausdehnung im Vergleich zu der Minimalvariante von 59 kW eine etwa 70-fache Leistung notwendig. Hierbei ist es sinnig zum einen mehrere Entnahmestellen vorzusehen und zum anderen, die Wärmeerzeugerstruktur nach Grundlast und Spitzenlast aufzuteilen. Man sollte in einer Simulation des Lastganges hier die Werte plausibilisieren. Für die Ausführungen im Rahmen dieser Planung soll von einer thermischen Leistung der Wärmepumpe von 3 MW ausgegangen werden. Diese könnte eine Wärmemenge von etwa 10,9 GWh/a bereitstellen. Die Umweltwärme aus dem See wird auf 65 °C gehoben, was 5 K über der Zieltemperatur des Wärmenetzes liegt.

Eine andere Variante für das Gebiet wäre die Nutzung tiefer Geothermie und die Errichtung von tiefeingeothermischen Bohrungen zur Nutzung der Untergrundwärme im Gebiet der Stadt Arendsee (Altmark) (siehe Kapitel 4.3.4.4.). Dabei würden ab einer Tiefe von etwa 1.500 m Temperaturen von ca. 75 °C bereitstehen und damit das Wärmenetz direkt versorgen können. Zusätzlich gebe es in 4.000 m Tiefe das energetische Potenzial von bis zu 7,5 MW thermischer Leistung auf einem Temperaturniveau von ca. 100 °C. Die angestrebte Technologie wäre hierbei die petrothermale Nutzung.

Bei typischen Vollbenutzungsstunden von 4.000 h/a würde das eine Wärmemenge von 6,8 – 10 GWh/a bzw. 30 GWh/a entsprechen. Hierbei wäre durch genauere Untersuchungen und Probebohrungen zu klären, wie groß

die technisch umsetzbare Durchflussmenge tatsächlich wäre. Hierdurch würde sich das verfügbare Potenzial entsprechend nochmal verändern.

Grundsätzlich ist bei der Gegenüberstellung von Quellen und Senken zu erkennen, dass die Nutzung der Wärme aus 1.500 m Tiefe für den Einsatz in einem Wärmenetz ausreichen würde.

Es ist anhand der Beschreibungen der möglichen Versorgungsszenarien ersichtlich, dass die beiden Wärmequellen unterschiedliche Größenordnungen in der Versorgung abdecken können. Die tiefe Geothermie hat dabei technisch das größere Potenzial an Wärmebereitstellung. Diese könnte auch ausreichen um die Prüfgebiete sowie die Ausbauggebiete langfristig zu versorgen. Für den Wirtschaftlichkeitsvergleich wird sich auf dasselbe Gebiet bezogen, man sollte die unterschiedlichen Ausbaupotenziale allerdings in der zukünftigen Entscheidung mitbedenken.

Zur vollständigen Deckung des Bedarfs in den Eignungsgebieten werden zudem noch Behälterwärmespeicher mit eingesetzt, um die erzeugte bzw. verfügbare Wärme zwischenspeichern und zu puffern. Außerdem sollte insbesondere zur Deckung von Lastspitzen und zur Besicherung über einen redundanten Wärmeerzeuger, wie bspw. einen Biogaskessel nachgedacht werden.

Hervorzuheben sind in dem Untersuchungsgebiet (im Bereich der Wärmenetzeignungsgebiete) folgende mögliche Ankerkunden, also Abnehmer, die größere Mengen Wärme benötigen und abnehmen und somit besonders positiv auf die Wirtschaftlichkeit und Machbarkeit des Netzes hinwirken:

- Rathaus Stadt Arendsee (Altmark)
- Haus des Gastes Arendsee
- Grundschule Arendsee
- Sekundarschule Arendsee
- KiTa Seeperle
- Diverse Restaurants, Pensionen und Hotels

Tabelle 23 | Wärmesenken des Wärmenetzeignungs- und -prüfgebiet Arendsee (Kernstadt)

	Anzahl Abnehmer	Wärmemenge [MWh/a]	kumulierte Wärmelast bei 2.500 VBH [MW]
2025	-	-	-
2030	-	-	-
2035	436	10.256,08	4,102
2040	480	11.280,25	4,512
2045	480 + 199	11.280,25 + 4.528	4,512 + 1,8

Tabelle 24 | Wärmequellen für das Wärmenetzgebungs- und -prüfgebiet Arendsee (Kernstadt)

Wärmequellen

Art	(max.) verfügbare Wärmemenge [MWh/a]	(max.) verfügbare Leistung [MW]
Seewasser-Wärmepumpe	215	0,059
Geothermiebohrungen (tief) – 4.000 m Tiefe	30.000	7,5
Geothermiebohrungen (tief) – 1.500 m Tiefe	6.800 – 10.000	1,7 – 2,5

Die Treibhausgasemissionseinsparungen je Zieljahr sind in nachfolgender Tabelle aufgeführt. Dabei beziehen sich die Werte auf eine vollumfängliche Versorgung des Gebietes mit Erdgas, was in der Praxis nicht gegeben ist. Da allerdings genauere Werte über die Beheizungsstruktur fehlen, wird dieser Wert als Näherung genutzt.

Tabelle 25 | Treibhausgasemissionsminderung (im Vergleich zu reiner Gasversorgung) für das Erwärmenetzgebungs- und -prüfgebiet Arendsee (Kernstadt)

	Treibhausgasemissionseinsparungen [t CO ₂ äq/a]
2030	-
2035	2.307,62
2040	2.613,26
2045	2.707,26 + 1.086,72

Wirtschaftlichkeitsbewertung

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit wurden folgende Annahmen für die Wärmeerzeugung getroffen:

- Seewasserwärmepumpe(n): 3 MW – Grundlasterzeuger
- Biogaskessel: 2 MW – Spitzenlast

Nachfolgend sind die Investitionskosten für die Anlagentechnik, den Wärmespeicher und das Verteilnetz für das untersuchte Netzgebiet aufgezeigt. Die Preise beziehen sich dabei auf das beschriebene Konzept und sind mit der Angabe eines Unsicherheitsfaktors versehen. Die Kosten sind aus dem Technikatalog des Kompetenzzentrums Kommunale Wärmewende der dena entnommen.

Tabelle 26 | Investitionskosten für die Anlagentechnik und das Wärmeverteilstück für das Netzgebiet Arendsee (Altmark) unter Nutzung der Seethermie

Kostenposition	Kosten	Unsicherheit
Seewasser-Wärmepumpe	7.000.000 €	25%
Biomethankessel	250.000 €	10%
Großwärmespeicher	425.000,00 €	15%
Rohrleitungen unbefestigt	253.200,00 €	40%
Rohrleitungen teilbefestigt	599.000,00 €	40%
Rohrleitungen befestigt	4.070.000,00 €	40%
Summe	12.597.200,00 €	-

Tabelle 27 | wirtschaftliche Bewertungen zum Wärmenetzeignungs- und -prüfgebiet Arendsee (Kernstadt) unter Nutzung der Seethermie

Zeitraum	20	Jahre
Wärmeabsatz	10.250	MWh/a
Förderung über BEW Modul 2	40,00	%

Wärmegestehungskosten je kWh	
durchschnittliche Kosten	0,148 €/kWh
untere Grenze	0,129 €/kWh
obere Grenze	0,166 €/kWh
durch. Kosten mit investiver Förderung	0,123 €/kWh
durch. Kosten mit 50%iger-Anschlussquote	0,157 €/kWh

Vergleichskosten Gas	0,157 €/kWh
-----------------------------	-------------

Als Vergleich wurde zudem das Szenario der Nutzung neuer, tiefer Geothermiebohrungen in der Nähe des Gebietes betrachtet, mit den folgenden Annahmen hinsichtlich der Wärmeerzeugung:

- Geothermiebohrung tief: 2,5 MW – Grundlasterzeuger
- Biogaskessel: 2 MW – Spitzenlast

In der Rechnung ist davon ausgegangen, dass das nutzbare Temperaturniveau der Bohrungen ausreicht, um das Netz direkt damit zu versorgen ohne eine zusätzliche Anhebung der Temperatur.

Nachfolgend sind wiederum die Investitionskosten für die Anlagentechnik, den Wärmespeicher und das Verteilnetz für das untersuchte Netzgebiet aufgezeigt.

Tabelle 28 | Investitionskosten für die Anlagentechnik und das Wärmeverteilnetz für das Netzgebiet Arendsee (Altmark) unter Nutzung der tiefen Geothermie

Kostenposition	Kosten	Unsicherheit
Seewasser-Wärmepumpe	11.600.000 €	25%
Biomethankessel	250.000 €	10%
Großwärmespeicher	425.000,00 €	15%
Rohrleitungen unbefestigt	253.200,00 €	40%
Rohrleitungen teilbefestigt	599.000,00 €	40%
Rohrleitungen befestigt	4.070.000,00 €	40%
Summe	17.197.200,00 €	-

Tabelle 29 | wirtschaftliche Bewertungen zum Wärmenetzeignungs- und -prüfgebiet Arendsee (Kernstadt) unter Nutzung tiefer Geothermie

Zeitraum	20	Jahre
Wärmeabsatz	10.250	MWh/a
Förderung über BEW Modul 2	40,00	%

Wärmegestehungskosten je kWh	
durchschnittliche Kosten	0,142 €/kWh
untere Grenze	0,118 €/kWh
obere Grenze	0,166 €/kWh
durch. Kosten mit investiver Förderung	0,109 €/kWh
durch. Kosten mit 50%iger-Anschlussquote	0,151 €/kWh

Vergleichskosten Gas	0,157 €/kWh
-----------------------------	-------------

Schritte der Umsetzungsstrategie und Organisatorische Maßnahmen im Gebiet

Umsetzung Neubau Wärmenetz Kernstadt Arendsee (Altmark) bis 2040 und darüber hinaus mit:

- Regelungen zum Betreibermodell
- Vertiefte Planung des Netzes und möglichst Herstellung Förderbarkeit
 - Bei tiefer Geothermie: Nutzung von Pilotprojektförderungen bzw. Innovationsförderungen
- Einholen gewässerrechtlicher und/oder bergbaurechtlicher Genehmigungen
- Sicherung von Flächen für die Anlagen- / Erzeugertechnik
 - Nutzung der Umweltwärme aus dem Arendsee und/oder Nutzung von tiefer Geothermie
 - Bau der Heizzentralen / Errichtung der Bohrungen möglichst nah am Wärmenetzgebiet
 - Bau der Wärmespeicher
- Erfragung von Anschlusswillen innerhalb des Erschließungsgebiets
- Bau des Wärmenetzes mit den Hausanschlussstationen
- Ausbau des Wärmenetzes mit den Hausanschlussstationen; je nach Anschlusswillen evtl. in mehreren Abschnitten
- Integrierung der Baumaßnahmen insbesondere im Straßenraum in die Bebauungspläne und Stadtentwicklungspläne, Umsetzung mehrerer Bauvorhaben in denselben Baumaßnahme

6.1.2 Wärmenetzprüfgebiet Zießau

Beschreibung und Bestimmung des Gebietes

Das **Wärmenetzprüfgebiet Zießau** umfasst die Ortschaft Zießau. Aufgrund der Verfügbarkeit von Umweltwärme aus dem angrenzenden Arendsee und auf Basis der aus den Bestandsdaten abgeleiteten geeigneten Wärmelinienichte, wurde diese Auswahl getroffen. Die durch das mögliche Wärmenetz versorgten Gebäude sind dabei wie folgt typisierbar:

- Siedlungsstruktur: Dörfliche und kleinteilige Struktur, Einfamilienhausbebauung, Drei- und Vier-Seiten-Höfe

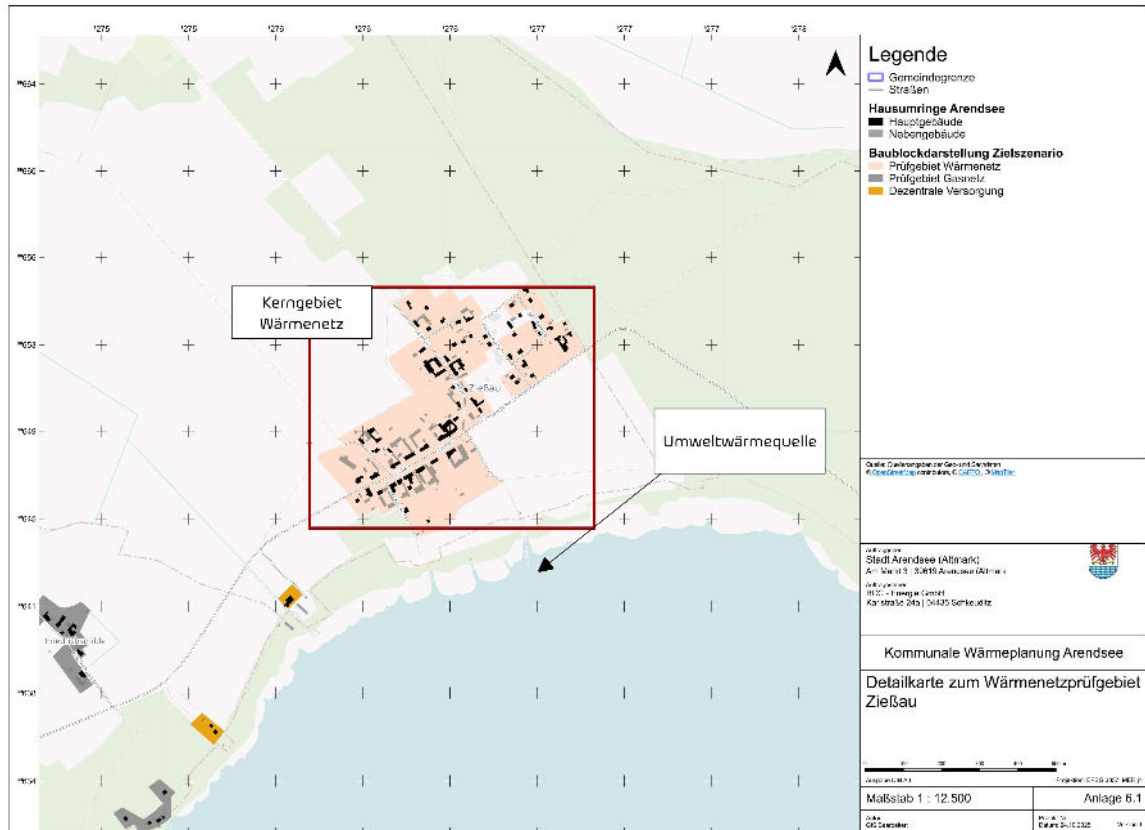


Abbildung 40: Karte zur Eignungsprüfung Wärmenetzgebiet Zießau

Im Rahmen der Eignungsprüfung wurden ebenfalls auch Risiken mit abgeschätzt, welche in nachfolgender Risikofaktoren-Tabelle aufgeführt sind.

Tabelle 30: Risikofaktoren zum Prüfgebiet Zießau

Indikator	Prüfgebiet Zießau
Risiken hinsichtlich Auf-, Aus- und Umbau der Infrastruktur im Teilgebiet	Hoch
Risiken hinsichtlich rechtzeitiger Verfügbarkeit erforderlicher vorgelagerter Infrastrukturen	Gering
Risiken hinsichtlich rechtzeitiger lokaler Verfügbarkeit von Energieträgern oder Erschließung lokaler Wärmequellen	Mittel
Robustheit hinsichtlich sich ändernder Rahmenbedingungen	Mittel
Mögliche Gesamtbewertung Realisierungsrisiko und Versorgungssicherheit	Eignung näher zu prüfen

Kenndaten des Wärmenetzgebietes und Emissionen

In nachfolgenden Tabellen werden die Kenndaten des Eignungsgebietes tabellarisch aufbereitet. Die Daten der einzelnen Tabellen kommen dabei aus den Analysen im Rahmen der Bestands- und Potenzialanalyse. Die Anzahl der Abnehmer und die Wärmemenge bezieht sich jeweils auf eine Anschlussquote von 100 %.

Die in dem Gebiet nutzbare und priorisiert zu erschließende Wärmequelle ist der Arendsee zur Seewassernutzung durch eine Wärmepumpe. Auf der Grundlage der Daten aus der Potenzialanalyse unter 4.3.5.3 wird mit einer verfügbaren Leistung von 0,059 MW gerechnet. Damit würde dem Netzgebiet eine theoretische Wärmemenge von 215 MWh/a bereitgestellt werden. Diese Werte beziehen sich dabei auf eine Entnahmestelle mit einer Entnahmemenge, die die Thermik des Sees unbeeinflusst lassen würde. Zudem ist es die Leistung bezogen auf ein Kelvin Temperaturdifferenz, d.h. das entzogene Wasser wird von bspw. 15 °C auf 14 °C im Wärmetauscher entwärmt und zurück in den See geleitet. Jede Erhöhung um ein Kelvin würde die verfügbare Leistung verdoppeln. So würde eine typische Differenz von 5 K zu einer Leistung von ca. 300 kW führen, wieder je Entnahmestelle. Dies reicht aus, um den Wärmebedarf des untersuchten Gebietes größtenteils bereitzustellen. Die Umweltwärme aus dem See wird auf 65 °C gehoben, was 5 K über der Zieltemperatur des Wärmenetzes liegt.

Zur vollständigen Deckung des Bedarfs in den Eignungsgebieten werden zudem noch Behälterwärmespeicher mit eingesetzt, um die erzeugte Wärme zwischenspeichern und zu puffern. Außerdem sollte insbesondere zur Deckung von Lastspitzen und zur Besicherung über einen redundanten Wärmeerzeuger, wie bspw. einen Biogaskessel, nachgedacht werden.

Hervorzuheben sind in dem Untersuchungsgebiet als mögliche Ankerkunden, also Abnehmer, die größere Mengen Wärme benötigen und abnehmen und somit besonders positiv auf die Wirtschaftlichkeit und Machbarkeit des Netzes hinwirken, diverse Pensionen und Restaurants.

Tabelle 31: Wärmesenken des Prüfgebiet Zießau

Anzahl Abnehmer	Wärmemenge [MWh/a]	kumulierte Wärmelast bei 2.500 VBH [MW]
-----------------	--------------------	---

Zießau	69	790	0,316
---------------	----	-----	-------

Tabelle 32: Wärmequellen für das Prüfgebiets Zießau

Wärmequellen

Art	(max.) verfügbare Wärmemenge [MWh/a]	(max.) verfügbare Leistung [MW]
Seewasser-Wärmepumpe	215	0,059

Die Treibhausgasemissionseinsparungen je Zieljahr sind in nachfolgender Tabelle aufgeführt. Dabei beziehen sich die Werte auf eine vollumfängliche Versorgung des Gebietes mit Erdgas, was in der Praxis nicht gegeben ist. Da allerdings genauere Werte über die Beheizungsstruktur fehlen, wird dieser Wert als Näherung genutzt.

Tabelle 33: Treibhausgasemissionsminderung (im Vergleich zu reiner Gasversorgung) für das Prüfgebiet Zießau

	Treibhausgasemissionseinsparungen [t CO ₂ äq/a]
Zießau	189,60

Schritte der Umsetzungsstrategie und Organisatorische Maßnahmen im Gebiet

Umsetzung Wärmenetzprüfgebiet Zießau:

- Vertiefte Planung des Netzes und möglichst Herstellung Förderbarkeit
- Einholen gewässerrechtlicher Genehmigungen
- Regelungen zum Betreibermodell
- Erfragung von Anschlusswillen innerhalb des Erschließungsgebiets
- Sicherung von Flächen für die Anlagen- / Erzeugertechnik
 - o Realisierung des Zugangs zum Arendsee
 - o Bau der Heizzentrale mit den Seewasserwärmepumpen
 - o Bau des Behälter-Wärmespeichers
- Bau des Wärmenetzes mit den Hausanschlussstationen; je nach Anschlusswillen evtl. in mehreren Abschnitten
- Integrierung der Baumaßnahmen, insbesondere im Straßenraum, in die Bebauungspläne und Stadtentwicklungspläne, Umsetzung mehrerer Bauvorhaben in denselben Baumaßnahmen

6.1.3 Wärmenetzprüfgebiete Kerkau und Dessau

Beschreibung und Bestimmung des Gebietes

Die **Wärmenetzprüfgebiete** befinden sich in den Ortschaften mit landwirtschaftlichen Betrieben in unmittelbarer Nähe und umfasst Bereiche der Orte oder die ganze Ortschaft. Durch die Verfügbarkeit eines Biogas-Blockheizkraftwerks bzw. der Möglichkeit der Errichtung eines neuen BHKWs und auf Basis der aus den Bestandsdaten abgeleiteten geeigneten Wärmelinienichte, wurde diese Auswahl getroffen. In diesen Ortschaften ist zu prüfen, inwieweit ein Wärmenetz umgesetzt werden kann, insbesondere mit Blick auf die Ungewissheit der Landwirte nach dem Auslaufen ihrer Anlagen aus dem EEG. Die durch das mögliche Wärmenetz versorgten Gebäude sind dabei wie folgt typisierbar:

- Siedlungsstruktur: Dörfliche und kleinteilige Struktur, Einfamilienhausbebauung, Vier-Seiten-Höfe

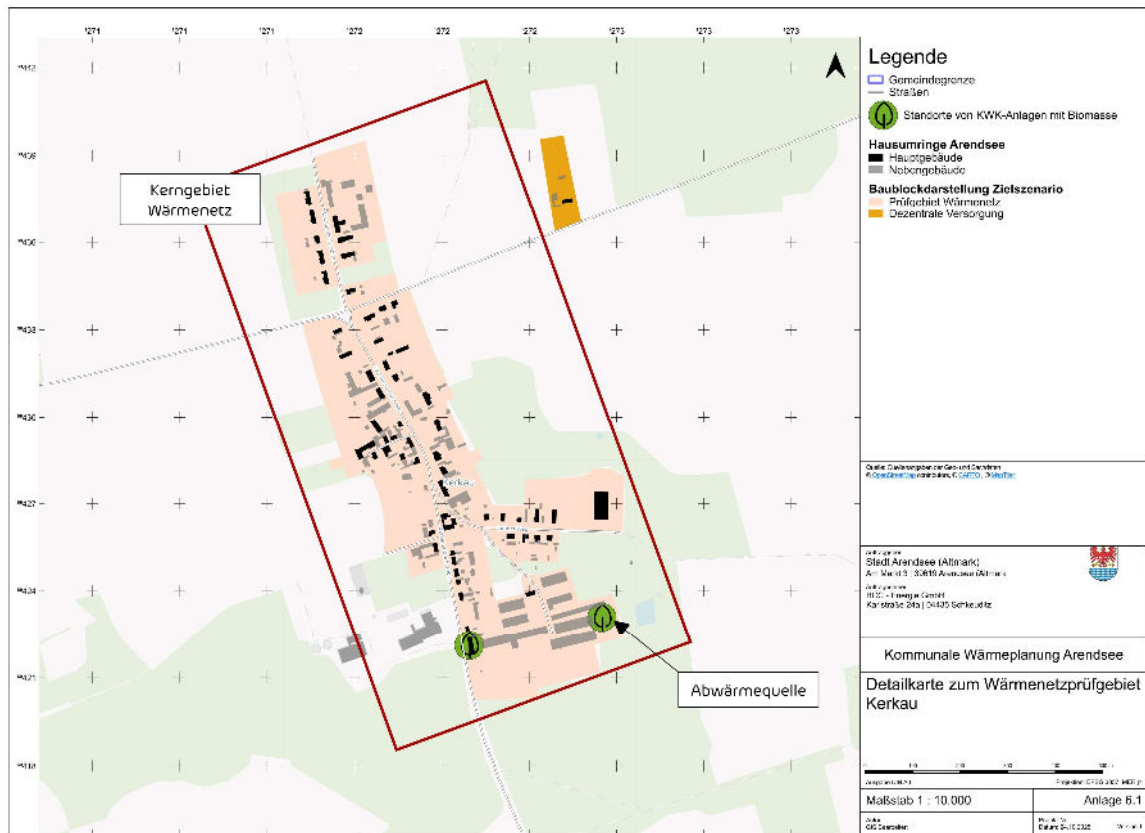


Abbildung 41 | Beispielkarte zur Eignungsprüfung „Prüfgebiete Wärmenetz“ am Beispiel Kerkau

Im Rahmen der Eignungsprüfung wurden ebenfalls auch Risiken mit abgeschätzt, welche in nachfolgender Risikofaktoren-Tabelle aufgeführt sind.

Tabelle 34 | Risikofaktoren zu den Prüfgebieten Wärmenetze BGA-Anlagen

Indikator	Prüfgebiete Kerkau und Dessau
Risiken hinsichtlich Auf-, Aus- und Umbau der Infrastruktur im Teilgebiet	Hoch
Risiken hinsichtlich rechtzeitiger Verfügbarkeit erforderlicher vorgelagerter Infrastrukturen	Gering
Risiken hinsichtlich rechtzeitiger lokaler Verfügbarkeit von Energieträgern oder Erschließung lokaler Wärmequellen	Gering
Robustheit hinsichtlich sich ändernder Rahmenbedingungen	Gering
Mögliche Gesamtbewertung Realisierungsrisiko und Versorgungssicherheit	Eignung näher zu prüfen

Kenndaten des Wärmenetzgebietes und Emissionen

In nachfolgenden Tabellen werden die Kenndaten des Eignungsgebietes tabellarisch aufbereitet. Die Daten der einzelnen Tabellen kommen dabei aus den Analysen im Rahmen der Bestands- und Potenzialanalyse. Die Anzahl der Abnehmer und die Wärmemenge bezieht sich jeweils auf ein Anschlussquote von 100 %. Nachfolgend soll beispielhaft das Versorgungssystem am Beispiel der Ortschaft Kerkau dargelegt werden.

Das in unmittelbarer Nähe zum Ort Kerkau befindliche BHKW kann jährlich eine Wärmemenge von etwa 2,5 GWh erzeugen (siehe Kapitel 4.3.1.4). Am sinnvollsten wäre es hier ein neues BHKW zu errichten in Form eines Satelliten-BHKW. Hier kann man die Nutzung direkt auf das Wärmenetz abstimmen oder dieses auch stromgeführt betreiben und die Wärme als „Abfallprodukt“ nutzen. Damit könnte der Wärmebedarf der anzuschließenden Gebäude 100 % gedeckt werden.

Die Wärme für das Netz kommt dementsprechend aus einem konventionellen Verbrennungsprozess, wobei durch die Kraft-Wärme-Kopplung der Anlage während des Betriebes noch Strom erzeugt wird. Dies würde nicht nur eine zweite Erlösmöglichkeit bedeuten, sondern würde auch treibhausgasarmen Strom ins öffentliche Netz einspeisen. Die Netztemperaturen im Wärmenetz wären in dieser Variante bei einer Vorlauftemperatur von 70-80 °C. Das Netz würde demnach sowohl Heizwärme als auch Energie für die Bereitstellung von Warmwasser bereitstellen. Für die Entkopplung der Erzeugung vom Bedarf und der Deckung von Spitzenlasten wird der Einsatz eines Wärmespeichers zu prüfen sein. Zusätzlich ist zu prüfen, inwieweit ein Biogas-Kessel oder etwas Vergleichbares zur Deckung von Spitzenlast eingesetzt werden müsste.

Besonders relevant für ein mögliches Wärmenetz ist die Anbindung sogenannter Ankerkunden, also Abnehmer, die größere Mengen Wärme benötigen und abnehmen und somit besonders positiv auf die Wirtschaftlichkeit und Machbarkeit des Netzes hinwirken. Das sollte im Falle der Prüfgebiete diesen Typs jeweils geprüft werden. Im Fall von Kerkau kämen folgende Ankerkunden in Frage:

- Dorfgemeinschaftshaus Kerkau

Tabelle 35 | Wärmesenken der Wärmenetzprüfgebiete

	Anzahl Abnehmer	Wärmemenge [MWh/a]	kumulierte Wärmelast bei 2.500 VBH [MW]
Kerkau	69	2.200	0,88
Dessau	52	1.300	0,52

Tabelle 36 | Wärmequellen der Wärmenetzprüfgebiete

Wärmequellen

Art	(max.) verfügbare Wärmemenge [MWh/a]	(max.) verfügbare Leistung [MW]
Biogas-BHKW Kerkau	2.500	0,615
Biogas-BHKW Dessau	2.200	0,549

Die Treibhausgasemissionseinsparungen je Zieljahr sind in nachfolgender Tabelle aufgeführt. Dabei beziehen sich die Werte auf eine vollumfängliche Versorgung des Gebietes mit Erdgas.

Tabelle 37 | Treibhausgasemissionsminderung (im Vergleich zu reiner Gasversorgung) am Beispiel Kerkau

	Treibhausgasemissionseinsparungen [t CO ₂ äq/a]
Kerkau	257,40
Dessau	152,10

Schritte der Umsetzungsstrategie und Organisatorische Maßnahmen im Gebiet

Umsetzung Wärmenetzprüfgebiete BGA-Anlagen:

- Regelungen zum Betreibermodell; Einbindung Agrarbetrieb als Wärmeversorger / Wärmeerzeuger; Erörterung des möglichen Zubaus von Biogas-BHKWs mit einer Erhöhung der Leistung in Vorbereitung auf eine Versorgung des Ortes
- Erfragung von Anschlusswillen innerhalb des Erschließungsgebiets
- Vertiefte Planung des Netzes und möglichst Herstellung Förderbarkeit
- Sicherung von Flächen für die Heizzentrale / Erzeugertechnik
 - o Bau der Heizzentrale mit dem BHKW
 - o Bau des Wärmespeichers
- Bau des Wärmenetzes mit den Hausanschlussstationen; je nach Anschlusswillen evtl. in mehreren Abschnitten

6.1.4 Wärmenetzprüfgebiet Mechau

Beschreibung und Bestimmung des Gebietes

Das **Wärmenetzprüfgebiet Mechau** umfasst große Teile der die Ortschaft Mechau. Aufgrund der Verfügbarkeit von unvermeidbarer industrieller Abwärme und auf Basis der aus den Bestandsdaten abgeleiteten geeigneten Wärmelinienichte, wurde diese Auswahl getroffen. Die durch das mögliche Wärmenetz versorgten Gebäude sind dabei wie folgt typisierbar:

- Siedlungsstruktur: Dörfliche und kleinteilige Struktur, Einfamilienhausbebauung, Drei- und Vier-Seiten-Höfe

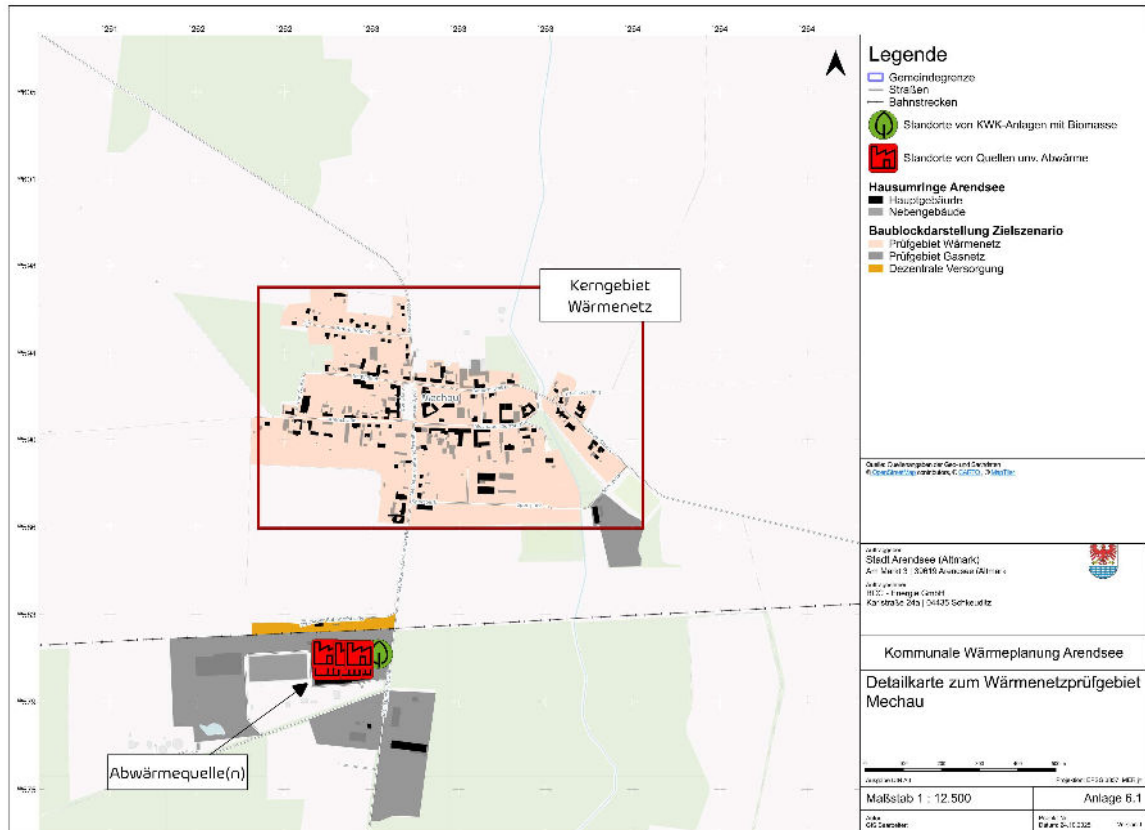


Abbildung 42 | Karte zum Prüfgebiet Mechau

Im Rahmen der Eignungsprüfung wurden ebenfalls auch Risiken mit abgeschätzt, welche in nachfolgender Risikofaktoren-Tabelle aufgeführt sind.

Tabelle 38 | Risikofaktoren zum Eignungsgebiet Hermsdorf

Indikator	Prüfgebiet Mechau
Risiken hinsichtlich Auf-, Aus- und Umbau der Infrastruktur im Teilgebiet	Hoch
Risiken hinsichtlich rechtzeitiger Verfügbarkeit erforderlicher vorgelagerter Infrastrukturen	Gering
Risiken hinsichtlich rechtzeitiger lokaler Verfügbarkeit von Energieträgern oder Erschließung lokaler Wärmequellen	Mittel

Robustheit hinsichtlich sich ändernder Rahmenbedingungen	Gering
Mögliche Gesamtbewertung Realisierungsrisiko und Versorgungssicherheit	Eignung näher zu prüfen

Kenndaten des Wärmenetzgebietes und Emissionen

In nachfolgenden Tabellen werden die Kenndaten des Eignungsgebietes tabellarisch aufbereitet. Die Daten der einzelnen Tabellen kommen dabei aus den Analysen im Rahmen der Bestands- und Potenzialanalyse. Die Anzahl der Abnehmer und die Wärmemenge bezieht sich jeweils auf ein Anschlussquote von 100 %.

Die in dem Gebiet nutzbare und priorisiert zu erschließende Wärmequelle ist die Abwärme aus dem Industriegebiet im Süden von Mechau. Dabei handelt es sich vor allem Abwärme auf einem Temperaturniveau von etwa 30°C. Diese könnte dabei über eine (Groß-)Wärmepumpe in einem Wärmenetz genutzt werden. Die bereitstellbaren Mengen würden dabei auf Grundlage der Berechnungen aus Kapitel 4.3.1.1 den Bedarf des Gebietes um etwa 70 % decken.

Mit dem Erschließen der Wärmequelle könnten größere Teile des Bedarfs durch die Nutzung lokaler Quellen abgedeckt werden. Zur vollständigen Deckung des Bedarfs in den Eignungsgebieten werden zudem noch Behälterwärmespeicher mit eingesetzt, um die erzeugte bzw. verfügbare Wärme zwischenspeichern und zu puffern. Außerdem sollte insbesondere zur Deckung von Lastspitzen und zur Besicherung über einen redundanten Wärmeerzeuger, wie bspw. einen Biogaskessel nachgedacht werden.

Hervorzuheben sind in dem Untersuchungsgebiet folgende mögliche Ankerkunden, also Abnehmer, die größere Mengen Wärme benötigen und abnehmen und somit besonders positiv auf die Wirtschaftlichkeit und Machbarkeit des Netzes hinwirken:

- Kita Kleiner Fuchs
- LeBe Mechau
- Gruhn Stahl-und Transportpalettenbau GmbH

Tabelle 39 | Wärmesenken des Prüfgebiet Mechau

	Anzahl Abnehmer	Wärmemenge [MWh/a]	kumulierte Wärmelast bei 2.500 VBH [MW]
Mechau	120	3.930	1,6

Tabelle 40 | Wärmequellen für das Prüfgebiet Mechau

Wärmequellen

Art	(max.) verfügbare Wärmemenge [MWh/a]	(max.) verfügbare Leistung [MW]
Abwärme 30°C	4x 705	-

Die Treibhausgasemissionseinsparungen je Zieljahr sind in nachfolgender Tabelle aufgeführt. Dabei beziehen sich die Werte auf eine vollumfängliche Versorgung des Gebietes mit Erdgas, was in der Praxis nicht gegeben ist. Da allerdings genauere Werte über die Beheizungsstruktur fehlen, wird dieser Wert als Näherung genutzt.

Tabelle 41 | Treibhausgasemissionsminderung (im Vergleich zu reiner Gasversorgung) für das Prüfgebiet Mechau

	Treibhausgasemissionseinsparungen [t CO ₂ äq/a]
Mechau	803,60

Schritte der Umsetzungsstrategie und Organisatorische Maßnahmen im Gebiet

Umsetzung Wärmenetzprüfgebiet Mechau:

- Regelungen zum Betreibermodell
- Sicherung von Flächen für die Anlagen- / Erzeugertechnik
 - o Nutzung der Abwärme von Industrieunternehmen im Wärmenetz durch den Einsatz von Großwärmepumpen oder direkte Einkopplung
 - Klärung des tatsächlichen verfügbaren Abwärmepotenzials des Betriebs nach der Beendigung der betrieblichen Planungen
 - o Bau der Heizzentralen
 - o Bau der Wärmespeicher
- Erfragung von Anschlusswillen innerhalb des Erschließungsgebiets
- Vertiefte Planung des Netzes und möglichst Herstellung Förderbarkeit
- Bau des Wärmenetzes mit den Hausanschlussstationen
- Ausbau des Wärmenetzes mit den Hausanschlussstationen; je nach Anschlusswillen evtl. in mehreren Abschnitten
- Integrierung der Baumaßnahmen insbesondere im Straßenraum in die Bebauungspläne und Stadtentwicklungspläne, Umsetzung mehrerer Bauvorhaben in denselben Baumaßnahme

6.2 Umsetzungsstrategie gesamtes Planungsgebiet

Um die Klimaneutralität bis 2045 in Arendsee (Altmark) zu erreichen, ist es unerlässlich, dass die Stadtverwaltung sowie alle Bürgerinnen, Bürger und weiteren Akteure gemeinsam an der Umsetzung arbeiten. Hierfür ist es erforderlich, die Maßnahmen aus der Wärmeplanung eindeutig zu kommunizieren. Dies sollte sowohl allgemein und übergeordnet als auch spezifisch auf die Anforderungen und Rahmenbedingungen in den einzelnen Gebieten zugeschnitten erfolgen. Durch diesen intensiven Austausch mit der Zivilgesellschaft können bestehende Widerstände und Bedenken sowie mögliche Fehlinformationen aufgegriffen und geklärt werden.

Für einen Überblick sollen die Handlungsfelder hier noch einmal allgemein und übergeordnet beschrieben werden.

6.2.1 Handlungsfeld Fernwärmeneubau, sowie Umstellung auf erneuerbare Energien

Das Ziel der Maßnahmen besteht darin, neue Wärmenetze zu realisieren.

Bau neuer Netze

In den identifizierten Wärmenetzzeignungsgebieten sollte auf Basis der kommunalen Wärmeplanung eine vertiefte Grundlagenplanung erfolgen. Diese Analyse kann als Machbarkeitsstudie, beispielsweise über die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW-Förderung), direkt beim späteren Netzbetreiber durchgeführt werden.

Ergibt die detaillierte Analyse des Gebiets eine technische und wirtschaftliche Umsetzbarkeit, kann die weiterführende Planung für die Erschließung der Umweltquellen, den Bau der Heizzentrale und des Wärmenetzes beginnen. Ein Ergebnis dieser Planung ist auch die Erstellung eines Zeit- und Wirtschaftsplans, der sich an den im Wärmeplan avisierten Umsetzungszeiträumen orientiert.

Ist die technische Machbarkeit gegeben, wird bis zur Vergabeplanung sichergestellt, dass alle rechtlichen Anforderungen berücksichtigt sind und das Netz realisiert werden kann. Anschließend können die ersten Schritte für den Bau des Wärmenetzes erfolgen. In Abstimmung mit dem Baufortschritt des Nahwärmenetzes und des Hochbaus der Heizzentrale erfolgt der Bau der Anlagentechnik in der Heizzentrale sowie die Erschließung der erneuerbaren Wärmequellen. Bei der zeitlichen Planung der Bauabschnitte sind Synergieeffekte, wie die Breitbandverlegung oder Straßensanierung, im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit und die möglichst geringe Belastung der Anwohner zu beachten. Diese ganzheitliche Betrachtung ermöglicht es, Ressourcen optimal zu nutzen.

Nach erfolgreichem Abschluss der Bauphase und Übergabe zum Betrieb wird das System kontinuierlich gewartet und überwacht. Mit dem Übergang in den Betrieb erfolgt auch das Anlagenmonitoring, welches eine betriebsoptimierte und analytische Fahrweise ermöglicht.

Stellt sich in der Machbarkeitsstudie heraus, dass die Eignung eines Gebiets nicht gegeben ist, beispielsweise aufgrund fehlender Flächen für die Nutzung erneuerbarer Potenziale, sollte die Möglichkeit der Cluster- oder Nachbarschaftsversorgung umfassend untersucht werden.

Weitere Schritte der Umsetzung und Fortführung der Planungen aus dem Wärmeplan für das Gemeindegebiet sind die folgenden:

- Untersuchung der Machbarkeit, Konzeption und Realisierung neuer Wärmenetze in den Ortsteilen, inklusive Erschließung bzw. Feststellung lokaler Potenziale an Freiflächen-Solarthermie inklusive Wärmespeichern oder der Abwärmennutzung aus Biogas-BHKWs
- Klärung Realisierbarkeit und Priorität weiterer Abwärmepotenziale, z.B. neuer Biogas-BHKWs oder Neuansiedlungen von Industriebetrieben, sowie Rechenzentren und Batteriegroßspeicher

6.2.2 Handlungsfeld Eignungsgebiete dezentrale Wärmeversorgung

Nach Prüfung der Wärmenetzeignung und der verfügbaren erneuerbaren Potenziale wurde festgestellt, dass der Aufbau von Wärmenetzen in diesen Gebieten nicht sinnvoll ist. Daher müssen individuelle Lösungen für die Wärmeversorgung der Gebäude umgesetzt werden. Die Verbrauchsminimierung durch Steigerung der energetischen Effizienz der Gebäude ist ein wichtiger Schritt, sowohl in Netzgebieten als auch bei Einzelversorgungen. Beratungsangebote sollten sowohl für Maßnahmen zur Verbrauchsminimierung als auch für den Umstieg auf Wärmeerzeugung mit Umweltwärmequellen eingerichtet werden.

Für die klimaneutrale Einzelversorgung von Gebäuden ist die Nutzung lokaler erneuerbarer Potenziale entscheidend. Nicht alle in der Potenzialanalyse untersuchten erneuerbaren Energien sind für Einzelgebäude geeignet. Relevante Umweltwärmequellen sind Luft und oberflächennahe Geothermie sowie Solarenergiepotenziale, die mittels Wärmepumpen auf ein nutzbares Temperaturniveau gebracht oder direkt eingebunden werden können. Der Antriebsstrom für die Wärmepumpe kann teilweise durch eine eigene Photovoltaik-Anlage gedeckt werden. Auch Solarthermie kann zur Wärmebereitstellung beitragen. PV-T-Kollektoren können Wärme und Strom in einem Solarmodul gewinnen und für die Heizenergieerzeugung mittels Wärmepumpe genutzt werden. Biomasse sollte aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit weitgehend Gebäuden vorbehalten werden, bei denen aus baulichen Gründen keine klimafreundlichen Niedertemperatur-Heizsysteme möglich sind, wie bei denkmalgeschützten Gebäuden, die nicht ausreichend gedämmt werden können und somit keine niedrige Vorlauftemperatur für Wärmepumpen erreichen. Muss eine Heizung vor der Sanierung des Gebäudes getauscht werden, kann als Übergangslösung eine Hybridheizung eingebaut werden, bei der ein erneuerbares Heizungssystem durch einen Erdgaskessel für die Spitzenlast ergänzt wird, der nach der Sanierung des Gebäudes wegfallen kann.

Die Festlegung als Gebiet mit Einzelversorgung schließt nicht aus, dass Wärmeverbünde entstehen können, bei denen sich Nachbarschaften für eine gemeinschaftliche Wärmeversorgung zusammenschließen. Ein solches Inselnetz kann beispielsweise über einen Contractor aufgebaut und betrieben werden. Die Kooperation muss sich auf lokaler Ebene entwickeln, kann aber von der Stadtverwaltung durch Informationsbereitstellung unterstützt und von Fachexperten begleitet werden.

Detaillierte Karten mit den ermittelten Potenzialen, z. B. für oberflächennahe Geothermie, sind in den Karten des Wärmeplans verfügbar.

Um die Transformation von Gebieten sicherzustellen, die im Zielszenario nicht durch eine klimaneutrale Fernwärme abgedeckt werden können, sind folgende Maßnahmen empfohlen:

- Schwerpunkt auf die Bedarfssenkung durch Betriebsoptimierung und Modernisierung
- Realisierung von lokalen Wärmeinseln (Wärmeverbund auf einer Liegenschaft oder direkt benachbarter Gebäude)
- Förderung von Konzepten mit Wärmepumpen, wenn diese effizientere Quellen als Außenluft nutzen (Verringerung des zusätzlichen Strombedarfs zur Heizperiode und Reduzierung von Schallemissionen durch Außenluft-Wärmepumpen)
- Unterstützung und Sicherstellung von Qualitätsstandards bei der Umstellung dezentraler Heizungsanlagen auf Systeme mit Wärmepumpen
- Eigene Stromerzeugung, kurzfristig insbesondere Photovoltaik und langfristig auch Windkraft zur Senkung des allgemeinen Strombezugs durch Eigenverbrauch sowie zur Verwendung lokaler Überschüsse für Power-to-Gas-Konzepte
- Erschließung und Verteilung von lokaler Umweltwärme in Form von „kalter Nahwärme“ und Wärmepumpen für jeden Abnehmer

6.2.2.1 Beispiel Einfamilienhaus: Übersicht Energieverbrauch und -kosten für verschiedene Wärmeerzeuger

Am Beispiel von Ein- und Zweifamilienhäusern folgt eine Übersicht zum voraussichtlichen Energieverbrauch und -kosten für verschiedene Wärmeerzeuger. In den beiden folgenden Tabellen werden beispielhaft Angaben zu voraussichtlichen Investitions-, Energie- und Wartungskosten sowie vermutlichen Energieverbräuchen gemacht. Die Tabellen sind aufgeteilt in Ein- und Zweifamilienhäuser mit geringem bzw. hohem Energieverbrauch. Die Angaben werden den Factsheets des Gebäudeforums Klimaneutral (Quelle: <https://www.gebaeudeforum.de/realisieren/erneuerbare-energien/erneuerbare-waerme-in-gebaeuden/> (Abruf am 02.10.2025)) entnommen. Dabei handelt es sich um eine beispielhafte Übersicht zu voraussichtlichen Kosten. Die Angaben ersetzen keine Fach- und Ausführungsplanung. Die Übersicht dient als grobe Orientierungshilfe für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit möglicher neuer Wärmeerzeuger. Es werden die Rahmenbedingungen für Ein-/Zweifamilienhäuser im Bestand beispielhaft bei geringem und hohem Verbrauch angegeben. Die Angaben beziehen sich auf die Einhaltung der Vorgabe 65% der Wärme aus erneuerbaren Energien zu generieren. Die weiteren Rahmenbedingungen können den Factsheets entnommen werden: <https://www.gebaeudeforum.de/realisieren/erneuerbare-energien/erneuerbare-waerme-in-gebaeuden/>

Die Angaben wurden ergänzt durch einen Hinweis, ob dabei ein Energieträger genutzt wird, für den die CO₂-Abgabe anfällt. Bei der Erstellung eines individuellen Konzeptes zur Wärme- und Warmwasserversorgung ist immer eine Detailbetrachtung auf Grundlage der realen Gebäude- und Nutzerdaten erforderlich.

Hinweise zur CO₂-Abgaben-Entwicklung

Der Deutsche Bundestag hat eine CO₂-Abgabe von 55 €/t ab 2025 beschlossen. Das entspricht z.B. bei Erdgas 1,19 ct/kWh (brutto, Heizwert). Im Jahr 2026 soll die CO₂-Abgabe zwischen 55 und 65 €/t liegen. Ab 2027 wird die CO₂-Abgabe über den europäischen Emissionshandel durch CO₂-Zertifikate am freien Markt reguliert und die Abgabe kann höher ausfallen. Der Preis setzt sich aus Angebot und Nachfrage zusammen und die Anzahl der CO₂-Zertifikate sollen stetig verringert werden.

Die CO₂-Abgabe ist von Gebäudeeigentümer und Mieter zu tragen. Wie die Anteile zwischen Eigentümer und Mieter aufgeteilt werden wird im Kohlendioxidkostenaufteilungsgesetz (CO₂KostAufG) geregelt. Bei Wohngebäuden greift ein Stufenmodell in Abhängigkeit der CO₂-Emissionen des Gebäudes. Das Stufenmodell motiviert Eigentümer von energetisch schlechten Immobilien Sanierungsmaßnahmen durchzuführen und sensibilisiert Mieter auf ihren Energieverbrauch zu achten.

6.2.2.2 Ein-/ Zweifamilienhaus mit geringem Verbrauch

- Verbrauchswert: ca. 15.000 kWh/a (ca. 100 kWh/m²_{Nutz}) oder ca. 1.500 l/a
- Typ: kleines EFH, guter baulicher Wärmeschutz, sparsamen Nutzerverhalten, geringe Personenanzahl

Bezeichnung	Energieverbrauch in kWh/a	Energiekosten in €/a	Investitionskosten in €	Instandsetzungsaufwand (anteilig Investitionskosten)	Wartungskosten in €/a	Lebensdauer in a	Energieträger mit CO ₂ -Abgabe
Wärmepumpensysteme							

Bezeichnung	Energieverbrauch in kWh/a	Energiekosten in €/a	Investitionskosten in €	Instandsetzungsaufwand (anteilig Investitionskosten)	Wartungskosten in €/a	Lebensdauer in a	Energieträger mit CO ₂ -Abgabe
Luft-Wasser-Wärmepumpe	4.600	1.200 ¹	25.000 ggf. + 6.000 € Heizflächentausch	1,0 %	125	18	nein ²
Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Erdsonden / Erdkollektoren	3.700	1.000 ¹	28.000 + 17.000 Erdsonden oder + 10.000 Erdkollektoren ggf. + 6.000 € Heizflächentausch	1,0 %	150	20	nein ²
Wasser-Wasser-Wärmepumpe	3.100	800 ¹	31.500 + Zusatzkosten für Saug- und Schluckbrunnen ggf. + 6.000 € Heizflächentausch	1,0 %	150	20	nein ²
Warmwasser-Wärmepumpe (Trinkwasser-erwärmung)	1.000	260 ¹	6.500 € Außenluft- und Abluftbetrieb oder 5.000 € bei Umluftbetrieb	1,0 %	150	18	nein ²
Luft-Luft-Wärmepumpe („Klimaanlage“)	4.300	1.200	Abhängig von Art und Anzahl Inneneinheiten (ca. 3.000 €/IE)	1,0 %	125 + 50 €/IE	18	nein ²
Hybrid-Systeme							
Solarthermie	-	-	9.500 für solare Trinkwassererwärmung oder 15.000 für solare Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung	0,5 % für Kollektoren 1,0 % beim Speicher	50	18 - 20	nein
Wärmepumpen-hybridheizung mit Gas-Brennwertkessel	7.300	1.700 ¹	28.000 LWWP und Gas-BW-Kessel ggf. + 6.000 € Heizflächentausch	1,5 %	300	18	Gas – ja Strom – nein
Biomasse-Systeme							
Pelletkessel	13.400	900	24.000 + 4.500 Lagerung Ggf. + 9.500 solare Trinkwassererwärmung	3,0 %	400	15 – 20	nein ³
Hackschnitzelkessel	erst bei größeren Leistungen wirtschaftlich sinnvoll						

Bezeichnung	Energieverbrauch in kWh/a	Energiekosten in €/a	Investitionskosten in €	Instandsetzungsaufwand (anteilig Investitionskosten)	Wartungskosten in €/a	Lebensdauer in a	Energieträger mit CO ₂ -Abgabe
Scheitholzvergaserkessel	erst bei größeren Leistungen wirtschaftlich sinnvoll						
Gas- und strombetriebene Systeme							
Gas-Brennwertkessel	13.700	2.600	9.000 € ggf. + 2.500 Warmwasserspeicher	1,5 %	150	18	ja
Brennstoffzellenheizung	erst bei größeren Leistungen wirtschaftlich sinnvoll						
Stromdirektheizung	13.000	5.000	4.000 + 900 E-Durchlauferhitzer	1,0 %	0	22	nein ²
Legende: ¹ Wärmepumpen Tarif ² Strom (keine direkte CO ₂ -Abgabe) ³ Holz (keine direkte CO ₂ -Abgabe)							

Tabelle 42 | Übersicht Energieverbrauch und -kosten für verschiedene Wärmeerzeuger (EFH mit geringem Verbrauch)

6.2.2.3 Ein-/ Zweifamilienhaus mit hohem Verbrauch

- Verbrauchswert: ca. 29.000 kWh/a (ca. 125 kWh/m²Nutz) oder ca. 2.900 l/a
- Typ: größeres EFH, schlechter baulicher Wärmeschutz, hoher Komfort, höhere Personenanzahl

Bezeichnung	Energieverbrauch in kWh/a	Energiekosten in €/a	Investitionskosten in €	Instandsetzungsaufwand (anteilig Investitionskosten)	Wartungskosten in €/a	Lebensdauer in a	Energieträger mit CO ₂ -Abgabe
Wärmepumpensysteme							
Luft-Wasser-Wärmepumpe	8.700	2.300 ¹	25.000 ggf. + 6.000 € Heizflächentausch	1,0 %	125	18	nein ²
Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Erdsonden / Erdkollektoren	7.000	1.900 ¹	28.000 + 17.000 Erdsonden oder + 10.000 Erdkollektoren	1,0 %	150	20	nein ²

Bezeichnung	Energieverbrauch in kWh/a	Energiekosten in €/a	Investitionskosten in €	Instandsetzungsaufwand (anteilig Investitionskosten)	Wartungskosten in €/a	Lebensdauer in a	Energieträger mit CO ₂ -Abgabe
			ggf. + 6.000 € Heizflächentausch				
Wasser-Wasser-Wärmepumpe	5.800	1.600 ¹	31.500 + Zusatzkosten für Saug- und Schluckbrunnen ggf. + 6.000 € Heizflächentausch	1,0 %	150	20	nein ²
Warmwasser-Wärmepumpe (Trinkwasser-erwärmung)	1.400	370 ¹	6.500 € Außenluft- und Abluftbetrieb oder 5.000 € bei Umluftbetrieb	1,0 %	150	18	nein ²
Luft-Luft-Wärmepumpe („Klimaanlage“)	8.300	2.200	Abhängig von Art und Anzahl Inneneinheiten (ca. 3.000 €/IE)	1,0 %	125 + 50 €/IE	18	nein ²
Hybrid-Systeme							
Solarthermie	-	-	9.500 für solare Trinkwassererwärmung oder 15.000 für solare Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung	0,5 % für Kollektoren 1,0 % beim Speicher	50	18 - 20	nein
Wärmepumpen-hybridheizung mit Gas-Brennwert-kessel	13.700	3.200 ¹	28.000 LWWP und Gas-BW-Kessel ggf. + 6.000 € Heizflächentausch	1,5 %	300	18	Gas – ja Strom - nein
Biomasse-Systeme							
Pelletkessel	23.200	1.600	24.000 + 4.500 Lagerung ggf. + 9.500 solare Trinkwas-sererwärmung	3,0 %	400	15 – 20	nein ³
Hackschnitzel-kessel	24.600	1.000	individuell	3,0 %	100	15 - 20	nein ³
Scheitholzvergaserkessel	individuell			2,0 %	400	15	nein ³
Gas- und strombetriebene Systeme							
Gas-Brennwert-kessel	25.300	4.800	9.000 € ggf. + 2.500 Warmwasserspeicher	1,5 %	150	18	ja

Bezeichnung	Energieverbrauch in kWh/a	Energiekosten in €/a	Investitionskosten in €	Instandsetzungsaufwand (anteilig Investitionskosten)	Wartungskosten in €/a	Lebensdauer in a	Energieträger mit CO ₂ -Abgabe
Brennstoffzellen- heizung	34.200	6.500 ⁵	37.000 ggf. + 6.000 € Heizflächentausch	1,5 %	500	18	nein ⁴
Stromdirektheiz- ung	nur bei Gebäuden mit geringem Energieverbrauch wirtschaftlich sinnvoll						
Legende: ¹ Wärmepumpen Tarif ² Strom (keine direkte CO ₂ -Abgabe) ³ Holz (keine direkte CO ₂ -Abgabe) ⁴ Wasserstoff (keine direkte CO ₂ -Abgabe, aber direkte Abgabe für Herstellung des Wasserstoffes) ⁵ Zusätzliche Reduzierung Energiekosten durch Vergütung und eingesparte Strombezugskosten: ca. 2.100 €/a							

Tabelle 43 | Übersicht Energieverbrauch und -kosten für verschiedene Wärmeerzeuger (EFH mit hohem Verbrauch)

6.2.2.4 Generelle Fragestellungen - FAQ

Was bedeutet es, wenn in meiner Region aus wirtschaftlichen Gründen kein Wärmenetz errichtet wird? Heißt das, dass ein Anschluss in Zukunft vielleicht doch noch möglich wäre oder ist das endgültig?

Das bedeutet in der Regel, dass die Kosten für den Bau und Betrieb des Wärmenetzes im Verhältnis zur erwarteten Nachfrage in Ihrer Region als zu hoch eingeschätzt werden. Es ist unwahrscheinlich, dass sich dies kurzfristig ändert. Allerdings können sich langfristig Rahmenbedingungen oder Technologien ändern, daher ist es ratsam, die Entwicklungen in der Kommunalen Wärmeplanung im Auge zu behalten, auch wenn ein Anschluss aktuell ausgeschlossen ist.

Welche klimafreundlichen Heizalternativen stehen mir nun offen, und welche davon sind für mein Bestandsgebäude überhaupt technisch realisierbar?

Die gängigsten Alternativen für Bestandsgebäude sind Wärmepumpen (Luft-Wasser, Sole-Wasser) möglicherweise auch in Kombination mit einer PV-Anlage, Pelletheizungen, moderne Gasbrennwertheizungen (oft in Kombination mit Solarthermie) oder ggf. der Anschluss an ein lokales Nahwärmenetz, falls verfügbar. Die Eignung hängt von Faktoren wie Dämmstandard des Hauses, Platzbedarf, vorhandenen Heizkörpern und den örtlichen Gegebenheiten ab.

Dürfen funktionierende Gas- oder Ölheizung im Bestand weiterhin betrieben werden?

Bestehende Heizsysteme dürfen auch weiterhin betrieben werden. Eine Pflicht zum Austausch besteht nur bei Heizungen, die weder Brennwert- noch Niedertemperaturkessel sind. Diese alten Systeme (Konstanttemperaturkessel) müssen spätestens 30 Jahre nach Inbetriebnahme ersetzt werden.

Heizungen, die vor 2024 eingebaut wurden, dürfen noch bis zum 31.12.2044 mit bis zu 100% fossilem Erdgas bzw. Heizöl betrieben werden. Spätestens ab diesem Zeitpunkt muss jedoch ein Brennstoffwechsel zu biogenen oder synthetischen Brennstoffen erfolgen.

Gas- oder Ölheizungen, die in der Übergangszeit zwischen 2024 und dem Zeitpunkt, an dem die Wärmeplanung greift, eingebaut wurden, dürfen weiterhin betrieben werden. Allerdings müssen diese Heizungen ab 2029 steigende Anteile erneuerbarer Energien nutzen (15% ab 2029, 30% ab 2035 und 60% ab 2040).

Darf eine bestehende Gas- oder Ölheizung repariert werden?

Kaputte Heizungen dürfen repariert werden.

Meine Gas- oder Ölheizung ist irreparabel defekt. Was kann oder muss ich nun tun?

Wenn eine Erdgas- oder Ölheizung irreparabel defekt ist, gibt es Übergangslösungen. Es kann beispielsweise eine gebrauchte Gasheizung oder ein Mietgerät installiert werden. Für diesen Fall gibt es Übergangsfristen von bis zu 5 Jahren (bis zu 13 Jahre bei Gasetagenheizungen), um den Umstieg auf eine Heizung mit 65% erneuerbarer Energie gut vorbereiten zu können. Nach der Frist muss die Heizung jedoch mit mindestens 65% erneuerbarer Energie versorgt werden. Falls der Anschluss an ein Fernwärmenetz möglich ist, beträgt die Frist maximal 10 Jahre.

Dürfen im Bestandsgebäuden noch neue Gas- oder Ölheizungen eingebaut werden?

Ab dem 30. Juni 2026 in Kommunen über 100.000 Einwohner bzw. nach dem 30. Juni 2028 in Kommunen mit bis zu 100.000 Einwohnern greift für neu eingebaute Heizungen die Pflicht, dass mindestens 65% der Heizenergie aus erneuerbaren Energien stammen müssen. Dies gilt ebenfalls ab dem Zeitpunkt des abgeschlossenen kommunalen Wärmeplanung in der jeweiligen Kommune.

Liegt ein Fahrplan für den Ausbau oder die Umstellung eines Gasnetzes auf Wasserstoff vor kann eine auf 100 % Wasserstoff umrüstbare Gasheizung noch bis zur Umstellung auf Wasserstoff vollständig mit Erdgas betrieben werden.

Auch wenn ein Vertrag mit einem Wärmenetzbetreiber vorliegt, der einen Fernwärmeanschluss innerhalb der nächsten 10 Jahre zusagt, kann die Gas- oder Ölheizung bis zum Anschlusszeitpunkt übergangsweise weiterhin betrieben werden. Danach muss das Gebäude an das Wärmenetz angeschlossen werden.

Sollte der Anschluss an ein Fernwärmenetz durch den Betreiber nicht vorgesehen sein, ist der Eigentümer der Heizung dazu verpflichtet mindestens 65% der Heizenergie aus erneuerbaren Quellen zu beziehen. Diese Pflicht kann durch den Wechsel zu einem Versorgungstarif mit entsprechend hohem Anteil erneuerbarer Energien erfüllt werden. Spätestens ab dem 01.01.2045 dürfen keine fossilen Brennstoffe mehr zum Heizen verwendet werden.

Die Gesetzeslage sieht vor, dass beim Einbau von Heizungen, die mit flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen betrieben werden, eine verbindliche Pflichtberatung erfolgen muss. Diese Beratung soll auf die wirtschaftlichen Risiken hinsichtlich steigender CO₂-Preise für fossile Energien hinweisen und auch Alternativen in Betracht ziehen.

Ich möchte meine Heizung erneuern. Welche nächsten Schritte sind sinnvoll?

Für eine fundierte Entscheidung ist eine detaillierte Analyse der jeweiligen Immobilie und der individuellen Bedürfnisse des Eigentümers notwendig. Allgemein lassen sich folgende wichtige Schritte festhalten:

- Energieberatung in Anspruch nehmen: Eine unabhängige Energieberatung ist der erste und wichtigste Schritt, um die individuelle Situation zu analysieren und die besten Optionen zu finden. Ebenso ist eine Beratung durch einen Heizungsinstallateur möglich.
- Förderprogramme recherchieren: Informieren Sie sich frühzeitig über aktuelle Förderbedingungen und stellen Sie die Anträge rechtzeitig unter Berücksichtigung der Förderrichtlinien.
- Mehrere Angebote einholen: Vergleichen Sie die Angebote verschiedener Handwerksbetriebe und Heizungsinstallateure.
- Langfristig planen: Berücksichtigen Sie bei Ihrer Entscheidung nicht nur die Anschaffungskosten, sondern auch die zukünftigen Betriebskosten und die Umweltaspekte.

Welche staatlichen Förderungen und Zuschüsse kann ich für den Einbau einer neuen, „grünen“ Heizung beantragen, wenn ein Wärmenetzanschluss nicht möglich ist?

Es gibt verschiedene Förderprogramme auf Bundes- und Landesebene für den Austausch alter Heizungen durch klimafreundlichere Systeme. Aktuell sind dies vor allem die Förderungen im Rahmen der Bundesförderung effiziente Gebäude (BEG). Die genauen Konditionen (Förderhöhe, Voraussetzungen) variieren und ändern sich gelegentlich. Es ist wichtig, sich vor Beginn der Maßnahme umfassend zu informieren und die Anträge korrekt zu stellen. Lassen Sie sich von einem Energie-Effizienz-Experten beraten und unterstützen.

Gibt es eine neutrale Beratungsstelle, die mir bei der Auswahl des passenden Heizsystems helfen kann, ohne dass Eigeninteressen von Anbietern im Vordergrund stehen?

Ja, es gibt unabhängige Energieberater, die vom Bund gefördert werden und Ihnen bei der Auswahl des passenden Heizsystems und der Beantragung von Fördermitteln helfen können. Unter <https://www.energie-effizienz-experten.de> können Sie von der dena akkreditierte Energieberater in Ihrer Region und für Ihre Sanierungsmaßnahme suchen.

Auch Verbraucherzentralen bieten Energieberatungen an. Es ist ratsam, mehrere Angebote einzuholen und auf die Unabhängigkeit des Beraters zu achten.

Zur Antragstellung und Nachweisführung in den Programmen der BEG bei KfW bzw. BAFA sind akkreditierte Energie-Effizienz-Experten mit aktuell gültigen Qualifikationsnachweisen erforderlich. BCC-ENERGIE verfügt für die Bereiche Wohngebäude, Nichtwohngebäude und Denkmal sowie weiterführende Programme des Bundes über die erforderlichen Nachweise.

Landesenergieagenturen, Verbraucherzentralen, die Bundesverbände (z.B. DEPV, bwp) oder das „Gebäudeforum klimaneutral“ der dena (<https://www.gebaeudeforum.de/>) informieren über Wissenswerte zur Technik sowie zur Umsetzung und helfen bei der Fachpartnersuche.

Welche technischen Aspekte müssen bei der Wahl des neuen Heizungssystems beachtet werden?

Neben notwendigen baulichen Veränderungen muss der vorhandene Platzbedarf vorhanden sein, um den neuen Wärmeerzeuger zu montieren. Bei einem Vor-Ort-Termin kann der Heizungsinstallateur beurteilen, ob der bisherige Platzbedarf für die Installation des neuen Wärmeerzeugers ausreicht und welcher Platzbedarf für ggf. Brennstofflager benötigt werden. Auch bei einer Wärmepumpe gibt es verschiedene Bauarten und Lösungen für geringen Platzbedarf oder dezentrale Versorgung im Geschosswohnungsbau. Es wird erörtert, welche baulichen Veränderungen notwendig sind und es wird abgestimmt, welche Grenzen (z.B. Platzbedarf, Denkmalschutz, Abstandsflächen) eingehalten werden müssen.

Welche Berechnungen sind vor Auslegung und Montage des neuen Wärmeerzeugers notwendig?

Um den neuen Wärmeerzeuger korrekt dimensionieren zu können, muss die Gebäudeheizlast berechnet werden. Darüber hinaus ist die Berechnung der raumweisen Heizlast und zum hydraulischen Abgleich notwendig. Damit kann ermittelt werden, welche Systemtemperaturen erreicht werden können und welcher Wärmeerzeuger dafür geeignet ist. Mit der Berechnung zum hydraulischen Abgleich kann ebenfalls ermittelt werden, ob ggf. einzelne Heizkörper ausgetauscht und durch größere ersetzt werden sollten, um die Systemtemperatur abzusenken. Die Berechnungen kann ein Heizungsinstallateur oder ein Energieberater durchführen. Den hydraulischen Abgleich führt der Heizungsinstallateur durch. Sind die Ventile Ihrer Heizkörper nicht voreinstellbar, müssen diese ausgetauscht werden oder Abgleichventile am Fußbodenheizkreisverteiler nachgerüstet werden.

Um zu beurteilen, ob niedriginvestive Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle notwendig sind, ist die Berechnung des gesamten Gebäudes sinnvoll. Ein Energieberater (Energie-Effizienz-Experte) kann einen Sanierungsfahrplan erstellen und sinnvolle sowie wirtschaftliche Sanierungsmaßnahmen ermitteln.

Mit welchen Investitionskosten muss gerechnet werden und wann amortisiert sich der Austausch der Heizung?

Angaben zu Investitionskosten können erst abgeschätzt werden, wenn die Art des neuen Wärmeerzeugers und damit verbundene Umbaumaßnahmen bekannt sind. Die Amortisationszeit hängt nicht nur von den Investitionskosten, sondern auch von den bisherigen Energiekosten, dem persönlichen Nutzerverhalten und der Effizienz des neuen Wärmeerzeugers ab.

Wie entwickeln sich die Preise für die verschiedenen Energieträger (z.B. Gas, Öl, Strom, Holzpellets) in den kommenden Jahren, und welche Heizung ist langfristig die kostengünstigste?

Die Energiepreisentwicklung ist schwer vorherzusagen und hängt von vielen globalen und lokalen Faktoren ab. Generell wird erwartet, dass fossile Brennstoffe langfristig teurer werden, während erneuerbare Energien durch den Ausbau und technologische Fortschritte tendenziell günstiger werden. Zusätzlich steigt die CO₂-Abgabe für fossile Energieträger in den nächsten Jahren weiter an. Eine breite Aufstellung und die Nutzung erneuerbarer Energien können hier Kostenrisiken minimieren.

Muss ich jetzt sofort handeln, wenn meine aktuelle Heizung noch funktioniert, oder gibt es Übergangsfristen oder Pflichten, die ich beachten muss?

Nein, solange Ihre Heizung funktioniert, besteht in der Regel keine sofortige Handlungsnotwendigkeit. Nur bei Heizkessel mit einem Alter von über 30 Jahren besteht unter bestimmten Bedingungen eine Austauschpflicht (Ausnahme: es handelt sich um einen Niedertemperatur- oder Brennwertkessel, oder die Nennleistung liegt unter 4 kW oder über 400 kW, oder die Heizungsanlage ist Bestandteil einer Wärmepumpen- oder Solarthermie-Hybridheizung). Allerdings kann es sinnvoll sein, sich frühzeitig über Alternativen zu informieren, insbesondere wenn Ihre Heizung älter ist. Beachten Sie jedoch, dass es in Zukunft möglicherweise gesetzliche Austauschpflichten für sehr alte Öl- und Gasheizungen geben könnte. Spätestens ab dem 01.01.2045 dürfen Heizungen nicht mehr mit fossilen Brennstoffen betrieben werden.

Wie wirkt sich der fehlende Wärmenetzanschluss auf den Wert meiner Immobilie aus?

Das ist schwer pauschal zu sagen. Eine moderne, effiziente und umweltfreundliche Heizung kann den Wert steigern. Ein veraltetes Heizsystem hingegen kann potenziellen Käufern Sorgen bereiten. Wichtig ist, dass Sie eine zukunftssichere Lösung wählen, die den Anforderungen an Energieeffizienz entspricht. Ausschlaggebend für den Wert Ihrer Immobilie sind die CO₂-Emissionen. In verschiedenen Studien wurde der Einfluss des energetischen Niveaus der Immobilie auf den Gebäudewert untersucht.

6.2.3 Überprüfung der Maßnahmen auf ihre Sozialverträglichkeit

Quellen:

Agora Energiewende und Fraunhofer IEE, 2025

Soziale Wärmewende. Wie Wohngebäude sozialverträglich klimaneutral werden.

Heindl, Peter; Löschel, Andreas, 2016

Energiewende ohne Verlierer? In: *Neue Caritas*.

Ziel des Wärmeplanungsgesetzes (WPG) ist nach § 1 zu einer Umstellung auf eine kosteneffiziente, nachhaltige, sparsame, bezahlbare, resiliente sowie treibhausgasneutrale Wärmeversorgung bis spätestens 2045 beizutragen. Um alle genannten Anforderungen zu erfüllen, sollte bei allen Maßnahmen auch stets die Sozialverträglichkeit der beschlossenen Maßnahmen im Blick behalten werden. Dabei ist besonders auf Haushalte zu achten, die momentan oder absehbar von Energiearmut betroffen sind, also einer Unterversorgung mit Energie aufgrund ihrer finanziellen Situation oder einer Verschärfung der allgemeinen finanziellen Situation durch hohe Energiekosten (Heindl und Löschel 2016). Gerade in Ostdeutschland ist die Sorge vor wirtschaftlichen Nachteilen und dem Schwund des sozialen Zusammenhalts durch die Energiewende stark ausgeprägt und beeinträchtigt so die Akzeptanz von Maßnahmen (Holzmann und Wolf 2023). Der beste Weg ist dabei die direkte Unterstützung von Mietern und Hausbesitzern mit niedrigem Einkommen, die unmittelbar durch Energiearmut bedroht werden (Agora Energiewende und Fraunhofer IEE 2025). Hierbei können Fördermittel von Bund und Land für Investitionen (z.B.: Ausbau Fernwärme) und Beratungsangebote zu Fördermitteln und finanziellen Einsparmöglichkeiten bspw. bei der Sanierung genutzt werden (Energieberatung).