

BERICHT ÜBER INGENIEUR- UND BERATUNGSLEISTUNGEN

Berichtsumfang

ENERGETISCHES QUARTIERSKONZEPT BERKENTHIN

Auftraggeberin

GEMEINDE BERKENTHIN

c/ o Amt Berkenthin
Am Schart 16
23919 Berkenthin

Auftragnehmerin

IPP ESN POWER ENGINEERING GMBH

Rendsburger Landstraße 196 - 198
24113 Kiel

In Kooperation mit

FRANK ECOZWEI GMBH

Stadtdeich 7
20097 Hamburg

EHLER ERMER & PARTNER RECHTSANWALTSGES. MBH

Wrangelstraße 17-19
24937 Flensburg

Ansprechpartner

JÜRGEN MEEREIS

Tel.: +49 431 64959-844

E-Mail: j.meereis@ipp-esn.de

Kiel, den 3. September 2024

Auftraggeberin: Gemeinde Berkenthin
c/o Amt Berkenthin
Am Schart 16
23919 Berkenthin

Ansprechpartner: Friedrich Thorn, Bürgermeister der Gemeinde Berkenthin
bgm.berkenthin@amt-berkenthin.de

Auftragnehmerin: IPP ESN Power Engineering GmbH
Rendsburger Landstraße 196-198
24113 Kiel
Bearbeitung:
Patrice Ahmadi M.Eng., Philipp Jahneke M.Sc., Dipl.-Ing. Thomas Lutz-
Kulawik, Dipl.-Phys. Jürgen Meereis, Lukas Pump B.Sc.

in Kooperation mit: FRANK Ecozwei GmbH
Stadtdeich 7
20097 Hamburg
Bearbeitung:
Energieberater Torben Dwinger, Noah Schöning M.Sc.

Ehler Ermer & Partner Rechtsanwalts-gesellschaft mbH
Wrangelstraße 17-19
24937 Flensburg
Bearbeitung:
Rechtsanwältin Franziska Biller, Rechtsanwalt Dr. Tobias Krohn

Stand: Endfassung vom 3. September 2024

Redaktionsschluss für die im Bericht verwendeten Daten, Betrachtungen und Berechnungen war, sofern an einzelnen Stellen kein abweichendes Datum genannt ist, der Januar 2024

Förderhinweis: Das Projekt Energetische Stadtsanierung im Quartier Berkenthin wird gefördert aus Mitteln des Bundes im Rahmen des KfW-Programms 432 „Energetische Stadtsanierung“ sowie ergänzend über die IB.SH aus Mitteln des Landes Schleswig-Holstein.

Gefördert durch



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

INHALTSVERZEICHNIS

| | | |
|-------|--|----|
| 1. | Tabellenverzeichnis | 1 |
| 2. | Abkürzungsverzeichnis | 7 |
| 3. | Zusammenfassung | 10 |
| 3.1 | Zentrale Ergebnisse | 10 |
| 3.1.1 | Reduktion des Wärmebedarfs | 10 |
| 3.1.2 | Wärmeerzeugung | 10 |
| 3.1.3 | Mobilität | 12 |
| 3.2 | Checkliste KfW energetische Stadtsanierung | 13 |
| 3.3 | Energie- und CO ₂ -Bilanz - Verwendungsnachweis KfW energetische Stadtsanierung | 13 |
| 4. | Bestandsaufnahme | 15 |
| 4.1 | Räumliche Lage und Funktionen des Quartiers | 15 |
| 4.2 | Bevölkerung, Baufertigstellungen | 16 |
| 4.3 | Gebäude- und Heizungsbestand | 17 |
| 4.3.1 | Wohnbebauung | 17 |
| 4.3.2 | Sanierungsrate | 19 |
| 4.3.3 | Derzeitige Wärmeerzeugung | 20 |
| 4.3.4 | Ergebnisse der Fragebogenaktion und der Energieberatung vor Ort | 24 |
| 4.3.5 | Öffentliche Liegenschaften | 26 |
| 4.4 | Energie- und CO ₂ -Bilanz des Quartiers | 27 |
| 4.5 | Zusammenfassung Bestandsaufnahme | 30 |
| 5. | Energie- und CO ₂ -Minderungspotenziale durch Gebäudesanierung | 31 |
| 5.1 | Gebäudesanierungspotenzial - Vorgehensweise, Rahmenbedingungen | 31 |
| 5.2 | Förderprogramme und Umfeld für die energetische Sanierung | 31 |
| 5.2.1 | Wohngebäude Kredit 261 (Effizienzhausförderung) | 31 |
| 5.2.2 | BAFA Förderung Einzelmaßnahmen | 33 |
| 5.2.3 | KfW-Förderung Einzelmaßnahmen an der Heiztechnik | 33 |
| 5.3 | Mustersanierungsberatungen - Energieberatung vor Ort | 34 |
| 5.3.1 | Mustersanierungskonzept 1 | 35 |
| 5.3.2 | Mustersanierungskonzept 2 | 47 |
| 5.3.3 | Mustersanierungskonzept 3 | 57 |
| 5.3.4 | Zusammenfassende Ergebnisse der Mustersanierungskonzepte Berkenthin | 69 |
| 6. | Versorgungsoptionen und -szenarien | 70 |
| 6.1 | Zentrale Versorgungsoptionen | 70 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 6.1.1 | Technische Versorgungslösungen | 70 |
| 6.1.2 | Entwurf Wärmenetz | 75 |
| 6.1.3 | Energiewirtschaftliche Ansätze | 78 |
| 6.1.4 | Anlagendimensionierung und Energiebilanzen | 79 |
| 6.1.5 | Investitionsschätzung..... | 86 |
| 6.1.6 | Wirtschaftlichkeitsberechnungen..... | 88 |
| 6.1.7 | CO ₂ -Bilanz und Primärenergiefaktor | 90 |
| 6.1.8 | Betreiberkonzepte..... | 92 |
| 6.2 | Dezentrale Versorgungsoptionen..... | 96 |
| 6.3 | Vergleich zentraler und dezentraler Versorgungsoptionen | 98 |
| 6.4 | Sensitivitätsanalysen | 100 |
| 6.4.1 | Sensitivitätsanalysen der zentralen Varianten..... | 101 |
| 6.4.2 | Sensitivitätsanalysen der dezentralen Varianten im Vergleich mit einer zentralen Variante..... | 104 |
| 6.5 | Zusammenfassung Wärmeerzeugung | 106 |
| 7. | Mobilität | 108 |
| 8. | Umsetzungshemmnisse und Möglichkeiten zu ihrer Überwindung..... | 112 |
| 8.1 | Gebäudesanierung | 112 |
| 8.2 | Leitungsgebundene Wärmeversorgung | 113 |
| 8.2.1 | Technische Herausforderungen..... | 113 |
| 8.2.2 | Rechtliche und organisatorische Herausforderungen..... | 113 |
| 8.2.3 | Wirtschaftliche Herausforderungen | 113 |
| 8.3 | Mobilität | 115 |
| 9. | Öffentlichkeitsarbeit..... | 116 |
| 9.1 | Lenkungsgruppe | 116 |
| 9.2 | Allgemeine Öffentlichkeit..... | 116 |
| 10. | Controlling-Konzept..... | 118 |
| 10.1 | Energie- und CO ₂ -Bilanz..... | 118 |
| 10.2 | Bewertungsindikatoren..... | 118 |
| 10.3 | Dokumentation..... | 119 |
| 11. | Maßnahmenkatalog und Umsetzungsempfehlungen | 120 |
| 12. | Literaturverzeichnis | 122 |
| 13. | Anhänge: Detaillierte Berechnungen der Versorgungsoptionen..... | 126 |

1. TABELLENVERZEICHNIS

| | |
|---|-----|
| Tabelle 4-1: Abgleich der Berichtsinhalte mit den Anforderungen der KfW..... | 13 |
| Tabelle 4-2: Ausweisung Einspareffekte | 14 |
| Tabelle 5-1: Auswertung der Fragebögen zu den Liegenschaften des Quartiers..... | 26 |
| Tabelle 5-2: Heizenergiebedarf im Quartier..... | 28 |
| Tabelle 5-3: CO ₂ -Emissionsfaktoren und Primärenergiefaktoren verschiedener Energieträger | 29 |
| Tabelle 5-4: Jährliche Wärme-, Endenergie-, CO ₂ - und Primärenergiebilanz für das Quartier..... | 30 |
| Tabelle 6-1: Förderung und Boni Kredit 261 (BMWK, 2024)..... | 32 |
| Tabelle 6-2: Förderrichtlinie BEG Einzelmaßnahmen seit 01.01.2024 (BMWK, 2023)..... | 33 |
| Tabelle 6-3: Bauteile IST-Zustand..... | 37 |
| Tabelle 6-4: Übersicht Sanierungsvarianten MSK 1 | 41 |
| Tabelle 6-5: Variantenvergleich MSK 1 | 42 |
| Tabelle 6-6: Kostenschätzung Sanierungsvarianten MSK 1 | 45 |
| Tabelle 6-7: Bauteile Ist-Zustand..... | 49 |
| Tabelle 6-8: Übersicht Sanierungsvarianten MSK 2 | 52 |
| Tabelle 6-9: Variantenvergleich MSK 2 | 52 |
| Tabelle 6-10: Kostenschätzung Sanierungsvarianten MSK 2..... | 56 |
| Tabelle 6-11: Bauteile Ist-Zustand..... | 59 |
| Tabelle 6-12: Übersicht Sanierungsvarianten MSK 3 | 63 |
| Tabelle 6-13: Variantenvergleich MSK 3 | 63 |
| Tabelle 6-14: Kostenschätzung MSK 3 | 67 |
| Tabelle 7-1: Energiewirtschaftliche Ansätze der zentralen Versorgungsvarianten..... | 79 |
| Tabelle 7-2: Anteile an der Wärmeerzeugung in den betrachteten Versorgungsvarianten im Verbundnetz Klein und Groß Berkenthin | 84 |
| Tabelle 7-3: Anteile an der Wärmeerzeugung in den betrachteten Versorgungsvarianten in Kählstorf..... | 85 |
| Tabelle 7-4: CO ₂ -Bilanz unter Berücksichtigung der wirtschaftlichsten Zielvarianten..... | 91 |
| Tabelle 7-5: Übersicht Betreibermodelle | 94 |
| Tabelle 7-6: Energiewirtschaftliche Ansätze der dezentralen Versorgungsvarianten..... | 98 |
| Tabelle 7-7: Eingangsparameter der Sensitivitätsanalyse | 101 |
| Tabelle 7-8: Legende der Diagramme zur Sensitivitätsanalyse | 104 |
| Tabelle 11-1: Mögliche Indikatoren zum Controlling der Umsetzung des Quartierskonzeptes..... | 119 |
| Tabelle 12-1: Maßnahmenkatalog für Umsetzungen | 120 |
| Tabelle 12-2 Kostenindikation für die Planung des Wärmenetzes und BEW Module 1 und 2 (Grundlage: Investitionskosten, HOAI) | 121 |

| | |
|---|-----|
| Tabelle 14-1: Investitionskosten der untersuchten Varianten im Verbundnetz Berkenthin | 126 |
| Tabelle 14-2: Investitionskosten der unterschiedlichen Versorgungsoptionen im Ortsteil Kählstorf..... | 130 |
| Tabelle 14-3: Investitionskosten für die Versorgungsoptionen im Ortsteil Klein Berkenthin | 133 |
| Tabelle 14-4: Investitionskosten für die unterschiedlichen Versorgungsoptionen im Ortsteil Groß Berkenthin..... | 137 |
| Tabelle 14-5: Wirtschaftlichkeitsberechnung der Versorgungsvarianten für das Verbundnetz Berkenthin..... | 141 |
| Tabelle 14-6: Wirtschaftlichkeitsberechnung der Versorgungsvarianten für den Ortsteil Kählstorf..... | 145 |
| Tabelle 14-7: Wirtschaftlichkeitsberechnung der Versorgungsvarianten für den Ortsteil Klein Berkenthin..... | 149 |
| Tabelle 14-8: Wirtschaftlichkeitsberechnung der Versorgungsvarianten für den Ortsteil Groß Berkenthin..... | 153 |
| Tabelle 14-9: CO ₂ -Bilanz der zentralen Wärmeversorgung für das Verbundnetz Berkenthin... | 157 |
| Tabelle 14-10: CO ₂ -Bilanz der zentralen Wärmeversorgung für den Ortsteil Kählstorf | 158 |
| Tabelle 14-11: CO ₂ -Bilanz der zentralen Wärmeversorgung für den Ortsteil Klein Berkenthin..... | 159 |
| Tabelle 14-12: CO ₂ -Bilanz der zentralen Wärmeversorgung für den Ortsteil Groß Berkenthin..... | 160 |
| Tabelle 14-13: Primärenergiebilanz und -faktor für die Versorgungsoptionen im Verbundnetz Berkenthin..... | 161 |
| Tabelle 14-14: Primärenergiebilanz und -faktor für die Versorgungsoptionen im Ortsteil Kählstorf..... | 162 |
| Tabelle 14-15: Primärenergiebilanz und -faktor für die Versorgungsoptionen im Ortsteil Klein Berkenthin..... | 163 |
| Tabelle 14-16: Primärenergiebilanz und -faktor für die Versorgungsoptionen im Ortsteil Groß Berkenthin..... | 164 |

2. ABBILDUNGSVERZEICHNIS

| | |
|--|----|
| Abbildung 4-1: CO ₂ - und Kostenvergleich der günstigsten Fernwärmevariante mit typischen zur Verfügung stehenden dezentralen Heizungstechnologien am Beispiel des Verbundnetzes Klein und Groß Berkenthin bei einem exemplarischen jährlichen Wärmebedarf von 20.000 kWh (Vollkostenbetrachtung) | 11 |
| Abbildung 5-1: Lage der Gemeinde Berkenthin im Kreis Herzogtum Lauenburg (Schwochow, Berkenthin, 2024)..... | 15 |
| Abbildung 5-2: Das Quartier Berkenthin, eigene Abbildung, Daten: (Google LLC, o. J.)..... | 16 |
| Abbildung 5-3: Wohngebäudetypen in Berkenthin (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2023)..... | 17 |
| Abbildung 5-4: Baualtersklassen Gemeinde Berkenthin (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2023 b)..... | 18 |
| Abbildung 5-5: Neubauten in Berkenthin seit 2000 (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2023)..... | 18 |
| Abbildung 5-6: Baualtersklassen Siedlungen im Quartier, Quelle: (Google Ireland Limited, o. J.)..... | 19 |
| Abbildung 5-7: Entwicklung Wärmebedarf durch Gebäudesanierung..... | 20 |
| Abbildung 5-8: Verteilung der Feuerstätten nach eingesetztem Energieträger | 21 |
| Abbildung 5-9: Verteilung der kumulierten Anlagenleistung der Feuerstätten nach eingesetztem Energieträger | 21 |
| Abbildung 5-10: Anzahl der fossilen Heizkessel (Heizöl, Erdgas und Flüssiggas) nach Baujahren | 22 |
| Abbildung 5-11: Anzahl und Alter der Ölkessel | 22 |
| Abbildung 5-12: Anzahl und Alter der Erdgaskessel..... | 23 |
| Abbildung 5-13-5: Anzahl und Alter der Flüssiggaskessel..... | 23 |
| Abbildung 5-14: Anzahl und Alter der fossilen Kesselanlagen (Heizöl, Flüssiggas, Heizöl) kumuliert | 24 |
| Abbildung 5-15: Fragebogen an alle Haushalte im Quartier | 25 |
| Abbildung 5-16: Vorgehensweise zur Erstellung der Wärmeatlasses..... | 27 |
| Abbildung 5-17: Wärmeatlas des Ortsteils Kählstorf..... | 27 |
| Abbildung 5-18: Wärmeatlas der Ortsteile Klein und Groß Berkenthin (Legende siehe Abbildung 5-17)..... | 28 |
| Abbildung 5-19: Aufteilung Endenergiebedarf nach Energieträgern | 29 |
| Abbildung 6-1: Mustersanierungsobjekt 1, Vorderansicht. Foto: FRANK..... | 35 |
| Abbildung 6-2: 3D Modellierung, erstellt durch FRANK mit dem Programm Hottgenroth..... | 36 |
| Abbildung 6-3: Thermische Gebäudehülle, v. l. n. r. KG, EG, 1.OG, DG, 3D-Ansicht..... | 37 |
| Abbildung 6-4: Energetische Verluste und Gewinne Ist-Zustand, MSK 1 | 38 |
| Abbildung 6-5: Energetische Verluste Ist-Zustand, MSK 1 | 39 |
| Abbildung 6-6: Gesamtbewertung Ist-Zustand MSK1 | 39 |
| Abbildung 6-7: Gebäudehülle, Anlagentechnik, Umweltwirkung Ist-Zustand MSK 1 | 40 |

| | |
|--|----|
| Abbildung 6-8: Bewertung Variante 1 MSK1 | 42 |
| Abbildung 6-9: Bewertung Variante 2 MSK 1 | 43 |
| Abbildung 6-10: Bewertung Variante 3a MSK 1 | 44 |
| Abbildung 6-11: Bewertung Variante 3b MSK 1 | 45 |
| Abbildung 6-12: MSK 1, Rentabilität der Varianten nach 40 Jahren | 46 |
| Abbildung 6-13: Mustersanierungsobjekt 2, Vorderansicht, Foto: FRANK..... | 47 |
| Abbildung 6-14: 3D Modellierung, erstellt durch FRANK mit dem Programm Hottgenroth..... | 48 |
| Abbildung 6-15: Thermische Gebäudehülle, v. l. n. r. EG, DG, 3-D Ansicht | 48 |
| Abbildung 6-16: Energetische Verluste und Gewinne Ist-Zustand, MSK 2 | 49 |
| Abbildung 6-17: Energetische Verluste Ist-Zustand, MSK 2 | 50 |
| Abbildung 6-18: Gesamtbewertung Ist-Zustand, MSK 2..... | 50 |
| Abbildung 6-19: Gebäudehülle, Anlagentechnik, Umweltwirkung Ist-Zustand, MSK 2..... | 51 |
| Abbildung 6-20: Bewertung Variante 1a, MSK 2 | 53 |
| Abbildung 6-21: Bewertung Variante 2a, MSK 2 | 54 |
| Abbildung 6-22: Bewertung Variante 2b, MSK 2 | 55 |
| Abbildung 6-23: Bewertung Variante 3, MSK 2 | 55 |
| Abbildung 6-24: MSK 2, Rentabilität der Maßnahmen nach 40 Jahren..... | 57 |
| Abbildung 6-25: Mustersanierungsobjekt 3, Vorderansicht, Foto: FRANK..... | 57 |
| Abbildung 6-26: 3D Modellierung, erstellt durch FRANK mit dem Programm Hottgenroth..... | 58 |
| Abbildung 6-27: Thermische Gebäudehülle MSK 3, v. l. n. r. KG, EG, 1.OG, DG, 3-D Ansicht | 59 |
| Abbildung 6-28: Energetische Verluste und Gewinne Ist-Zustand, MSK 3 | 60 |
| Abbildung 6-29: Energetische Verluste Ist-Zustand, MSK 3 | 61 |
| Abbildung 6-30: Gesamtbewertung Ist-Zustand, MSK 3..... | 61 |
| Abbildung 6-31: Gebäudehülle, Anlagentechnik, Umweltwirkung Ist-Zustand, MSK 3..... | 62 |
| Abbildung 6-32: Bewertung Variante 1, MSK 3 | 64 |
| Abbildung 6-33: Bewertung Variante 2 , MSK 3 | 65 |
| Abbildung 6-34: Bewertung Variante 3a MSK 3 | 66 |
| Abbildung 6-35: Bewertung Variante 3b, MSK 3 | 67 |
| Abbildung 6-36: MSK 3, Rentabilität der Maßnahmen nach 40 Jahren..... | 68 |
| Abbildung 7-1: stündliche Außentemperaturen für Kiel-Holtenau im Jahr 2023..... | 72 |
| Abbildung 7-2: Jahrestemperaturverlauf der Schwentine 2019..... | 73 |
| Abbildung 7-3: mittlere Fluidtemperatur in den Erdsonden im Jahresverlauf | 74 |
| Abbildung 7-4: Lage der Biogasanlage Kählstorf (Bundesnetzagentur, o. J. a) | 74 |
| Abbildung 7-5: Entwurf Wärmenetz – OT Klein Berkenthin und OT Groß Berkenthin..... | 76 |
| Abbildung 7-6: Entwurf Wärmenetz - OT Kählstorf | 77 |
| Abbildung 7-7: Netzwärmebedarf für das Verbundnetz der OT Klein und Groß Berkenthin im Jahresverlauf berechnet auf Basis der Außentemperaturen von Kiel-Holtenau in 2019..... | 80 |

| | |
|--|-----|
| Abbildung 7-8: Netzwärmebedarf für Kählstorf im Jahresverlauf berechnet auf Basis der Außentemperaturen von Kiel-Holtenau in 2019..... | 81 |
| Abbildung 7-9: Jahresdauerlinie des Netzleistungsbedarfs des Verbundnetzes in den OT Klein Berkenthin und Groß Berkenthin berechnet auf Basis der Außentemperaturen für Kiel-Holtenau in 2019..... | 82 |
| Abbildung 7-10: Jahresdauerlinie des Netzleistungsbedarfs des gemeinsamen Netzes von Kählstorf berechnet auf Basis der Außentemperaturen für Kiel-Holtenau in 2019 | 82 |
| Abbildung 7-11: Investitionskosten der unterschiedlichen Versorgungsoptionen in Groß und Klein Berkenthin | 86 |
| Abbildung 7-12: Investitionskosten der unterschiedlichen Versorgungsoptionen in Kählstorf | 87 |
| Abbildung 7-13: Vergleich der jährlichen Wärmekosten im Verbundnetz (OT Klein und Groß Berkenthin) für die unterschiedlichen zentralen Wärmeversorgungsvarianten für ein exemplarisches Gebäude..... | 89 |
| Abbildung 7-14: Vergleich der jährlichen Wärmekosten im OT Klein Berkenthin hervorgerufen durch die unterschiedlichen betrachteten zentralen Wärmeversorgungsvarianten für ein beispielhaftes Gebäude | 89 |
| Abbildung 7-15: Vergleich der jährlichen Wärmekosten im OT Groß Berkenthin hervorgerufen durch die unterschiedlichen betrachteten zentralen Wärmeversorgungsvarianten für ein beispielhaftes Gebäude | 90 |
| Abbildung 7-16: Vergleich der jährlichen Wärmekosten in Kählstorf bei den unterschiedlichen zentralen Wärmeversorgungsvarianten für ein exemplarisches Gebäude..... | 90 |
| Abbildung 7-17: Vergleich der präferierten Fernwärmevariante mit den typischen zur Verfügung stehenden dezentralen Heizungstechnologien am Beispiel des Verbundnetzes (Klein und Groß Berkenthin)..... | 99 |
| Abbildung 7-18: Darstellung der Abhängigkeiten der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Energiepreis für Holzhackschnitzel für den Einsatz im zentralen Hackschnitzelkessel am Beispiel des Verbundnetzes (OT Klein Berkenthin und Groß Berkenthin)..... | 101 |
| Abbildung 7-19: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Energiepreis für Strom für den Einsatz im Wärmenetz | 102 |
| Abbildung 7-20: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh von der Anschlussquote der Gebäude des Quartiers | 103 |
| Abbildung 7-21: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Kapitalzinssatz..... | 103 |
| Abbildung 7-22: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Erdgaspreis | 104 |
| Abbildung 7-23: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Strompreis (für Privat bzw. Großkunden)..... | 105 |
| Abbildung 7-24: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Holzpelletpreis | 106 |
| Abbildung 8-1: Impressionen vom BarCamp „Mobilität“ | 108 |
| Abbildung 8-2: Ergebnisse des BarCamps „Mobilität in Berkenthin“ | 111 |

| | |
|--|-----|
| Abbildung 9-1: Endenergieverbrauch 2018 in Deutschland (SBZ Monteur, 2020) | 112 |
| Abbildung 10-1: Befragungsergebnisse der ersten, Teilnehmende aus Berkenthin (stehend) auf der zweiten öffentlichen Veranstaltung | 117 |

3. ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

SI-Einheiten und allgemeinsprachliche Abkürzungen sind nicht erläutert.

| | |
|-----------------|--|
| a | Jahr |
| Aw | Außenwand |
| BAFA | Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle |
| BEG | Bundesförderung für effiziente Gebäude |
| BEHG | Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz) |
| BEW | Bundesförderung für effiziente Wärmenetze |
| BGA | Biogasanlage(n) |
| BHKW | Blockheizkraftwerk |
| Bj | Baujahr |
| BMU | Bundesministerium für Umwelt, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz |
| BMVI | Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur |
| BMWE | Bundesministerium für Wirtschaft und Energie |
| BMWi | Bundesministerium für Wirtschaft |
| BMWK | Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz |
| BMWT | Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie |
| BW | Biogaswärme |
| C.A.R.M.E.N. | Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. |
| CO ₂ | Kohlenstoffdioxid |
| Da | Dach |
| DFF | Dachflächenfenster |
| DG | Dachgeschoß |
| DZ | dezentrale Versorgung |
| EE | Erneuerbare Energien / Energieträger |
| EEG | Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) |
| EEWärmeG | Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz |
| EFH | Einfamilienhaus / -häuser |
| EG | Erdgeschoß |
| EH | Effizienzhaus |
| EK | Erdgaskessel |
| el | elektrisch(e) (Arbeit oder Leistung) |
| EU | Europäische Union |
| EVU | Energieversorgungsunternehmen |

| | |
|-----------|--|
| EWKG | Gesetz zur Energiewende und zum Klimaschutz in Schleswig-Holstein (Energiewende- und Klimaschutzgesetz Schleswig-Holstein) |
| EWP | Erdwärmepumpe |
| Fe | Fenster |
| GIS | Geoinformationssysteme, Geographische Informationssysteme |
| GEG | Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz) |
| GO | Gemeindeordnung |
| GVE | Großvieheinheit |
| h | Stunde |
| GZF | Gleichzeitigkeitsfaktor |
| Heizöl EL | leichtes Heizöl |
| Hi | Heizwert |
| HJ | Halbjahr |
| HOAI | Honorarordnung für Architekten und Ingenieure |
| HSH | Hackschnitzelheizung |
| HSK | Hackschnitzelkessel |
| HÜS | Hausübergabestation |
| IB.SH | Investitionsbank Schleswig-Holstein |
| IfEU | Institut für Energie- und Umweltforschung |
| IPP ESN | IPP ESN Power Engineering GmbH |
| iSFP | individueller Sanierungsfahrplan |
| IWU | Institut Wohnen und Umwelt |
| k. A. | keine Angaben (verfügbar) |
| Ke | Keller |
| KfW | Kreditanstalt für Wiederaufbau |
| Kita | Kindertagesstätte |
| KSV | Kalksandstein-Verblender |
| kWh | Kilowattstunde |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| LIS | Ladeinfrastruktur (für E-Fahrzeuge) |
| LoD | Level of Detail |
| LWP | Luftwärmepumpe |
| MSK | Mustersanierungskonzept |
| MWVATT | Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Arbeit, Technologie und Tourismus des Landes Schleswig-Holstein |
| NKI | Nationale Klimaschutzinitiative |

| | |
|--------|---|
| NOW | NOW GmbH - Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellen-technologie |
| NT | Niedertemperatur |
| NW | Nahwärme |
| NWG | Nichtwohngebäude |
| o. J. | ohne Jahresangabe |
| ÖPNV | Öffentlicher Personennahverkehr |
| OT | Ortsteil |
| PH | Pelletheizung |
| SerSan | Serielle Sanierung |
| SH | Schleswig-Holstein |
| T€ | 1000 Euro |
| t | Tonne |
| th | thermische (Leistung oder Arbeit) |
| UBA | Umweltbundesamt |
| VDI | Verein Deutscher Ingenieure |
| WDVS | Wärmedämmverbundsystem |
| WE | Wohneinheit |
| WEG | Wohnungseigentumsgemeinschaften |
| WG | Wohngebäude |
| WLG | Wärmeleitgruppe |
| WP | Wärmepumpe |
| WPB | Worst Performing Building |
| WPG | Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz) |
| Z | Zentrale Versorgung |

4. ZUSAMMENFASSUNG

4.1 ZENTRALE ERGEBNISSE

Das energetische Quartierskonzept befasste sich im Kern mit den Möglichkeiten

- den Wärmebedarf der privaten, öffentlichen und gewerblichen Liegenschaften zu senken und
- den verbleibenden Wärmebedarf weitestgehend klimaneutral zu decken.
- Ergänzend wurden zur Klimaentlastung im Bereich Mobilität verschiedene denkbare Maßnahmen untersucht.

4.1.1 REDUKTION DES WÄRMEBEDARFS

Die Bebauungsstruktur im Quartier wird durch Einfamilienhäuser verschiedener Baualtersklassen geprägt. Diese weisen heterogene Sanierungsstände auf. Verhältnismäßig viele Gebäude stammen allerdings aus den 50er bis 70er Jahren.

Dennoch sind bei vielen Wohngebäuden energetische Sanierungspotenziale, insbesondere im Bereich der Gebäudehülle, festzustellen. Der altersbedingte Tausch von Fenstern oder Türen stellt für viele Objekte eine effiziente Möglichkeit dar, den Wohnkomfort zu steigern und Wärmeverluste zu minimieren. Eine Komplettsanierung zu einem Effizienzhaus ist für die meisten Gebäude nicht sinnvoll, da technisch nicht möglich und / oder wirtschaftlich nicht darstellbar.

Die in diesem Bericht beschriebenen Mustersanierungskonzepte zeigen wirtschaftlich darstellbare Sanierungsvarianten mit bis zu über 80 % Endenergieersparnis auf. Diese sind, insbesondere für die Gebäude aus den 90er Jahren, häufig durch einen Heizungstausch zugunsten von regenerativen Heizungstypen erreichbar. Doch auch durch Maßnahmen an der Gebäudehülle sind zukünftig Reduktionen des Wärmebedarfs zu erwarten. Aufgrund der aktuell hohen Baukosten und der eingeschränkten Handwerkerverfügbarkeit ist allerdings ceteris paribus mit jährlichen Sanierungsraten von unter 2 % zu rechnen.

Handlungsempfehlung:

Aufgrund des Baualters vieler Gebäude und den daraus resultierenden energetischen Einsparpotentialen sind kontinuierliche Betrachtungen des Gebäudebestandes sinnvoll. Die Gemeinde sollte sich daher für tiefergehende Sanierungsberatungen des restlichen Bestandes, unter Einbeziehung von Energieeffizienzexperten, engagieren.

4.1.2 WÄRMEERZEUGUNG

Bisher versorgen sich die Liegenschaften des Quartiers überwiegend dezentral, d. h. in fast jedem Haus befindet sich ein Wärmeerzeuger, der das eigene Haus versorgt. Überwiegend handelt es sich dabei um Heizkessel, die mit Erdgas (511 Kessel) oder Heizöl (120 Kessel) betrieben werden. Zudem verfügen 495 Häuser über Kaminöfen, die mit Scheitholz befeuert werden können. Es ist zu vermuten, dass diese meistens lediglich ergänzend eingesetzt werden; genaue Zahlen darüber sind nicht verfügbar. Überwiegend ist die Wärmeerzeugung im Quartier somit zum einen klimaschädlich, und zum anderen besteht eine hohe Abhängigkeit vom Import fossiler Energieträger, mit den nach dem Angriff Putins auf die Ukraine deutlich gewordenen Konsequenzen für die Preisstabilität.

Für die zukünftige Wärmeversorgung des Quartiers können zwei Wege der Wärmewende hin zur Klimaneutralität beschritten werden: Die Versorgung kann durch einen Austausch der Erdgas- und

Heizkessel gegen jeweils dezentrale andere Wärmeerzeuger wie etwa Wärmepumpe, Pelletkessel o. a. dargestellt werden. Alternativ kann ein Wärmenetz errichtet werden und die Wärmegewinnung in einer gemeinsamen Heizzentrale auf Basis erneuerbarer Energien erfolgen. Beide Alternativen wurden im Rahmen des Quartierskonzeptes geprüft.

Im Zuge dieser Betrachtungen ergab sich, dass ein **gemeinsames Wärmenetz für die Ortsteile Groß Berkenthin und Klein Berkenthin voraussichtlich Preisvorteile gegenüber den in Zukunft sonst bei den einzelnen Eigentümer*innen erforderlichen dezentralen Versorgungslösungen bietet** (vgl. Abbildung 4-1). Voraussetzung ist jedoch eine hohe Anschlussquote. Am günstigsten wäre bei den aktuellen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen die Errichtung eines Holzhackschnitzelkessels, der den weit überwiegenden Teil der Wärmeversorgung sichert. Damit wäre jedoch eine sehr einseitige Versorgung gegeben, die alleine von der Preisentwicklung eines einzigen Brennstoffes abhängt. Insofern sollten so lange wie möglich Alternativen offen gehalten werden. Besonders vorteilhaft könnte eine Kombination mit Windkraftanlagen sein, die günstigen Strom für Wärmepumpen über eine Direktleitung liefern. Dazu müsste die Gemeinde die Gemeindeöffnungsklausel von § 245 Abs. 5 BauGB nutzen.

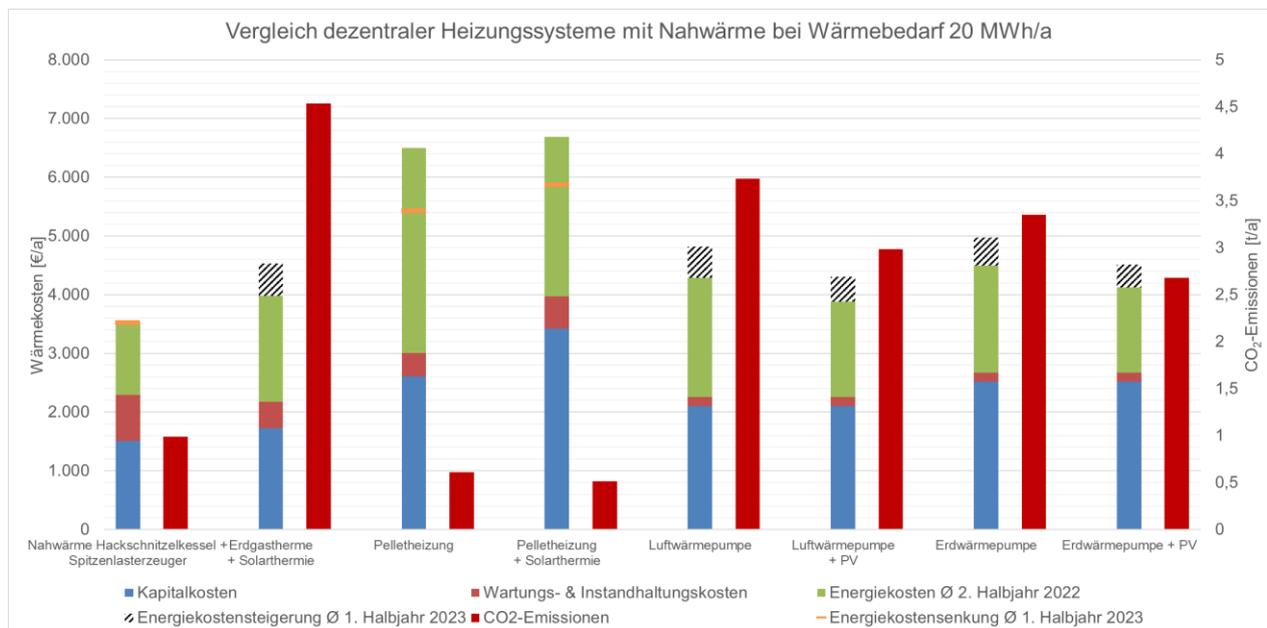


Abbildung 4-1: CO₂- und Kostenvergleich der günstigsten Fernwärmevariante mit typischen zur Verfügung stehenden dezentralen Heizungstechnologien am Beispiel des Verbundnetzes Klein und Groß Berkenthin bei einem exemplarischen jährlichen Wärmebedarf von 20.000 kWh (Vollkostenbetrachtung)

Wesentlich ist die Klärung, wer dieses Wärmenetz bauen könnte. Sowohl wirtschaftliche (Refinanzierungsbedingungen) als auch politische Aspekte (Kontrolle über die Daseinsvorsorge) könnten dafür sprechen, dass die Kommune das Wärmenetz baut und für z. B. 20 Jahre an einen Betreiber verpachtet. Dieser würde auch die Wärmeerzeugungsanlagen bauen, von denen ins Netz eingespeist wird.

Der nächste Schritt wäre eine BEW-Machbarkeitsstudie, die auch für die Beantragung von Fördermitteln aus der BEW erforderlich ist. Diese könnte durch die Kommune erstellt werden; sinnvoller wäre es jedoch, dies dem zukünftigen Betreiber des Wärmenetzes zu überlassen, wenn dieser kurzfristig identifiziert werden kann.

In **Kählstorf** sind die Rahmenbedingungen eines Wärmenetzes ungünstiger. Am günstigsten wäre es, bisher nicht genutzte Abwärme des Biogas-BHKW mit einer Luftwärmepumpe zu

kombinieren. Da hier nur eine geringe Anzahl von Liegenschaften zu versorgen ist, bietet sich der Betreiber des Biogas-BHKW auch für einen Ausbau des Wärmenetzes an. Hier könnte im direkten Dialog mit den örtlichen Hauseigentümer*innen geklärt werden, ob auch eine höhere Anschlussquote als 80 % für zu versorgende Bereiche denkbar ist, die die Wirtschaftlichkeit verbessern würde. Ggf. können auch Häuser mit längerem Trassenbedarf ausgeklammert werden.

Handlungsempfehlung:

Der Gemeinde Berkenthin wird empfohlen, die Planungen zum Ausbau eines Wärmenetzes im Rahmen einer BEW-Machbarkeitsstudie weiter voranzutreiben und parallel mit einer breiten Öffentlichkeitsarbeit für einen Anschluss zu werben. Die verschiedenen Optionen der Wärmeerzeugung für das Wärmenetz sollten dabei möglichst lange offengehalten und im Rahmen einer BEW-Machbarkeitsstudie nochmals verglichen werden.

Möglichst frühzeitig sollte die Gemeinde klären, welche Betreibermodelle gewünscht sind, und unter Beachtung der konzessions- und vergaberechtlichen Rahmenbedingungen einen Betreiber des Wärmenetzes ausfindig machen, ggf. per Ausschreibung.

4.1.3 MOBILITÄT

Bezüglich Mobilität wurden Bedarfe anhand eines BarCamps direkt von der betroffenen Bevölkerung der Gemeinde erarbeitet. Dabei wurden zu folgenden Themen Initiativen konzipiert:

- Carsharing,
- Mitfahrgelegenheiten / Mitfahrapp,
- Fahrradwege,
- Rad- & Fußwege,
- verkehrsberuhigte Zonen,
- Sitzbänke und
- ÖPNV.

Handlungsempfehlung:

Die Verfolgung der Umsetzung obliegt der Gemeindevertretung bzw. den zuständigen Ausschüssen.

4.2 CHECKLISTE KfW ENERGETISCHE STADTSANIERUNG

Tabelle 4-1: Abgleich der Berichtsinhalte mit den Anforderungen der KfW

| ZU BERÜCKSICHTIGENDE ASPEKTE | KAPITEL |
|--|-------------|
| Betrachtung der für das Quartier maßgeblichen Energieverbrauchssektoren (insbesondere kommunale Einrichtungen, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Industrie, private Haushalte) (Ausgangsanalyse) | 5 |
| Beachtung von Klimaschutz- und Klimaanpassungskonzepten, integrierten Stadtteilentwicklungskonzepten oder wohnwirtschaftlichen Konzepten bzw. von integrierten Konzepten auf Quartiersebene | 5 |
| Beachtung der baukulturellen Zielstellungen unter besonderer Berücksichtigung von Denkmälern, erhaltenswerter Bausubstanz und Stadtbildqualität | 5, 6.3 |
| Aussagen zu Energieeffizienzpotenzialen und deren Realisierung im Bereich der quartiersbezogenen Mobilität | 8 |
| Identifikation von alternativen, effizienten und gegebenenfalls erneuerbaren lokalen oder regionalen Energieversorgungsoptionen und deren Energieeinspar- und Klimaschutzpotenziale für das Quartier | 7 |
| Bestandsaufnahme von Grünflächen, Retentionsflächen, Beachtung von naturschutzfachlichen Zielstellungen und der vorhandenen natürlichen Kühlungsfunktion der Böden | --- |
| Gesamtenergiebilanz des Quartiers (Vergleich Ausgangspunkt und Zielaussage) | 4.3, 0, 7.5 |
| Bezugnahme auf Klimaschutzziele der Bundesregierung und energetische Zielsetzungen auf kommunaler Ebene | 5.5, 6.2, 7 |
| konkreter Maßnahmenkatalog unter Berücksichtigung quartiersbezogener Wechselwirkungen | 6.3, 7; 8 |
| Analyse möglicher Umsetzungshemmnisse und deren Überwindungsmöglichkeiten | 9 |
| Aussagen zu Kosten, Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit der Investitionsmaßnahmen | 6.3, 7 |
| Einbeziehung betroffener Akteure bzw. Öffentlichkeit in die Aktionspläne / Handlungskonzepte | 10 |
| Maßnahmen zur organisatorischen Umsetzung des Sanierungskonzepts (Zeitplan, Prioritätensetzung, Mobilisierung der Akteure und Verantwortlichkeiten). | 12 |
| Maßnahmen der Erfolgskontrolle und zum Monitoring | 11 |
| Bei Digitalisierungsvorhaben: Nutzung von Open Source-Ansätzen und offenen Standards; Beachtung von Datenschutz und -sicherheit | --- |

4.3 ENERGIE- UND CO₂-BILANZ - VERWENDUNGSNACHWEIS KfW ENERGETISCHE STADTSANIERUNG

Im vorliegenden Konzept für Berkenthin wurden verschiedene Varianten einer zukünftigen Nahwärmeversorgung untersucht. Sowohl in den Ortsteilen Klein und Groß Berkenthin als auch in Kählstorf wurden Wärmenetze betrachtet, von denen angenommen wurde, dass diese 80 % der Gebäude versorgt (Anschlussquote). Für die Gebäude im Anschlussgebiet, die nicht durch das Wärmenetz versorgt werden wollen, wurde in konservativer Betrachtung eine Beibehaltung der jetzigen Versorgung unterstellt.

Die in Tabelle 4-2 dargestellten Werte gelten für die Versorgung von 80 % aller Gebäude im Quartier mit Fernwärme und 20 % aller Gebäude aus dezentralen Bestandsheizungen.

Tabelle 4-2: Ausweisung Einspareffekte

| Nr. | geplante Maßnahme (Kurzbezeichnung) | Energieträger (gemäß Tabelle 4) | Emissions- fakto [kg/kWh] | Primärener- giefaktor fp | Endenergieverbrauch (ggf. geschätzt) | | | Einsparung im ersten Jahr | | |
|--|--|------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------|--|--|-----------------------------|----------------------------|-------------------------------|---|
| | | | | | Ist-Zustand/ Referenz- anlage [kWh/a] | Optional : prozentuale Einsparung [%] | Soll- Zustand [kWh/a] | End- energie [kWh/a] | Primär- energie [kWh/a] | CO _{2e} - Emissionen [t/a] |
| 1 | Bestandsgebäude | Erdgas | 0,240 | 1,1 | 15.510.000 | 80 | 3.102.000 | 12.408.000 | 13.648.800 | 2.977,9 |
| 2 | Bestandsgebäude | Heizöl | 0,310 | 1,1 | 4.190.000 | 80 | 838.000 | 3.352.000 | 3.687.200 | 1.039,1 |
| 3 | Bestandsgebäude | Flüssiggas | 0,276 | 1,1 | 2.220.000 | 80 | 444.000 | 1.776.000 | 1.953.600 | 490,2 |
| 4 | Bestandsgebäude | Holz | 0,020 | 0,2 | 5.450.000 | 80 | 1.090 | 5.448.910 | 1.089.782 | 109,0 |
| 5 | Fernwärme | Nah-/Fernwärme ir | 0,046 | 0,3 | | | 21.116.985 | -21.116.985 | -6.335.095 | -979,0 |
| | | | | | | | | 0 | 0 | 0,0 |
| | | | | | | | | 0 | 0 | 0,0 |
| | | | | | | | | 0 | 0 | 0,0 |
| | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | |
| Summe der Einsparungen aus Tabelle 1a | | | | | | | | 1.867.925 | 14.044.287 | 3.637,2 |

5. BESTANDSAUFNAHME

Jedes Quartier weist Unterschiede hinsichtlich der Nutzungs- und Siedlungsstrukturen, des Baualters, der Bauweisen, der Eigentumsverhältnisse sowie der energetischen Ausgangssituationen und Herausforderungen auf. Insofern ist eine Bestandsaufnahme des Projektgebietes ein erster essenzieller Schritt für die Entwicklung eines ganzheitlichen, integrierten energetischen Quartierskonzeptes.

5.1 RÄUMLICHE LAGE UND FUNKTIONEN DES QUARTIERS

Das Quartier besteht aus dem gesamten Gemeindegebiet von Berkenthin, mit Ausnahme der in Abbildung 7-2 markierten Neubaugebiete. Die Gemeinde Berkenthin liegt im Südosten Schleswig-Holsteins im Kreis Herzogtum Lauenburg und ist Verwaltungssitz des gleichnamigen Amtes. Die Gemeinde ist Heimat von rund 2.214 Einwohner*innen (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2023 a).



Abbildung 5-1: Lage der Gemeinde Berkenthin im Kreis Herzogtum Lauenburg (Schwochow, Berkenthin, 2024)

Das Quartier erstreckt sich über das gesamte Gemeindegebiet von Berkenthin, einschließlich Kählstorf, mit Ausnahme der beiden Neubaugebiete (B-Plan 23 und 24). Ein Neubaugebiet liegt zentral an der Bundesstraße 208 (B-Plan 24), während sich das andere im Südosten in der Nähe des Friedhofs an der Straße "Am Friedhof" befindet (B-Plan 23).

Das Quartier besteht aus circa 700 Wohngebäuden mit über 952 Wohneinheiten und ist durch eine kleinteilige Einfamilienhausbebauung geprägt (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2023). Da sich das Quartier in einem ländlichen Umfeld befindet, gibt es entsprechend viele landwirtschaftliche Betriebe in der Umgebung, von denen einige innerhalb des Quartiergebiets liegen. Im Norden des Quartiers befindet sich ein Klärwerk, während weiter

nördlich, auf der anderen Seite der Stecknitz, Kählstorf liegt. Nordwestlich befindet sich ein Turn- und Sportverein mit einem dazugehörigen Skatepark. Im Quartier befindet sich im Südwesten eine Freiwillige Feuerwehr sowie an der durchs Quartier führenden B 208 eine örtliche Polizeistation. Entlang der B 208 sind verschiedene Gewerbebetriebe angesiedelt, darunter Lebensmittelgeschäfte, Gaststätten, Ferienhäuser und andere Geschäfte. Im Süden des Quartiers befinden sich der Friedhof Berkenthin und eine Autowerkstatt. Nördlich des Friedhofs sind ein Seniorenheim sowie die Grund- und Gemeinschaftsschule Stecknitz und der evangelische Kindergarten Berkenthin angesiedelt. Das Amt Berkenthin liegt in der Nähe der Stecknitz-Brücke. Auf der anderen Seite der Stecknitz steht im Süden die denkmalgeschützte Maria-Magdalenen-Kirche. Derzeit gibt es zwei Neubaugebiete, die nicht zum Quartier gehören.



Abbildung 5-2: Das Quartier Berkenthin, eigene Abbildung, Daten: (Google LLC, o. J.)

5.2 BEVÖLKERUNG, BAUFERTIGSTELLUNGEN

Für die Einwohnerentwicklung wird Berkenthin insgesamt betrachtet. Am 31.12.2023 lebten 2.214 Personen in der Gemeinde Berkenthin (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2023 a).

Im Gegensatz zu vielen anderen ländlichen Gemeinden stieg die Bevölkerung von Berkenthin über die letzten Jahre leicht an (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2023 a). Ein Grund dafür könnte die gute Lage sein, so liegt Berkenthin zwischen Hamburg, Lübeck, Mölln und Ratzeburg. Durch diese zentrale Lage und die weiterhin zunehmende Bevölkerung in den umliegenden Ballungsgebieten könnte die Bevölkerung in Berkenthin auch in Zukunft weiter wachsen.

5.3 GEBÄUDE- UND HEIZUNGSBESTAND

Die wichtigen Daten und Erhebungen für die Bestandsaufnahmen des Gebäudebestands und ihrer energetischen Kenngrößen sind insbesondere folgende:

- die Entwicklung der Bebauung (nach Zensus 2011),
- Bevölkerungsentwicklung (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig Holstein),
- Gasnetzdaten,
- Feuerstättendaten des Schornsteinfegers,
- Ergebnisse aus den im Quartier verteilten Fragebögen (vgl. Tabelle 5-1).

Mit Hilfe dieser Daten wurde der Wärmeatlas erarbeitet. Mit der frei zugänglichen Software QGIS ist dieser Atlas für die kommunale Wärmeplanung weiterhin nutzbar.

5.3.1 WOHNBEBAUUNG

Der Bestand der Wohngebäude in Berkenthin ist hauptsächlich durch Einfamilienhäuser geprägt. Mehrfamilienhäuser mit drei oder mehr Wohneinheiten machen rd. 5 % des Gebäudebestands aus (siehe Abbildung 5-3). Im Quartier befinden sich einige Gebäude unter Denkmalschutz dazu gehören die Maria-Magdalenen-Kirche mit Hof und der anliegenden Kirchsteigbrücke, die Hofstelle Kählsdorf 10 und die Hofanlage Ratzeburger Straße 9 (Landesamt für Denkmalpflege Schleswig-Holstein, 2021).

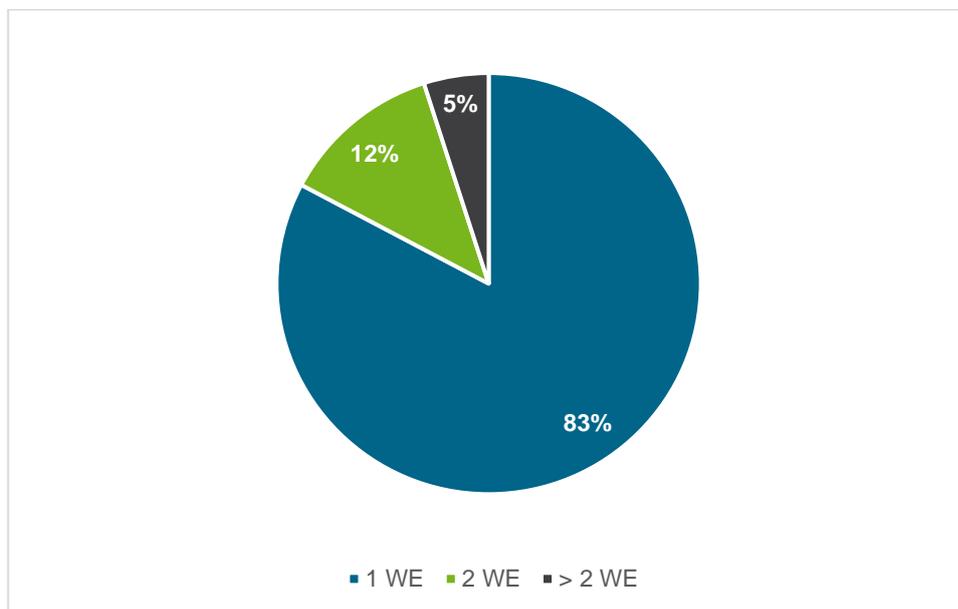


Abbildung 5-3: Wohngebäudetypen in Berkenthin (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2023)

Die Wohngebäude in Berkenthin weisen heterogene Baualtersklassen auf. Grundlage dieser Untersuchung bilden Daten zu den Baujahren der Wohngebäude des Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein. Diese stammen aus dem Jahr 2011, beziehen sich auf das gesamte Gemeindegebiet und stellen Bauaktivitäten von vor 1919 bis zum Jahr 2009 dar. 2011 wurden 605 Wohngebäude in Berkenthin gezählt. Das Statistische Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein zählte am 31.12.2022 708 Gebäude in Berkenthin. Demnach ist davon auszugehen, dass zwischen 2011 und 2022 103 Gebäude in Berkenthin errichtet wurden (Statistisches Amt für Hamburg

und Schleswig-Holstein, 2023). Der Großteil der Wohngebäude in Berkenthin wurde zwischen 1949 und 1978 erbaut (Abbildung 7-4).

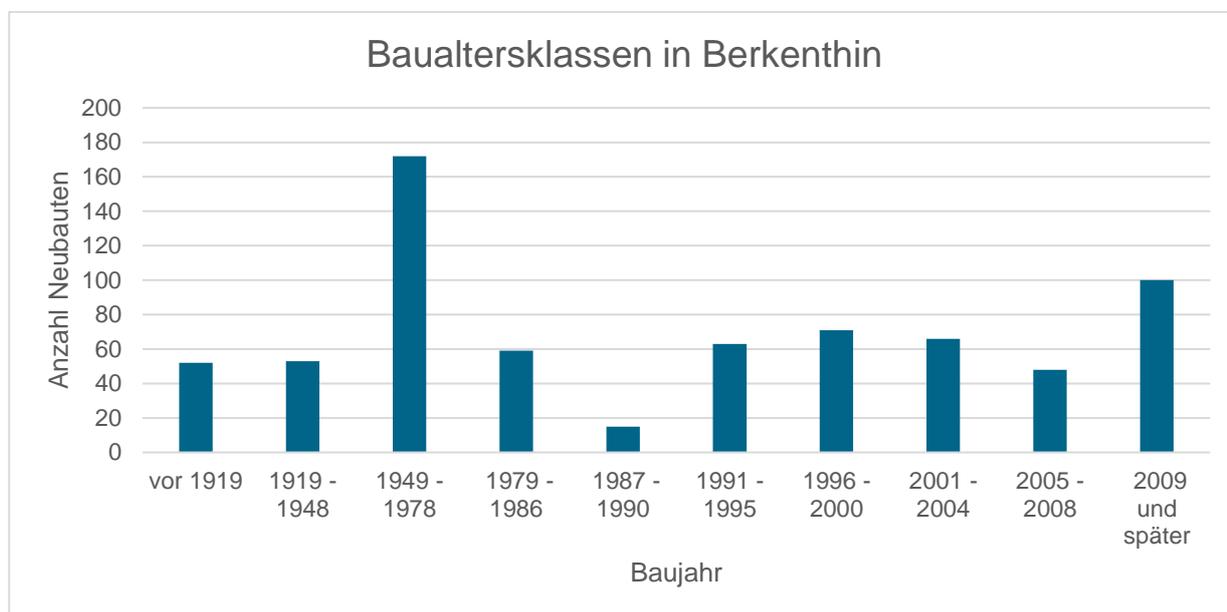


Abbildung 5-4: Baualtersklassen Gemeinde Berkenthin (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2023 b)

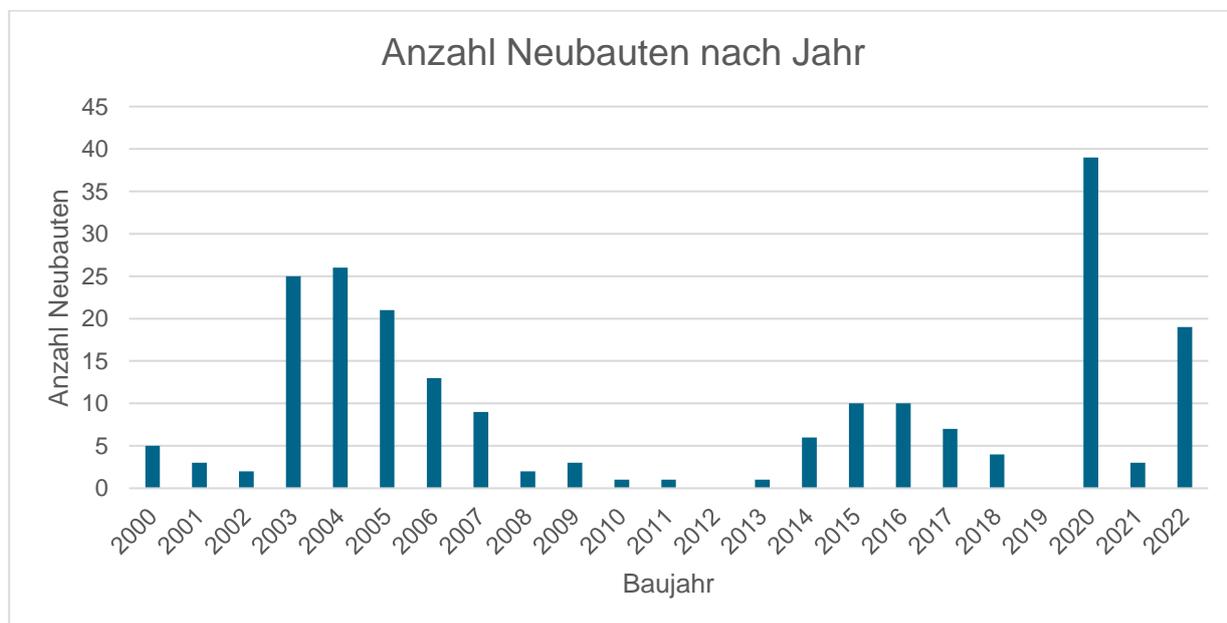


Abbildung 5-5: Neubauten in Berkenthin seit 2000 (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2023)

Die Betrachtung der Bauaktivitäten zeigt, dass besonders viele Wohngebäude im Quartier in den 50er, 60er und 70er Jahren errichtet wurden. Auch wenn das Quartier heterogene Gebäudealtersklassen aufweist, lassen sich Siedlungen erkennen, die zur selben Zeit entstanden sind (vgl. Abbildung 5-6). Dazu zählt die Siedlung an der Rondeshagener Straße im Norden des Quartiers, die in den 1990er Jahren gebaut wurde. Weitere Einfamilienhausgebiete sind Anfang der 1960er Jahre im Bereich Drosselweg und Birkenweg entstanden. Der historische Dorfkern befindet sich am östlichen Ufer der Stecknitz. Im Südwesten des Quartiers ist entlang der Straßen Pennbräh, Steigkoppel und Von-Parkentin-Straße Wohnbebauung aus den 2000er Jahren vorzufinden.



Abbildung 5-6: Baualtersklassen Siedlungen im Quartier, Quelle: (Google Ireland Limited, o. J.)

5.3.2 SANIERUNGSRATE

Am 28. September 2010 hat die damalige Bundesregierung das Ziel festgeschrieben, bis 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu erreichen. In dem „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ heißt es, dass „[...] eine Verdoppelung der energetischen Sanierungsrate von jährlich 1 % auf 2 % erforderlich [...]“ sei (BMWT & BMU, 2010). Eine einheitliche Definition für den Begriff der „Sanierungsrate“ liegt bislang jedoch nicht vor.

Als Sanierung definieren wir alle Maßnahmen, die bei Betrachtung der Investitionskosten und unter Einbeziehung der verfügbaren Förderung wirtschaftlich sind. Aus den Ergebnissen der Mustersanierungskonzepte und dem Vergleich, welchen Anteil die Baualtersklasse im Quartier hat, leiten wir ab, um wie viel Prozent der Wärmebedarf bei einer „quartiersdurchschnittlichen Sanierung“ sinkt. Aus dieser quartiersdurchschnittlichen Sanierung berechnen wir die Wärmebedarfseinsparungen bis zum Jahr 2030 bzw. bis zum Jahr 2050 für die Sanierungsrate von 1 % bzw. von 2 %.

Dabei orientiert sich die Rate von 1 % am bundesdeutschen Durchschnitt, die Rate von 2 % stellt ein optimistischeres Szenario dar. Den Berechnungen liegt die Annahme zugrunde, dass bei einer Sanierung im Quartier Berkenthin durchschnittlich 34 % des Heizenergiebedarfs eingespart werden können. Diese Zahl ist abhängig von der Gebäudealtersstruktur im Quartier. Bei einer Sanierungsrate von 1 % könnte der Wärmebedarf der Gebäude bis zum Jahr 2050 um 9 % gesenkt werden, bei einer ambitionierten Sanierungsrate in Höhe von 2 % sogar um das Doppelte.

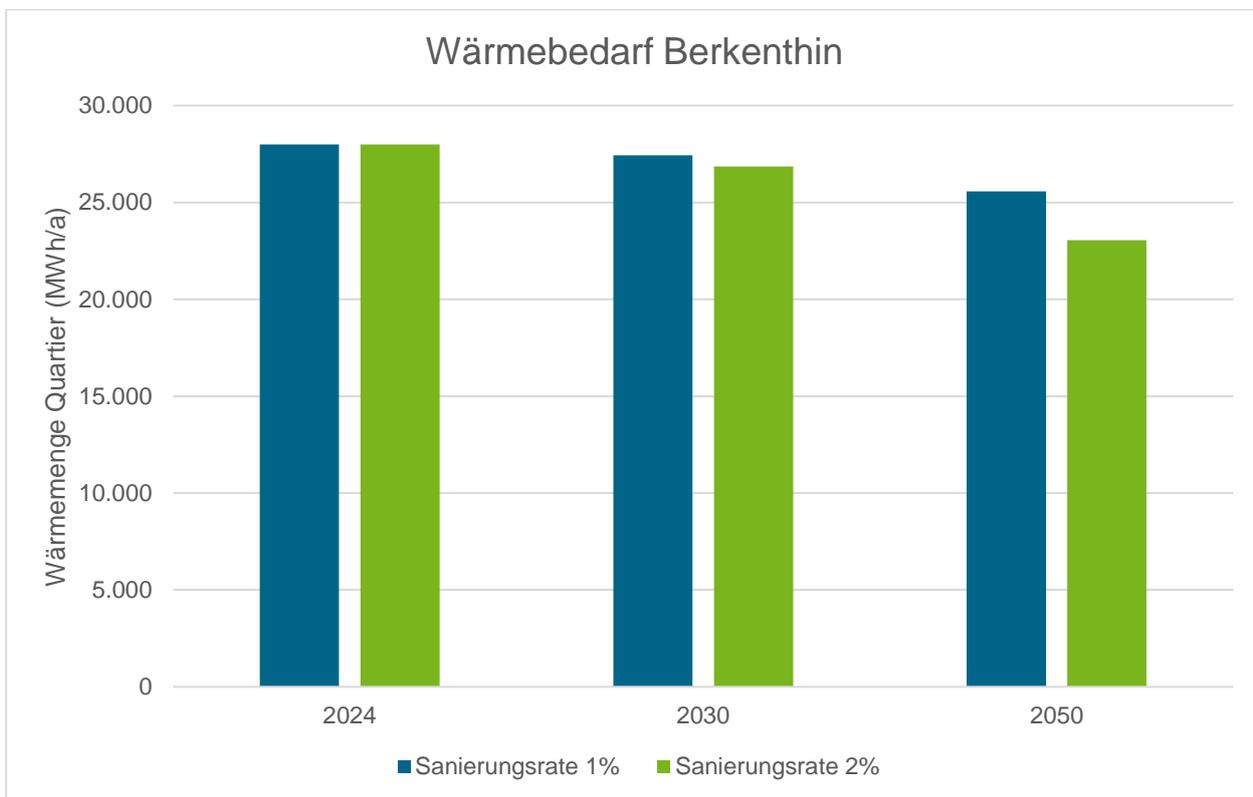


Abbildung 5-7: Entwicklung Wärmebedarf durch Gebäudesanierung

5.3.3 DERZEITIGE WÄRMEERZEUGUNG

Die zuständigen Bezirksschornsteinfegermeister haben die Daten der Feuerstättenschau gemäß § 7 Abs. 11 EWKG zur weiteren Bearbeitung im Quartierskonzept anonym übergeben. Die Auswertung der Daten gibt Aufschluss über die relative Verteilung der eingesetzten brennbaren Energieträger, das Alter der entsprechenden Wärmeerzeuger und auch über die Verwendung von Zusatzfeuerungen wie z. B. offenen Kaminen.

Die Auswertung der Daten zeigt, dass ohne Berücksichtigung der Kaminöfen die Erdgasheizung die dominante Technologie zur Wärmebereitstellung in Berkenthin darstellt (Abbildung 5-8). Von 708 beheizten Gebäuden im Quartier werden 511 (72 %) mit Erdgas versorgt; es folgen Heizöl, Flüssiggas und Pellets. Bei der Aufsummierung wird die Zahl der beheizten Gebäude deutlich überschritten, so dass offenbar zahlreiche Gebäude über mehrere Heizquellen verfügen. Dies gilt insbesondere dann, wenn auch die 495 Öfen mit berücksichtigt werden, die mit Scheitholz betrieben werden können. Es ist davon auszugehen, dass diese der ergänzenden Beheizung dienen: Wie Abbildung 5-9 zeigt, haben die Scheitholzöfen deutlich geringere Leistungen. Über den Umfang, in dem diese im Vergleich zu den anderen Heizungen genutzt werden, sind jedoch keine Informationen verfügbar.

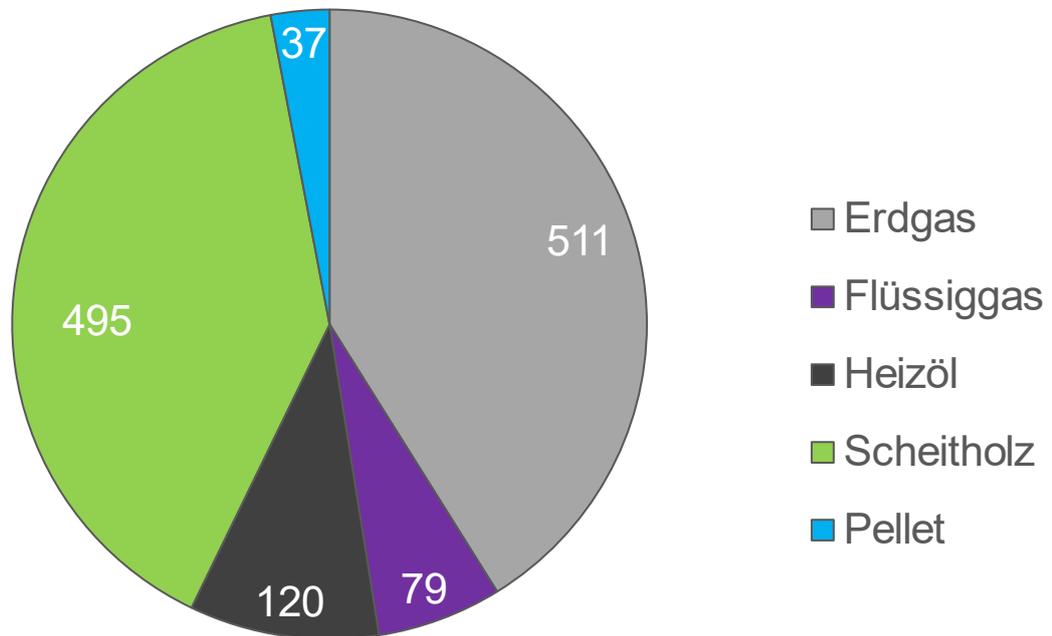


Abbildung 5-8: Verteilung der Feuerstätten nach eingesetztem Energieträger

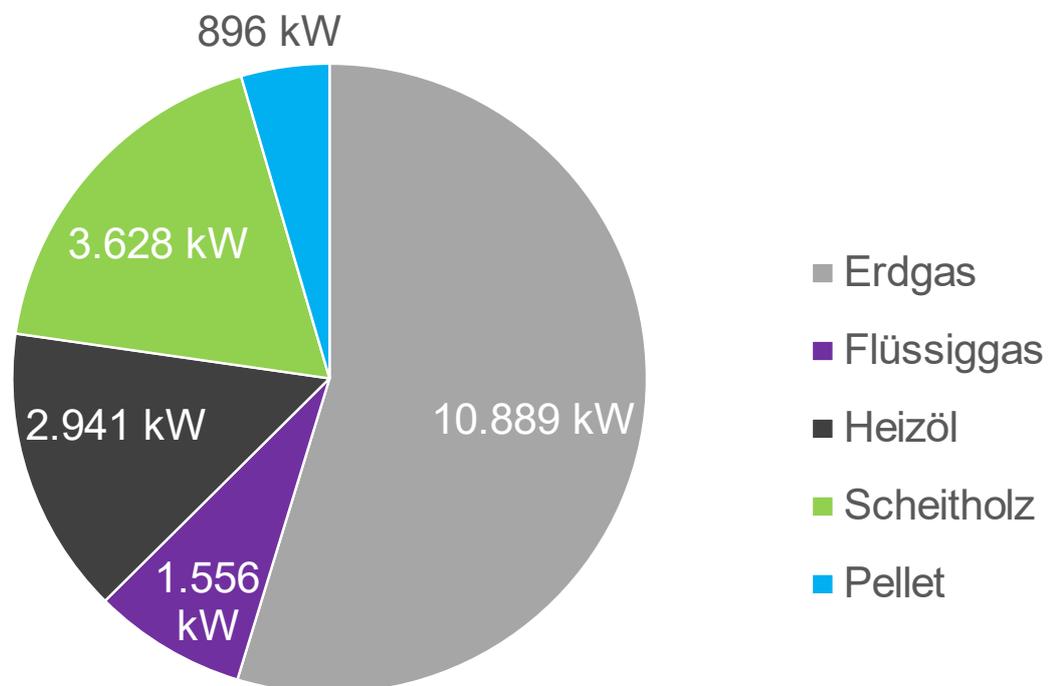


Abbildung 5-9: Verteilung der kumulierten Anlagenleistung der Feuerstätten nach eingesetztem Energieträger

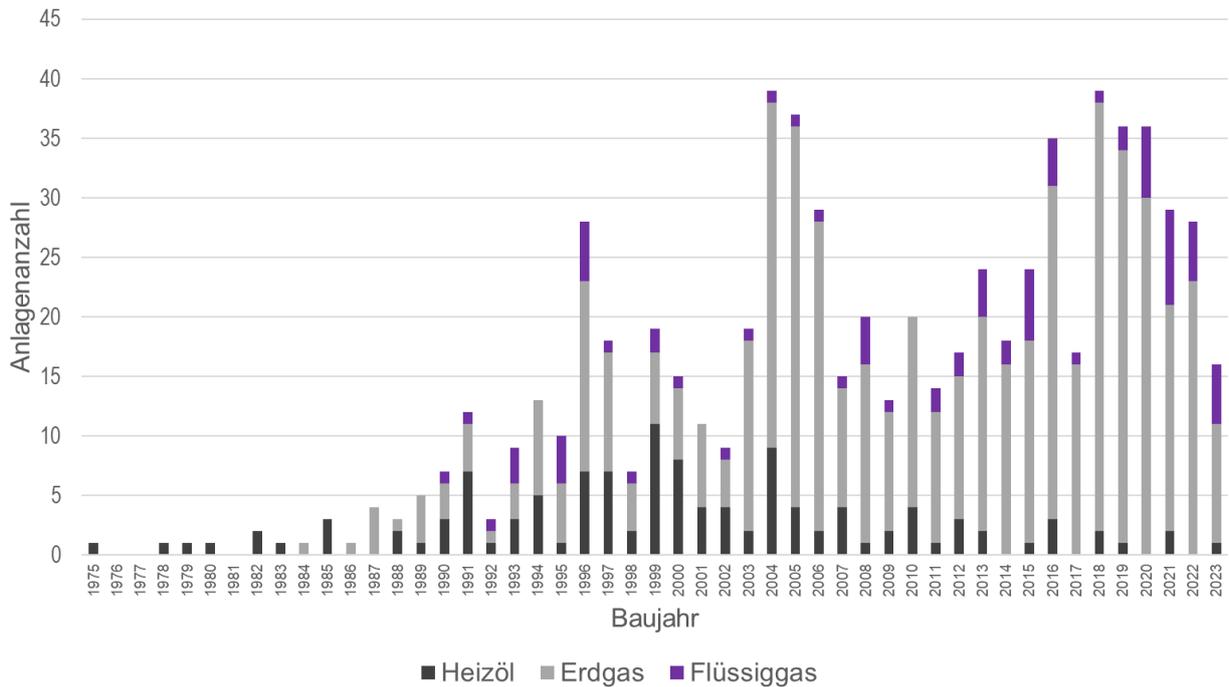


Abbildung 5-10: Anzahl der fossilen Heizkessel (Heizöl, Erdgas und Flüssiggas) nach Baujahren

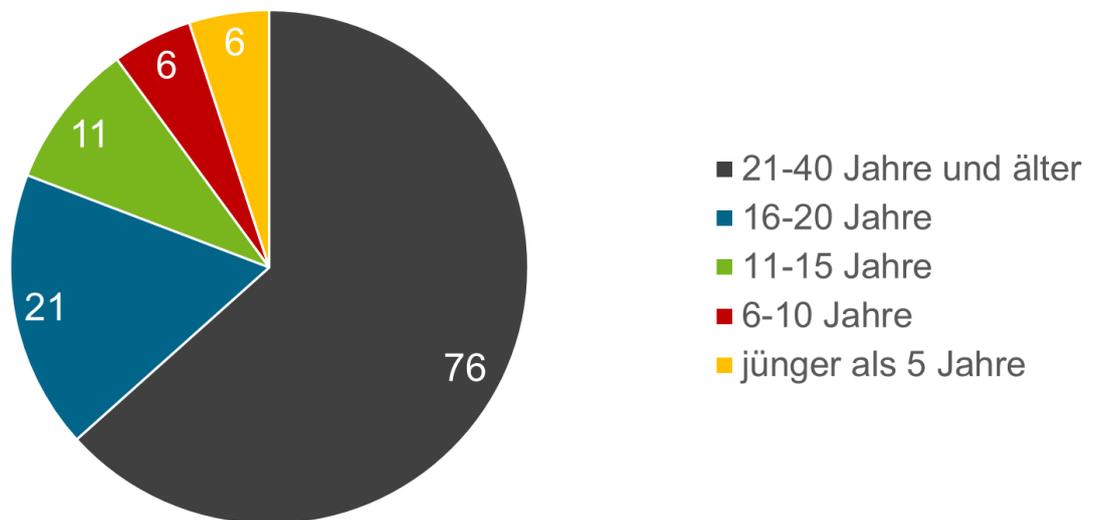


Abbildung 5-11: Anzahl und Alter der Ölkessel

Abbildung 5-10 und Abbildung 5-11 zeigen, dass die noch vorhandenen Heizölkessel zu mehr als der Hälfte ein Alter von über 20 Jahren aufweisen. Hier besteht also bei vielen Anlagen ein Handlungsbedarf zur Erneuerung der Heizungen, für die die Vorgaben des GEG zum Einsatz erneuerbarer Energieträger gelten. Insofern könnte bei den betroffenen Eigentümer*innen ein hohes Interesse an einem Wärmenetzanschluss bestehen.

Abbildung 5-12 zeigt für die Erdgaskessel ein differenzierteres Bild. Die hohe Zahl von Anlagen mit einem Alter von unter 5 Jahren indiziert, dass viele Eigentümer*innen vor Inkrafttreten des

GEG oder der letzten Novellierung des EWKG noch eine neue Erdgasheizung eingebaut haben und die damit verbundenen Risiken deutlich steigender Erdgaspreise tragen.

Hier besteht - auch bei vorübergehender Beibehaltung dieser fossiler Wärmeerzeugung - ein beträchtliches Energieeffizienzpotenzial, welches durch Optimierung der Regelung und der Durchführung des hydraulischen Abgleichs i. H. v. rd. 20 bis 30 % hochgradig wirtschaftlich erschlossen werden kann (VdZ e. V. - Wirtschaftsvereinigung Gebäude und Energie, 2024).

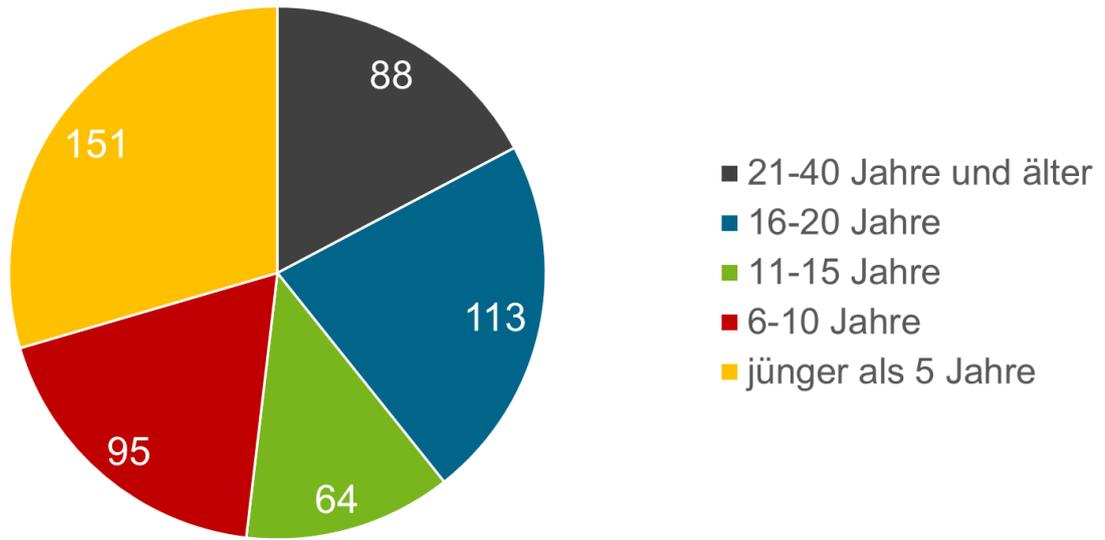


Abbildung 5-12: Anzahl und Alter der Erdgaskessel

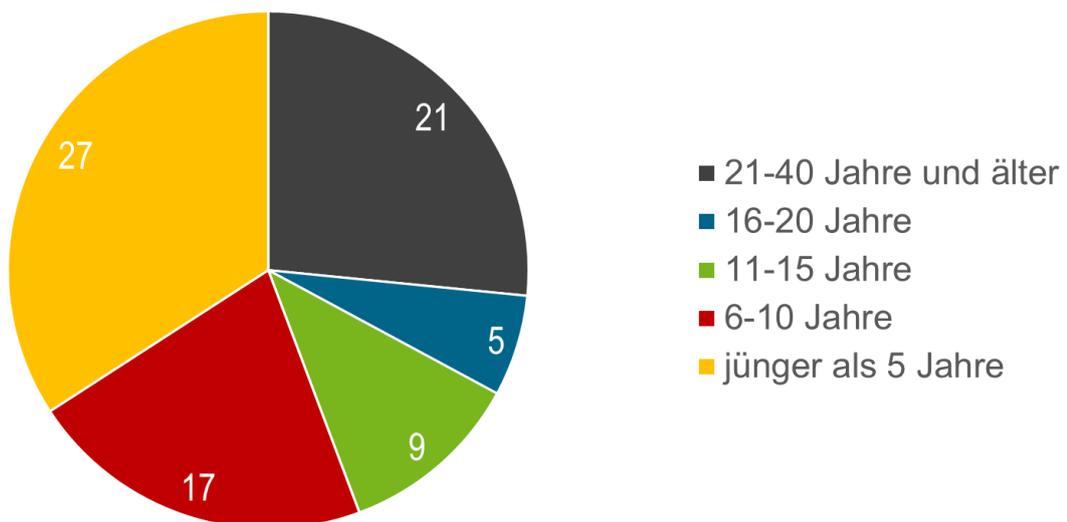


Abbildung 5-13-5: Anzahl und Alter der Flüssiggaskessel

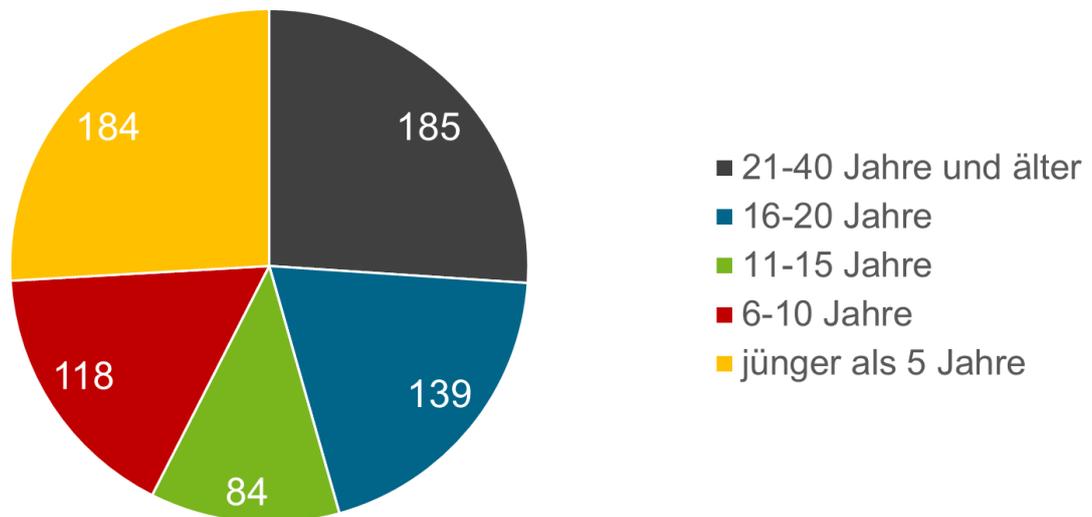


Abbildung 5-14: Anzahl und Alter der fossilen Kesselanlagen (Heizöl, Flüssiggas, Heizöl) kumuliert

5.3.4 ERGEBNISSE DER FRAGEBOGENAKTION UND DER ENERGIEBERATUNG VOR ORT

5.3.4.1 FRAGEBOGENAKTION

Um die Abschätzung zum Wärmebedarf möglichst genau zu verifizieren sowie das Interesse an einer klimafreundlichen zentralen Wärmeversorgung abzufragen, wurde ein Fragebogen erstellt (vgl. Abbildung 5-15). Dieser wurde an alle Haushalte des Quartiers verteilt.

Die Auswertung der abgegebenen Fragebögen zeigt überwiegend Interesse an einer klimafreundlichen zentralen Wärmeversorgung (vgl. Tabelle 5-1).

Energetisches Quartierskonzept Berkenthin Fragebogen

Für das Quartierskonzept werden sowohl die Energie- und Kosteneinsparpotentiale im Bereich Gebäudesanierung als auch Optionen für eine zukunftsweisende Wärmeversorgung ermittelt. Um möglichst realistische Ergebnisse zu erarbeiten, ist es erforderlich, den zu erwartenden Wärmeabsatz zu kennen. Daher bitten wir Sie um Informationen zu Ihrer Heizung, dem Brennstoffverbrauch und Ihrem Gebäude.

Mit dem ausgefüllten Fragebogen können Sie an der Vergabe der kostenfreien Energieberatungen teilnehmen. Geben Sie den Fragebogen gerne auch ab, sollten Sie kein Interesse an einer Energieberatung haben (Punkt 13, siehe unten).

Das Beantworten der Fragen verpflichtet Sie zu nichts! Sollten Sie bei der Ermittlung der Daten Unterstützung benötigen oder Fragen haben, steht Ihnen Herr Noah Schöning von der Firma FRANK Ecozwei gerne telefonisch (040 69711-1207) oder per Mail (noah.schoening@frank.de) zur Verfügung.

1. Straße + Hausnummer des Objektes _____
2. Vorname, Name _____
3. Telefon / E-Mail _____ / _____
4. Baualtersklasse Haus:
 vor 1949 1950 bis 1964 1965 bis 1977 1978 bis 1999 ab 2000
5. Sanierungen in den letzten Jahren (Maßnahme und Jahr): _____
6. Wohnfläche: _____ m²
7. Baujahr der Heizungsanlage: _____
8. Leistung der Heizungsanlage: _____ kW
9. Heizungsart / Brennstoff und jährlicher Verbrauch
 - Erdgas Verbrauch: _____ kWh oder m³ (Nichtzutreffende Einheit bitte streichen!)
 - Heizöl Verbrauch: _____ Liter
 - Nahwärme Verbrauch: _____ kWh
 - Pellets Verbrauch: _____ kg
 - Holz Verbrauch: _____ m³
 - Strom Verbrauch: _____ kWh (für Wärmepumpe Stromheizung)
 - Solarthermie
 - Sonstiges Verbrauch: _____ Art der Heizung: _____
10. Art der Trinkwarmwasserbereitung: zentral über Heizungsanlage dezentral elektrisch
11. Grundsätzliches Interesse an einer klimafreundlichen, zentralen Wärmeversorgung: ja nein
12. Sind Bauzeichnungen Ihres Objekts vorhanden und einsehbar? ja nein
13. Interesse an einer kostenlosen Energieberatung: ja nein

Die anliegende Einverständniserklärung bzgl. der Erfassung und Verarbeitung personenbezogener Daten gemäß Art. 7 DSGVO und der Veröffentlichung von Fotos und/oder Videoaufnahmen habe ich vollständig ausgefüllt und unterschrieben. Damit akzeptiere ich die Datenschutzhinweise hinsichtlich der Herstellung und Verwendung von Foto und /oder Videoaufnahmen gemäß Art. 13 DSGVO.

Abbildung 5-15: Fragebogen an alle Haushalte im Quartier

Tabelle 5-1: Auswertung der Fragebögen zu den Liegenschaften des Quartiers

| Charakteristik | Angabe | Bezug |
|-------------------------------------|--------------------------------|-------------------------|
| Abgebende Fragebögen: | 23 | |
| Interesse an zentr. Wärmeversorgung | 22 | Ja |
| | 1 | Nein |
| Angabe Energieverbräuche | 23 | |
| Baualtersklasse vor 1949 | 5 | |
| Baualtersklasse 1950-1964 | 1 | |
| Baualtersklasse 1965-1979 | 5 | |
| Baualtersklasse 1980-1999 | 6 | |
| Baualtersklasse nach 2000 | 7 | |
| Bj. Heizung | 1995-2023 (Mittelwert 2010) | |
| Energieträger | 7 | Holz |
| | 16 | Erdgas |
| | 2 | Heizöl |
| | 5 | Strom |
| | 2 | Pellets |
| | 1 | Flüssiggas |
| Mittelwert spez. Verbrauch | 127 | kWh/(m ² ·a) |

5.3.4.2 MUSTERSANIERUNGSBERATUNGEN PRIV. WOHNGBÄUDE

Auf der öffentlichen Informationsveranstaltung wurden drei kostenfreie Energieberatungen für Wohngebäude vergeben (vgl. Kapitel 6.3). Aus den eingesammelten Fragebögen wurden drei quartierstypische Gebäude, mit unterschiedlichen Sanierungsständen und unterschiedlichen Baualtersklassen ausgewählt. Damit wurde einerseits der lokale und möglichst repräsentative Bezug zu den abgegebenen Fragebögen für die Mustersanierungen geschaffen und andererseits wurde die Attraktivität der Informationsveranstaltung erhöht. Die Mustersanierungsberatung orientiert sich hierbei an der Bundesförderung für Energieberatung für Wohngebäude (BAFA, 2022 a).

5.3.5 ÖFFENTLICHE LIEGENSCHAFTEN

Im Quartier bestehen einige öffentliche Liegenschaften. Dazu gehören die Grund- und Gemeinschaftsschule Stecknitz, das Amtsgebäude sowie der Bauhof Berkenthin.

5.4 ENERGIE- UND CO₂-BILANZ DES QUARTIERS

Grundlage der Energie- und CO₂-Bilanzierung sind die abgeschätzten spezifischen Heizwärmebedarfe nach Baualtersklassen (siehe Kapitel 5.3.1). Die zweite notwendige Kenngröße ist die Energiebezugsfläche. Hier erfolgte die Abschätzung auf Basis von Geodaten. Das Landesamt für Vermessung und Geoinformation Schleswig-Holstein stellt den Städten und Gemeinden in Schleswig-Holstein kostenfrei Geobasisdaten zur Verfügung.

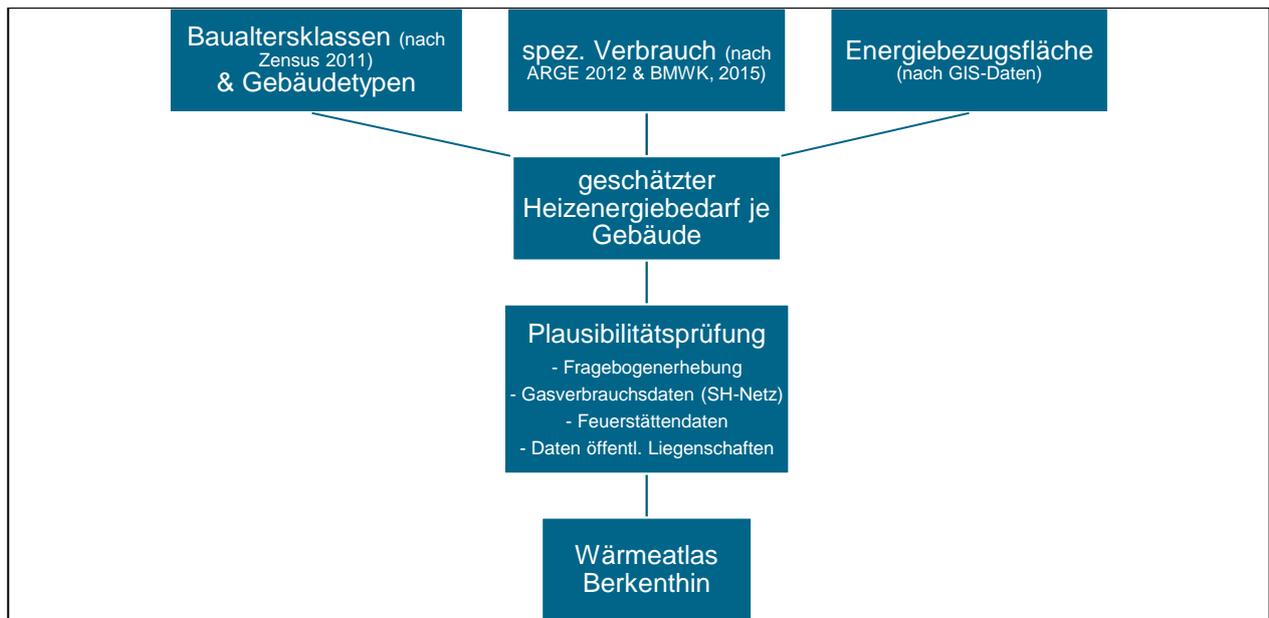


Abbildung 5-16: Vorgehensweise zur Erstellung der Wärmeatlases

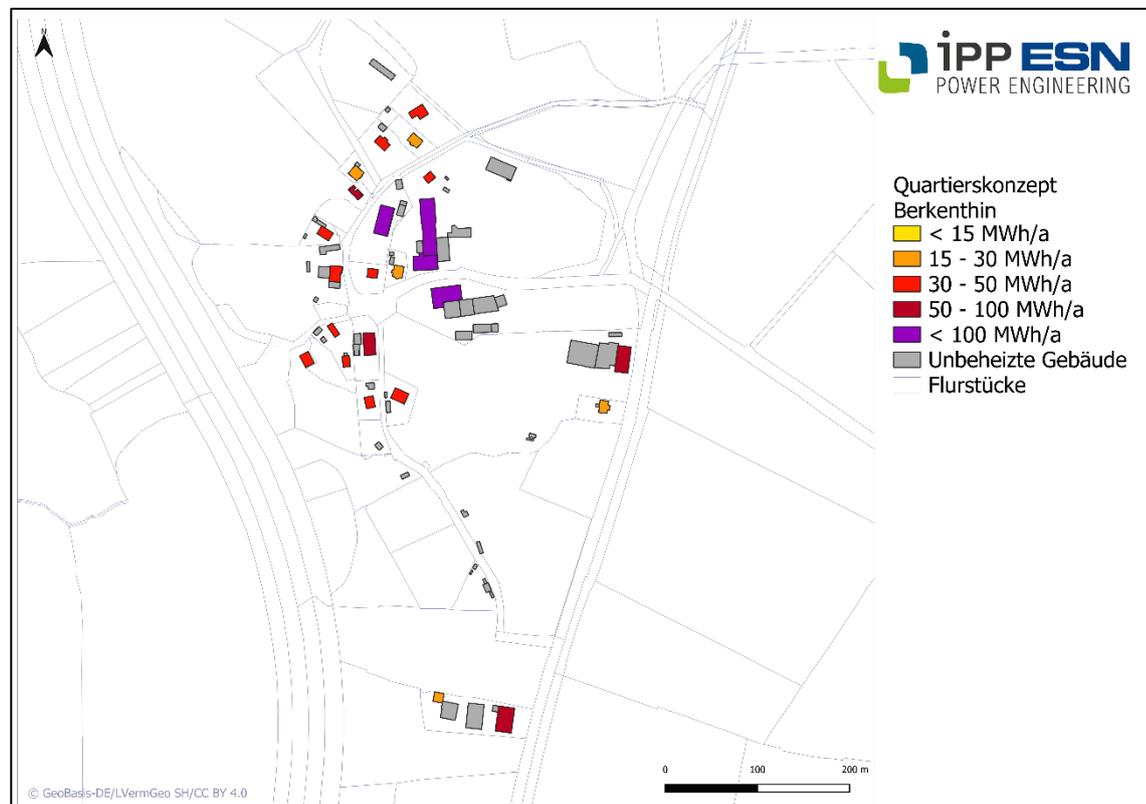


Abbildung 5-17: Wärmeatlas des Ortsteils Kahlstorf

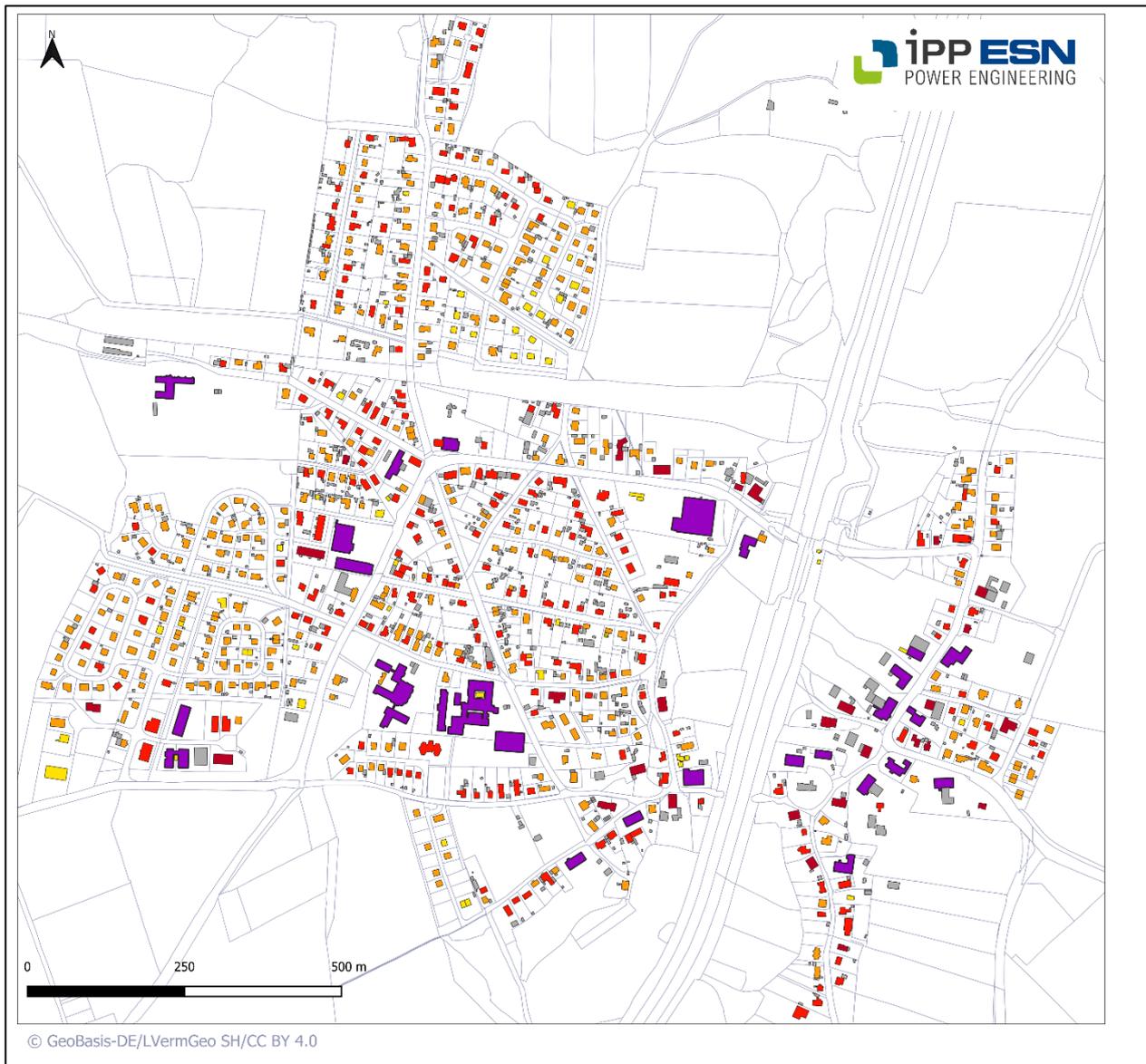


Abbildung 5-18: Wärmeatlas der Ortsteile Klein und Groß Berkenthin (Legende siehe Abbildung 5-17)

Mit Hilfe des Liegenschaftskatasters und des 3D-Gebäudemodells (LoD1) konnten die Gebäudgrundflächen und die jeweilige Geschossanzahl ermittelt werden. Die so berechneten Heizenergiebedarfe je Gebäude wurden in einem letzten Schritt mit den übermittelten Realdaten der Fragebogenerhebung, den Feuerstättendaten und des Gasverbrauchs plausibilisiert.¹

Das Ergebnis ist im Wärmeatlas (vgl. Abbildung 5-17) dargestellt.

Der Heizenergiebedarf im Quartier teilt sich gemäß Tabelle 5-2 auf Wohn- und Nichtwohngebäude auf.

Tabelle 5-2: Heizenergiebedarf im Quartier

| Wohngebäude | | Nichtwohngebäude | | Gesamt |
|-------------|--------|------------------|-------|--------|
| Anzahl | MWh/a | Anzahl | MWh/a | MWh/a |
| 676 | 18.120 | 26 | 4.700 | 22.820 |

¹ Der spezifische Verbrauch wurde nach dem Tabula-Verfahren ermittelt (IWU, 2015).

Abbildung 5-19 zeigt die Verteilung der Energieträger im Quartier auf Basis der Auswertungen der Feuerstättendaten und der ergänzenden Plausibilitätsprüfungen aus den Gasverbrauchsdaten. Die Abbildung verdeutlicht den hohen Erdgasanteil des Energieträgersplits der Kesselanlagen (ca. 81 %, bezogen auf den Endenergiebedarf).

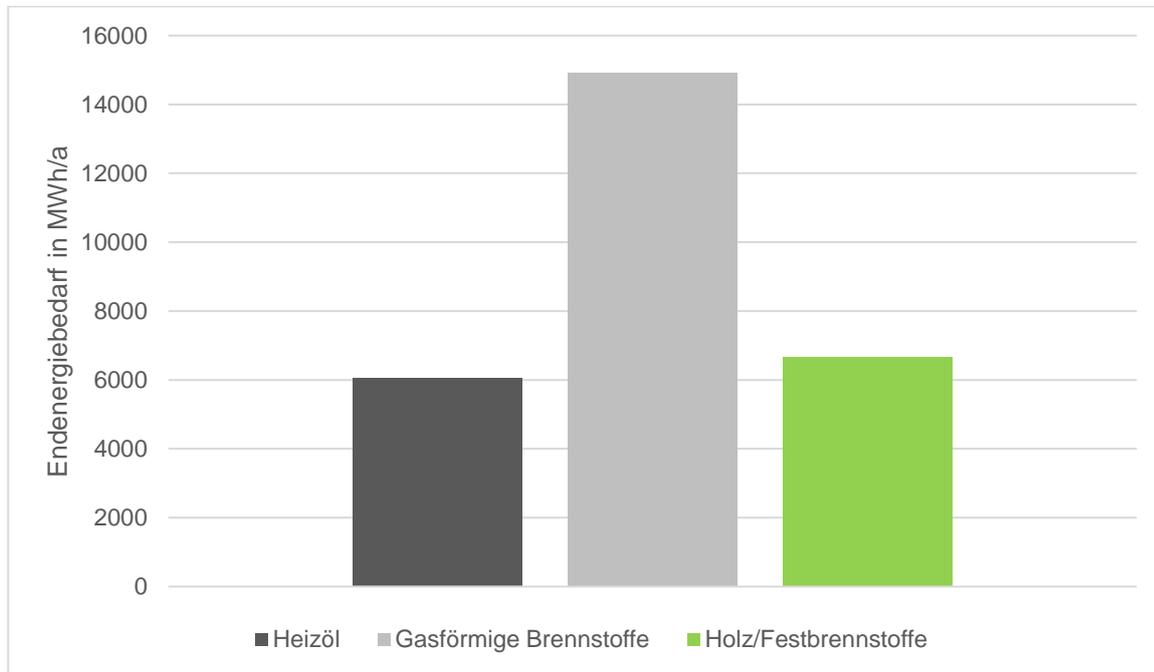


Abbildung 5-19: Aufteilung Endenergiebedarf nach Energieträgern

Die Bestimmung der CO₂-Emissionen des Quartiers erfolgt durch die Multiplikation der ermittelten Energieverbräuche mit den zugrunde gelegten spezifischen CO₂-Emissionsfaktoren aus Tabelle 5-3.

Tabelle 5-3: CO₂-Emissionsfaktoren und Primärenergiefaktoren verschiedener Energieträger

| ENERGIETRÄGER | SPEZIFISCHE EMISSIONEN | QUELLE | PRIMÄRENERGIE-FAKTOREN | QUELLE |
|---------------------|------------------------|--------------|------------------------|--------|
| Erdgas | 247 g/kWh | (IfEU, 2019) | 1,1 | GEG |
| Heizöl | 318 g/kWh | | 1,1 | |
| Flüssiggas | 276 g/kWh | | 1,1 | |
| Holzpellets | 25 g/kWh | | 0,2 | |
| Solarthermie | 24 g/kWh | | 0,0 | |
| Strom deutscher Mix | 475 g/kWh | | 1,8 / 1,2 ² | |

Tabelle 5-4 stellt die aktuelle Bilanz des Endenergiebedarfs, des Primärenergiebedarfs und der CO₂-Emissionen des Quartiers dar. Der Gesamtwärmebedarf des Quartiers wurde dabei gemäß der kumulierten Anlagenleistung auf die verschiedenen Energieträger verteilt (Daten siehe Kapitel 5.3.3). Bei Scheitholzöfen wurde unterstellt, dass diese 20 % des Wärmebedarfs decken.

² Der niedrigere Primärenergiefaktor von 1,2 gilt für die Nutzung von Strom in Großwärmepumpen ab einer Leistung von 500 kW - vgl. § 22 Abs. 4 (2) GEG 2024.

Tabelle 5-4: Jährliche Wärme-, Endenergie-, CO₂- und Primärenergiebilanz für das Quartier

| ENERGIETRÄGER | HEIZENERGIE-BEDARF [MWH] | ENDENERGIE-BEDARF [MWH] | PRIMÄRENERGIE-BEDARF [MWH] | CO ₂ -AUSSTOß [T] |
|---------------|--------------------------|-------------------------|----------------------------|------------------------------|
| Heizöl EL | 3.640 | 4.190 | 4.610 | 1.330 |
| Erdgas | 13.490 | 15.510 | 17.060 | 3.830 |
| Flüssiggas | 1.930 | 2.220 | 2.440 | 610 |
| Holz | 3.760 | 5.450 | 1.090 | 140 |
| Summe | 22.820 | 27.370 | 25.200 | 5.910 |

5.5 ZUSAMMENFASSUNG BESTANDSAUFNAHME

Das Untersuchungsgebiet in Berkenthin ist ein stetig wachsendes Wohnquartier. Zuletzt entstanden viele neue Wohngebäude im Südwesten des Quartiers. Da der Bedarf an Wohnraum weiter zunimmt, sind zwei Neubaugebiete angrenzend an das Quartiersareal geplant. Die Bebauung ist hauptsächlich durch Einfamilienhäuser charakterisiert, nur vereinzelt finden sich Gebäude mit mehr als zwei Wohneinheiten. Dies unterstreicht die Attraktivität des Standortes für Familien, die beruflich z. B. nach Ratzeburg oder Lübeck pendeln.

Die Wohngebäudesituation bzw. der Gebäudezustand ist divers und die Altersstruktur heterogen. Während sich der historische Ortskern östlich der Stecknitz befindet, wächst der westliche Teil von Berkenthin stetig. Im Osten des Quartiers befinden sich mehrere öffentliche Gebäude, wie z. B. die Schule und die Polizeistation. Darüber hinaus finden sich weitere Gebäude des öffentlichen Interesses, wie z. B. die Kindertagesstätte und im Süden die Wohnanlage für Senioren des DRK.

Im Quartier werden zu mehr als zwei Drittel Gasheizungen zur Wärmeversorgung verwendet. Ölheizungen, Holzheizungen sowie vereinzelt Pelletheizungen sind ebenfalls vorhanden. Viele Haushalte nutzen Kaminöfen als zusätzliche (zweite) Wärmequelle. Weit überwiegend basiert aber die Wärmeerzeugung noch auf fossilen Energieträgern. Die von der SH-Netz bereitgestellten Verbrauchsdaten beschränken sich auf die straßenzugswise Gasverbräuche. Stromverbräuche zu Heizzwecken wurden nicht übermittelt. Da die Wärmepumpen auch nicht vom Schornsteinfeger erfasst werden, ist kein Rückschluss auf die Anzahl der Wärmepumpen im Quartier möglich.

6. ENERGIE- UND CO₂-MINDERUNGSPOTENZIALE DURCH GEBÄUDESANIERUNG

6.1 GEBÄUDESANIERUNGSPOTENZIAL - VORGEHENSWEISE, RAHMENBEDINGUNGEN

Für die Sanierung von Wohngebäuden gab es in den letzten Jahren umfangreiche Förderprogramme. Ziel der Bundesförderung ist es, die Quote der energetischen Sanierungen zu erhöhen und dadurch den CO₂-Ausstoß des Wohnungsbestandes in Deutschland zu reduzieren. Das trägt dazu bei, die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung, insbesondere einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand, bis zum Jahr 2050 zu erreichen. Die Förderung soll darüber hinaus die finanzielle Belastung für Eigentümer und Nutzer reduzieren.

Mit der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) wurde die energetische Gebädeförderung des Bundes neu aufgesetzt. Die BEG ist zum Jahresbeginn 2021 gestartet. Sie ist in eine Grundstruktur mit den drei Teilprogrammen Wohngebäude (WG), Nichtwohngebäude (NWG) und Einzelmaßnahmen (EM) aufgeteilt. Das Teilprogramm BEG WG vereint sämtliche Förderangebote für Gesamtmaßnahmen bei Wohngebäuden. Als Gesamtmaßnahme sind alle Vorhaben zu verstehen, die im Ergebnis zu einem energetischen Zustand des Gebäudes auf Effizienzhausniveau führen (KfW, o. J. b). sei es in Folge einer Sanierung oder als Neubau.

Im Rahmen der Sanierung eines Wohngebäudes gibt es zahlreiche förderfähige Maßnahmen. Es werden als Voraussetzung für eine Förderung sowohl Anforderungen an die Qualität der Maßnahme als auch an ihre Umsetzung gestellt, damit das Ziel einer energieeffizienteren Ausführung als beim gesetzlich vorgeschriebenen Mindeststandard erreicht wird.

Förderfähige Maßnahmen bei Sanierungen von Bestandsgebäuden sind:

- Wärmedämmung von Wänden, Dachflächen und Geschossdecken;
- Erneuerung, Ersatz oder erstmaliger Einbau von Fenstern und Außentüren;
- Erneuerung der Heizungsanlage im Gebäude;
- Einbau und Erneuerung einer Lüftungsanlage;
- Einbau und Installation von Geräten zur digitalen Energieverbrauchsoptimierung.
- Alle Umfeldmaßnahmen, die im direkten Zusammenhang mit der energetischen Sanierung stehen, werden ebenfalls mitgefördert (z. B. Gerüststellung, Abriss / Entsorgung etc.).

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat die KfW sowie das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) mit der Durchführung des Förderprogramms beauftragt. Im Teilprogramm BEG WG liegt die Zuständigkeit für die Durchführung der Kreditvariante für Effizienzhäuser sowie die Förderung der Einzelmaßnahmen zur Heiztechnik bei der KfW. Die Zuständigkeit für die Durchführung der Zuschussvariante für BEG-Einzelmaßnahmen an der Gebäudehülle liegt beim BAFA (KfW, o. J. a).

6.2 FÖRDERPROGRAMME UND UMFELD FÜR DIE ENERGETISCHE SANIERUNG

6.2.1 WOHNGEBÄUDE KREDIT 261 (EFFIZIENZHAUSFÖRDERUNG)

Die KfW fördert die energetische Sanierung von Wohngebäuden, deren Bauantrag oder Bauanzeige zu dem Zeitpunkt des Antrags mindestens fünf Jahre zurückliegt. Der KfW-Kredit 261 kommt bei einer Sanierung einer Bestandsimmobilie zum Effizienzhaus in Frage.

Wie hoch der Kreditbetrag für die Sanierung von bestehenden Immobilien zum Effizienzhaus ist, hängt davon ab, wie energieeffizient die sanierte Immobilie ist und wie hoch die förderfähigen Kosten sind. Wird eine Effizienzhaus-Stufe erreicht, wird das Vorhaben mit einem Kreditbetrag von bis zu 120.000 € je Wohneinheit gefördert. Wenn die Immobilie zusätzlich die Kriterien für eine Erneuerbare-Energien-Klasse (EE) erreicht, steigt der maximale Kreditbetrag auf 150.000 € je Wohneinheit. Die EE wird erreicht, wenn mindestens 65 Prozent des Wärme- und Kälteenergiebedarfs mit erneuerbaren Energien gedeckt werden. Gleiche Konditionen gelten für die Nachhaltigkeitsklasse (NH). Diese wird erreicht, wenn das Objekt die aktuellen Anforderungen des staatlichen „Qualitätssiegels Nachhaltiges Gebäude“ erfüllt (KfW, 2023).

Zusätzlich können zwei Boni in Anspruch genommen werden. Fällt das Wohngebäude laut Energieausweis in die Energieklasse H, wird das Objekt in die „Worst Performing Building (WPB)“-Stufe eingeordnet. Sollte das Objekt durch eine serielle Sanierung (SerSan) eine Effizienzhausstufe erreichen, kann hierfür ebenfalls ein Bonus in Anspruch genommen werden. Als Serielle Sanierungen bezeichnet die KfW Sanierungsmaßnahmen, die mittels modular vorgefertigten Elementen durchgeführt werden. Dies kann Bauteile wie Dach oder Fassade oder auch die Anlagentechnik betreffen (KfW, 2023).

Der Tilgungszuschuss reduziert das Darlehen und verkürzt die Laufzeit. Es muss also nicht der gesamte Betrag zurückgezahlt werden. Der maximale Tilgungszuschuss liegt bei 37.500 € je Wohneinheit. Je besser die Effizienzhaus-Stufe der Immobilie nach der Sanierung, desto höher der Tilgungszuschuss. Der Tilgungszuschuss wird nach Abschluss des Vorhabens gutgeschrieben.

Auch die Baubegleitung wird mit einem zusätzlichen Kreditbetrag und Tilgungszuschuss gefördert. Bei einem Mehrfamilienhaus mit drei oder mehr Wohneinheiten beträgt der maximale Kreditbetrag 4.000 € je Wohneinheit bzw. bis zu 40.000 € je Vorhaben, bei dem eine neue Effizienzhaus-Stufe erreicht wird. Bei einem Ein- oder Zweifamilienhaus, einer Doppelhaushälfte oder einem Reihenhaus beträgt der maximale Kreditbetrag bis 10.000 € je Vorhaben bei einem Tilgungszuschuss von 50 % (KfW, 2023).

Tabelle 6-1: Förderung und Boni Kredit 261 (BMWK, 2024)

| | Tilgungszuschuss | Klassen | | Boni (bis 20% kumulierbar) | |
|------------|------------------|---------|-----|----------------------------|--------|
| | | EE | NH | WPB | SerSan |
| EH Denkmal | 5 % | 5 % | 5 % | - | - |
| EH 85 | 5 % | 5 % | 5 % | - | - |
| EH 70 | 10 % | 5 % | 5 % | 10% (nur EE) | - |
| EH 55 | 15 % | 5 % | 5 % | 10 % | 15 % |
| EH 40 | 20 % | 5 % | 5 % | 10 % | 15 % |

6.2.2 BAFA FÖRDERUNG EINZELMAßNAHMEN

Das BAFA ist für die Förderung der BEG-Einzelmaßnahmen zuständig. Förderfähig sind alle Gebäudemaßnahmen, die die Energieeffizienz verbessern. Der Fördersatz variiert zwischen den unterschiedlichen Sanierungskategorien, wie etwa Maßnahmen an der Gebäudehülle, Anlagentechnik und Heizungsoptimierung, beträgt aber mindestens 15 % (BAFA, o. J.).

Das BAFA ermöglicht zusätzlich eine schrittweise Modernisierung der Gebäude mit einem individuellen Sanierungsfahrplan (iSFP) unter Begleitung durch einen Energie-Effizienz-Experten. Dabei wird die Zielstufe einer möglichen Modernisierung festgelegt. Für die Erstellung des iSFP gibt es einen direkten Zuschuss von 80 % der Kosten, maximal jedoch 1.700 €, zzgl. nochmals 500 € für das Vorstellen des iSFP auf einer Eigentümer- oder Beiratsversammlung. Zusätzlich gibt es, mit Ausnahme einer Heizungssanierung, für jede weitere umgesetzte Maßnahme einen Bonus von 5 % zu den Förderkonditionen aus den BEG-Programmen Einzelmaßnahmen (nur für Wohngebäude) oder BEG Wohngebäude (BAFA, 2022).

Seit dem 01.01.2024 gelten neue Förderbedingungen für die Einzelmaßnahmen. Die genauen Konditionen für die einzelnen Maßnahmen sind in Tabelle 6-2 aufgeführt. Die Maßnahmen an der Heiztechnik werden von der KfW gefördert (Kapitel 6.2.3).

Tabelle 6-2: Förderrichtlinie BEG Einzelmaßnahmen seit 01.01.2024 (BMWK, 2023)

| Einzelmaßnahmen | Zuschuss | Boni | | Klimageschwindigkeits-Bonus | Einkommens-Bonus |
|--|----------|------------|-----------------|-----------------------------|------------------|
| | | iSFP-Bonus | Effizienz-Bonus | | |
| Gebäudehülle | 15 % | 5 % | | | |
| Anlagentechnik | 15 % | 5 % | | | |
| Solarthermische Anlagen | 30 % | | | max. 20 % ² | 30 % |
| Biomasseheizungen ¹ | 30 % | | | max. 20 % ² | 30 % |
| Wärmepumpen | 30 % | | 5 % | max. 20 % ² | 30 % |
| Brennstoffzellenheizung | 30 % | | | max. 20 % ² | 30 % |
| Wasserstofffähige Heizung (Investitionsmehrausgaben) | 30 % | | | max. 20 % ² | 30 % |
| Innovative Heizungstechnik | 30 % | | | max. 20 % ² | 30 % |
| Errichtung, Umbau, Erweiterung Gebäudenetz | 30 % | | | max. 20 % ² | 30 % |
| Gebäudenetzanschluss | 30 % | | | max. 20 % ² | 30 % |
| Wärmenetzanschluss | 30 % | | | max. 20 % ² | 30 % |
| Heizungsoptimierung zur Effizienzverbesserung | 15 % | 5 % | | | |
| Heizungsoptimierung zur Emissionsminderung | 50 % | | | | |

6.2.3 KfW-FÖRDERUNG EINZELMAßNAHMEN AN DER HEIZTECHNIK

Die Förderung für den Heizungstausch übernimmt seit Februar 2024 die KfW. Seit Mai 2024 sind selbstnutzende Eigentümer sowie WEGs antragsberechtigt. Planmäßig sollen ab August auch private Vermieter bzw. Unternehmen wie Wohnungsgesellschaften antragsberechtigt sein (KfW, 2024).

Die förderfähigen Kosten für Einzelmaßnahmen im Bereich der Anlagen zur Wärmeerzeugung betragen seit dem 01.01.2024 30.000 € für die erste WE, jeweils 15.000 € für die zweite bis sechste WE und jeweils 8.000 € ab der siebten WE. Für alle weiteren Maßnahmen beträgt die Höchstgrenze der förderfähigen Ausgaben 30.000 € bzw. 60.000 €, wenn ein iSFP-Bonus gewährt oder die antragstellende Person für einen iSFP nicht antragsberechtigt ist (BMWK, 2023). Die Boni sind kumulierbar. Insgesamt kann die Zuschussförderung für den Heizungstausch für private Selbstnutzer bis zu 70 % betragen (BMWK, o. J.).

6.3 MUSTERSANIERUNGSBERATUNGEN - ENERGIEBERATUNG VOR ORT

Es wurden für drei Gebäude des Quartiers Mustersanierungskonzepte erstellt, die den derzeitigen Gebäudezustand aufzeigen und entsprechende Sanierungsmaßnahmen ableiten lassen. Die Ergebnisse lassen Rückschlüsse auf den gesamten Bestand zu. Ziel ist es, übertragbare Maßnahmen zu entwickeln, die Energie einsparen und somit eine Reduzierung von CO₂-Emissionen bewirken.

Die Begehungen mit den jeweiligen Hauseigentümern wurden auf drei Tage aufgeteilt. Die erste Begehung fand am 04.12.2023 statt. Die zweite Begehung war am 08.12.2023 und die dritte Begehung am 05.01.2024. Für die Bearbeitung wurden verschiedene Unterlagen zur Verfügung gestellt, u. a. Planunterlagen, Informationen über bereits durchgeführte Sanierungen, die Verbrauchsdaten der letzten Jahre und die Nutzerstatistik. Mithilfe dieser Daten und der Begehungen wurden Energiebedarfsberechnungen mit dem Programm Hottgenroth ETU Planer nach der DIN 18599 durchgeführt.

Für die drei untersuchten Gebäude wurde zunächst die Ausgangslage ermittelt. Dabei wurden der Gebäudebestand, der Zustand der einzelnen Bauteile sowie die thermische Gebäudehülle erfasst. Die thermische Gebäudehülle umfasst dabei alle Räume, die direkt oder indirekt beheizt werden und sich gegen Außenluft, Erdreich und unbeheizte Zonen abgrenzen. Durch alle Bauteile dieser Räume findet ein Wärmeaustausch und somit Energieverluste statt.

Im Anschluss daran erfolgte die energetische Bewertung der Ist-Zustände sowie die Beschreibung der Energiebilanzen. Für die energetischen Gebäudebewertungen stellen die vorhandenen Energieverbräuche wichtige Indikatoren dar. Die Energiebilanzen geben Antworten auf die Fragen, ob die Häuser viel oder wenig Energie verbrauchen und durch welche Maßnahmen sich wie viel Energie einsparen lässt. Dazu werden alle Energieströme, die dem Gebäude zu- bzw. abgeführt werden, quantifiziert und anschließend bilanziert. Bei der Energiebilanz werden die Wärmeverluste und Wärmegewinne der Gebäudehülle sowie die Verluste der Anlagen zur Raumheizung, Trinkwarmwasserbereitung und Lüftungstechnik berücksichtigt. Aus der Bilanz ergibt sich dann der Endenergiebedarf Q_E (notwendige Energiemenge, die für die Beheizung, Lüftung und Warmwasserbereitung zu erwarten ist) und der Primärenergiebedarf Q_P des Gebäudes (zusätzliche Einbeziehung der Energiemenge der vorgelagerten Prozesskette außerhalb des Gebäudes - Gewinnung, Umwandlung, Verteilung).

Besonders dargestellt werden auch die Energieverluste, die über die Gebäudehülle (Transmission), durch den Luftwechsel und bei der Erzeugung und Bereitstellung der benötigten Energie entstehen. Die Aufteilung der Verluste, d. h. der Transmissionsverluste der Bauteilgruppen Dach/oberste Geschossdecke, Außenwand, Fenster, Keller/unterer Gebäudeabschluss, der Anlagenverluste der Bereiche Heizung, Warmwasser, Hilfsenergie (Strom) sowie der Lüftungsverluste, sind für die einzelnen Gebäude tabellarisch oder in Diagrammen dargestellt.

Daraufhin fand eine Gesamtbewertung der Gebäude statt. Diese erfolgte aufgrund der jährlichen Primärenergiebedarfe pro Nutzfläche. Für die Einordnung der Energieeffizienz der Gebäude an sich ist der Primärenergiebedarf jedoch nicht ausschlaggebend. Er beziffert nicht nur die Energiemenge, die im Gebäude voraussichtlich verbraucht wird, sondern erfasst auch den Energiebedarf zur Herstellung, Lagerung und zum Transport der verwendeten Brennstoffe, so dass er im Grunde die Umweltbelastung widerspiegelt. Eine genauere energetische Bewertung der Gebäude erlaubt der Endenergiebedarf, da er den tatsächlich rechnerischen Verbrauch widerspiegelt. Diesen gilt es durch mögliche Maßnahmen zu senken, was gleichzeitig auch eine Reduzierung der Heizkosten bewirkt. Der tatsächliche Endenergieverbrauch eines Gebäudes ist sehr stark vom Nutzerverhalten der Bewohner abhängig. So haben die Nutzungsdauer, das Lüftungsverhalten, die Raumtemperaturen und die Anzahl bzw. Größe der beheizten Räume einen wesentlichen Einfluss.

Aufbauend auf die Darstellung des energetischen Ist-Zustands erfolgte die Ausarbeitung der Sanierungsvarianten. Hierbei wurden geeignete Sanierungsmaßnahmen vorgeschlagen und dabei aufgezeigt, wie sich der Primär- und Endenergiebedarf sowie die CO₂-Emissionen und die Transmissionswärmeverluste durch die errechneten Varianten verändern.

Nach den energetischen Berechnungen der einzelnen Varianten erfolgte eine Kostenschätzung, die auf der DIN 276 im Hochbau basiert. Dieses normierte Verfahren ermöglicht eine strukturierte Kostenschätzung der einzelnen Bauteile und ist bei Banken anerkannt. Dies ist deshalb von Bedeutung, da über entsprechende Vergleichsobjekte die Werthaltigkeit der Maßnahmen durch die Banken und ihre Sachverständigen geprüft werden können. Die Baukosten sind Bruttokosten einschließlich 19 % Mehrwertsteuer.

Abschließend erfolgte eine Wirtschaftlichkeitsberechnung, in der die errechneten Kosten und Fördermöglichkeiten berücksichtigt und die einzelnen Varianten erneut gegenübergestellt wurden.

Die Ergebnisse der Mustersanierungskonzepte sind in Kapitel 6.3.1 bis 6.3.3 dargestellt.

6.3.1 MUSTERSANIERUNGSKONZEPT 1



Abbildung 6-1: Mustersanierungsobjekt 1, Vorderansicht. Foto: FRANK

Bei Mustersanierungsobjekt 1 handelt es sich um ein freistehendes, ehemals landwirtschaftlich genutztes Zweifamilienhaus aus dem Jahr 1890 mit zwei Vollgeschossen und einem Dachgeschoss. Das Gebäude ist teilweise unterkellert und wird in Teilen als Wohnraum genutzt.

6.3.1.1 BESTANDSAUFNAHME

Das Objekt befindet sich in einem gepflegten Allgemeinzustand.

Die obersten Geschossdecken, die für beide Wohneinheiten den thermischen Abschluss bilden, sind über der rechten Wohnung mit einer Zwischensparrendämmung von 12 cm versehen, über der linken Wohnung ist die oberste Geschossdecke ungedämmt. Das Außenmauerwerk besteht aus einem monolithischen Mauerwerk mit einer Dicke von 36 cm. Bei dem Ausbau der linken Wohnung wurde in den 1980er Jahren die Außenwand mit einer 6 cm dicken Innendämmung versehen und eine neue Leichtbauwand mit 8 cm Dämmung errichtet, gegen den unbeheizten Dachbodenbereich im Obergeschoss. Neue Fenster mit einer zweifach Verglasung sowie eine Dämmung des Fußbodens in Form einer Zwischensparrendämmung mit 10 cm Dämmung zum unbeheizten Bereich im Erdgeschoss wurde durchgeführt. Der Kellerbereich liegt unter der rechten Wohnung und ist unbeheizt. Dieser ist abgegrenzt durch eine einfache Wand aus Holzplatten und hat eine Öffnung ins Freie. Die Bodenplatte gegen Erdreich stellt den unteren Gebäudeabschluss und neben der Außenwand, den größten energetischen Schwachpunkt dar. Eine Dämmung könnte nur von oben aufgebracht werden, was einen großen Eingriff im Wohnbereich zur Folge hätte.

Im Jahr 2009 wurde eine Pelletheizung (ProSolar Fireline, 26 kW) mit solarer Unterstützung für die Warmwasserbereitung eingebaut und befindet sich außerhalb der thermischen Gebäudehülle. Die wärmeleitenden Rohrleitungen wurden zum Großteil gedämmt und die Pumpen erneuert, hier gibt es durch einige fehlende Formteile einen geringen Verbesserungsbedarf. Die Heizungsanlage befindet sich aufgrund des Alters in einem Bereich, in dem ein Heizungstausch in naher Zukunft ansteht. In dem Objekt befinden sich diverse Kamin- und Kachelöfen.

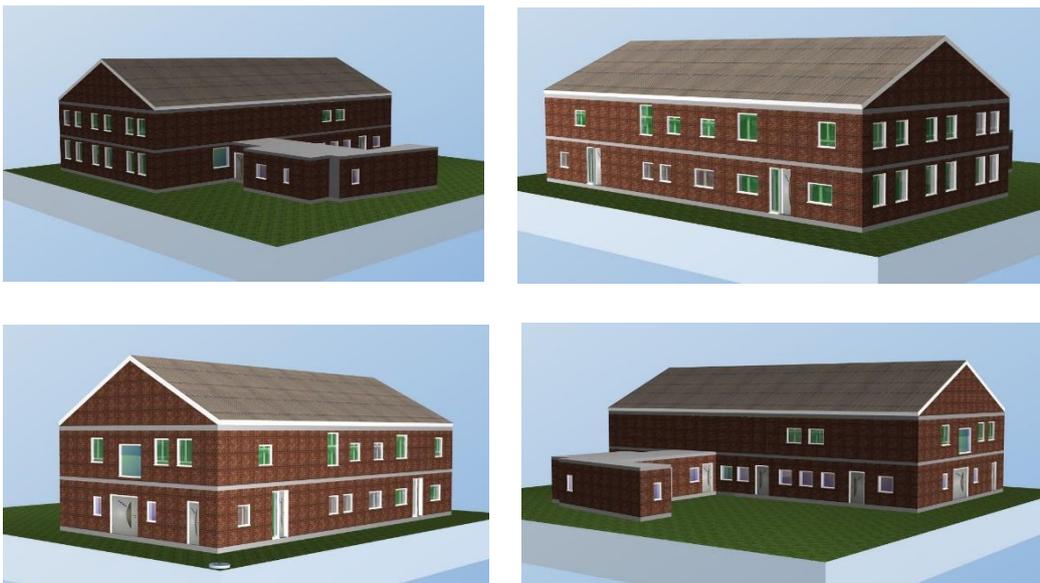


Abbildung 6-2: 3D Modellierung, erstellt durch FRANK mit dem Programm Hottgenroth

Thermische Gebäudehülle

Zur thermischen Gebäudehülle ist festzuhalten, dass nur Teile des Erdgeschosses und des Dachgeschosses beheizt sind. Der Dachboden, der Kellerbereich sowie Teile des Erdgeschosses und des Dachgeschosses sind unbeheizt.

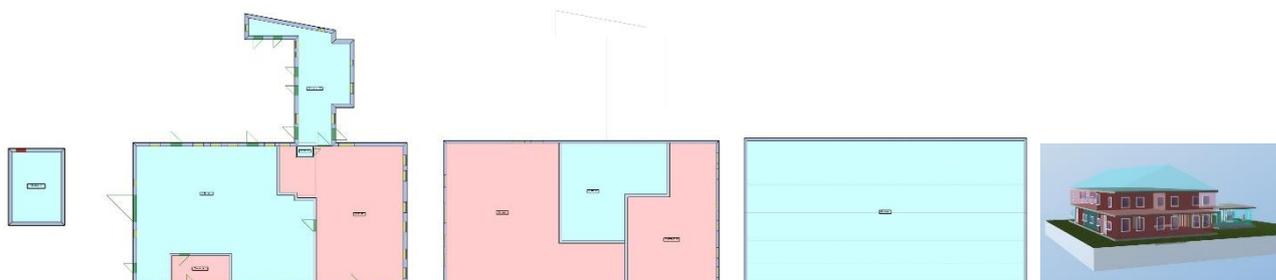


Abbildung 6-3: Thermische Gebäudehülle, v. l. n. r. KG, EG, 1.OG, DG, 3D-Ansicht

Energetische Bewertung Ist-Zustand

Tabelle 6-3: Bauteile IST-Zustand

| Bauteil | U-Wert ³ in W/(m ² ·K) | U _{max} GEG ⁴ in W/(m ² ·K) | U _{max} BEG ⁵ in W/(m ² ·K) |
|---------------------------------|---|---|---|
| Oberste Geschossdecke gedämmt | 0,38 | 0,24 | 0,14 |
| Oberste Geschossdecke ungedämmt | 1,19 | 0,24 | 0,14 |
| Außenwand linke Wohnung | 0,56 | 0,24 | 0,20 |
| Außenwand sonstige | 1,68 | 0,24 | 0,20 |
| Fenster alt | 2,70 | 1,30 | 0,95 |
| Fenster neu | 1,60 | 1,30 | 0,95 |
| Hauseingangstüren | 2,90 | 1,80 | 1,30 |
| Boden unter linker Wohnung | 0,47 | 0,25 | 0,25 |
| Innenwände gegen unbeheizt | 0,50 | 0,30 | 0,25 |
| Innenwand Kellerabgang | 2,46 | 0,30 | 0,25 |
| Tür Kellerabgang | 2,90 | 1,80 | 1,30 |
| Kellerdecke | 1,60 | 0,30 | 0,25 |
| Bodenplatte | 1,60 | 0,30 | 0,25 |

³ Als U-Wert (früher k-Wert) wird der Wärmedurchgangskoeffizient eines Bauteils bezeichnet.

⁴ Bei Änderungen von Bauteilen an bestehenden Gebäuden muss der in dem GEG vorgegebene maximale U-Wert eingehalten werden.

⁵ Die Mindestanforderungen für BEG-EM-Förderungen gelten nicht für KfW-Effizienzhäuser, sondern für die BAFA-Förderung von Einzelmaßnahmen. Die Anforderungen können jederzeit aktualisiert werden.

In Tabelle 6-3 befindet sich eine Zusammenstellung der einzelnen, energetisch relevanten Bauteile der Gebäudehülle mit den momentanen Dämmwerten (U-Werten). Zum Vergleich sind die Mindestanforderungen angegeben, die der Gesetzgeber mit dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) und der Fördermittelgeber bei förderfähigen Maßnahmen (BEG) bei Änderungen von Bauteilen an bestehenden Gebäuden stellt.

Energiebilanz

Die Energiebilanz gibt Aufschluss darüber, in welchen Bereichen hauptsächlich die Energie verloren geht bzw. wo zurzeit die größten Einsparpotenziale in dem Gebäude liegen. In dem nachfolgenden Diagramm ist die Energiebilanz für die Raumwärme aus Wärmegewinnen und Wärmeverlusten der Gebäudehülle und der Anlagentechnik dargestellt.

Energieverluste entstehen über die Gebäudehülle, durch den Luftwechsel sowie bei der Erzeugung und Bereitstellung der benötigten Energie. Bei dem betrachteten Gebäude verursachen die Transmissionsverluste (73.000 kWh/a) die größten Verluste, gefolgt von den Anlagenverlusten (39.9000 kWh/a) und den Lüftungsverlusten (20.400 kWh/a).

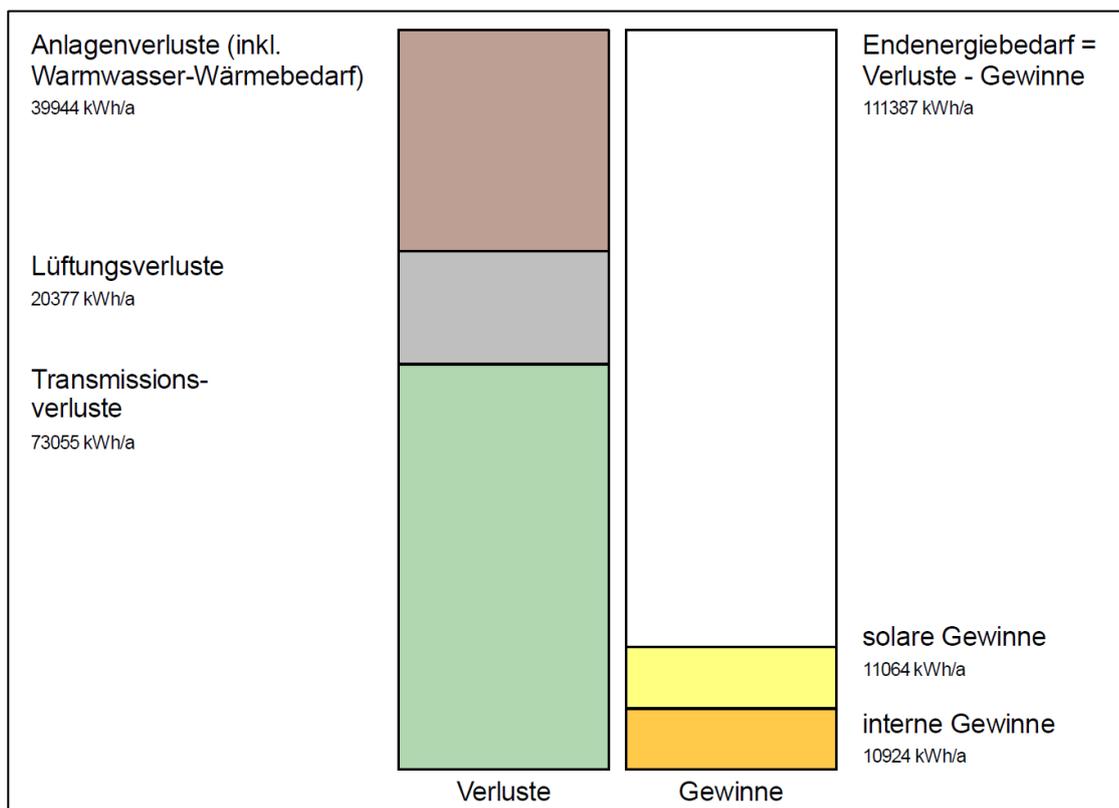


Abbildung 6-4: Energetische Verluste und Gewinne Ist-Zustand, MSK 1

Wie genau sich die Transmissions- und Anlagenverluste zusammensetzen, ist Abbildung 6-5 zu entnehmen. Demnach sind die größten Transmissionsverluste bei der Außenwand (28.800 kWh/a) zu verzeichnen, gefolgt von der Bodenplatte/Keller (21.800 kWh/a), dem Dach (11.300 kWh/a) und den Fenstern (11.100 kWh/a). Bei den Anlagenverlusten stellen die Heizungsverluste (36.900 kWh/a) die größten Verluste dar, gefolgt von den Warmwasserverlusten (3.000 kWh/a) und der Hilfsenergie (686 kWh/a).

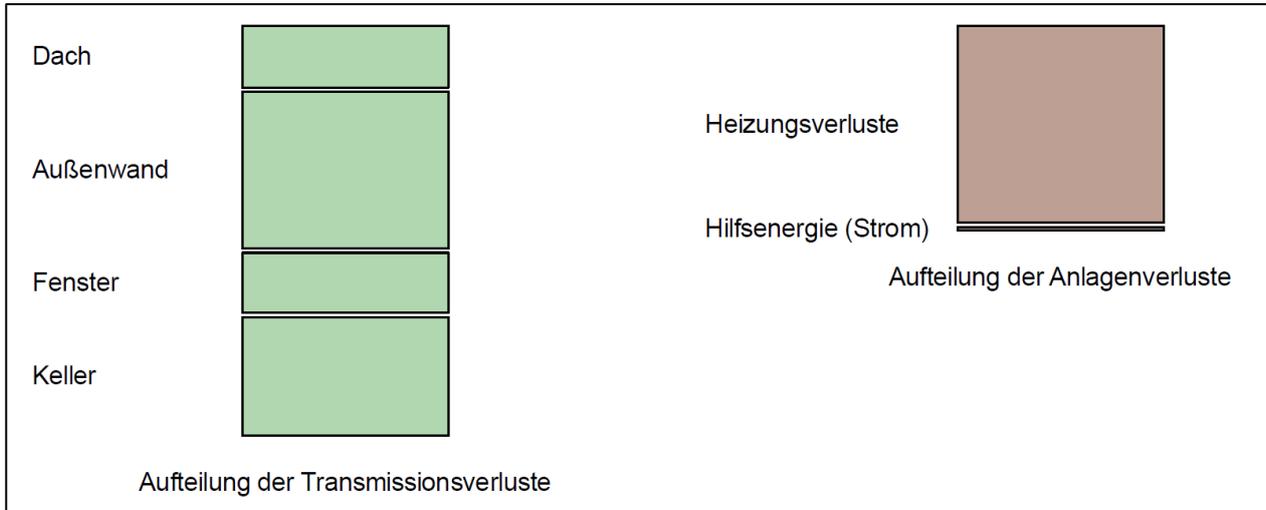


Abbildung 6-5: Energetische Verluste Ist-Zustand, MSK 1

Bewertung des Gebäudes

Die CO₂-Emissionen betragen im Bestand 6 kg/(m²·a). Grundlage für die CO₂-Emissionsberechnung bilden die CO₂-Emissionsfaktoren gemäß Anlage 9 GEG. In der energetischen Klassenbewertung auf Basis des Endenergiebedarfs wird das Gebäude in die Kategorie H eingeordnet (Klassen A-H). Die Gesamtbewertung des Gebäudes erfolgt aufgrund des jährlichen Primärenergiebedarfs pro Nutzfläche – zurzeit beträgt dieser 56 kWh/(m²·a). Wie im vorherigen Kapitel beschrieben, ist nicht der Primärenergiebedarf, sondern der Endenergiebedarf zur energetischen Bewertung des Gebäudes geeignet.

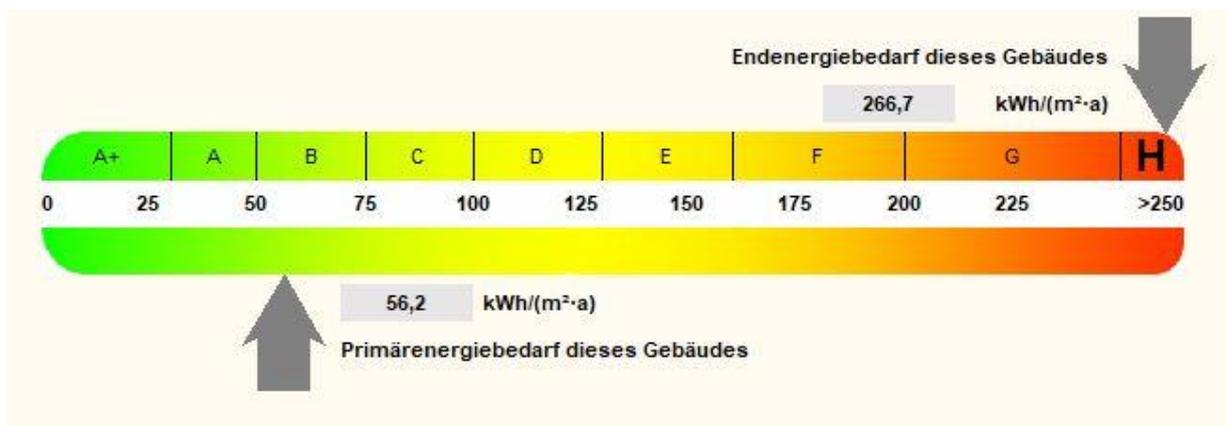


Abbildung 6-6: Gesamtbewertung Ist-Zustand MSK1

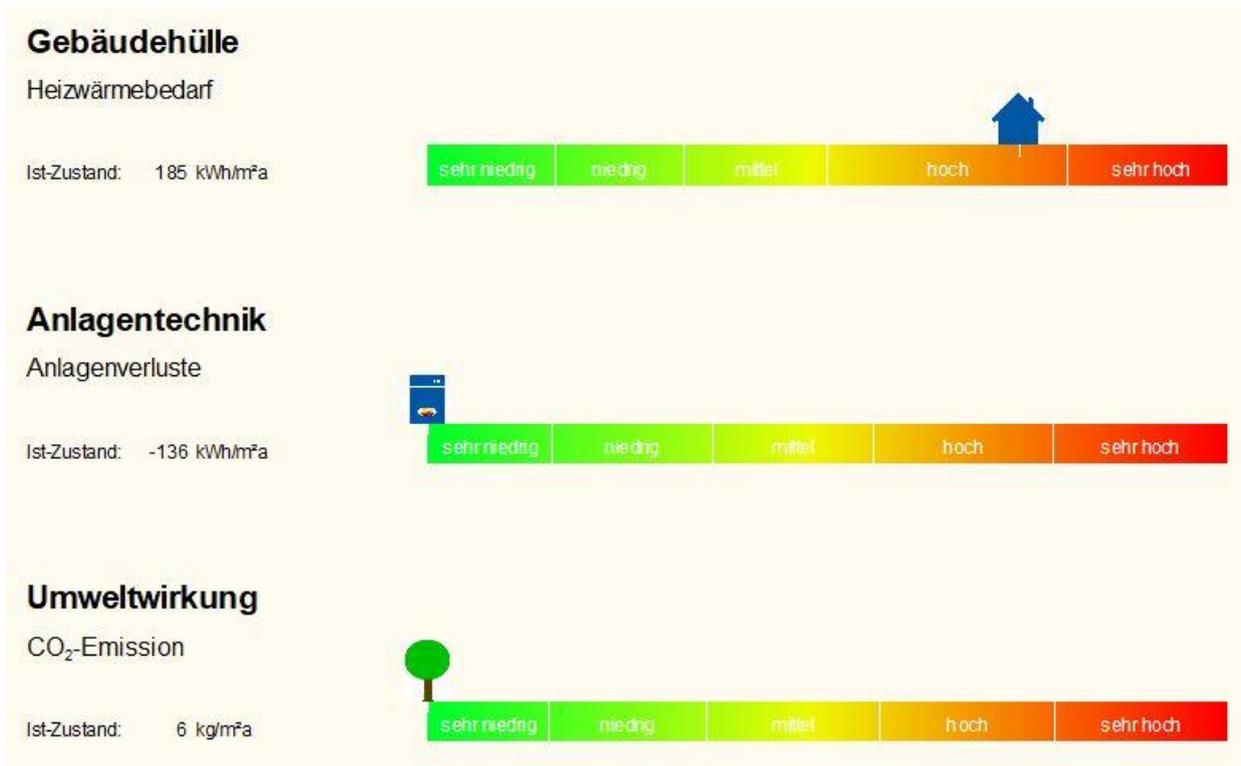


Abbildung 6-7: Gebäudehülle, Anlagentechnik, Umweltwirkung Ist-Zustand MSK 1⁶

Für die Berechnung im Rahmen dieses Projekts wurde das GEG-Standard-Nutzungsverhalten zugrunde gelegt:

| | |
|---------------------------|------------------------|
| mittlere Innentemperatur: | 20,0 °C, |
| Luftwechselrate: | 0,79 h ⁻¹ , |
| interne Wärmegewinne: | 5.295 kWh pro Jahr, |
| Warmwasser-Wärmebedarf: | 3.546 kWh pro Jahr. |

6.3.1.2 SANIERUNGSVARIANTEN

Im Folgenden werden Maßnahmen zur Sanierung vorgeschlagen, welche sinnvoll miteinander zu Gesamtpaketen kombiniert wurden.

Für eine vollumfängliche Planung ist eine objektbezogene Kostenschätzung (Leistungsphase 2) oder -berechnung (Leistungsphase 3) der HOAI von einem Architekten notwendig.

Tabelle 6-4 enthält eine Gegenüberstellung der verschiedenen Sanierungsvarianten.

⁶ Die Einheit „kg/m²a“ in dieser und den nachfolgenden vergleichbaren Grafiken ist zu verstehen als „kg/(m²Oa)“

Tabelle 6-4: Übersicht Sanierungsvarianten MSK 1

| Bauteil | V 1: Oberste Geschossdecke, Boden Wohnung, Keller | V 2: Fassade, Fenster, Eingangstüren | V 3a: Nahwärmeanschluss | V 3b: Wärmepumpe + Photovoltaik |
|---------------------------------|---|--|----------------------------|---------------------------------------|
| Baukonstruktion | | | | |
| Oberste Geschossdecke gedämmt | 10 cm WLG 035 | 10 cm WLG 035 | 10 cm WLG 035 | 10 cm WLG 035 |
| Oberste Geschossdecke ungedämmt | 16 cm WLG 035 | 16 cm WLG 035 | 16 cm WLG 035 | 16 cm WLG 035 |
| Boden linke Wohnung | 10 cm WLG 035 | 10 cm WLG 035 | 10 cm WLG 035 | 10 cm WLG 035 |
| Innenwände gegen unbeheizt | 8 cm WLG 035 | 8 cm WLG 035 | 8 cm WLG 035 | 8 cm WLG 035 |
| Türen gegen unbeheizt | 1,30 W/(m²K) | 1,30 W/(m²K) | 1,30 W/(m²K) | 1,30 W/(m²K) |
| Innenwand Kellerabgang | 10 cm WLG 024 | 10 cm WLG 024 | 10 cm WLG 024 | 10 cm WLG 024 |
| Tür Kellerabgang | 1,30 W/(m²K) | 1,30 W/(m²K) | 1,30 W/(m²K) | 1,30 W/(m²K) |
| Außenwand Kellerabgang | 12 cm WLG 035 | 12 cm WLG 035 | 12 cm WLG 035 | 12 cm WLG 035 |
| Kellerdecke | 8 cm WLG 024 | 8 cm WLG 024 | 8 cm WLG 024 | 8 cm WLG 024 |
| Außenwand Einliegerwohnung | | 12 cm WLG 024 | 12 cm WLG 024 | 12 cm WLG 024 |
| Fenster | | 0,90 W/(m²K) | 0,90 W/(m²K) | 0,90 W/(m²K) |
| Außenwand 1.OG | | 12 cm WLG 024 | 12 cm WLG 024 | 12 cm WLG 024 |
| Außenwand EG | | 12 cm WLG 024 | 12 cm WLG 024 | 12 cm WLG 024 |
| Hauseingangstüren | | 1,30 W/(m²K) | 1,30 W/(m²K) | 1,30 W/(m²K) |
| Anlagentechnik | | | | |
| Photovoltaik | | | | 15 kW _p (ca. 60 m²) |
| Austausch Heizung | | | Ja, Nahwärmeanschluss | Ja, Luftwärmepumpe |

Tabelle 6-5: Variantenvergleich MSK 1

| MSK 1 | Ist-Zustand | V 1: Oberste Ge- schossde- cke, Bo- den Woh- nung, Kel- ler | V 2: Fassade, Eingangs- türen, Fenster | V 3a: Nahwär- mean- schluss | V 3b: Wärme- pumpe + Photovol- taik |
|--|-------------|--|--|--------------------------------------|---|
| Primärenergiebedarf [kWh/(m ² ·a)] | 56 | 46 | 32 | 46 | 68 |
| Endenergiebedarf [kWh/(m ² ·a)] | 288 | 236 | 160 | 150 | 38 |
| Reduzierung des Endenergiebedarfs | | 18 % | 45 % | 48 % | 87 % |
| CO ₂ -Emissionen [kg/(m ² ·a)] | 6 | 5 | 4 | 6 | 21 |
| Reduzierung der CO ₂ -Emissionen | | 16 % | 41 % | 1 % | +235 % |
| Brennstoffkosten [€/a] | 2170 | 1822 | 1280 | 1128 | 282 |

Variante 1: Oberste Geschossdecke, Boden Wohnung, Keller

Bei der Variante 1 wird die oberste Geschossdecke der rechten Wohnung und der Boden der linken Wohnung gedämmt. Dieses Vorgehen bietet eine kostengünstige Sanierungsvariante, um die gesetzlichen Vorgaben zum oberen, thermischen Gebäudeabschluss des GEG zu erfüllen. Der Kellerbereich wird entkoppelt und gedämmt. Zusätzlich wird das Heizsystem hydraulisch abgeglichen.

Der derzeitige Endenergiebedarf von 111.387 kWh/Jahr reduziert sich auf 91.171 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 20.216 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen. Die CO₂-Emissionen werden um 393 kg/Jahr reduziert. Anders als der Endenergiebedarf berücksichtigt der Primärenergiebedarf auch die vorgelagerte Prozesskette für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten Energieträger. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes von 56 kWh/m²/Jahr auf 46 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 1 beträgt 18 %.

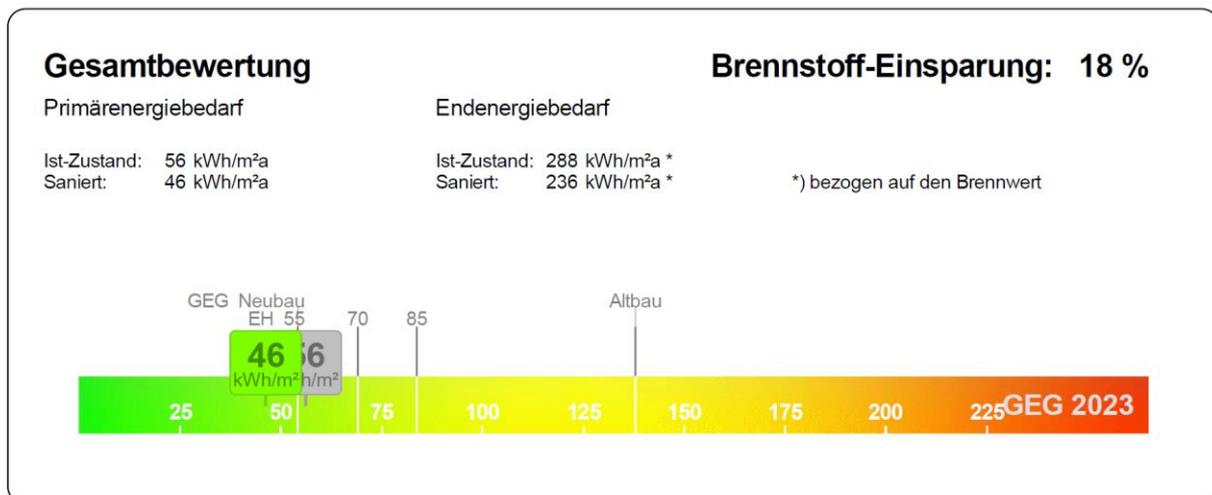


Abbildung 6-8: Bewertung Variante 1 MSK1

Variante 2: Fassade, Fenster, Hauseingangstür

In Variante 2 werden die Außenwände durch eine Innendämmung von 12 cm WLG 024 saniert, dieser Schritt der Innendämmung erfolgte auf Wunsch der Eigentümer und dient der optischen Erhaltung der Außenansicht. Bei der Innendämmung kommt es zu kritischen Verbindungen in den Eckbereichen und an den Übergängen zu Eingangstüren und Fenstern. Hier ist es sehr wichtig auf saubere Anschlüsse zu achten, um Wärmebrücken zu minimieren.

Weiterhin werden in dieser Variante die Fenster und Hauseingangstüren getauscht. Bei den Fenstern handelt es sich um dreifach verglaste Modelle mit einem U_w von $0,90 \text{ W/(m}^2\cdot\text{K)}$. Die neuen Außentüren sollten einen U_D -Wert von $1,30 \text{ W/(m}^2\cdot\text{K)}$ aufweisen.

Der derzeitige Endenergiebedarf von 111.387 kWh/Jahr reduziert sich auf 61.723 kWh/Jahr . Es ergibt sich somit eine Einsparung von 49.664 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen. Die CO_2 -Emissionen werden um 1.005 kg/Jahr reduziert. Anders als der Endenergiebedarf berücksichtigt der Primärenergiebedarf auch die vorgelagerte Prozesskette für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten Energieträger. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes von $56 \text{ kWh/m}^2\text{/Jahr}$ auf $32 \text{ kWh/m}^2\text{/Jahr}$. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 2 beträgt 45% .

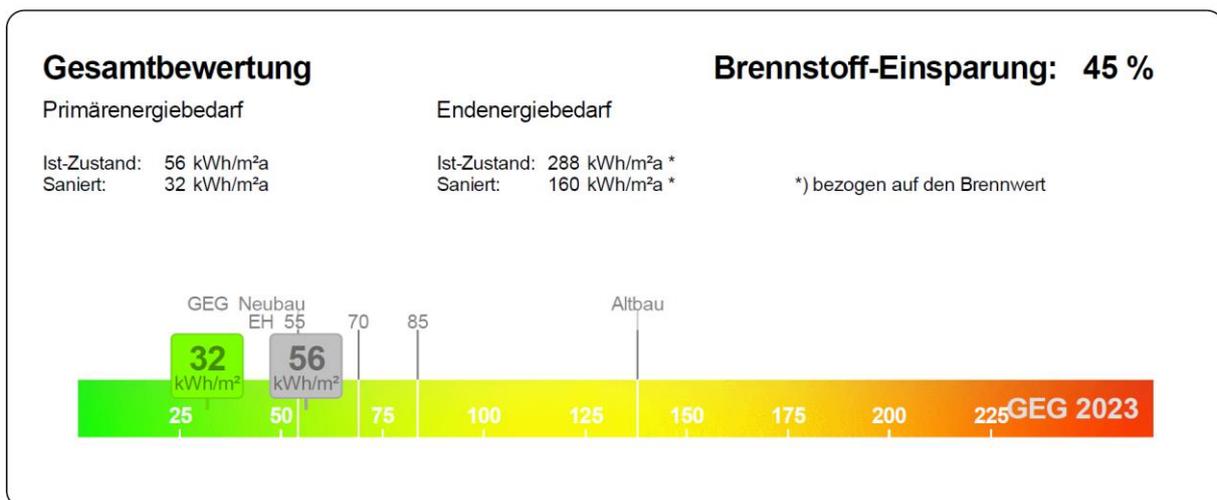


Abbildung 6-9: Bewertung Variante 2 MSK 1

Variante 3a: Anschluss an Nahwärmenetz

Nachdem in den Varianten 1 + 2 die Gebäudehülle auf einen guten energetischen Stand gebracht worden ist, geht es im nächsten Schritt darum, die Heiztechnik zu verbessern. Sollte es zukünftig in der Umgebung ein Nahwärmenetz geben, wäre ein Anschluss an dieses Nahwärmenetz aus energetischer Sicht zu empfehlen. Die Anschlusskosten sind im Vergleich zu anderen Heiztechniken überschaubar und der Betreiber des Wärmenetzes trägt dafür Sorge, dass alle gesetzlichen Bestimmungen eingehalten werden. Mit Wartungskosten ist bei der Wärmeübergabestation nicht mehr zu rechnen.

Der derzeitige Endenergiebedarf von 111.387 kWh/Jahr reduziert sich auf 58.182 kWh/Jahr . Es ergibt sich somit eine Einsparung von 53.205 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen. Die CO_2 -Emissionen werden um 18 kg/Jahr reduziert. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes von $56 \text{ kWh/m}^2\text{/Jahr}$ auf $46 \text{ kWh/m}^2\text{/Jahr}$. Der Primärenergiebedarf berücksichtigt auch die vorgelagerte Prozesskette für

die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten Energieträger. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 3a beträgt 48 %.

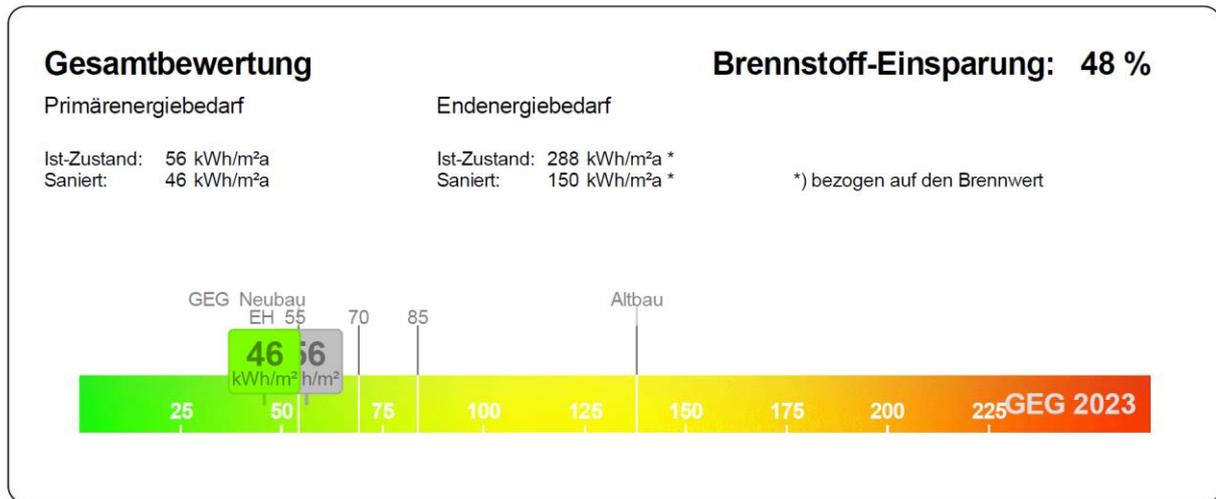


Abbildung 6-10: Bewertung Variante 3a MSK 1

Variante 3b: Luftwärmepumpe und PV-Anlage

Nachdem in den Varianten 1 + 2 die Gebäudehülle auf einen guten energetischen Stand gebracht worden ist, geht es im nächsten Schritt darum die Heiztechnik zu verbessern. Eine Variante, um die gesetzlichen Vorgaben zu erfüllen, ist der Einbau einer Luftwärmepumpe. Da diese mit Strom betrieben wird, sollte eine Photovoltaikanlage zur Stromproduktion mit 15 kW_p installiert werden, um einen Teil des Strombedarfes selbst zu produzieren.

Die Besonderheit in diesem Fall ist, dass die Beheizung des Gebäudes aktuell mit einer Holzpelletanlage erfolgt. Diese wird durch eine Luftwärmepumpe ersetzt. In der Berechnung wird als Grundlage für die Ermittlung der Primärenergiefaktor des deutschen Strom-Mixes angenommen. Dieser hat im Vergleich zu den als erneuerbare Energie geltenden Holzpellets einen deutlich schlechteren Wert. Dies führt in der Berechnung zwar zu einer Einsparung im Endenergiebedarf von ca. 87 % gegenüber dem IST-Zustand, erhöht aber gleichzeitig den CO₂ Ausstoß des Gebäudes um ca. 235 % gegenüber dem IST-Zustand.

Der derzeitige Endenergiebedarf von 111.387 kWh/Jahr reduziert sich auf 14.550 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 96.837 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen. Die CO₂-Emissionen werden um 5.713 kg/Jahr erhöht. Durch die Modernisierungsmaßnahmen steigt der Primärenergiebedarf des Gebäudes von 56 kWh/m²/Jahr auf 68 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 3b beträgt 87 %.

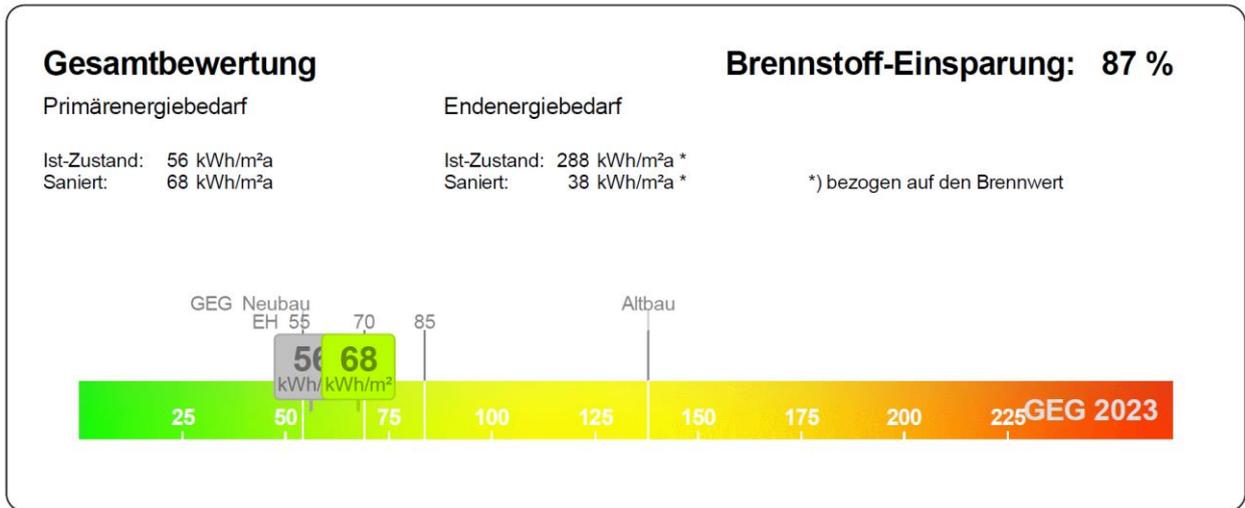


Abbildung 6-11: Bewertung Variante 3b MSK 1

6.3.1.3 KOSTENSCHÄTZUNG

Tabelle 6-6 enthält die Kostenschätzung und basiert auf der DIN 276 - Kosten im Hochbau.

Tabelle 6-6: Kostenschätzung Sanierungsvarianten MSK 1

| Kostenelement | Variante 1 | Variante 2 | Variante 3a | Variante 3b |
|---------------------------------|--|-------------------------------------|------------------|------------------|
| | Oberste Geschossdecke, Boden Wohnung, Keller | Fassade, Hauseingangstüren, Fenster | Nahwärme | Wärmepumpe + PV |
| Baukonstruktion | | | | |
| Oberste Geschossdecke | 21.200 € | 21.200 € | 21.200 € | 21.200 € |
| Boden linke Wohnung | 19.000 € | 19.000 € | 19.000 € | 19.000 € |
| Innenwände gegen unbeheizt | 15.500 € | 15.500 € | 15.500 € | 15.500 € |
| Türen gegen unbeheizt | 20.000 € | 20.000 € | 20.000 € | 20.000 € |
| Innenwand Kellerabgang | 1.000 € | 1.000 € | 1.000 € | 1.000 € |
| Tür Kellerabgang | 5.000 € | 5.000 € | 5.000 € | 5.000 € |
| Außenwand Kellerabgang | 800 € | 800 € | 800 € | 800 € |
| Kellerdecke | 1.500 € | 1.500 € | 1.500 € | 1.500 € |
| Außenwand | | 61.500 € | 61.500 € | 61.500 € |
| Fenster | | 23.500 € | 23.500 € | 23.500 € |
| Hauseingangstüren | | 15.000 € | 15.000 € | 15.000 € |
| Anlagentechnik | | | | |
| Nahwärmeanschluss | | | 10.000 € | |
| Luft-Wasser-Wärmepumpe | | | | 30.000 € |
| PV-Anlage | | | | 24.000 € |
| Kostenschätzung brutto | 84.000 € | 184.000 € | 194.000 € | 238.000 € |
| BEG-Förderung inkl. iSFP | 16.800 € | 24.000 € | 27.000 € | 34.500 € |
| Endinvestition | 67.200 € | 160.000 € | 167.000 € | 203.500 € |

6.3.1.4 WIRTSCHAFTLICHE AUSWERTUNG

Die wirtschaftliche Auswertung erfolgt unter Einbezug der verfügbaren Fördermittel der BEG. Dabei handelt es sich zum einen um die Förderung der Einzelmaßnahmen, die als Zuschuss vom BAFA zur Verfügung gestellt werden, sowie um die Förderung der Komplettsanierung zum Effizienzhaus, die durch einen Kredit der KfW ermöglicht wird.

Es wird die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen über einen Zeitraum von 40 Jahren betrachtet. Basis für die Berechnung sind die Energieverbräuche und Kosten der vergangenen Jahre. Diese wurden den Heizkostenabrechnungen des Eigentümers entnommen. Der durchschnittliche Holzpelletverbrauch des MSK 1 liegt bei etwa 10 t/a. Darüber hinaus wird eine Teuerungsrate des Brennstoffs von jährlich 4 % angenommen.

Die Abbildung 6-12 zeigt für die einzelnen Sanierungsvarianten eine Gegenüberstellung der Investitionskosten und Sowieso-Kosten auf der einen Seite und der Energiekostensparnis (nach 40 Jahren) sowie Förderzuschüsse auf der anderen Seite. Bei den Sowieso-Kosten handelt es sich um Kosten für Maßnahmen, dessen Ausführung mittel- bis langfristig „sowieso“ durch den Eigentümer erforderlich wären. In allen Varianten dieses Objekts wird der Heizungswechsel zu den Sowieso-Kosten gezählt. Da die Nahwärme die kostengünstigste Variante darstellt, wird diese in allen Varianten als Sowieso-Kosten für den Heizungsaustausch angenommen.

Die Grafik zeigt auf, dass sich keine der vorgeschlagenen Varianten im Betrachtungszeitraum amortisiert. Dies ist zurückzuführen auf die hohen Investitionskosten sowie die aktuell im Verhältnis günstigen Heizkosten. Geringinvestive Sanierungsmaßnahmen, wie z. B. die Dämmung der obersten Geschossdecke und der Kellerdecke, sollten allerdings umgesetzt werden.

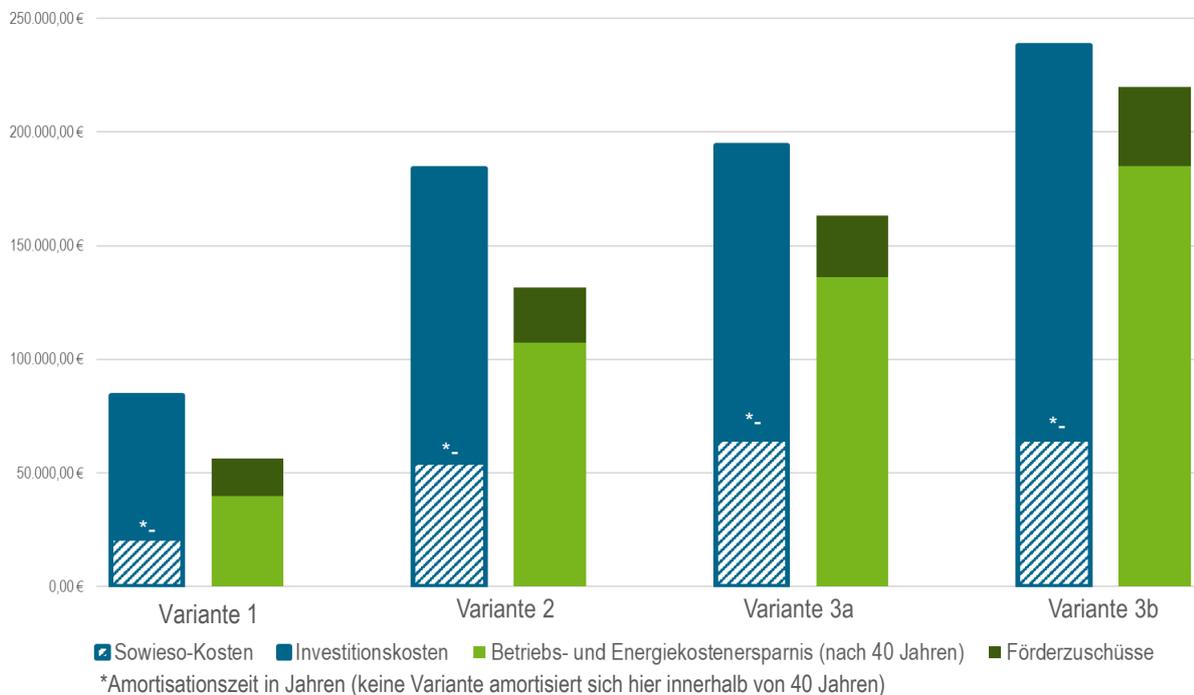


Abbildung 6-12: MSK 1, Rentabilität der Varianten nach 40 Jahren

6.3.2 MUSTERSANIERUNGSKONZEPT 2

Bei Mustersanierungsobjekt 2 handelt es sich um ein freistehendes Einfamilienhaus aus dem Jahr 1974. Das Objekt besteht aus einem Vollgeschoss und einem Spitzboden und ist nicht unterkellert. Das Erdgeschoss wird vollständig als Wohnraum genutzt.



Abbildung 6-13: Mustersanierungsobjekt 2, Vorderansicht, Foto: FRANK

6.3.2.1 BESTANDSAUFNAHME

Das Objekt befindet sich in einem gepflegten Allgemeinzustand.

Das Gebäude wurde in Holzständer Bauweise errichtet. Die oberste Geschosdecke wurde zusätzlich zu der vorhandenen 6 cm dicken Mineralwolldämmung in den 1980er Jahren mit 12 cm Mineralwolle gedämmt. Auf die Innenwände wurden Anfang der 1990er Jahre 2 cm Innendämmung aus expandierten Polystyrol aufgebracht. Die Fenster sowie die Hauseingangstür wurden im Jahr 1981 erneuert.

Bei der Immobilie sind die Verluste durch die Außenwand, die Fenster sowie der Bodenplatte in etwa gleich groß. Aufgrund des Alters der Fenster und der Haustür ist hier durch den Austausch gegen dreifach verglaste Fenster und einer entsprechenden Haustür die größte Energieeinsparung zu erwarten. Die Außenwand ist aufgrund der Holzständerbauweise kaum verbesserungsfähig, auch eine Sanierung der Bodenplatte wäre im bewohnten Zustand nur unwirtschaftlich durchzuführen.

Im Jahr 1997 wurde eine Ölzentralheizung mit Warmwasserbereitung (Viessmann, VM018, 18 kW) eingebaut und befindet sich innerhalb der thermischen Gebäudehülle. Dies bedeutet, dass sich alle Rohrleitungen im beheizten Bereich befinden und es keine Wärmeverluste zu unbeheizten Räumen gibt. Die Heizungsanlage befindet sich nicht mehr auf dem aktuellen Stand der Technik und bietet Verbesserungspotenzial.

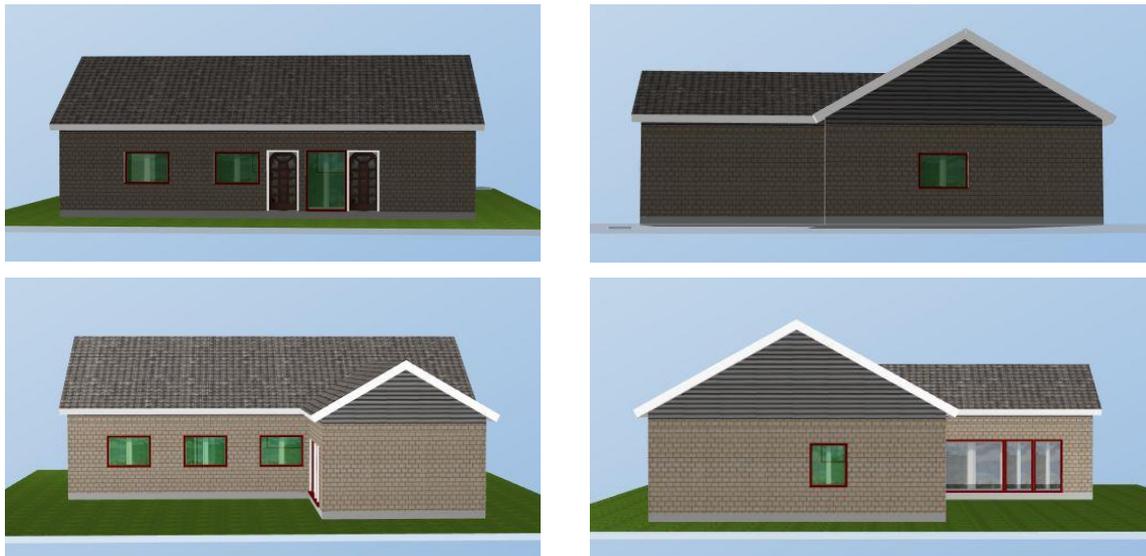


Abbildung 6-14: 3D Modellierung, erstellt durch FRANK mit dem Programm Hottgenroth

Thermische Gebäudehülle

Zur thermischen Gebäudehülle ist festzuhalten, dass das Erdgeschoss beheizt ist und der Spitzboden unbeheizt.

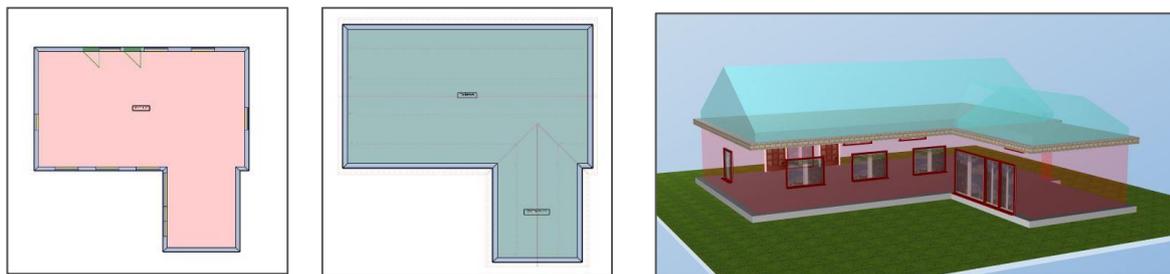


Abbildung 6-15: Thermische Gebäudehülle, v. l. n. r. EG, DG, 3-D Ansicht

Energetische Bewertung Ist-Zustand

In der folgenden Tabelle befindet sich eine Zusammenstellung der einzelnen Bauteile der Gebäudehülle mit den momentanen U-Werten. Zum Vergleich sind die Mindestanforderungen angegeben, die der Gesetzgeber mit dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) und der Fördermittelgeber bei förderfähigen Maßnahmen (BEG) bei Änderungen von Bauteilen an bestehenden Gebäuden stellt.

Die Energiebilanz gibt Aufschluss darüber, in welchen Bereichen hauptsächlich die Energie verloren geht bzw. wo zurzeit die größten Einsparpotenziale in dem Gebäude liegen. In dem nachfolgenden Diagramm ist die Energiebilanz für die Raumwärme aus Wärmegewinnen und Wärmeverlusten der Gebäudehülle und der Anlagentechnik dargestellt.

Tabelle 6-7: Bauteile Ist-Zustand

| Bauteil | U-Wert ⁷ in W/(m ² ·K) | U _{max} GEG ⁸ in W/(m ² ·K) | U _{max} BEG ⁹ in W/(m ² ·K) |
|-----------------------|---|---|---|
| Oberste Geschossdecke | 0,25 | 0,24 | 0,14 |
| Fassade | 0,30 | 0,24 | 0,20 |
| Fenster | 2,70 | 1,30 | 0,95 |
| Hauseingangstür | 2,90 | 1,80 | 1,30 |
| Bodenplatte | 0,67 | 0,30 | 0,25 |

Energieverluste entstehen über die Gebäudehülle, durch den Luftwechsel sowie bei der Erzeugung und Bereitstellung der benötigten Energie. Bei dem betrachteten Gebäude verursachen die Transmissionsverluste (19.400 kWh/a) die größten Verluste, gefolgt von den Anlagenverlusten (15.000 kWh/a) und den Lüftungsverlusten (6.700 kWh/a).

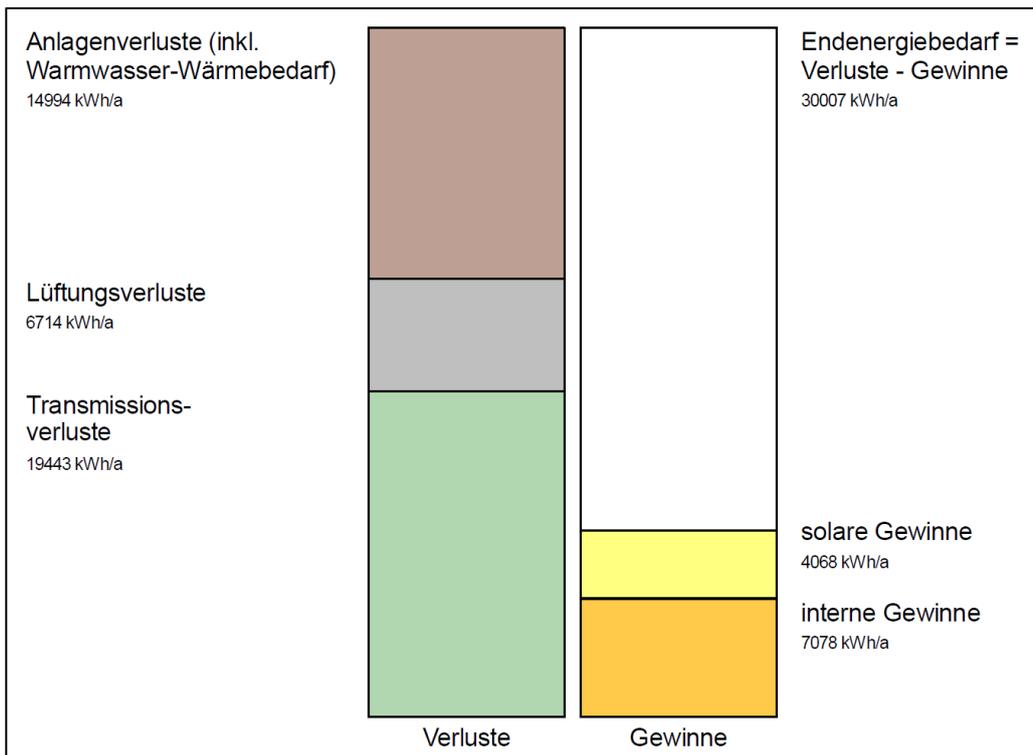


Abbildung 6-16: Energetische Verluste und Gewinne Ist-Zustand, MSK 2

⁷ Als U-Wert (früher k-Wert) wird der Wärmedurchgangskoeffizient eines Bauteils bezeichnet.

⁸ Bei Änderungen von Bauteilen an bestehenden Gebäuden muss der in dem GEG vorgegebene maximale U-Wert eingehalten werden.

⁹ Die Mindestanforderungen für BEG-EM-Förderungen gelten nicht für KfW-Effizienzhäuser, sondern für die BAFA-Förderung von Einzelmaßnahmen. Die Anforderungen können jederzeit aktualisiert werden.

Wie genau sich die Transmissions- und Anlagenverluste zusammensetzen, ist Abbildung 6-17 zu entnehmen. Demnach sind die größten Transmissionsverluste im Keller/Bodenplatte (5.900 kWh/a) zu verzeichnen, gefolgt von den Fenstern (5.400 kWh/a), der Außenwand (5.100 kWh/a) und dem Dach / oberste Geschosdecke (3.000 kWh/a). Bei den Anlagenverlusten stellen die Heizungsverluste (13.800 kWh/a) die größten Verluste dar, gefolgt von den Warmwasserverlusten (1.200 kWh/a) und der Hilfsenergie (355 kWh/a).

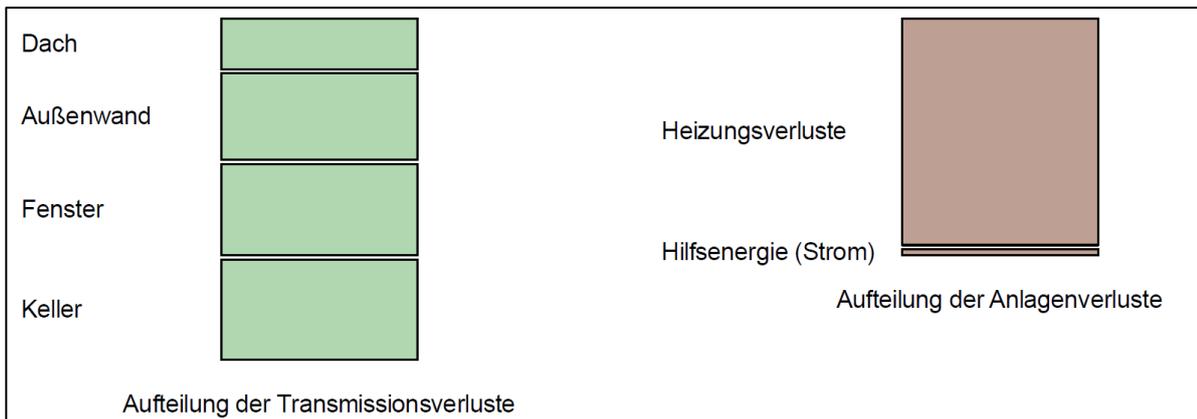


Abbildung 6-17: Energetische Verluste Ist-Zustand, MSK 2

Bewertung des Gebäudes

Die CO₂-Emissionen betragen im Bestand 70 kg/(m²·a). Grundlage für die CO₂-Emissionsberechnung bilden die CO₂-Emissionsfaktoren gemäß Anlage 9 GEG. In der energetischen Klassenbewertung auf Basis des Endenergiebedarfs wird das Gebäude in die Kategorie G eingeordnet (Klassen A-H). Die Gesamtbewertung des Gebäudes erfolgt aufgrund des jährlichen Primärenergiebedarfs pro Nutzfläche – zurzeit beträgt dieser 247 kWh/(m²·a). Wie im vorherigen Kapitel beschrieben, ist nicht der Primärenergiebedarf, sondern der Endenergiebedarf zur energetischen Bewertung des Gebäudes geeignet.

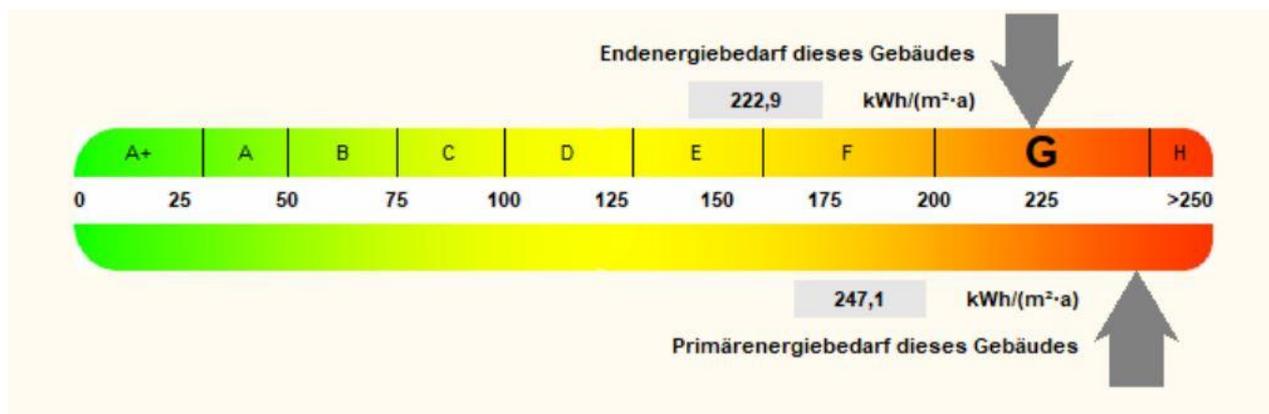


Abbildung 6-18: Gesamtbewertung Ist-Zustand, MSK 2

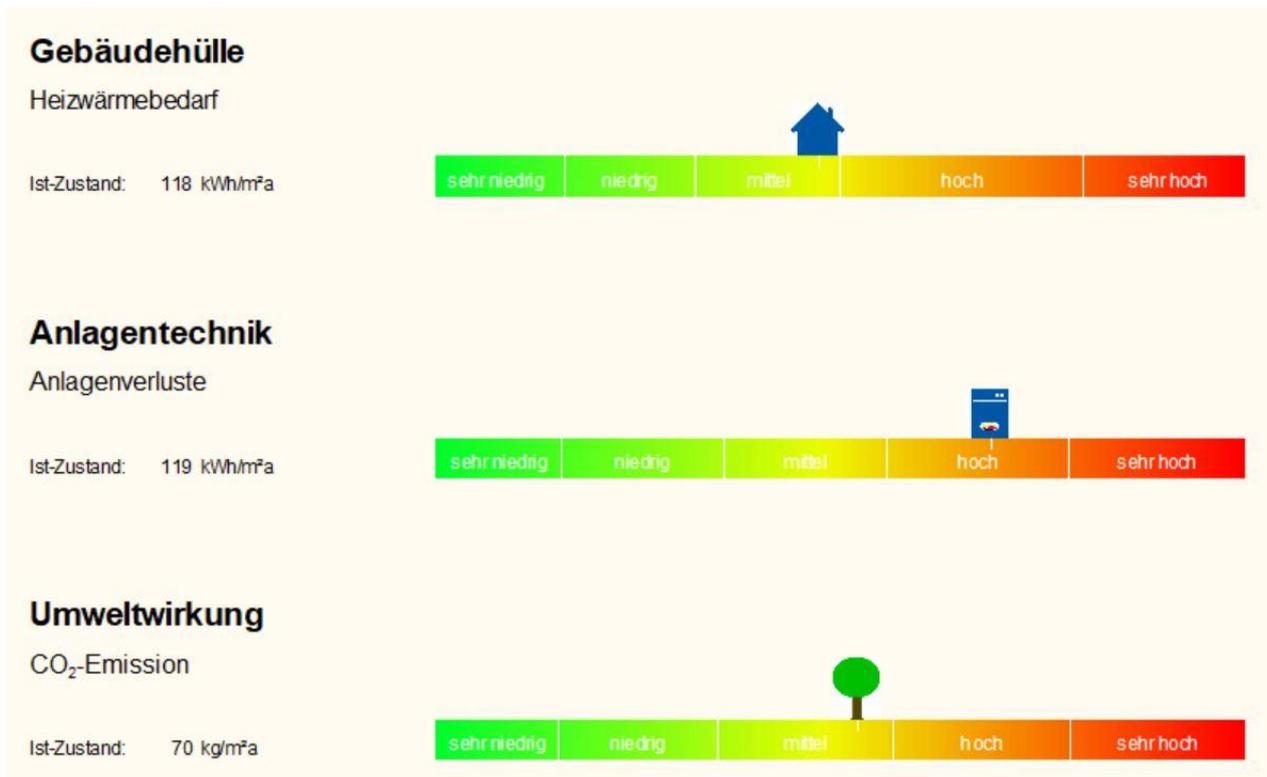


Abbildung 6-19: Gebäudehülle, Anlagentechnik, Umweltwirkung Ist-Zustand, MSK 2

Für die Berechnung im Rahmen dieses Projekts wurde das GEG-Standard-Nutzungsverhalten zugrunde gelegt:

| | |
|---------------------------|------------------------|
| mittlere Innentemperatur: | 20,0 °C, |
| Luftwechselrate: | 0,79 h ⁻¹ , |
| interne Wärmegewinne: | 1.740 kWh pro Jahr, |
| Warmwasser-Wärmebedarf: | 1.165 kWh pro Jahr. |

6.3.2.2 SANIERUNGSVARIANTEN

Im Folgenden werden Maßnahmen zur Sanierung vorgeschlagen, welche sinnvoll miteinander zu Gesamtpaketen kombiniert wurden.

Für eine vollumfängliche Planung ist eine objektbezogene Kostenschätzung (Leistungsphase 2) oder -berechnung (Leistungsphase 3) der HOAI von einem Architekten notwendig.

Tabelle 6-8 enthält die Gegenüberstellung vier verschiedener Sanierungsvarianten.

Tabelle 6-8: Übersicht Sanierungsvarianten MSK 2

| Bauteil | V 1a: 2- Fach verglaste Fenster, Haustür nach GEG | V 1b: 3 Fach verglaste Fenster, Haustür nach BEG | V 2a Anschluss an das Nahwärmenetz | V 2b: Luft-Wasser-Wär- mepumpe und PV- Anlage |
|------------------------|--|---|--|--|
| Baukonstruktion | | | | |
| Fenster | 1,30 W/(m ² ·K) | 0,90 W/(m ² ·K) | 0,90 W/(m ² ·K) | 0,90 W/(m ² ·K) |
| Hauseingangstür | 1,80 W/(m ² ·K) | 1,30 W/(m ² ·K) | 1,30 W/(m ² ·K) | 1,30 W/(m ² ·K) |
| Anlagentechnik | | | | |
| Heizungstausch | | | ja, Nahwärme | Ja, Luft-Wasser- Wärmepumpe |
| Photovoltaik | | | | 7,5 kW _p (ca. 30 m ²) |

Tabelle 6-9: Variantenvergleich MSK 2

| MSK 2 | Ist-Zustand | V 1a: 2- Fach ver- glaste Fenster, Haustür nach GEG | V 1b: 3 Fach ver- glaste Fenster, Haustür nach BEG | V 2a Anschluss an das Nahwärme- netz | V 2b: Luftwärme- pumpe und PV-Anlage |
|--|-------------|--|---|--|---|
| Primärenergiebedarf [kWh/(m ² ·a)] | 247 | 225 | 217 | 61 | 105 |
| Endenergiebedarf [kWh/(m ² ·a)] | 236 | 215 | 208 | 200 | 58 |
| Reduzierung des Endenergie- bedarfs | | 8 % | 12 % | 15 % | 75 % |
| CO ₂ -Emissionen [kg/(m ² ·a)] | 70 | 64 | 61 | 8 | 33 |
| Reduzierung der CO ₂ -Emissio- nen | | 9 % | 12 % | 15 % | 75 % |
| Brennstoffkosten [€/a] | 2670 | 2430 | 2350 | 2270 | 668 |

Variante 1a

In Variante 1 werden die alten Fenster und die Hauseingangstür im Rahmen der gesetzlichen Bestimmungen, also ohne Fördermittel, ausgetauscht. Bei den Fenstern handelt es sich um zweifach verglaste Modelle mit einem U_w -Wert von 1,30 W/(m²·K). Die neue Hauseingangstür soll einen U_D -Wert von 1,80 W/(m²·K) aufweisen. Diese Variante wurde extra gewählt, um sie wirtschaftlich mit der alternativen und förderfähigen Variante 1b vergleichen zu können.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von 30.007 kWh/Jahr reduziert sich auf 27.260 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 2.747 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 806 kg/Jahr reduziert. Dies verringert den Treibhauseffekt und hilft, unser Klima zu schützen.

Anders als der Endenergiebedarf berücksichtigt der Primärenergiebedarf auch die vorgelagerte Prozesskette für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten Energieträger. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes auf 225 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 1 beträgt 9 %.

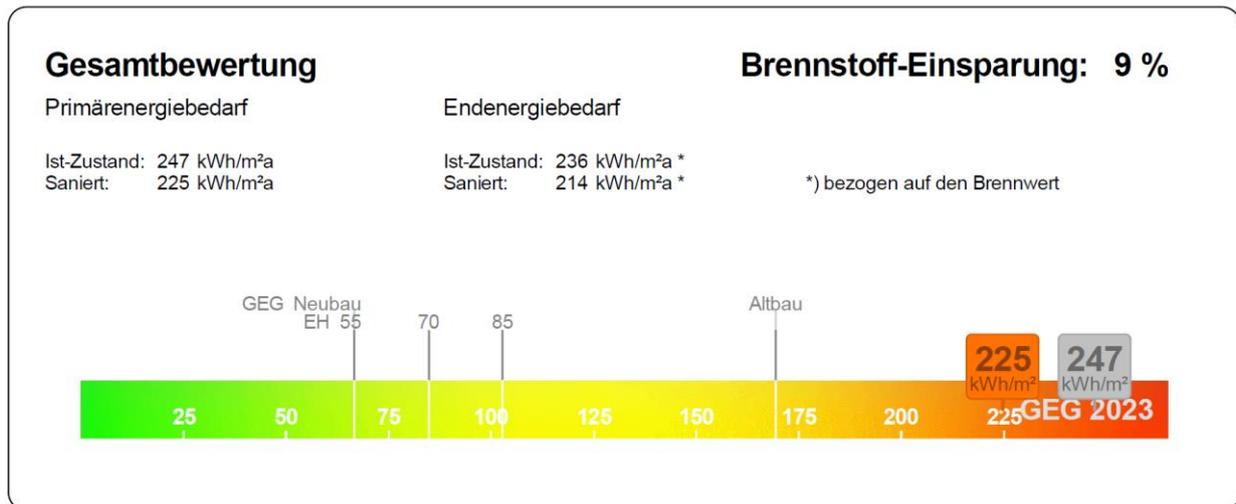


Abbildung 6-20: Bewertung Variante 1a, MSK 2

Variante 1b

In Variante 1b werden die alten Fenster und die Hauseingangstür im Rahmen der Förderrichtlinien nach BEG ausgetauscht. Bei den Fenstern handelt es sich um dreifach verglaste Modelle mit einem U_w -Wert von 0,90 W/(m²·K). Die neue Hauseingangstür soll einen U_D -Wert von 1,30 W/(m²·K) aufweisen. Diese Variante wurde extra gewählt, um sie wirtschaftlich mit der alternativen und förderfähigen Variante 1a vergleichen zu können. Durch die Nutzung der staatlichen Fördermittel durch die BEG amortisieren sich diese Sanierungsmaßnahmen ca. 10 Jahre schneller als die Fenster und Haustüren aus Variante 1a. Dieses ist auch Abbildung 6-24 zu entnehmen.

Der derzeitige Endenergiebedarf von 30.007 kWh/Jahr reduziert sich auf 26.373 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 3.633 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen. Die CO₂-Emissionen werden um 1.067 kg/Jahr reduziert. Anders als der Endenergiebedarf berücksichtigt der Primärenergiebedarf auch die vorgelagerte Prozesskette für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten Energieträger. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes von 217 kWh/m² pro Jahr auf 78 kWh/m² pro Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 2a beträgt 12 %.

Gesamtbewertung

Brennstoff-Einsparung: 12 %

Primärenergiebedarf

Endenergiebedarf

Ist-Zustand: 247 kWh/m²a
Saniert: 217 kWh/m²a

Ist-Zustand: 236 kWh/m²a *
Saniert: 208 kWh/m²a *

*) bezogen auf den Brennwert

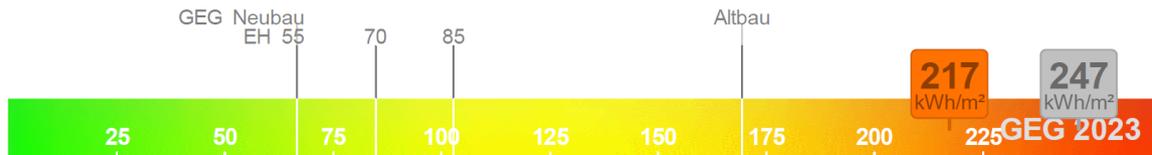


Abbildung 6-21: Bewertung Variante 2a, MSK 2

Variante 2a

Nachdem in der Variante 1b die Gebäudehülle auf einen guten energetischen Stand gebracht worden ist, geht es im nächsten Schritt darum die Heiztechnik zu verbessern. Sollte es zukünftig in der Umgebung ein Nahwärmenetz geben, wäre ein Anschluss an dieses Nahwärmenetz aus energetischer Sicht zu empfehlen. Die Anschlusskosten sind im Vergleich zu anderen Heiztechniken überschaubar und der Betreiber des Wärmenetzes trägt dafür Sorge, dass alle gesetzlichen Bestimmungen eingehalten werden. Mit Wartungskosten ist bei der Wärmeübergabestation nicht mehr zu rechnen.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von 30.007 kWh/Jahr reduziert sich auf 25.360 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 4.647 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 7.805 kg/Jahr reduziert.

Anders als der Endenergiebedarf berücksichtigt der Primärenergiebedarf auch die vorgelagerte Prozesskette für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten Energieträger. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes auf 61 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 2a beträgt 15 %.

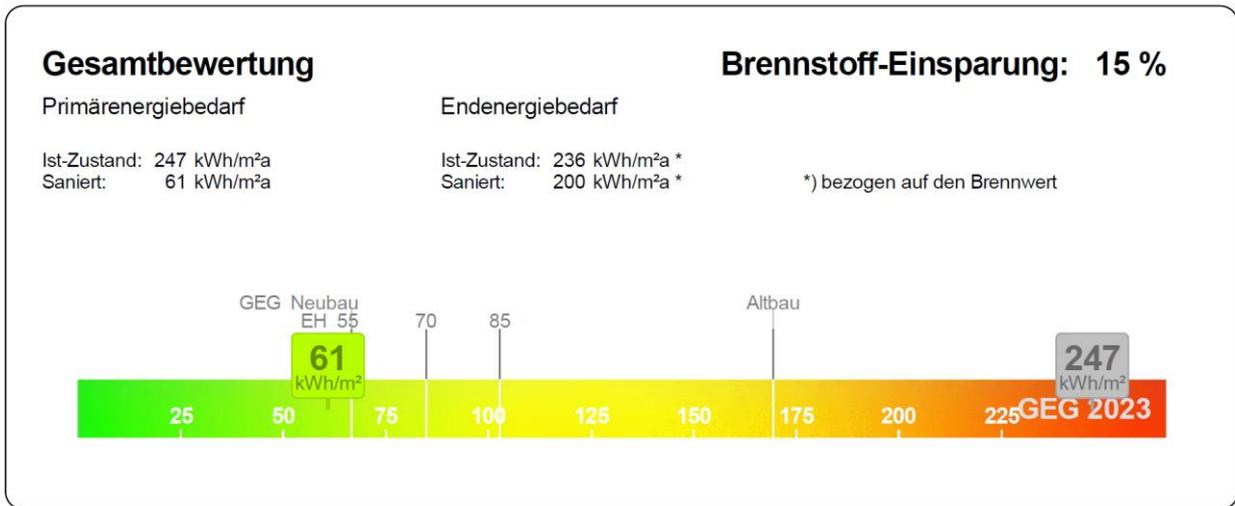


Abbildung 6-22: Bewertung Variante 2b, MSK 2

Variante 2b

Nachdem in Variante 1b die Gebäudehülle auf einen guten energetischen Stand gebracht worden ist, geht es im nächsten Schritt darum die Heiztechnik zu verbessern. Eine Variante, um die gesetzlichen Vorgaben zu erfüllen, ist der Einbau einer Luft-Wasser-Wärmepumpe. Da diese mit Strom betrieben wird, sollte eine Photovoltaikanlage zur Stromproduktion installiert werden, um einen Teil des Strombedarfes selbst zu produzieren.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von 30.007 kWh/Jahr reduziert sich auf 7.391 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 22.616 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 4.732 kg/Jahr reduziert.

Anders als der Endenergiebedarf berücksichtigt der Primärenergiebedarf auch die vorgelagerte Prozesskette für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten Energieträger. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes auf 105 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 2b beträgt 75 %.

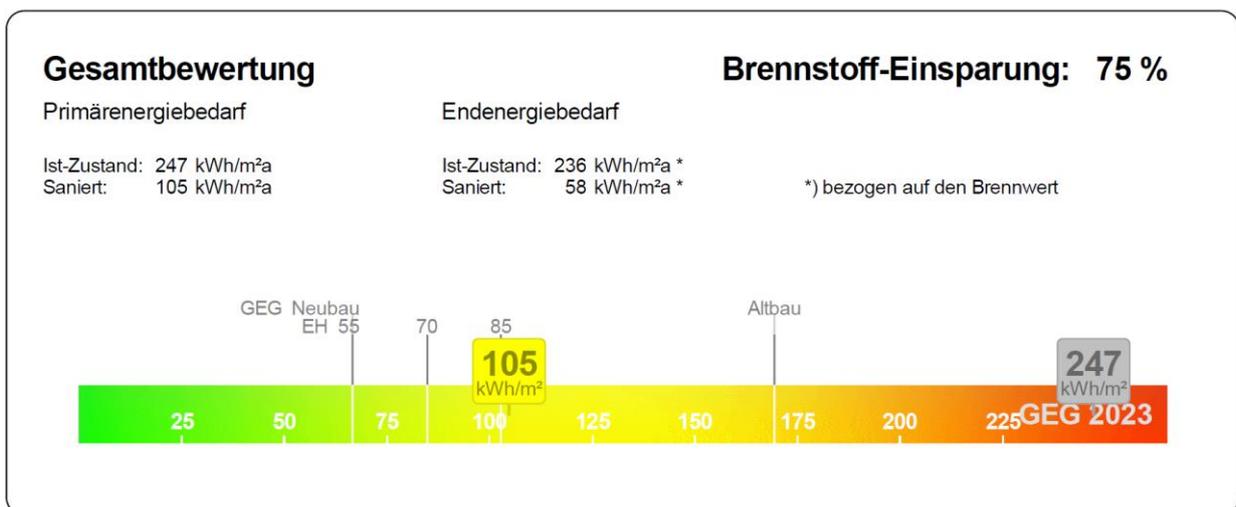


Abbildung 6-23: Bewertung Variante 3, MSK 2

6.3.2.3 KOSTENSCHÄTZUNG

Tabelle 6-10 enthält die Kostenschätzung und basiert auf der DIN 276 - Kosten im Hochbau.

Tabelle 6-10: Kostenschätzung Sanierungsvarianten MSK 2

| Kostenelement | Variante 1 | Variante 2 | Variante 3a | Variante 3b |
|-------------------------------|---|---|-----------------|-----------------|
| | Fenster 2-fach verglast, Haustüren nach GEG | Fenster 3-fach verglast, Haustüren nach BEG | Nahwärme | Wärmepumpe + PV |
| Baukonstruktion | | | | |
| Fenster | 10.000 € | 11.500 € | 11.500 € | 11.500 € |
| Hauseingangstüren | 8.500 € | 10.000 € | 10.000 € | 10.000 € |
| Anlagentechnik | | | | |
| Nahwärmeanschluss | | | 10.000 € | |
| Luft-Wasser-Wärmepumpe | | | | 30.000 € |
| PV-Anlage | | | | 12.000 € |
| Kostenschätzung brutto | 18.500 € | 21.500 € | 31.500 € | 63.500 € |
| BEG-Förderung inkl. iSFP | 0 € | 4.300 € | 9.300 € | 20.800 € |
| Endinvestition | 18.500 € | 17.200 € | 22.200 € | 42.700 € |

6.3.2.4 WIRTSCHAFTLICHE AUSWERTUNG

Die wirtschaftliche Auswertung erfolgt unter Einbezug der verfügbaren Fördermittel der BEG. Dabei handelt es sich zum einen um die Förderung der Einzelmaßnahmen, die als Zuschuss vom BAFA zur Verfügung gestellt werden sowie die Förderung der Komplettsanierung zum Effizienzhaus, die durch einen Kredit der KfW ermöglicht wird.

Es wird die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen über einen Zeitraum von 40 Jahren betrachtet. Basis für die Berechnung sind die Energieverbräuche und Kosten der vergangenen Jahre. Diese wurden den Heizkostenabrechnungen des Eigentümers entnommen. Der durchschnittliche Ölverbrauch des MSK 2 liegt bei rund 25.000 kWh/a. Darüber hinaus wird eine Teuerungsrate des Brennstoffs von jährlich 4 % angenommen.

Die Abbildung 6-36 zeigt für die einzelnen Sanierungsvarianten eine Gegenüberstellung der Investitionskosten und Sowieso-Kosten auf der einen Seite und der Energiekostensparnis (nach 40 Jahren) sowie Förderzuschüsse auf der anderen Seite. Bei den Sowieso-Kosten handelt es sich um Kosten für Maßnahmen, dessen Ausführung mittel- bis langfristig „sowieso“ durch den Eigentümer erforderlich wären. In allen Varianten dieses Objekts wird der Heizungswechsel zu den Sowieso-Kosten gezählt. Da die Nahwärme die kostengünstigste Variante darstellt, wird diese in allen Varianten als Sowieso-Kosten für den Heizungsaustausch angenommen.

Bei diesem Gebäude wurde in Variante 1a bewusst ein Fenster- und Haustüraustausch nach den aktuellen gesetzlichen Bestimmungen ausgewählt, um diesen mit der förderfähigen Variante 1b zu vergleichen. Wenn die Fenster im Gebäude austauschwürdig sind, ist der Eigentümer verpflichtet, zweifach verglaste Fenster einzubauen. Für diesen einfachen Austausch erhält man keine Fördermittel und es dauert 39 Jahre, bis sich die Maßnahme amortisiert. In Variante 1b werden dreifach verglaste Fenster gewählt und es werden noch kleine energetische Investitionen an Fassade und oberste Geschossdecke getätigt. Dank der Fördermittel ist die Endinvestition nur ein

wenig höher. Die Energieeinsparungen fallen deutlich höher aus und die Maßnahmen amortisieren sich bereits nach 29 Jahren. Ein Heizungsaustausch führt zu weiteren, hohen Energiekostensparnissen, sodass die Mehrinvestitionen die Amortisationszeiten nur minimal verlängern.

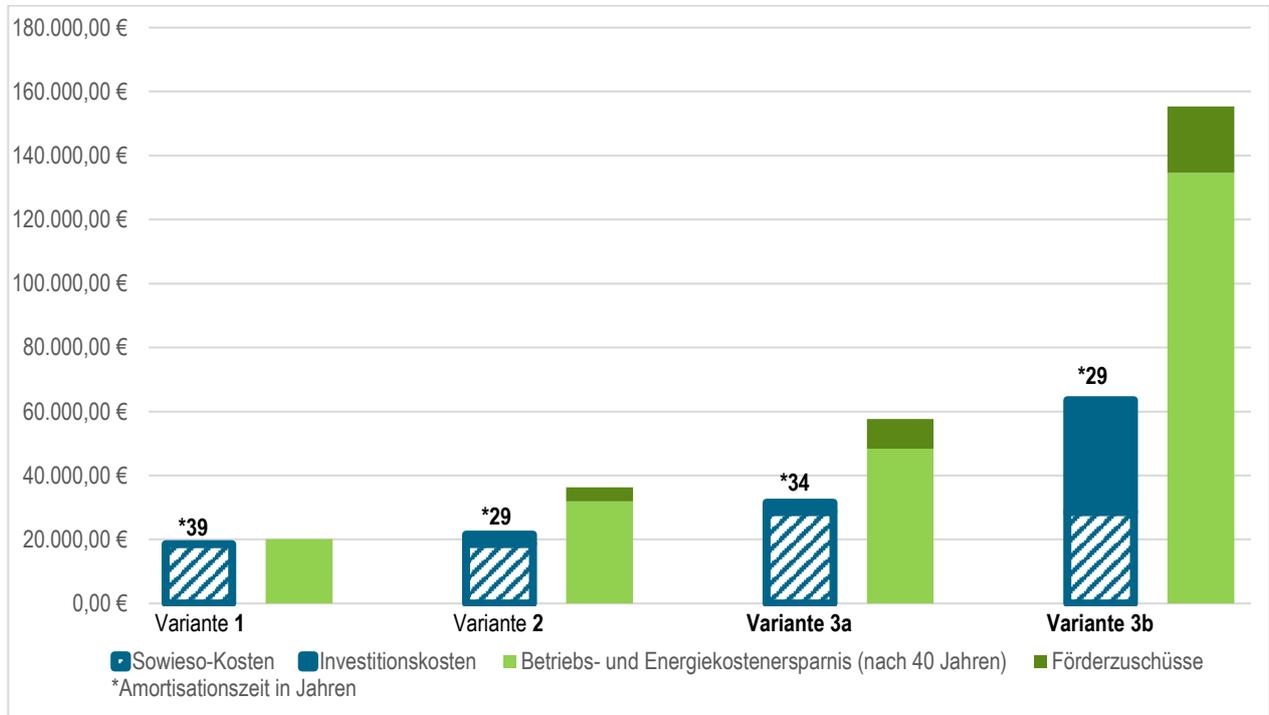


Abbildung 6-24: MSK 2, Rentabilität der Maßnahmen nach 40 Jahren

6.3.3 MUSTERSANIERUNGSKONZEPT 3

Bei Mustersanierungsobjekt 3 handelt es sich um ein freistehendes Einfamilienhaus aus dem Jahr 1983. Das Objekt besteht aus einem Vollgeschoss und einem Dachgeschoss plus einem Spitzboden. Das Gebäude ist voll unterkellert. Als Wohnraum wird das Erdgeschoss und das Dachgeschoss genutzt, das Kellergeschoss sowie der Spitzboden sind unbeheizt.



Abbildung 6-25: Mustersanierungsobjekt 3, Vorderansicht, Foto: FRANK

6.3.3.1 BESTANDSAUFNAHME

Das Objekt befindet sich in einem gepflegten Allgemeinzustand.

Das Dach des Objektes ist im Spitzbodenbereich ungedämmt. Die oberste Geschossdecke, die den thermischen Gebäudeabschluss bei diesem Gebäude bildet, ist nachträglich mit 20 cm Mineralwolle gedämmt worden. Bei der Außenfassade des Objektes handelt es sich um ein zweischalig gedämmtes Mauerwerk mit einer 4 cm breiten Luftschicht. Die Fenster stammen zum Großteil aus dem Baujahr des Gebäudes und sind zweifach verglast. 2023 wurden im Erdgeschoss zwei Fenster erneuert und durch eine zweifach Verglasung nach GEG-Standard ersetzt. Die Hauseingangstür stammt aus dem Baujahr des Gebäudes. Die Bodenplatte des Erdgeschosses ist dem Baujahr entsprechend ausgeführt und bildet den unteren thermischen Gebäudeabschluss. Bei dem Gebäude machen die Transmissionswärmeverluste über Dach, Außenwand, Fenster und Keller jeweils in etwa ein Viertel der Verluste aus, so dass auch kostengünstige Sanierungsmaßnahmen, wie die Kellerdeckendämmung, zu einer guten Energieeinsparung beitragen.

Im Kellerbereich befindet sich die Zentralheizung (Viessmann, ARN-17, 1993) inkl. Warmwasserspeicher. Die Zentralheizung wird mit Flüssiggas betrieben. Die Heizungsanlage befindet sich nicht mehr auf dem aktuellen Stand der Technik und bietet Verbesserungspotenzial. Die wärmeleitenden Verteilungsleitungen sind größtenteils ungedämmt und bieten Verbesserungspotenzial.

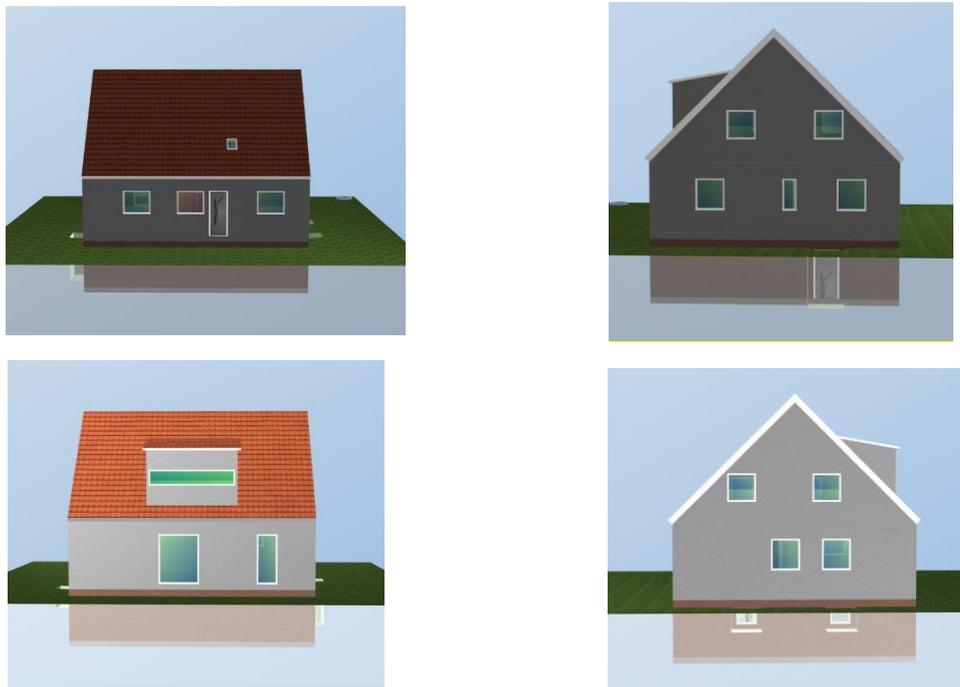


Abbildung 6-26: 3D Modellierung, erstellt durch FRANK mit dem Programm Hottgenroth

Thermische Gebäudehülle

Zur thermischen Gebäudehülle ist festzuhalten, dass das Erdgeschoss und 1. Obergeschoss beheizt sind, das Kellergeschoss sowie der Spitzboden sind unbeheizt.

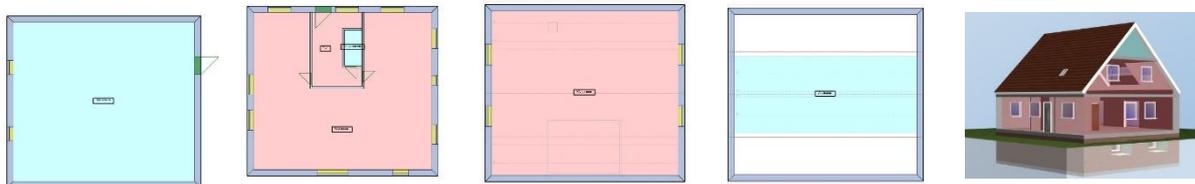


Abbildung 6-27: Thermische Gebäudehülle MSK 3, v. l. n. r. KG, EG, 1.OG, DG, 3-D Ansicht

Energetische Bewertung Ist-Zustand

In Tabelle 6-11 befindet sich eine Zusammenstellung der einzelnen Bauteile der Gebäudehülle mit den momentanen U-Werten. Zum Vergleich sind die Mindestanforderungen angegeben, die der Gesetzgeber mit dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) und der Fördermittelgeber bei förderfähigen Maßnahmen (BEG) bei Änderungen von Bauteilen an bestehenden Gebäuden stellt.

Tabelle 6-11: Bauteile Ist-Zustand

| Bauteil | U-Wert ¹⁰ in W/(m ² ·K) | U _{max} GEG ¹¹ in W/(m ² ·K) | U _{max} BEG ¹² in W/(m ² ·K) |
|-------------------------|---|---|---|
| Oberste Geschossdecke | 0,21 | 0,24 | 0,14 |
| Dachschräge | 0,60 | 0,24 | 0,14 |
| Dachfenster | 2,70 | 1,10 | 1,00 |
| Fenster alt | 2,70 | 1,30 | 0,95 |
| Fenster Neu | 1,30 | 1,30 | 0,95 |
| Fassade | 0,41 | 0,24 | 0,20 |
| Haustür, Kellertür | 2,90 | 1,80 | 1,30 |
| Gaubenwände | 0,40 | 0,24 | 0,14 |
| Wand gegen Kellerabgang | 2,65 | 0,30 | 0,25 |
| Kellerdecke | 0,80 | 0,30 | 0,25 |
| Kellerinnenwand | 1,27 | 0,30 | 0,25 |

¹⁰ Als U-Wert (früher k-Wert) wird der Wärmedurchgangskoeffizient eines Bauteils bezeichnet.

¹¹ Bei Änderungen von Bauteilen an bestehenden Gebäuden muss der in dem GEG vorgegebene maximale U-Wert eingehalten werden.

¹² Die Mindestanforderungen für BEG-EM-Förderungen gelten nicht für KfW-Effizienzhäuser, sondern für die BAFA-Förderung von Einzelmaßnahmen. Die Anforderungen können jederzeit aktualisiert werden.

Energiebilanz

Die Energiebilanz gibt Aufschluss darüber, in welchen Bereichen hauptsächlich die Energie verloren geht bzw. wo zurzeit die größten Einsparpotenziale in dem Gebäude liegen. In dem nachfolgenden Diagramm ist die Energiebilanz für die Raumwärme aus Wärmegewinnen und Wärmeverlusten der Gebäudehülle und der Anlagentechnik dargestellt.

Energieverluste entstehen über die Gebäudehülle, durch den Luftwechsel sowie bei der Erzeugung und Bereitstellung der benötigten Energie. Bei dem betrachteten Gebäude verursachen die Transmissionsverluste (26.417 kWh/a) die größten Verluste, gefolgt von den Anlagenverlusten (23.900 kWh/a) und den Lüftungsverlusten (8.800 kWh/a).

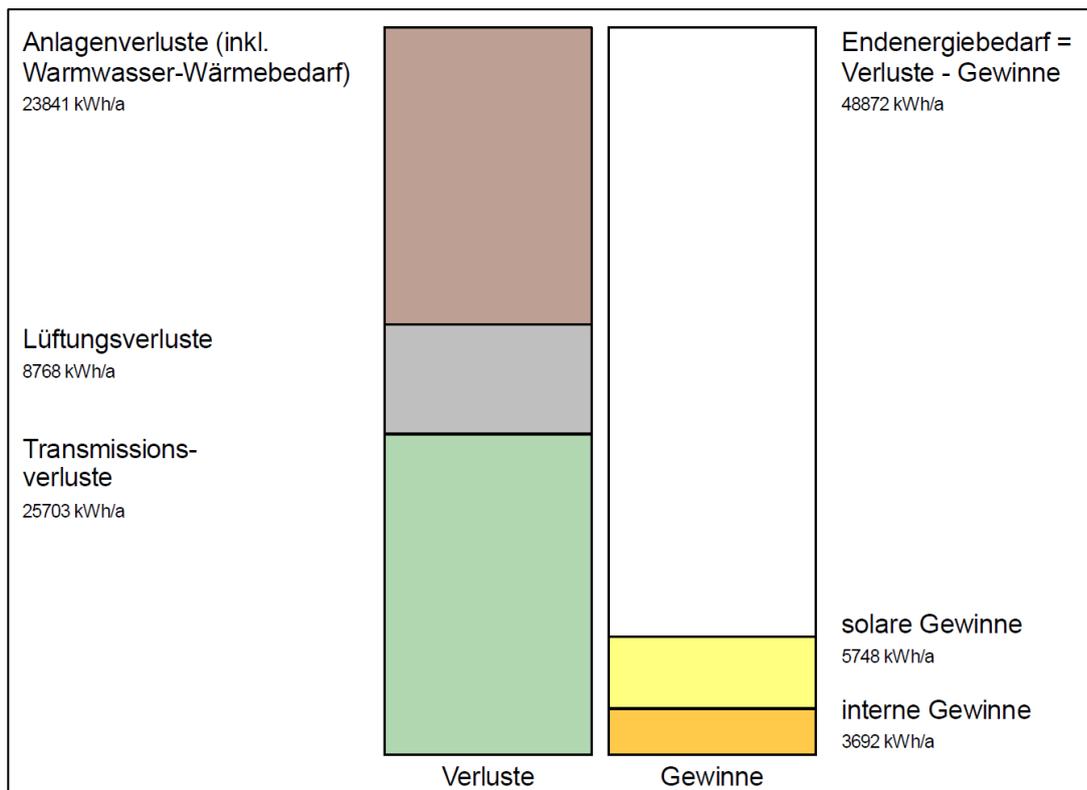


Abbildung 6-28: Energetische Verluste und Gewinne Ist-Zustand, MSK 3

Wie genau sich die Transmissions- und Anlagenverluste zusammensetzen, ist Abbildung 6-29 zu entnehmen. Demnach sind die größten Transmissionsverluste bei dem Keller (7.100 kWh/a) zu verzeichnen, gefolgt von den Fenstern (6.8170 kWh/a), der Außenwand (6.800 kWh/a) und dem Dach (5.700 kWh/a). Bei den Anlagenverlusten stellen die Heizungsverluste (21.900 kWh/a) die größten Verluste dar, gefolgt von den Warmwasserverlusten (1.400 kWh/a) und der Hilfsenergie (1.046 kWh/a).

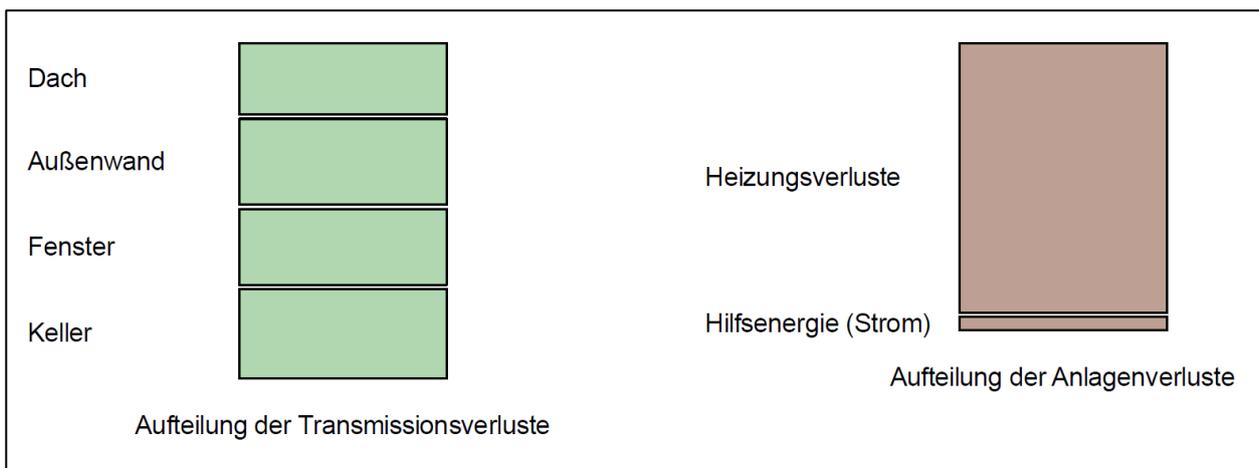


Abbildung 6-29: Energetische Verluste Ist-Zustand, MSK 3

Bewertung des Gebäudes

Die CO₂-Emissionen betragen im Bestand 75 kg/(m²·a). Grundlage für die CO₂-Emissionsberechnung bilden die CO₂-Emissionsfaktoren gemäß Anlage 9 GEG. In der energetischen Klassenbewertung auf Basis des Endenergiebedarfs wird das Gebäude in die Kategorie H eingeordnet (Klassen A-H). Die Gesamtbewertung des Gebäudes erfolgt aufgrund des jährlichen Primärenergiebedarfs pro Nutzfläche – zurzeit beträgt dieser 302 kWh/(m²·a). Wie im vorherigen Kapitel beschrieben, ist nicht der Primärenergiebedarf, sondern der Endenergiebedarf zur energetischen Bewertung des Gebäudes geeignet.

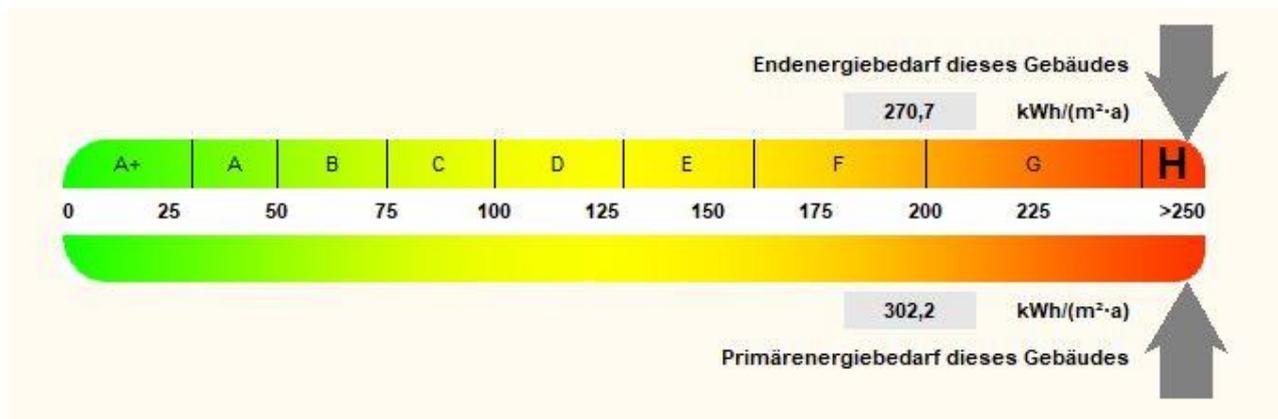


Abbildung 6-30: Gesamtbewertung Ist-Zustand, MSK 3

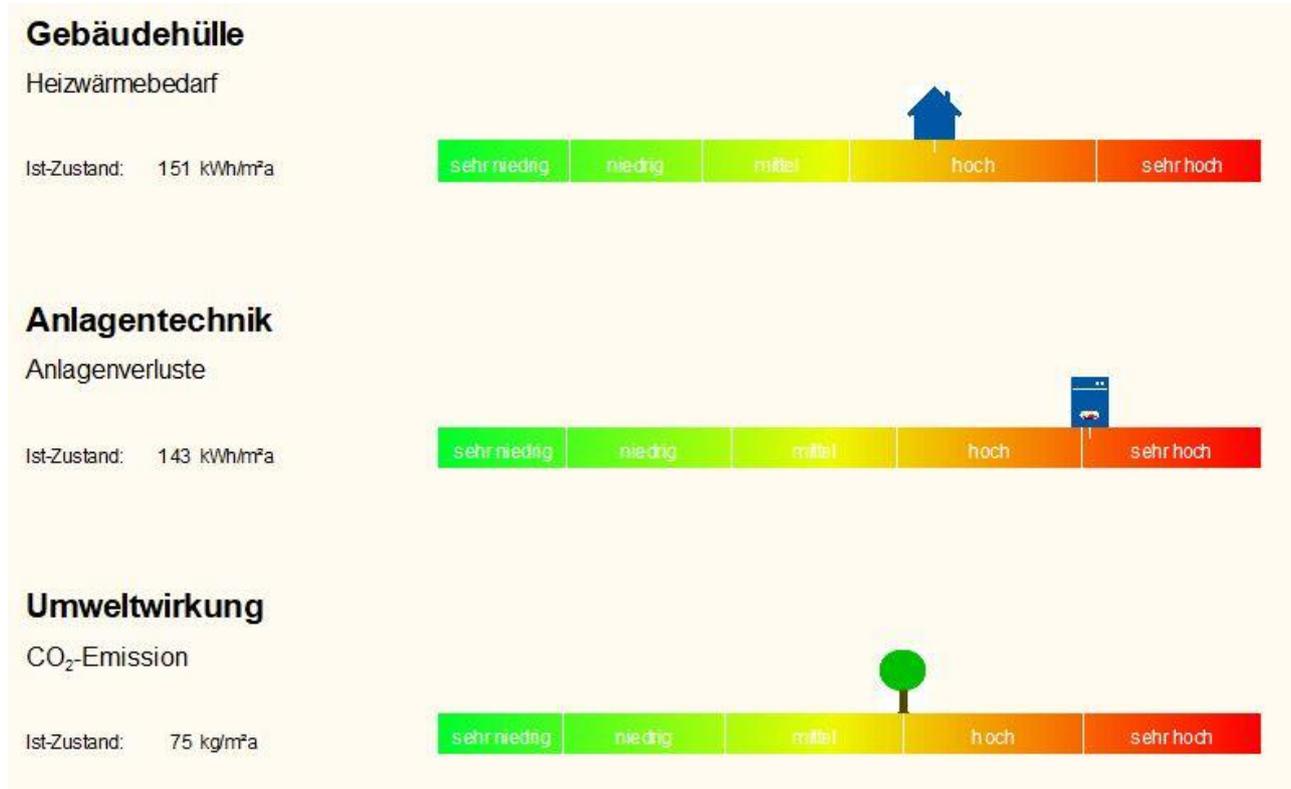


Abbildung 6-31: Gebäudehülle, Anlagentechnik, Umweltwirkung Ist-Zustand, MSK 3

Für die Berechnung im Rahmen dieses Projekts wurde das GEG-Standard-Nutzungsverhalten zugrunde gelegt:

| | |
|---------------------------|------------------------|
| mittlere Innentemperatur: | 20.0 °C, |
| Luftwechselrate: | 0,79 h ⁻¹ , |
| interne Wärmegewinne: | 2.272 kWh pro Jahr, |
| Warmwasser-Wärmebedarf: | 1.521 kWh pro Jahr. |

6.3.3.2 SANIERUNGSVARIANTEN

Im Folgenden werden Maßnahmen zur Sanierung vorgeschlagen, welche sinnvoll miteinander zu Gesamtpaketen kombiniert wurden.

Für eine vollumfängliche Planung ist eine objektbezogene Kostenschätzung (Leistungsphase 2) oder -berechnung (Leistungsphase 3) der HOAI von einem Architekten notwendig.

Tabelle 6-12 zeigt die Gegenüberstellung drei verschiedener Sanierungsvarianten.

Variante 1

Wie in der Abbildung 6-29 aufgezeigt, sind die Wärmeverluste in etwa geviertelt. Dies ermöglicht eine variable Reihenfolge der Sanierungsmaßnahmen.

In der Variante 1 wird ein Tausch der Fenster, der Hauseingangstür und eine Kerndämmung der Außenwand empfohlen. Der Tausch der Fenster wird aufgrund ihres Alters mittelfristig als notwendig angesehen. Da aufgrund des zweischaligen Mauerwerks eine Luftschicht gegeben ist, stellt die Kerndämmung eine sinnvolle geringinvestive Maßnahme dar. Zusätzlich werden die wärmeführenden Heizungsverteilungsleitungen nach GEG Standard gedämmt.

Tabelle 6-12: Übersicht Sanierungsvarianten MSK 3

| Bauteil | V 1: Kerndämmung, Fenster | V 2: Kellerdecke, Kellerinnenwände, Dachschrägen | V 3a: Anschluss an ein Nahwärmenetz | V 3b: Luftwärmepumpe, PV-Anlage |
|-----------------------------|--|--|--|--|
| Baukonstruktion | | | | |
| Dachschrägen | | 22 cm WLG 035 | 22 cm WLG 035 | 22 cm WLG 035 |
| Gaubenwände | | 13 cm WLG 035 | 13 cm WLG 035 | 13 cm WLG 035 |
| Fassade | 4 cm Einblasdämmung WLG 035 | 4 cm Einblasdämmung WLG 035 | 4 cm Einblasdämmung WLG 035 | 4 cm Einblasdämmung WLG 035 |
| Fenster | $U_w = 0,90 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ | $U_w = 0,90 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ | $U_w = 0,90 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ | $U_w = 0,90 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ |
| Hauseingangstür | $U_d = 1,30 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ | $U_d = 1,30 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ | $U_d = 1,30 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ | $U_d = 1,30 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ |
| Innenwand Kellerabgang | | 13 cm WLG 035 | 13 cm WLG 035 | 13 cm WLG 035 |
| Tür Kellerabgang | | $U_d = 1,30 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ | $U_d = 1,30 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ | $U_d = 1,30 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ |
| Kellerinnenwand gg. beheizt | | 8 cm WLG 024 | 8 cm WLG 024 | 8 cm WLG 024 |
| Kellerdecke | | 8 cm WLG 024 | 8 cm WLG 024 | 8 cm WLG 024 |
| Anlagentechnik | | | | |
| Austausch Heizungsanlage | | | Ja, Nahwärme | Ja, Luftwärmepumpe |
| Photovoltaik | | | | 7,5 kW _p (ca. 30 m ²) |

Tabelle 6-13: Variantenvergleich MSK 3

| MSK 3 | Ist-Zustand | V 1: Kerndämmung, Fenster | V 2: Kellerdecke, Kellerinnenwände, Dachschrägen | V 3a: Anschluss an ein Nahwärmenetz | V 3b: Luftwärmepumpe, PV-Anlage |
|---|-------------|---------------------------------|--|--|------------------------------------|
| Primärenergiebedarf [kWh/(m²·a)] | 302 | 240 | 169 | 151 | 41 |
| Endenergiebedarf [kWh/(m²·a)] | 294 | 233 | 175 | 46 | 74 |
| Reduzierung des Endenergiebedarfs | | 21 % | 43 % | 49 % | 86 % |
| CO₂-Emissionen [kg/(m²·a)] | 75 | 60 | 44 | 6 | 23 |
| Reduzierung der CO₂-Emissionen | | 21 % | 42 % | 91 % | 69 % |
| Brennstoffkosten [€/a] | 2438 | 1926 | 1.390 | 1.243 | 341 |

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von 48.872 kWh/Jahr reduziert sich auf 38.666 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 10.205 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 2.554 kg/Jahr reduziert.

Anders als der Endenergiebedarf berücksichtigt der Primärenergiebedarf auch die vorgelagerte Prozesskette für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten Energieträger. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes auf 240 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 1 beträgt 21 %.

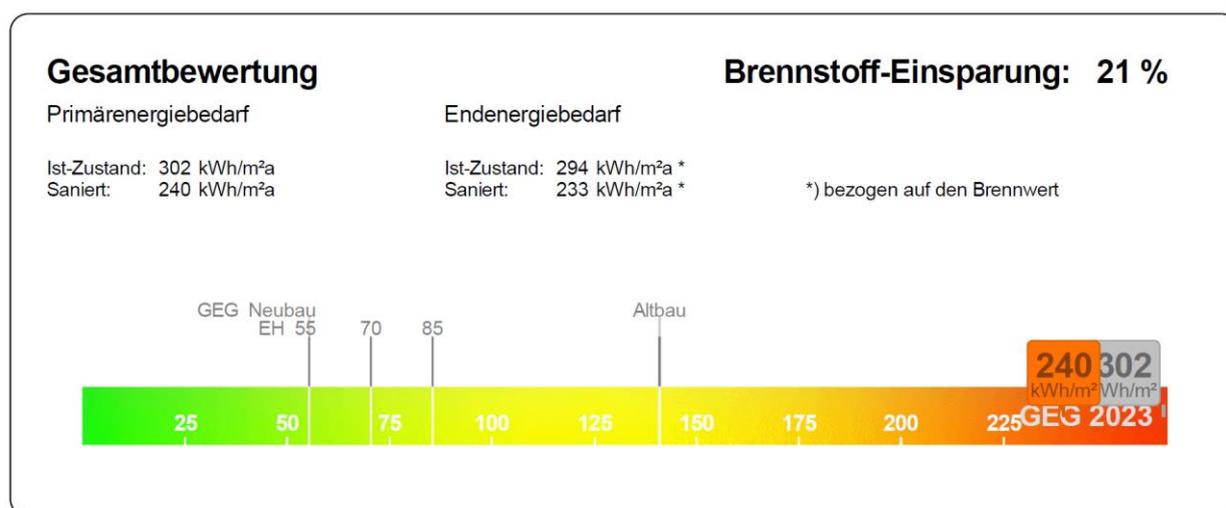


Abbildung 6-32: Bewertung Variante 1, MSK 3

Variante 2

In der Variante 2 wird zusätzlich zu den in Variante 1 aufgeführten Maßnahmen an der Gebäudehülle, die Kellerdecke und der Kellerabgang gedämmt, zusätzlich wird eine neue Kellerabgangstür vorgesehen. Dies hat eine vollständige thermische Entkopplung des Kellerbereichs zur Folge. Die Dachschrägen und Gaubenwände werden ebenfalls gedämmt.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von 48.872 kWh/Jahr reduziert sich auf 28.064 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 20.808 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 5.213 kg/Jahr reduziert.

Anders als der Endenergiebedarf berücksichtigt der Primärenergiebedarf auch die vorgelagerte Prozesskette für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten Energieträger. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes auf 175 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 2 beträgt 43 %.

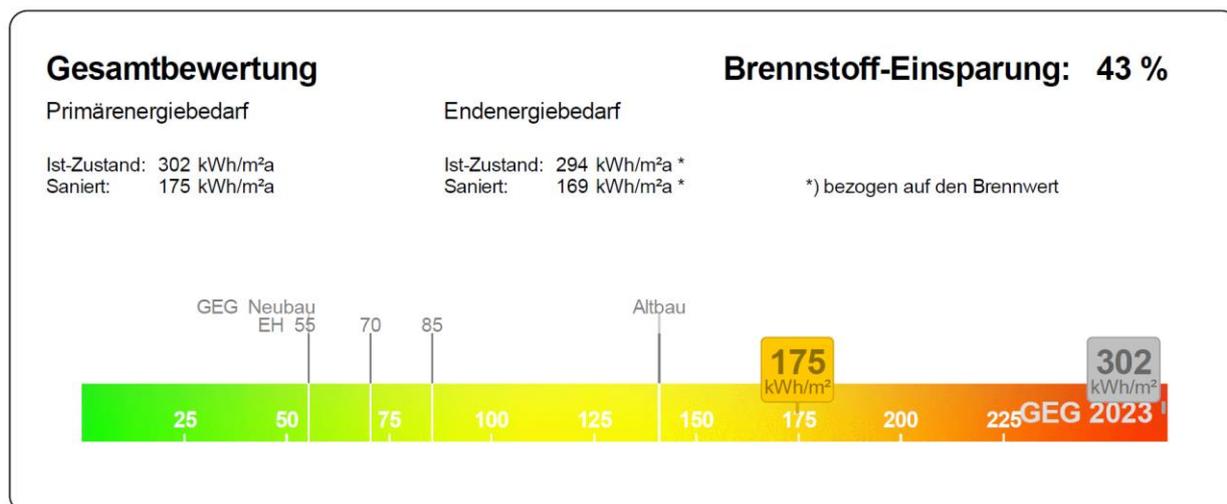


Abbildung 6-33: Bewertung Variante 2 , MSK 3

Variante 3a: Nahwärme

Nachdem in den Varianten 1 + 2 die Gebäudehülle auf einen guten energetischen Stand gebracht worden ist, geht es im nächsten Schritt darum die Heiztechnik zu verbessern. Sollte es zukünftig in der Umgebung ein Nahwärmenetz geben, wäre ein Anschluss an dieses Nahwärmenetz aus energetischer Sicht zu empfehlen. Die Anschlusskosten sind im Vergleich zu anderen Heiztechniken überschaubar und der Betreiber des Wärmenetzes trägt dafür Sorge, dass alle gesetzlichen Bestimmungen eingehalten werden. Mit Wartungskosten ist bei der Wärmeübergabestation nicht mehr zu rechnen.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von 48.872 kWh/Jahr reduziert sich auf 25.129 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 23.743 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 11.378 kg/Jahr reduziert.

Anders als der Endenergiebedarf berücksichtigt der Primärenergiebedarf auch die vorgelagerte Prozesskette für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten Energieträger. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes auf 46 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 3a beträgt 49 %.

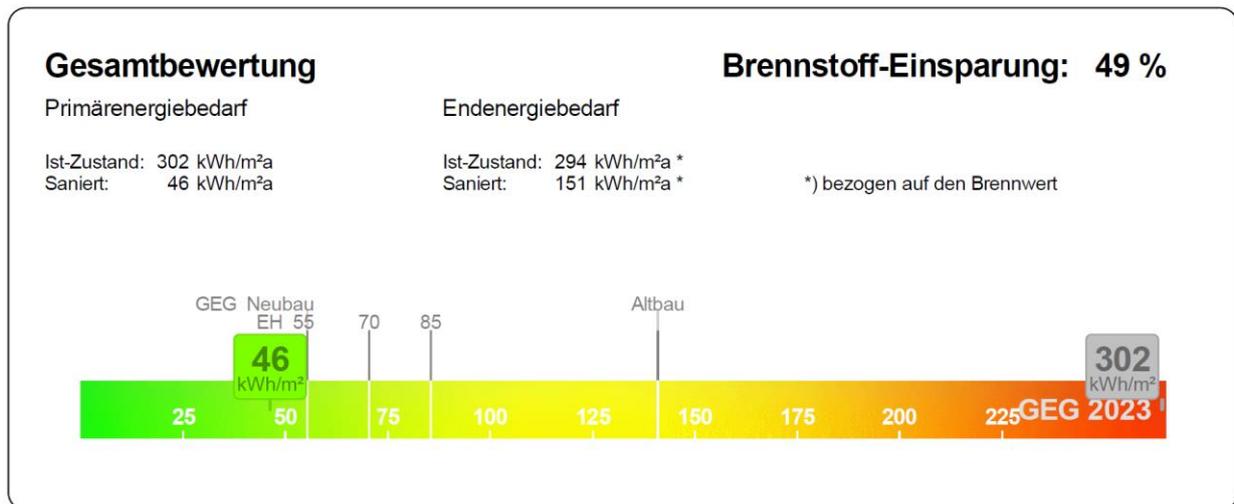


Abbildung 6-34: Bewertung Variante 3a MSK 3

Variante 3b

Nachdem in den Varianten 1 + 2 die Gebäudehülle auf einen guten energetischen Stand gebracht worden ist, geht es im nächsten Schritt darum die Heiztechnik zu verbessern. Eine Variante, um die gesetzlichen Vorgaben zu erfüllen, ist der Einbau einer Luft-Wasser-Wärmepumpe. Da diese mit Strom betrieben wird, sollte eine Photovoltaikanlage zur Stromproduktion installiert werden, um einen Teil des Strombedarfes selbst zu produzieren.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von 48.872 kWh/Jahr reduziert sich auf 6.774 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 42.097 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 8.643 kg/Jahr reduziert.

Anders als der Endenergiebedarf berücksichtigt der Primärenergiebedarf auch die vorgelagerte Prozesskette für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten Energieträger. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes auf 73 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 3b beträgt 86 %.

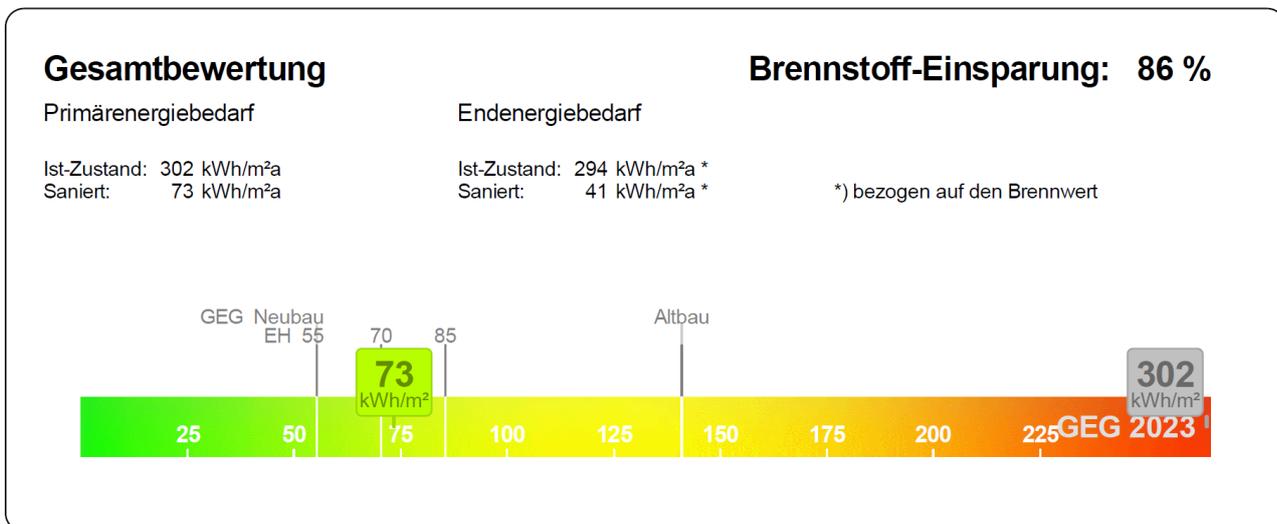


Abbildung 6-35: Bewertung Variante 3b, MSK 3

6.3.3.3 KOSTENSCHÄTZUNG

Die nachstehende Tabelle enthält die Kostenschätzung und basiert auf der DIN 276 - Kosten im Hochbau.

Tabelle 6-14: Kostenschätzung MSK 3

| Kostenelement | Variante 1 | Variante 2 | Variante 3a | Variante 3b |
|---------------------------------|----------------------|-----------------|-----------------|------------------|
| | AW + Fenster + Türen | Keller, Dach | Nahwärme | Wärmepumpe + PV |
| Baukonstruktion | | | | |
| Dachschrägen | | 22.500 € | 22.500 € | 22.500 € |
| Gaubenwände | | 8.000 € | 8.000 € | 8.000 € |
| Außenwände | 4.200 € | 4.200 € | 4.200 € | 4.200 € |
| Fenster | 11.800 € | 11.800 € | 11.800 € | 11.800 € |
| Hauseingangstür | 10.000 € | 10.000 € | 10.000 € | 10.000 € |
| Kellerdecke | | 9.800 € | 9.800 € | 9.800 € |
| Kellerinnenwand | | 450 € | 450 € | 450 € |
| Kellerabgang | | 750 € | 750 € | 750 € |
| Kellertür | | 5.000 € | 5.000 € | 5.000 € |
| Anlagentechnik | | | | |
| Nahwärmeanschluss | | | 10.000 € | |
| Luft-Wasser-Wärmepumpe | | | | 30.000 € |
| Photovoltaikanlage | | | | 12.000 € |
| Kostenschätzung brutto | 26.000 € | 72.250 € | 85.250 € | 117.250 € |
| BEG-Förderung inkl. iSFP | 5.200 € | 15.050 € | 18.050 € | 31.550 € |
| Endinvestition | 20.800 € | 60.200 € | 67.200 € | 85.700 € |

6.3.3.4 WIRTSCHAFTLICHE AUSWERTUNG

Die wirtschaftliche Auswertung erfolgt unter Einbezug der verfügbaren Fördermittel der BEG. Dabei handelt es sich um die Förderung der Einzelmaßnahmen, die als Zuschuss vom BAFA zur Verfügung gestellt werden, ergänzt durch den Zuschussbonus über einen individuellen Sanierungsfahrplan.

Es wird die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen über einen Zeitraum von 40 Jahren betrachtet. Basis für die Berechnung sind die Energieverbräuche und Kosten der vergangenen Jahre. Diese wurden den Heizkostenabrechnungen des Eigentümers entnommen. Der durchschnittliche Flüssiggasverbrauch des MSK 3 liegt bei etwa 21.200 kWh/a. Für den Brennstoff wird eine Teuerungsrate von jährlich 4 % angenommen.

Die Abbildung 8-37 **Abbildung 6-12** zeigt für die einzelnen Sanierungsvarianten eine Gegenüberstellung der Investitionskosten und Sowieso-Kosten auf der einen Seite und der Energiekostensparnis (nach 40 Jahren) sowie Förderzuschüsse auf der anderen Seite. Bei den Sowieso-Kosten handelt es sich um Kosten für Maßnahmen, dessen Ausführung mittel- bis langfristig „sowieso“ durch den Eigentümer erforderlich wären. In allen Varianten dieses Objekts wird der Heizungswechsel zu den Sowieso-Kosten gezählt. Da die Nahwärme die kostengünstigste Variante darstellt, wird diese in allen Varianten als Sowieso-Kosten für den Heizungsaustausch angenommen.

Die Grafik **Abbildung 6-36** zeigt auf, dass sich alle Varianten in einem ähnlichen Betrachtungszeitraum amortisieren. Die Variante 1 amortisiert sich mit einer Amortisationszeit von 26 Jahren am schnellsten. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass mit der restlichen Dämmung der Gebäudehülle die Transmissionswärmeverluste deutlich reduziert werden. Darüber hinaus stellt sich die Kerndämmung der Außenwände als kostengünstig dar.

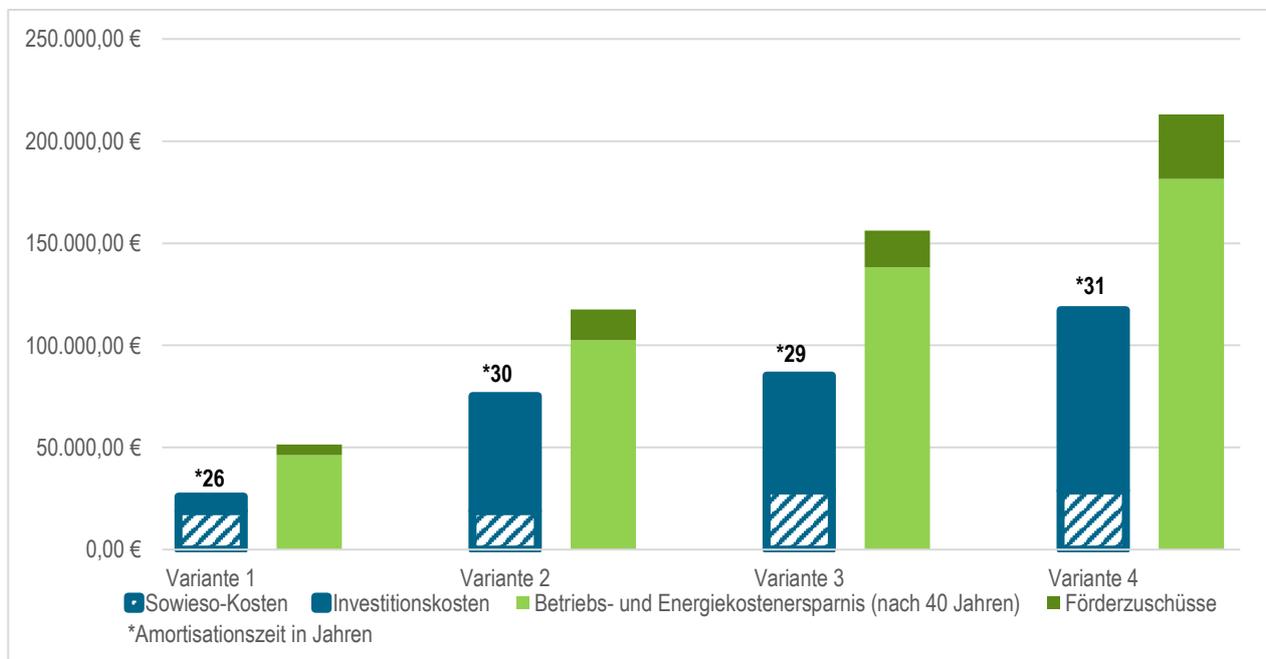


Abbildung 6-36: MSK 3, Rentabilität der Maßnahmen nach 40 Jahren

6.3.4 ZUSAMMENFASSENDE ERGEBNISSE DER MUSTERSANIERUNGSKONZEPTE BERKENTHIN

Für die drei Mustersanierungsobjekte wurden zunächst detaillierte Bestandsaufnahmen durchgeführt, bei denen der derzeitige energetische Zustand jedes Gebäudes ermittelt und energetische Schwachpunkte identifiziert wurden. Darauf aufbauend wurden für jedes Objekt verschiedene Sanierungsvarianten erarbeitet. Insgesamt kann festgehalten werden, dass alle drei untersuchten Gebäude Potenzial zur energetischen Sanierung bieten.

Bei MSK 1 wurde in der linken Wohnung eine Innenwanddämmung angebracht und die oberste Geschosdecke sowie der Fußboden von unten gedämmt. Die Sanierung der Gebäudehülle bietet daher jede Menge Energieeinsparpotential. Aufgrund der aktuell kostengünstigen Heizungsanlage, durch die zentrale Holzpelletanlage sowie der hohen Kosten für die Innenwanddämmung mittels WDVS, der vielen verschiedenen Fenster und der Eingangstüren, amortisiert sich keine der vorgeschlagenen Varianten. Es wird dennoch empfohlen die Gebäudehülle energetisch zu sanieren, um einen besseren Wohnkomfort zu erzielen. Mit der Sanierung sinkt die Heizlast und es kann eine kleinere und somit kostengünstigere Heizung verbaut werden.

Das MSK 2 wurde in den 1970er Jahren in Holzständerbauwerkweise ausgeführt. Hier ist aufgrund der Bauweise an den Außenwänden kaum was zu verbessern. Den größten energetischen Schwachpunkt stellt die Bodenplatte gegen Erdreich dar. Bei diesem Beispiel wurde in Variante 1a und 1b aufgezeigt, wie sich der Unterschied zwischen zweifach verglasten Fenster nach GEG und dreifach verglasten Fenstern nach BEG verhält. Durch die Einbindung der Fördermittel reduziert sich die Amortisationszeit, die in Variante 1a mit 39 Jahren angegeben ist, in Variante 1b um 10 Jahre auf 29 Jahre. Das Fazit, dass aus MSK 2 mitgenommen werden kann, ist, dass eine Einbindung von Fördermitteln zu einer deutlichen Reduzierung der Amortisation führen kann.

Bei MSK 3 handelt es sich um ein Haus aus den 1980er Jahren. In dieser Baualtersklasse galt bereits die Wärmeschutzverordnung. Dennoch amortisieren sich alle vorgeschlagenen Varianten zur Sanierung der Gebäudehülle im betrachteten Zeitraum. Hier stellt die Kerndämmung der Außenwände und die Kellerdeckendämmung eine kostengünstige Sanierungsvariante dar. Sanierungsvariante 1 amortisiert sich mit dem Austausch der Fenster, der Hauseingangstür und der Kerndämmung der Außenwände nach 26 Jahren am schnellsten. Die Heizlast verringert sich über die Dämmung der Gebäudehülle nur unwesentlich, sodass die Heizung in einer ähnlichen Größe dimensioniert wird, wie im Bestand.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass alle Gebäude Potential zur energetischen Sanierung aufweisen. Je neuer das Gebäude ist, desto weniger Energieeinsparpotential ist in der Gebäudehülle zu erwarten. Eine Außenwanddämmung ist im Vergleich zur Kerndämmung eine sehr kostspielige Sanierungsvariante, welche die Amortisationszeit deutlich verlängert. Der Einbau einer neuen Heizungsanlage auf Basis erneuerbarer Energien (z. B. Nahwärme oder Wärmepumpe) erfüllt die gesetzlichen Vorgaben und reduziert den CO₂-Ausstoß.

Grundsätzlich ist bei der Entscheidung über Sanierungsmaßnahmen neben der Amortisation immer auch der verminderte Emissionsausstoß sowie die sofortige Wertsteigerung der Immobilie und der erhöhte Wohnkomfort zu betrachten.

7. VERSORGUNGSOPTIONEN UND -SZENARIEN

Die Reduzierung des Wärmebedarfs mithilfe energetischer Sanierung von Gebäuden, wie in Kapitel 6 beschrieben, ist ein erster Teilbereich des Quartierskonzeptes. Ein zweiter Bestandteil ist die Optimierung der Wärmeversorgung und ggf. ihre Anpassung an den zukünftig geringeren Verbrauch. In diesem Sinne folgt im vorliegenden Kapitel die ganzheitliche Untersuchung der Versorgungsoptionen des Quartiers.

Man unterscheidet bei der Wärmeversorgung zwischen einer dezentralen, also gebäudeindividuellen Wärmeversorgung und einer zentralen Versorgung mit Nah- oder Fernwärme (Pfnür, Winiewska, Mailach, & Oschatz, 2016). Eine eindeutige Abgrenzung zwischen Nah- und Fernwärme existiert dabei nicht, so dass beide Begriffe synonym verwendet werden können. Bei der dezentralen Versorgung, wie sie in Berkenthin aktuell üblich ist (vgl. Kapitel 5.3.3), wird im jeweiligen Gebäude selbst Wärme erzeugt. Dies geschieht im Quartier bisher überwiegend auf Erdgasbasis mit dezentralen Heizkesseln in den einzelnen Häusern. Bei der zentralen Wärmeversorgung wird die Wärme in einer (oder ggf. auch mehreren) Heizzentrale(n) erzeugt und durch erhitztes Wasser in Wärmeleitungen zu den Abnehmern transportiert.

In Neubau- oder weitestgehend sanierten Bestandsgebieten kann auch die sog. kalte Nahwärme eingesetzt werden. Dabei wird lediglich eine Wärmequelle mit niedrigerem Temperaturniveau benötigt, wie z. B. Wärme aus der Kombination von Solarthermie mit einem Eisspeicher. Das dann nicht mehr gedämmte Wärmenetz wirkt u. U. noch als Erdwärmekollektor und liefert über das im kalten Wärmenetz zirkulierende Wasser Energie an die Gebäude. Dem Wärmenetz wird dezentral in den einzelnen Gebäuden durch eine Wasserwärmepumpe Wärme entzogen. Wasserwärmepumpen arbeiten i. d. R. effizienter als Luftwärmepumpen, so dass sich der Aufwand der Installation des kalten Nahwärmenetzsystems lohnen kann. Die Option kalter Nahwärme erschien im vorliegenden Quartier mit seinem großen Anteil an Bestandsgebäuden jedoch nicht als sinnvoll.

7.1 ZENTRALE VERSORGUNGSOPTIONEN

Das Quartier besteht aus den Ortsteilen Groß Berkenthin, Klein Berkenthin und Kählstorf der Gemeinde Berkenthin. Da die Ortsteile voneinander durch einen Kanal räumlich getrennt sind bzw. Kählstorf von den anderen Ortsteilen recht weit entfernt liegt, wurden für alle drei Ortsteile separate Wärmenetze untersucht. Darüber hinaus wurde ein Verbundnetz geprüft, das Groß und Klein Berkenthin umfasst.

Die Planung des Wärmeverteilsystems setzt die Festlegung eines Netzaufbaus voraus. Hierbei muss neben der Darstellung der Struktur von Wärmeverteilungsnetzen und deren Betriebstemperaturen auch auf die Netzdimensionierung und die Wärmeverluste eingegangen werden. Eine neu zu errichtende Energiezentrale sollte, wenn Brennstoffe anzuliefern sind, möglichst an oder nahe einer Straße mit hohem Verkehrsaufkommen verortet werden, da so innerörtliche Störungen von Wohngebieten vor allem durch Brennstofflieferungen minimiert werden können.

7.1.1 TECHNISCHE VERSORGUNGSLSÖSUNGEN

In welcher Form sich eine zentrale Wärmeversorgung im Quartier zukünftig gestalten ließe, wird basierend auf den zur Verfügung stehenden Informationen über die Gebäude und die Gegebenheiten des Quartiers untersucht. In einem zweistufigen Verfahren wurden dabei zunächst vielfältigste derzeit verfügbare Verfahren und Technologien anhand ökologischer, technischer und wirtschaftlicher Kriterien qualitativ auf Realisierbarkeit im Quartier geprüft. Nach dieser mit der

Lenkungsgruppe (vgl. Kapitel 10.1) abgestimmten Abwägung wurden die Wärmeerzeugung durch Einsatz von Öl- und Gaskesseln (ausgenommen Redundanzabdeckung und Spitzenlasten), Brennstoffzellen, Erdgas-BHKW, Pyrolyse und Solarthermieanlagen in den quantitativen Detailbetrachtungen für den Ausbau einer zentralen Wärmeversorgung nicht weiter berücksichtigt:

- Alleinige Öl- und Erdgaskessel sind aus Klimaschutzgründen und zunehmend auch aus Kostengründen sowie aufgrund der eingeschränkten Versorgungssicherheit für eine zentrale Wärmeversorgung nicht weiter akzeptabel. Darüber hinaus müssen sich aufgrund von § 30 WPG ab März 2025 neue Wärmenetze zu mindestens 65 % aus erneuerbaren Quellen versorgen.
- Der Einsatz eines Erdgas-BHKW wird angesichts der Nutzung eines fossilen Energieträgers, der aktuellen Förderbedingungen sowie der steigenden Bepreisung der CO₂-Emissionen nicht als zukunftsfähige und wirtschaftliche Lösung angesehen - die Einschränkungen hinsichtlich des erneuerbaren Anteils gelten analog zu denen für Öl- und Erdgaskessel.
- Brennstoffzellen wären nur dann ökologisch sinnvoll, wenn sie mit grünem Wasserstoff betrieben würden, der bisher kaum verfügbar ist, hier nicht wirtschaftlich eingesetzt werden kann und in absehbarer Zeit energiewirtschaftlich in anderen Bereichen (z. B. Dekarbonisierung bestimmter Industriesektoren oder Schwerlastverkehr) dringender als für Heizzwecke benötigt wird (IPP ESN, 2019).
- Die Erfahrungswerte mit Pyrolyseanlagen sind bisher begrenzt und sie sind mit hohen Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten verbunden. Aufgrund der eingeschränkten landwirtschaftlichen Nutzungsmöglichkeit der entstehenden Produkte sind ggf. andere Absatzwege zu identifizieren. Insgesamt ist daher die Pyrolyse weniger als Anlage zur Wärmegewinnung zu sehen, sondern eher als Produktionsanlage, deren Abwärme dann, wenn die Anlage *ohnehin* zu Produktionszwecken errichtet wird, sinnvollerweise genutzt werden sollte. Eine entsprechende Anlage mit nicht genutzter Abwärme ist jedoch im Quartier oder seinem näheren Umfeld aktuell nicht geplant.

Insofern verbleiben für das Quartier verschiedene Wärmequellen, die teilweise in allen Teilbereichen, teilweise aber auch nur in einzelnen sinnvoll eingesetzt werden können.

Eine erste Wärmequelle besteht daher aus einem Holzhackschnitzelkessel. Dieser speist die erzeugte Wärme in das Wärmeverteilsystem und speichert ggf. aktuell nicht benötigte Wärme in einem Pufferspeicher, wodurch der Nutzungsgrad, die Lebensdauer und die Emissionen des Holzhackschnitzelkessels positiv beeinflusst werden. Die Vorratshaltung an Holzhackschnitzeln wird durch einen maßgeschneiderten Bunker gewährleistet. Der Strom zum Betrieb der Gesamtanlage (Pumpen, Schnecken etc.) wird aus dem öffentlichen Netz bezogen.

Bei der Beschaffung von Holzhackschnitzeln sollte zur Vermeidung von Transportemissionen und zur Überprüfbarkeit einer nachhaltigen Holzproduktion möglichst auf eine regionale Herkunft Wert gelegt werden. Biomasse ist jedoch auch bei nachhaltigen Quellen ein generell begrenzter Rohstoff, dessen Nutzung vor allem an Orten bzw. zu Einsatzzeiten vorgesehen werden sollte, bei denen keine sinnvollen Alternativen verfügbar sind (Meereis, 2023).

Eine zweite Wärmequelle ist eine Großwärmepumpe, welche als Energiequelle neben dem Strom aus dem öffentlichen Netz die Umweltwärme der Umgebungsluft nutzt. Zur Ermittlung der Jahresarbeitszahl und damit der korrekten Berechnung des Strombedarfs werden die stündlichen Messwerte der Außentemperatur der Wetterstation Kiel-Holtenau zugrunde gelegt. Die Außentemperatur im Jahresverlauf ist in Abbildung 7-1 dargestellt.

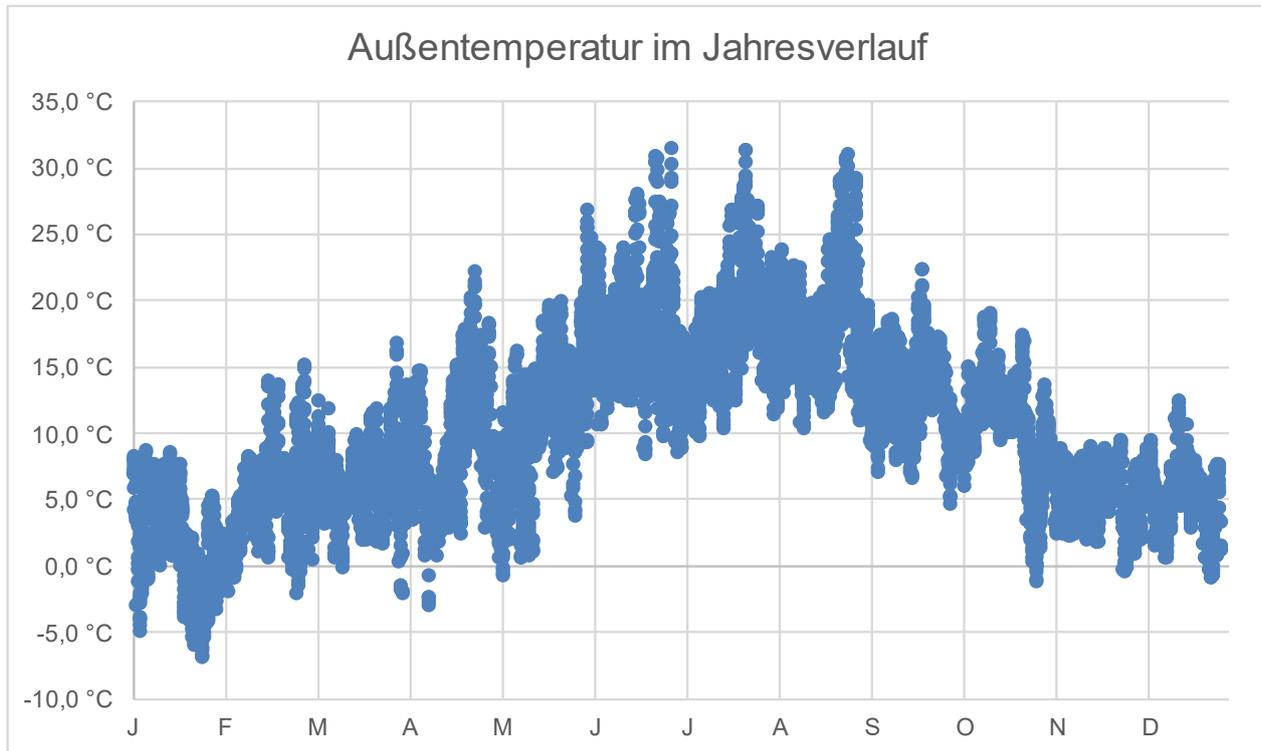


Abbildung 7-1: stündliche Außentemperaturen für Kiel-Holtenau im Jahr 2023

Die betrachtete dritte Wärmequelle entspricht grundsätzlich der zweiten, mit dem Unterschied, dass die Großwärmepumpe in dieser Variante die Wärme aus dem Elbe-Lübeck-Kanal bezieht. Zur Ermittlung der Jahresarbeitszahl und damit der korrekten Berechnung des Strombedarfs werden statt der Außentemperatur die Temperaturen des Gewässers herangezogen. Da die Temperaturen des Elbe-Lübeck-Kanals bei Erarbeitung des Konzepts nicht vorlagen, wurden alternativ die Temperaturen der Schwentine, gemessen in Kiel-Oppendorf, herangezogen (vgl. Abbildung 7-2). Sollte diese Variante für die Umsetzung präferiert werden, sollten zwecks korrekter Auslegung aller Komponenten und sowie der Betriebsweise die Temperaturen des Elbe-Lübeck-Kanals herangezogen werden.¹³

¹³ Die Schwentine ist, im Gegensatz zum Kanal, ein fließendes Gewässer. Die Rahmenbedingungen könnten beim Elbe-Lübeck-Kanal daher ungünstiger sein.

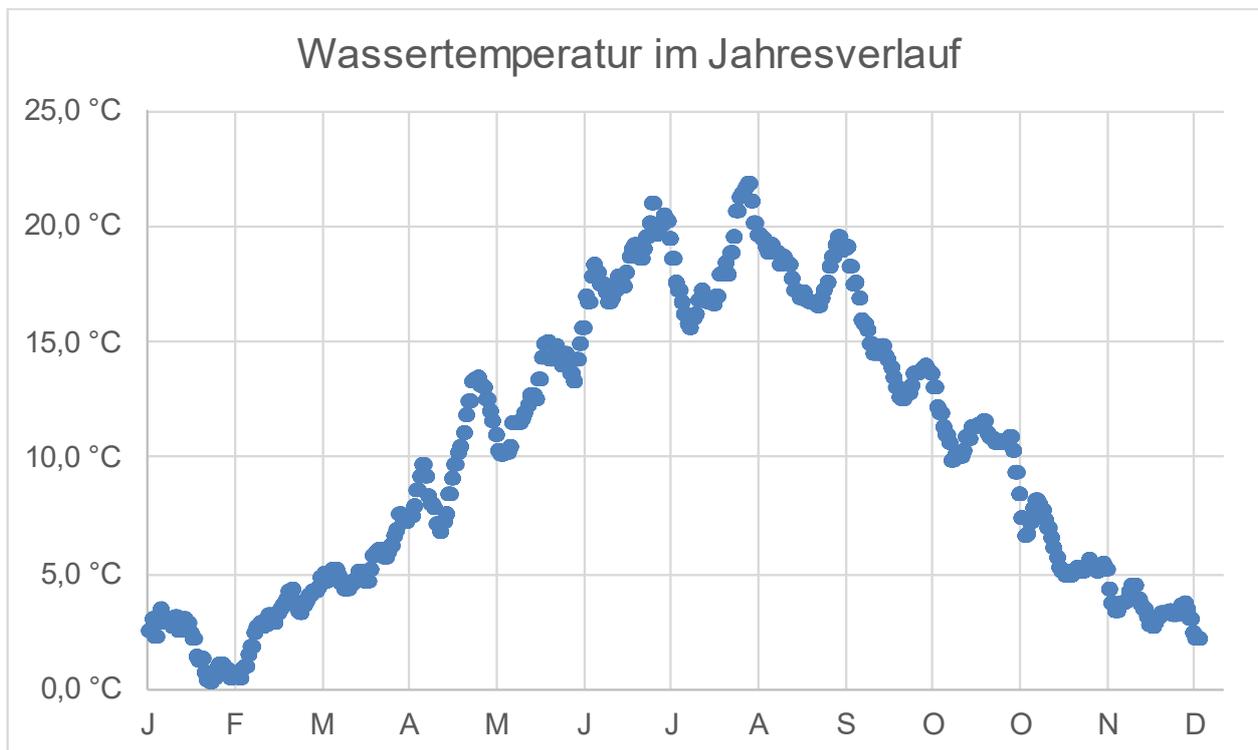


Abbildung 7-2: Jahrestemperaturverlauf der Schwentine 2019

Die vierte Wärmequelle ist eine Großwärmepumpe, die mit Erdsonden Wärme des Erdreiches aus Tiefen von bis zu 100 m nutzt. Die mittlere Fluidtemperatur der Erdsonden für diese Variante ist in Abbildung 7-3 dargestellt. Sie erfordert höhere Investitionen als die Luftwärmepumpe, hat dafür aber den Vorteil, dass die Wärmequelle gerade im Winter, wenn der Wärmebedarf am höchsten ist, eine höhere Ausgangstemperatur hat, so dass die Wärmepumpe effizienter arbeiten kann.

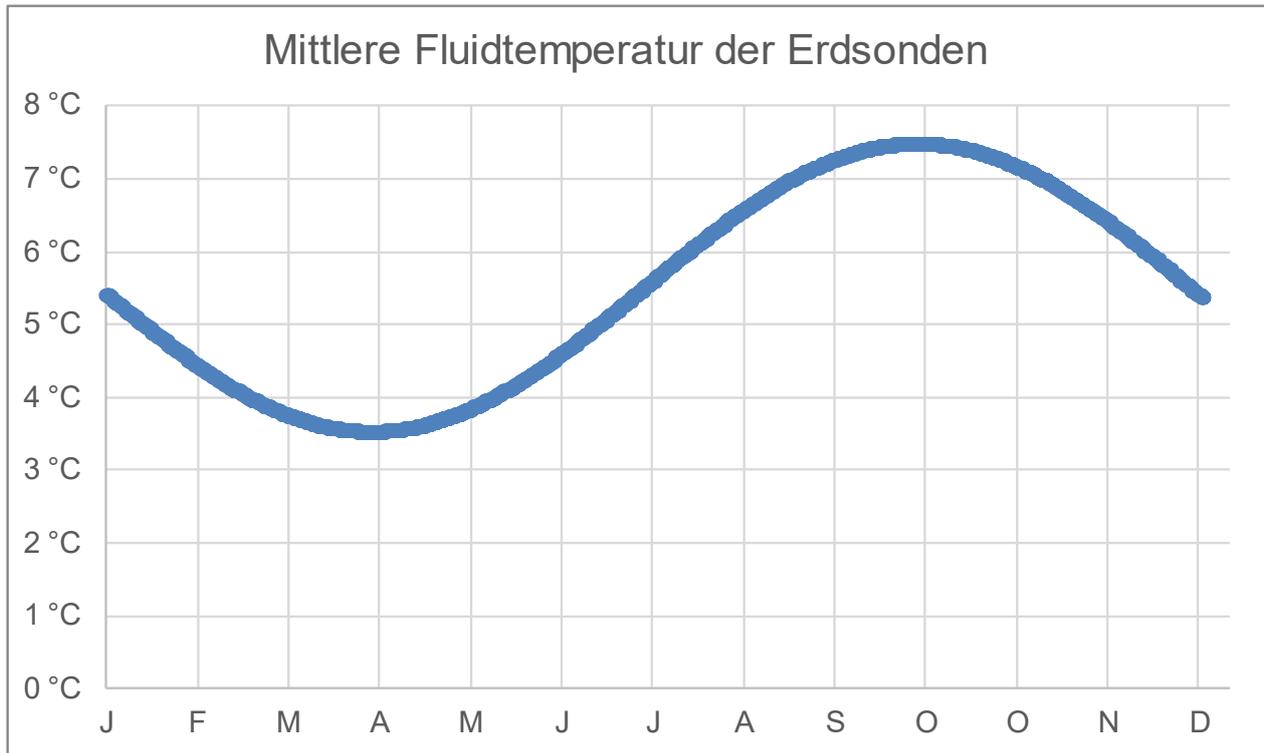


Abbildung 7-3: mittlere Fluidtemperatur in den Erdsonden im Jahresverlauf

Eine fünfte Wärmequelle ist Solarthermie, die so ausgelegt wird, dass sie den i. W. durch die Trinkwassererwärmung verursachten Wärmebedarf im Sommer abdeckt. In den Übergangszeiten liefert sie lediglich Teile des Wärmebedarfs und im Winter praktisch keine, so dass sie zwingend immer mit mindestens einer andern Wärmequelle zu kombinieren ist.

Eine im Ortsteil Kählstorf vorhandene sechste Wärmequelle besteht aus bisher nicht genutzter Abwärme des dortigen Biogas-BHKW. Das BHKW hat eine Nettonennleistung von 99 kW_{el} (Bundesnetzagentur, o. J.), nutzt seine Abwärme bisher nur zur Versorgung der hofeigenen Gebäude, könnte aber insbesondere in den Sommermonaten noch Wärme abgeben.

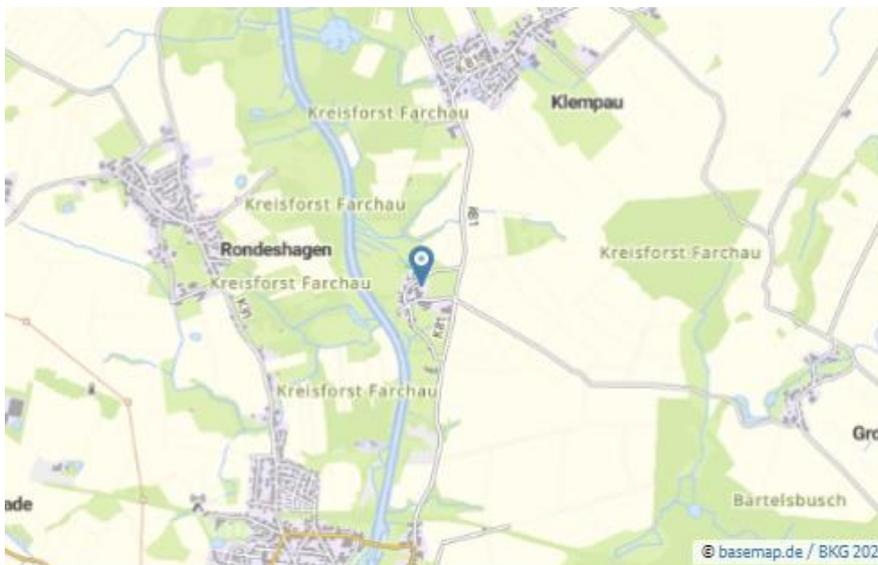


Abbildung 7-4: Lage der Biogasanlage Kählstorf (Bundesnetzagentur, o. J. a)

In allen Varianten wird zur Abdeckung von Redundanz (temporäre Ausfälle der primären Wärmequelle) und der Spitzenlast (in nur wenigen Stunden pro Jahr bei extremer Kälte anfallender Wärmebedarf) als siebte Wärmequelle ein Erdgaskessel vorgesehen.

Die fossilen Redundanz- und Spitzenlastabdeckung durch den Erdgaskessel stellt im Sinne der Wärmewende einen Kompromiss dar: Einerseits handelt es sich bei Erdgas noch um einen fossilen Energieträger, der mittelfristig zu ersetzen ist. Andererseits sind aufgrund der sehr begrenzten Einsatzzeiten und Anteile an der Wärmeerzeugung die CO₂-Emissionen gering und die vergleichsweise niedrigen Investitionskosten eines solchen Kessels halten die Kapitalkosten des Gesamtsystems in Grenzen. Eine Dimensionierung z. B. der Holzhackschnitzelkessel oder Luftwärmepumpen gemäß des gesamten Netzleistungsbedarfs wäre mit signifikant höheren Investitionskosten und damit höheren Kosten des Wärmebezugs aus dem Netz verbunden. Durch die niedrigeren Investitionskosten des nur sehr begrenzt genutzten Erdgaskessels kann vermieden werden, dass sich besonders preissensible Haushalte gegen einen Fernwärmeanschluss entscheiden und so lange wie möglich bei ihrer bisherigen fossilen Wärmeversorgung bleiben. Der begrenzte Einsatz eines Erdgaskessels kann somit eine höhere Anschlussquote an das Wärmenetz zur Folge haben, die wiederum den Dekarbonisierungseffekt des Netzes für das Quartier verstärkt.

Langfristig kann und muss das Erdgas durch Biomethan oder grünen Wasserstoff ersetzt werden - oder der Kessel durch einen komplett anderen Wärmeerzeuger.

Diese verschiedenen Wärmequellen sind in jeweils geeigneter Form miteinander zu kombinieren. Dies erfolgt in Kapitel 7.1.4.

7.1.2 ENTWURF WÄRMENETZ

Für die Ermittlung der Gesamtinvestitionen sowie der Netzwärmeverluste ist die Bestimmung der Trassenlänge des untersuchten Wärmenetzes erforderlich. Die Trassenlänge wurde GIS-basiert näherungsweise ermittelt. Die Netzwärmeverluste, die durch Wärmeabgabe aus den mit heißem Wasser gefüllten Heizungsleitungen an das umgebende Erdreich entstehen, sind hierbei exemplarisch für ein gut gedämmtes und zu empfehlendes Wärmenetz sogenannter Twin-Rohre mit gemeinsamem Vor- und Rücklauf in einem Mantel und gemeinsamer Isolierung betrachtet worden.

Die Auslegung des Wärmenetzes erfolgt nach den aktuellen Wärmebedarfen der Gebäude. Grundlage der Berechnung ist angesichts der hier gegebenen Netz- bzw. Nutzerkonstellationen eine Anschlussquote von 80 %. Alle Wärmeerzeugungsanlagen wurden ebenfalls auf den aktuellen Wärmebedarf bei einer Anschlussquote in Höhe von 80 % ausgelegt, da davon auszugehen ist, dass sich nicht alle Eigentümer*innen sofort anschließen lassen werden. Langfristig ist zudem mit einer Sanierung einer Vielzahl von Gebäuden zu rechnen. Die Sanierungen werden jedoch nicht auf einen Schlag realisiert, sondern sukzessive verteilt über viele Jahre (vgl. Kapitel 6). Dadurch werden weitere Kapazitäten frei, durch die wiederum weitere Gebäude angeschlossen werden können.

Einige Wärmeerzeugungsanlagen haben eine Lebensdauer von 10 bis 20 Jahren; hier kann dann die Dimensionierung bei der Erneuerung an die jeweilige Verbrauchsentwicklung angepasst werden. Außerdem wird durch eine Gebäudesanierung die Heizlast nur teilweise beeinflusst, da sich der Leistungsbedarf für das Trinkwarmwasser sich nicht in Abhängigkeit vom Gebäudezustand verändert, sondern auf Basis des Nutzer*innenverhaltens.

Abbildung 7-5 stellt die mögliche Haupttrassenführung der untersuchten Wärmenetze in Klein Berkenthin und Groß Berkenthin in rot dar. Die mögliche Verbindung beider Netze zu einem Gesamtnetz ist gelb eingefärbt.

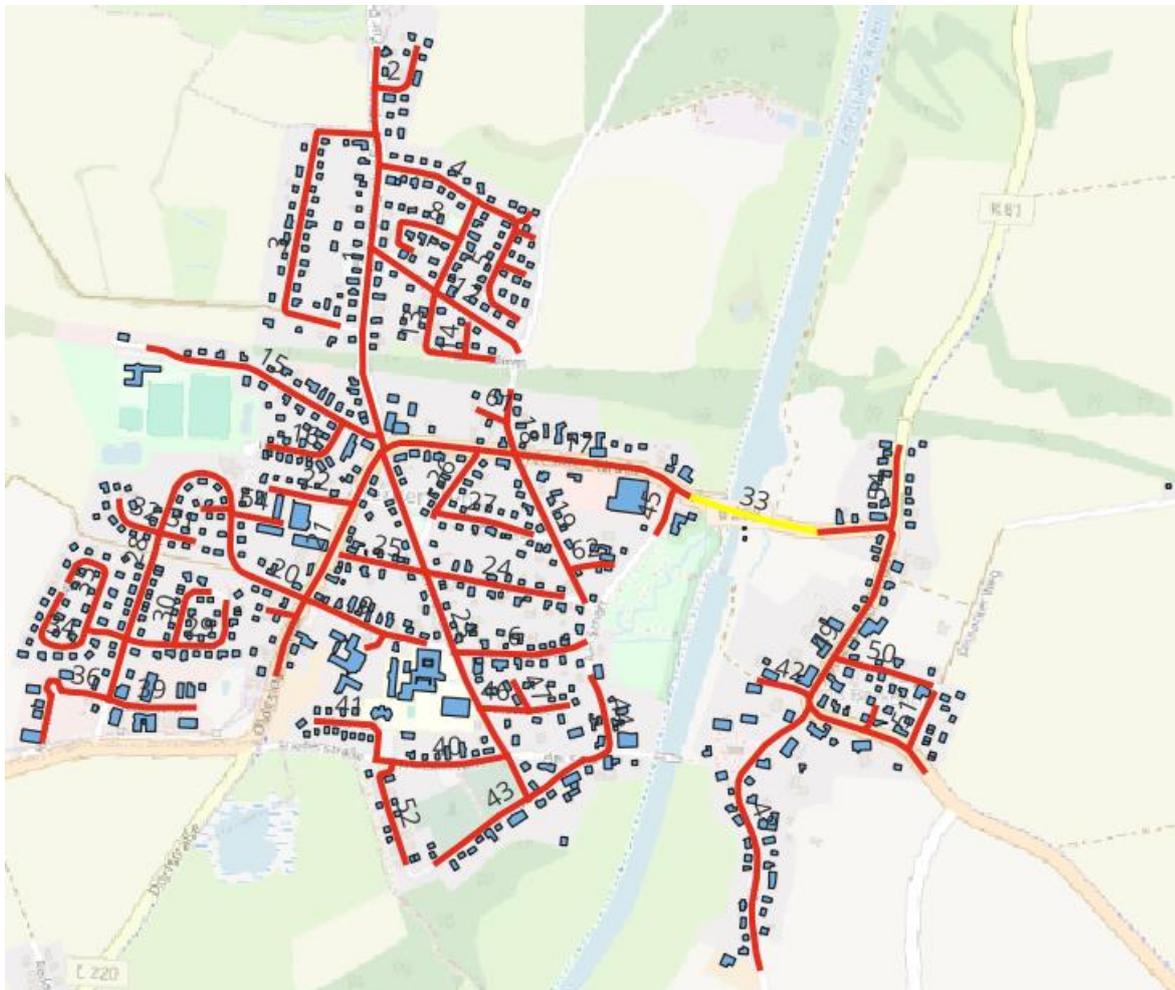


Abbildung 7-5: Entwurf Wärmenetz – OT Klein Berkenthin und OT Groß Berkenthin

Abbildung 7-6 stellt die mögliche Haupttrassenführung des untersuchten Wärmenetzes im Ortsteil Kahlstorf in rot dar.

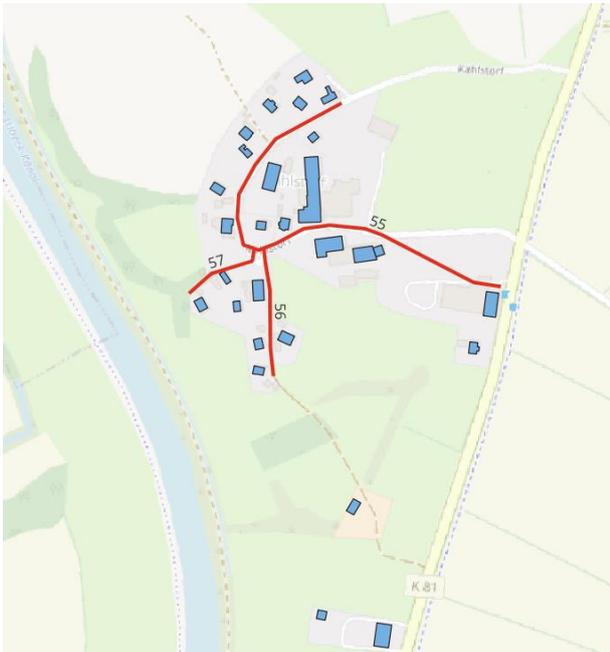


Abbildung 7-6: Entwurf Wärmenetz - OT Kahlstorf

Um das Wärmenetz im Hinblick auf Wärmenetzverluste bzw. Wärmeverteilung qualitativ bewerten zu können, müssen die zwischen Heizzentrale und Abnehmern anfallende Netzwärmeverluste mit betrachtet werden. Diese sind hauptsächlich von der Netzlänge, der Temperatur des Wärmeträgermediums und der Rohrleitungsdimension abhängig. Im Rahmen des Quartierskonzepts wurde jedoch keine Rohrnetzberechnung vorgenommen, sodass die Wärmenetzverluste lediglich über die Netzlänge und einen pauschalen Ansatz von 15 W/m ermittelt wurden. Hier würden bei einer Anschlussquote von 80 % etwa 10 % des eigentlichen Wärmebedarfs an Wärmenetzverlusten anfallen. Die Wärmeverluste beeinflussen die Wirtschaftlichkeit eines Wärmenetzes und sollten daher möglichst gering gehalten werden. Dies ist insbesondere dann wichtig, wenn die Wärme nicht (nur) aus ohnehin vorhandener und bisher nicht genutzter Abwärme stammt. Bei einer niedrigeren Netzanschlussquote bleiben die absoluten Wärmeverluste in etwa gleich, da die Wärmeverlustleistung lediglich von der Temperaturdifferenz zwischen dem Heizungswasser in den Rohren und dem umgebenden Erdreich abhängt, nicht jedoch von der durchfließenden Wassermenge; die relativen Verluste steigen somit. Die Wirtschaftlichkeit und die ökologische Effizienz des Gesamtsystems verschlechtern sich in Folge.

Die in Abbildung 7-5 rot dargestellte Hauptwärmeleitung, welche sich in der Straße befindet, besitzt im Ortsteil Klein Berkenthin eine Länge von etwa 10,4 km, im Ortsteil Groß Berkenthin etwa 1,8 km. Die mögliche Verbindung beider Netze hat eine Länge von ca. 0,3 km, sodass die Haupttrasse des Verbundnetzes beider Ortsteile etwa 12,5 km lang wäre. Die in Abbildung 7-6 dargestellte Haupttrasse in Kahlstorf wäre etwa 0,8 km lang.

Die Länge der Rohrleitung zwischen dem Wärmenetz und dem jeweiligen Hausanschlussraum, wurde pauschal mit 15 m je Anschluss abgeschätzt, sodass bei einer Anschlussquote von 80 % zusätzlich zur Hauptleitung in Klein Berkenthin etwa 7,0 km, in Groß Berkenthin 1,2 km und in Kahlstorf 0,3 km Hausanschlussstrasse verlegt werden müssen. Insgesamt ergeben sich somit etwa 17,4 km Wärmenetztrasse in Klein Berkenthin, ca. 3,0 km in Groß Berkenthin und etwa 1,1 km in Kahlstorf.

7.1.3 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE ANSÄTZE

Um die im nächsten Schritt untersuchten Szenarien wirtschaftlich bewerten zu können, wurden energiewirtschaftlich relevante Rahmenparameter definiert. Neben einem Kapitalzins von 5 % p. a. wurden aktuelle Kosten für Wartung und Instandhaltung angesetzt. Für den Energieeinkauf wurden Preise aus dem zweiten Halbjahr 2022 und dem ersten Halbjahr 2023 angesetzt. Die Preise für Strom und Erdgas sind dem Statistischen Bericht zur Energiepreisentwicklung mit Stand Januar 2024 (Statistisches Bundesamt, 2024) entnommen. Die Preise für biogene Brennstoffe (Holz-Pellets, Holzhackschnitzel) wurden der Marktübersicht des C.A.R.M.E.N e.V. entnommen (C.A.R.M.E.N, 2024). Für Holzhackschnitzel wurden die Preise für die Qualität mit 20 % Wassergehalt zu Grunde gelegt.

Der CO₂-Preis, welcher in den Brennstoffkosten fossiler Brennstoffe inkludiert ist, wird bis 2026 gemäß BEHG kontinuierlich ansteigen. Ab 2026 werden die CO₂-Zertifikate versteigert, sodass der resultierende Preis aktuell nicht exakt bestimmt werden kann.

Zwischen der Konzeption eines Wärmenetzes und der Inbetriebnahme und ersten Wärmelieferung an Kunden liegen erfahrungsgemäß mindestens drei bis fünf Jahre. Während die Energiepreise in der Zwischenzeit steigen, fallen oder auf konstantem Niveau bleiben können, dürften die CO₂-Preise mindestens auf das doppelte, wahrscheinlicher auf das zweieinhalb- bis dreifache steigen. Da die CO₂-Zertifikate ab 2027 möglicherweise ohne Vorgaben eines Mindest- oder Höchstpreises frei an der Börse gehandelt werden, wurde für die fossilen Brennstoffe statt der in 2022 anfallenden 30 €/t der Preis angesetzt, der sich bereits im europäischen Emissionshandel frei an einer Börse über Angebot und Nachfrage ergibt und derzeit bei ca. 80 €/t liegt (European Energy Exchange, 2023). Die Ansätze für Wartungs- und Reparaturkosten wurden bei den Herstellern angefragt, stammen aus vergleichbaren Projekten oder aus der Richtlinie VDI 2067.

Tabelle 7-1 gewährt einen Überblick über die energiewirtschaftlichen Ansätze für die zentralen Varianten, die der Wirtschaftlichkeitsberechnung zu Grunde gelegt wurden. Für die wirtschaftliche Bewertung der zentralen Versorgungsvarianten wurde der durchschnittliche Preis von Gas, Strom und Hackschnitzeln vom ersten und zweiten Halbjahr 2022 angesetzt.

Tabelle 7-1: Energiewirtschaftliche Ansätze der zentralen Versorgungsvarianten

| | | netto | brutto | Bezug |
|---|--------------------|--------|--------|-----------------------|
| MwSt. | | 19,00% | | |
| Kapitalzins | | 5,00% | | p. a. |
| Wartung und Instandhaltung | | | | |
| Biomassekessel | | 6,00% | | p. a./Invest |
| Erdgaskessel | | 3,00% | | p. a./Invest |
| Ölkessel | | 4,00% | | p. a./Invest |
| Wärmepumpen | | 2,50% | | p. a./Invest |
| Solarthermie | | 3,00 € | | pro MWh |
| Anlagentechnik und Installation | | 4,00% | | p. a./Invest |
| Wärmenetz | | 0,50% | | p. a./Invest |
| Grundstücke & Gebäude | | 0,25% | | p. a./Invest |
| Versicherung/Sonstiges | | 0,50% | | p. a./Invest |
| technische Betriebsführung | | 0,50% | | p. a./Invest |
| kaufmännische Betriebsführung | | 130 € | 155 € | je Anschluss p. a. |
| Energiekosten | | | | |
| Mischpreis Biogaswärme / Abwärme | Ø 2. Halbjahr 2022 | 5,00 | 5,95 | ct/kWh _{th} |
| Mischpreis Biogaswärme Preisgleitung | Ø 1. Halbjahr 2023 | 5,00 | 5,95 | ct/kWh _{th} |
| Mischpreis Erdgas | Ø 2. Halbjahr 2022 | 6,74 | 8,02 | ct/kWh _{Hi} |
| | Ø 1. Halbjahr 2023 | 6,82 | 8,11 | ct/kWh _{Hi} |
| Preis Hackschnitzel- WGH20 | Ø 2. Halbjahr 2022 | 3,57 | 4,25 | ct/kWh _{Hi} |
| | Ø 1. Halbjahr 2023 | 4,42 | 4,08 | ct/kWh _{Hi} |
| Direktstrom (EE) | Ø 2. Halbjahr 2022 | 8,00 | 9,52 | ct/kWh _{el} |
| | Ø 1. Halbjahr 2023 | 8,00 | 9,52 | ct/kWh _{el} |
| Mischpreis Strom | Ø 2. Halbjahr 2022 | 20,50 | 24,39 | ct/kWh _{el} |
| | Ø 1. Halbjahr 2023 | 21,55 | 25,64 | ct/kWh _{el} |
| CO ₂ -Bepreisung | Ø 2. Halbjahr 2022 | 77,51 | 92,24 | €/t CO ₂ |
| | Ø 1. Halbjahr 2023 | 87,11 | 103,66 | €/t CO ₂ |

In diesem Kapitel werden die verschiedenen Versorgungsoptionen für die Bestandsgebäude ohne Berücksichtigung einer fortschreitenden Gebäudesanierung betrachtet.

7.1.4 ANLAGENDIMENSIONIERUNG UND ENERGIEBILANZEN

Die Anlagendimensionierung erfolgte für die vier in Kapitel 7.1.2 beschriebenen Wärmenetzoptionen. Bezüglich Klein Berkenthin und Groß Berkenthin stellte sich im Ergebnis heraus, ein Wärmenetz nur für Groß Berkenthin wirtschaftlicher ist als ein gemeinsames und als ein Netz lediglich für Klein Berkenthin. Da aber auch das „Verbundnetz“ beider Ortsteile wirtschaftlich ist und es als politisch wenig opportun erscheint, den größeren Teil des Ortes (Klein Berkenthin) nicht zu berücksichtigen, werden nachfolgend nur das Verbundnetz und das Netz für den Ortsteil Kählstorf

verbal beschrieben. Auch die Daten und Berechnungen der Teilnetze für Groß Berkenthin und für Klein Berkenthin sind jedoch vollständig in Kapitel 14 dokumentiert.

Zuerst erfolgt die Dimensionierung der Wärmeerzeuger und die Bilanzierung der verschiedenen Energieflüsse. Hierfür wird der Energiebedarf der Gebäude zusammengefasst. Die benötigte jährliche Wärmemenge aller Gebäude im Verbundquartier liegt bei etwa 22.800 MWh. Bei einer Anschlussquote von 80 % beträgt der Wärmeabsatz in dem zukünftigen Wärmenetz ca. 18.300 MWh/a. Durch die Verteilung geht eine Wärmeenergie von ca. 2.800 MWh pro Jahr verloren, die dem Wärmenetz zusätzlich zugeführt werden muss. Die Verluste betragen etwa 13 % des gesamten Netzwärmebedarfs. Somit muss den Wärmenetzen unter Einbezug aller Übertragungsverluste eine jährliche Wärmemenge von etwa 21.000 MWh zugeführt werden.

Dieser Netzwärmebedarf wird in einen stundenweisen Lastgang überführt und in ein Simulationstool eingebettet. In Abbildung 7-7 ist der Netzwärmebedarf für das gemeinsame Verbundnetz der Ortsteile Klein und Groß Berkenthin im Jahresverlauf dargestellt. Die blaue Fläche in der Grafik füllt den Bereich zwischen dem minimalen und dem maximalen Leistungsbedarf an jedem Tag aus.

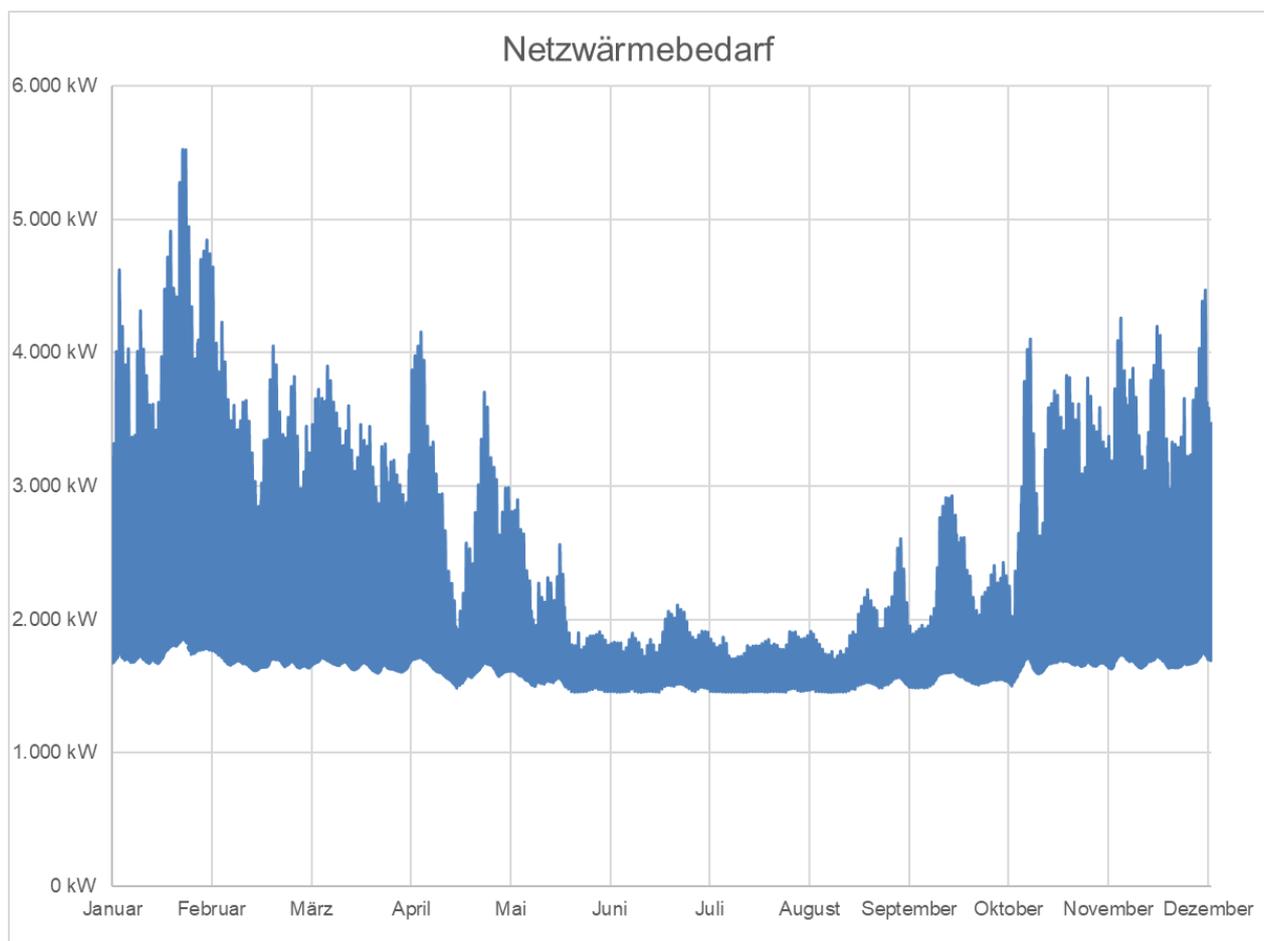


Abbildung 7-7: Netzwärmebedarf für das Verbundnetz der OT Klein und Groß Berkenthin im Jahresverlauf berechnet auf Basis der Außentemperaturen von Kiel-Holtenau in 2019.

In Abbildung 7-8 ist analog der Netzwärmebedarf für das Wärmenetz im OT Kählstorf dargestellt.

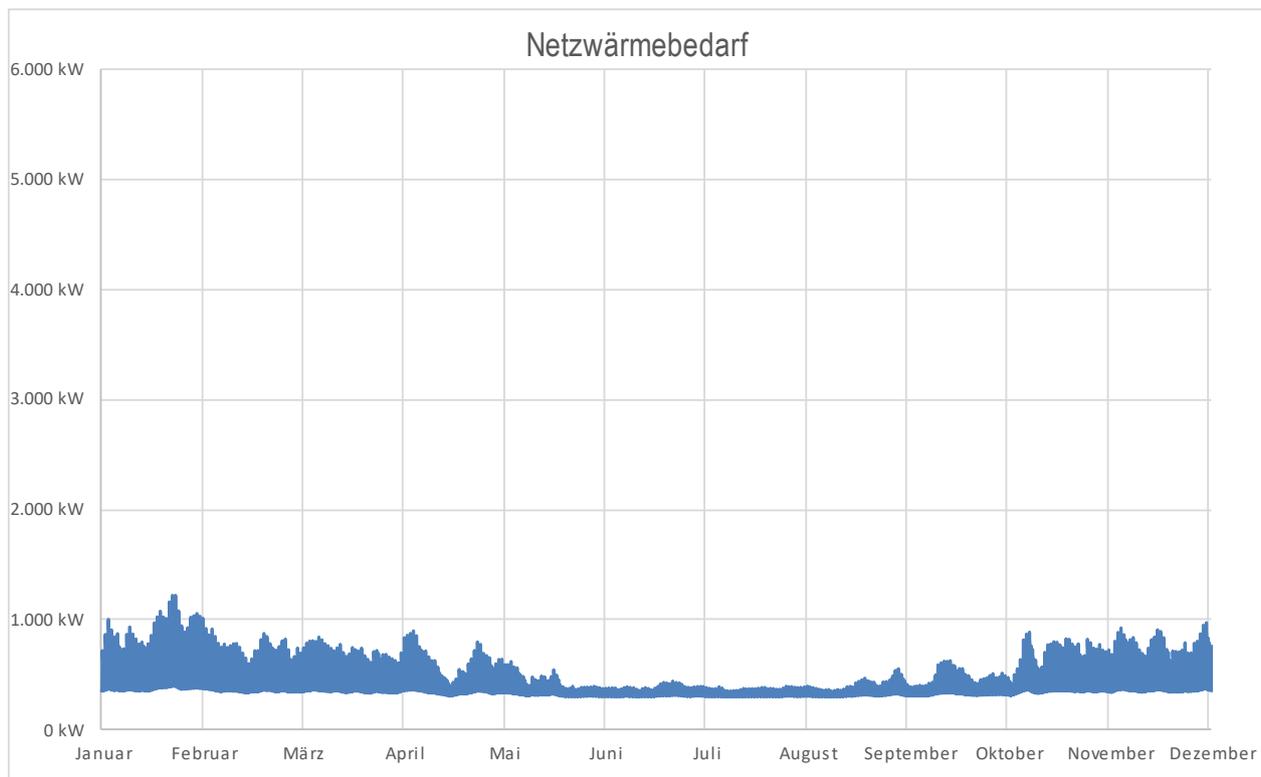


Abbildung 7-8: Netzwärmebedarf für Kählstorf im Jahresverlauf berechnet auf Basis der Außentemperaturen von Kiel-Holtenau in 2019.

Zum besseren Verständnis, an wie vielen Stunden im Jahr der Netzwärmebedarf Schwellenwerte überschreitet, werden die Wärmebedarfe nach der Größe sortiert in einer Jahresdauerlinie dargestellt. In Abbildung 7-9 sieht man diese geordneten Leistungsbedarfe über der Anzahl der Stunden für das Verbundnetz aufgetragen. Es ist erkennbar, dass die Spitzenleistung des Netzes von über 3,5 MW nur wenige Stunden im Jahr benötigt wird. Eine Leistung von mehr als 2 MW wird etwa 2.800 Stunden benötigt. Etwa 1,2 MW werden durchgehend benötigt.

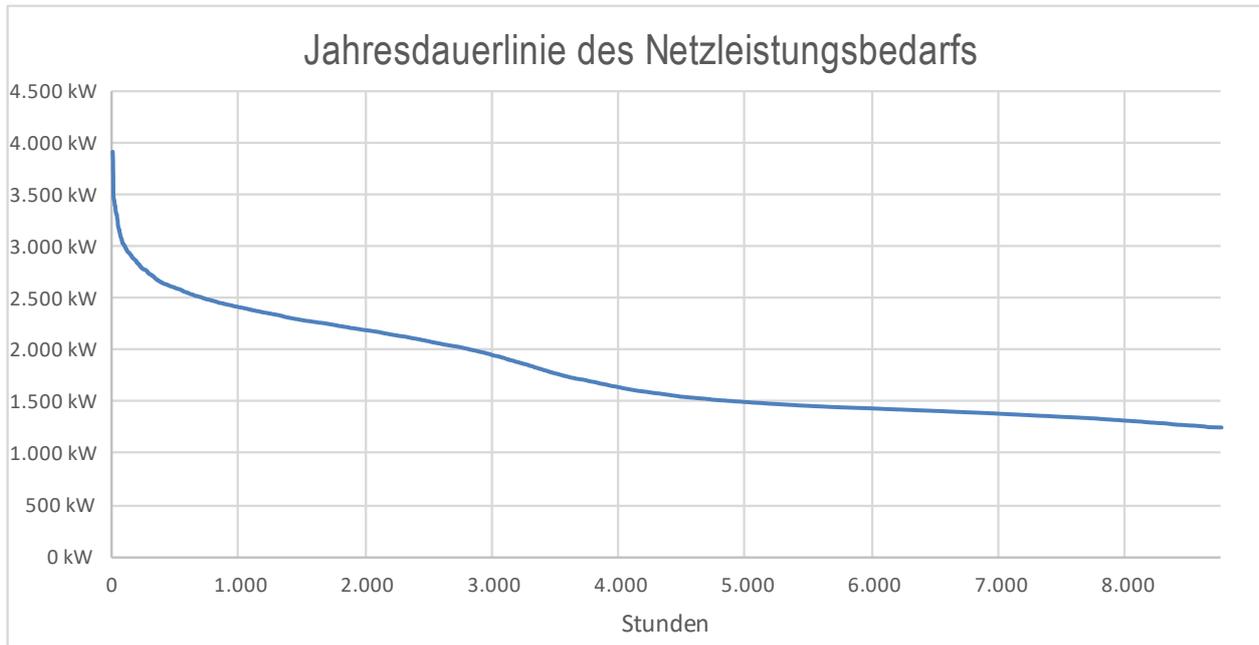


Abbildung 7-9: Jahresdauerlinie des Netzleistungsbedarfs des Verbundnetzes in den OT Klein Berkenthin und Groß Berkenthin berechnet auf Basis der Außentemperaturen für Kiel-Holtenau in 2019

In Abbildung 7-9 sieht man diese geordneten Leistungsbedarfe über der Anzahl der Stunden für den Ortsteil Kählstorf aufgetragen. Es ergibt sich ein ähnlicher Verlauf auf einem deutlich geringeren Niveau.

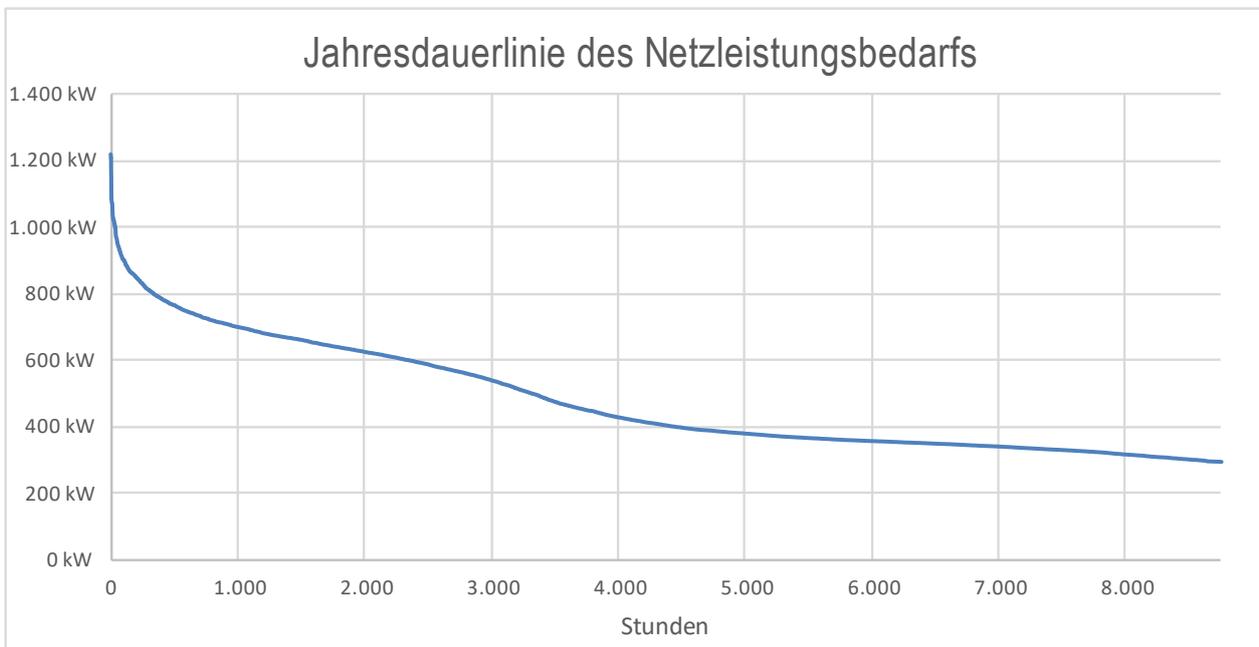


Abbildung 7-10: Jahresdauerlinie des Netzleistungsbedarfs des gemeinsamen Netzes von Kählstorf berechnet auf Basis der Außentemperaturen für Kiel-Holtenau in 2019

Dem stündlichen Lastgang des Wärmebedarfs werden in der Simulation jeweils die Erzeuger der betrachteten Versorgungsoptionen gegenübergestellt. Diese Erzeuger tragen in einer festgelegten Rangfolge zur Deckung des Netzwärmebedarfes bei. Die Dimensionierung der einzelnen Erzeuger erfolgt zunächst auf Größenordnung des Wärmebedarf-Medians und wird anschließend iterativ optimiert. Tabelle 7-2 und Tabelle 7-3 stellen die Versorgungsszenarien mit den

unterschiedlichen Erzeugern, ihrer ermittelten Dimensionierung und ihren Anteilen an der Wärmeerzeugung für die untersuchten Wärmenetze dar. Die Reihenfolge der Nennung der Erzeuger entspricht der Rangfolge, in denen die Erzeuger an der Deckung des Wärmebedarfs beteiligt werden.

Verbundnetz Klein und Groß Berkenthin

In Variante 1 wurde die Vollversorgung über einen Hackschnitzelkessel mit einer Leistung von $3,0 \text{ MW}_{\text{th}}$ betrachtet. Da der Hackschnitzelkessel gegenüber einem Erdgaskessel deutlich geringere Brennstoffkosten aufweist und der Investitionsbedarf pro installierter Leistung eher moderat ansteigt, lässt sich ein relativ groß dimensionierter Hackschnitzelkessel vergleichsweise wirtschaftlich betreiben.

Die selten erforderliche Spitzenlast wird wie *in allen Varianten* über einen Erdgaskessel abgedeckt, der in dieser Variante etwa 3 % des Wärmebedarfs deckt. Der Erdgaskessel wird stets so ausgelegt, dass er bei einem vorübergehenden Defekt der Hauptwärmequellen auch den gesamten Wärmebedarf liefern kann (Redundanz).

In Variante 2 wurde eine Luft-Wärmepumpe anstelle des Holzhackschnitzelkessel vorgesehen, die bei einer Außentemperatur von 0 °C und einer Vorlauftemperatur von 75 °C eine Leistung von $2,4 \text{ MW}_{\text{th}}$ erbringen kann. Hier werden, da die Luftwärmepumpe insbesondere im Winter weniger effizient arbeitet, etwa 6 % des Wärmebedarfs aus dem Erdgaskessel geliefert.

In Variante 3 wurde statt der Luft-Wärmepumpe eine Gewässer-Wärmepumpe mit 3 MW Leistung angesetzt, die den Elbe-Lübeck-Kanal als Quelle nutzt. Da der Elbe-Lübeck-Kanal eine Schifffahrtsstraße ist, muss vermieden werden, dass es durch die Wärmeentnahme zu vermehrter Eisbildung kommt. Daher wurde in der Simulation angenommen, dass die Wärmepumpe nur oberhalb einer Wassertemperatur von 3 °C genutzt wird. Damit muss in dieser Variante der Spitzenlastkessel etwa 8 % des Wärmebedarfs bereitstellen.

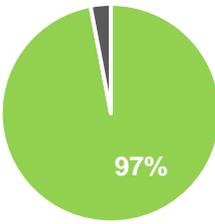
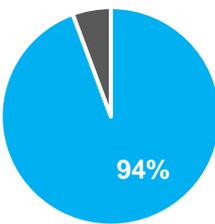
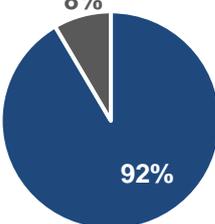
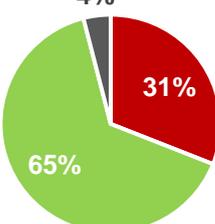
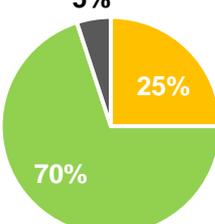
Zum Zeitpunkt der Berechnungen war eine Anfrage beim Wasserstraßen- und Schifffahrtsamt Elbe noch unbeantwortet, ob und unter welchen Rahmenbedingungen eine Wärmeentnahme aus dem Kanal möglich wäre. Später kam dann die Auskunft, die Nutzung der Wärme des Wassers sei nur bei einer Temperatur oberhalb von 8 °C zulässig. Da dieser Wert unbegründet hoch erscheint, eine Nutzung im Winter weitestgehend ausschließt und damit die Konstellation ihre Attraktivität verliert, wurde diese Grenze am 1. Juli 2024 per E-Mail hinterfragt und die auf 3 °C basierenden Berechnungen nicht angepasst. Bisher liegt keine Antwort auf diese Nachfrage vor.

In Variante 4 wird als Wärmequelle der Wärmepumpe über Sonden das Erdreich genutzt. Da die Investitionskosten des Wärmepumpen-Sonden-System relativ hoch sind, wird für einen Teil der Wärmeerzeugung ein Holzhackschnitzelkessel vorgesehen, der nur dann läuft, wenn die Wärmepumpe keine ausreichende Leistung liefert. Damit liefert die Wärmepumpe 31 % des Wärmebedarfs, Holzhackschnitzel 65 % und der Spitzenlastkessel 4 %.

Die benötigte elektrische Energie zum Betrieb der Wärmepumpen in den Varianten 2 bis 4 wird aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen.

In Variante 5 werden Solarthermieanlagen errichtet, die so ausgelegt sind, dass sie den vor allem durch die Trinkwassererwärmung bestimmten Wärmebedarf im Sommer decken können. Im Jahresmittel decken sie so 25 % des Wärmebedarfs. In der Übergangszeit und im Winter wird ebenfalls ein Holzhackschnitzelkessel zugeschaltet, der 70 % des Wärmebedarfs deckt. Der Spitzenlastkessel liefert hier 5 %.

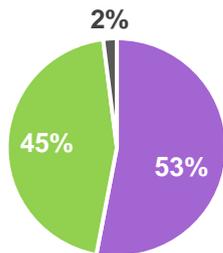
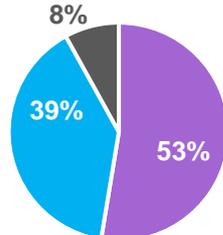
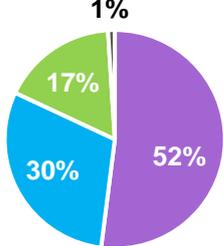
Tabelle 7-2: Anteile an der Wärmeerzeugung in den betrachteten Versorgungsvarianten im Verbundnetz Klein und Groß Berkenthin

| | | |
|----|---|---|
| 1. | <ul style="list-style-type: none"> ■ Hackschnitzelkessel 3,0 MW + ■ Erdgaskessel 5,6 MW |  |
| 2. | <ul style="list-style-type: none"> ■ Luft-WP 2,4 MW (0 °C) + ■ Erdgaskessel 5,6 MW |  |
| 3. | <ul style="list-style-type: none"> ■ Gewässer-WP 3,0 MW + ■ Erdgaskessel 5,6 MW |  |
| 4. | <ul style="list-style-type: none"> ■ Erd-WP 1,0 MW (290 Sonden) + ■ Hackschnitzelkessel 2,0 MW + ■ Erdgaskessel 5,6 MW |  |
| 5. | <ul style="list-style-type: none"> ■ Solarthermie (12.500 m²) + ■ Hackschnitzelkessel 2,6 MW + ■ Erdgaskessel 5,6 MW |  |

Bei der separaten Versorgung der Ortsteile wurde für Klein Berkenthin statt der Variante mit der Gewässer-WP eine Kombination aus Solarthermie, Erdwärmepumpe und Erdgaskessel untersucht. In Groß Berkenthin wurde diese Variante aufgrund des geringen Wärmeabsatzes verworfen und somit lediglich vier Varianten betrachtet (vgl. Kapitel 14).

Wärmenetz Kählstorf

Tabelle 7-3: Anteile an der Wärmeerzeugung in den betrachteten Versorgungsvarianten in Kählstorf

| Variante | Erzeuger & Leistung | Anteile an der Wärmeerzeugung |
|----------|--|---|
| 1 | <ul style="list-style-type: none"> ■ Biogaswärme (75 kW_{th}) + ■ Hackschnitzelkessel 100 kW + ■ Erdgaskessel 400 kW |  |
| 2 | <ul style="list-style-type: none"> ■ Biogaswärme (75 kW_{th}) + ■ Luft-WP 70 kW (0 °C) + ■ Erdgaskessel 400 kW |  |
| 3 | <ul style="list-style-type: none"> ■ Biogaswärme (75 kW_{th}) + ■ Luft-WP 50 kW (0 °C) + ■ Hackschnitzelkessel 100 kW + ■ Erdgaskessel 400 kW |  |

In Kählstorf ist noch bisher ungenutzte Abwärme aus der örtlichen Biogasanlage verfügbar, die etwas über die Hälfte des Wärmebedarfs liefern kann. Diese sollte prioritär genutzt werden. Für die Ergänzung wurden ein Hackschnitzelkessel, eine Luftwärmepumpe oder eine Kombination aus beiden angesetzt, wieder ergänzt um einen Spitzenlastkessel. Die jeweiligen Leistungen und Deckungsgrade des Wärmebedarfs ergeben sich aus Tabelle 7-3.¹⁴

¹⁴ Da Biogasanlagen vor allem im Sommer überschüssige Abwärme haben, erscheint die Ergänzung um ebenfalls im Sommer verfügbare Solarthermie wenig sinnvoll. Gleiches gilt auch wegen der vergleichsweise hohen Investitionskosten für Erdwärmepumpen oder die Nutzung von Wärme aus dem Elbe-Lübeck-Kanal.

7.1.5 INVESTITIONSSCHÄTZUNG

Für die grobe Ermittlung der Investitionskosten wurden Ausgaben für Beschaffung und Installation der jeweiligen Wärmeerzeuger sowie Infrastrukturmaßnahmen kalkuliert, die auf Erfahrungswerten von IPP ESN aus entsprechenden aktuellen Planungsarbeiten basieren und auf die projektspezifischen Gegebenheiten abgestimmt wurden.

Die Investitionskosten sind Abbildung 7-11 und Abbildung 7-12 zu entnehmen. Auf die in den einzelnen Ausgabenkategorien ermittelten Zwischensummen wurde ein Aufschlag für Unvorhergesehenes und Planungsleistungen addiert, um einer für die Konzeptphase angemessenen konservativen Investitionskalkulation Rechnung zu tragen. Die detaillierte Darstellung der Kosten ist Tabelle 14-1 bis Tabelle 14-4 im Anhang zu entnehmen.

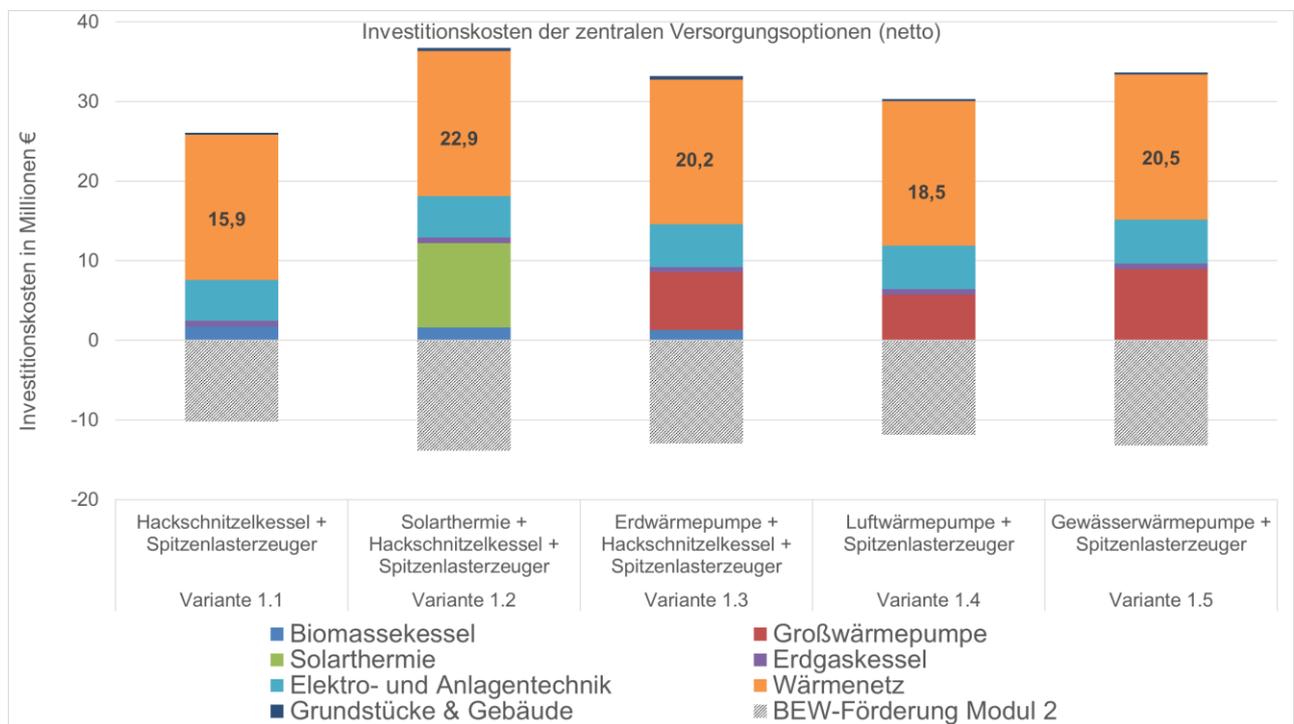


Abbildung 7-11: Investitionskosten der unterschiedlichen Versorgungsoptionen in Groß und Klein Berkenthin

Die Abbildungen stellen die Investitionskosten und die durch die BEW-Förderung erzielbaren Fördersummen dar. Die Zahl in den jeweiligen Balken ist die Summe aus den Investitionen abzüglich der Förderungen. Die unterschiedlichen Kostenpositionen sind farblich untergliedert. Den weitaus größten Anteil der Gesamt-Investitionen macht für Klein und Groß Berkenthin mit 18,2 Mio. € das Wärmeleitungssystem aus. (vgl. Abbildung 7-11). Die maximal möglichen Förderungen der BEW liegen für die unterschiedlichen Versorgungsvarianten zwischen ca. 10,1 und 13,9 Mio. €. Je nach Variante muss abzüglich Förderung zwischen 15,9 und 22,9 Mio. € investiert werden.

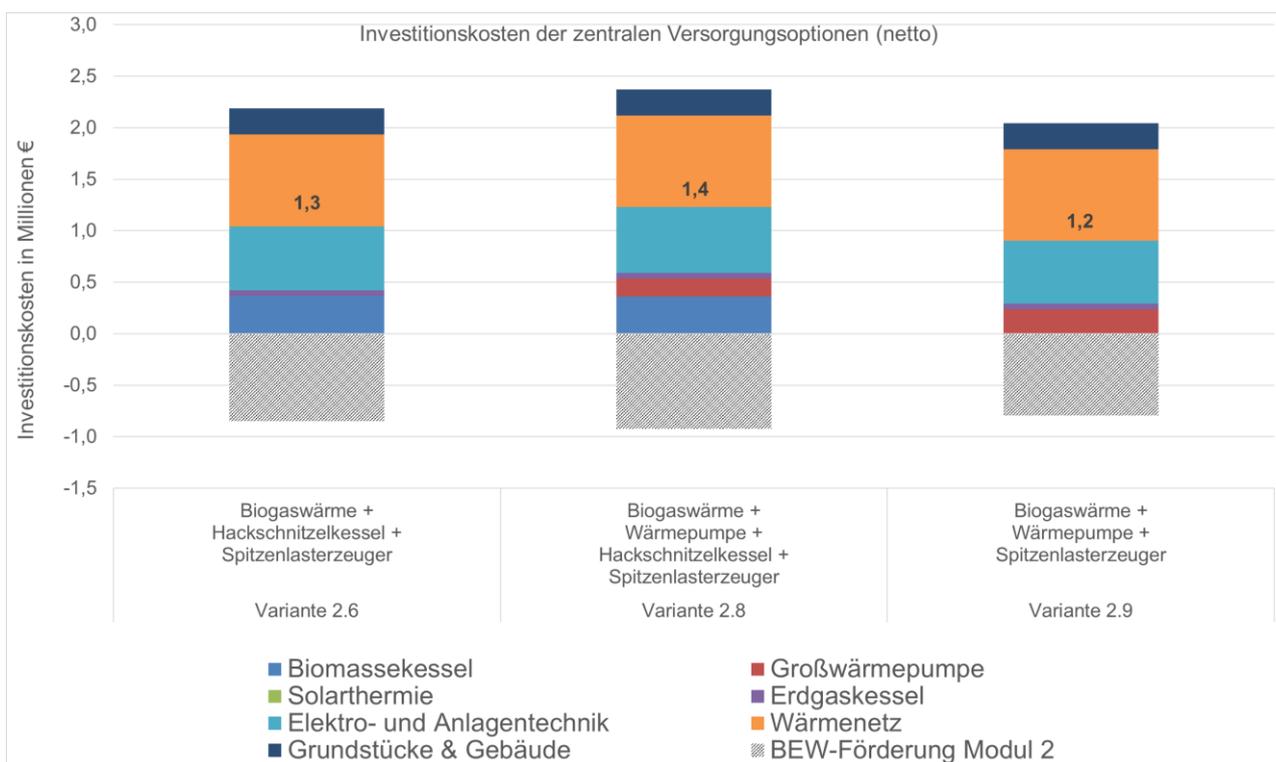


Abbildung 7-12: Investitionskosten der unterschiedlichen Versorgungsoptionen in Kählstorf

Abbildung 7-12 stellt die Investitionskosten für den Ortsteil Kählstorf dar. Die maximal möglichen Förderungen der BEW liegen für die unterschiedlichen Versorgungsvarianten zwischen ca. 0,8 und 0,9 Mio. €. Abzüglich der Förderung müssen für das zentrale Wärmeversorgungssystem zwischen 1,2 und 1,4 Mio. € investiert werden.

Die Investitionen gehen als jährlich gleichbleibende Zahlung in die Wirtschaftlichkeitsberechnung ein. Die kapitalgebundenen Kosten orientieren sich an der Nutzungsdauer der technischen Anlagen gemäß VDI-Richtlinie 2067 - Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen (VDI 2067-1, 2012).

Folgende Nutzungszeiträume wurden angenommen:

- Holzhackschnitzelkessel: 15 Jahre
- Großwärmepumpe: 20 Jahre
- Erdgaskessel: 20 Jahre
- Elektro- und Anlagentechnik: 15 Jahre
- Bautechnik (inkl. Wärmenetz): 40 Jahre
- Gebäude und Außenanlagen: 50 Jahre

Um die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes erneuerbarer Energieträger im Wärmebereich zu verbessern, können in der Regel Fördermittel auf Landes- und Bundesebene in Form von zinsgünstigen Krediten und direkten Zuschüssen in Anspruch genommen werden. Die staatliche Förderung erfolgt derzeit nach den Richtlinien des Bundes zur Förderung effizienter Wärmenetze (BEW) und kann beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) beantragt werden.

Mit der BEW werden der Neubau von Wärmenetzen mit hohen Anteilen erneuerbaren Energien sowie die Dekarbonisierung von bestehenden Netzen gefördert. Das Förderprogramm sieht eine Förderung für erneuerbare und klimaneutrale Neubaunetze von bis zu 40 % der förderfähigen

Ausgaben für die Investitionen in Erzeugungsanlagen und Infrastruktur vor, sowie auch eine Betriebskostenförderung für Solarthermieanlagen und Wärmepumpen (BAFA, 2023). Die Gesamtförderung wird auf die Wirtschaftlichkeitslücke begrenzt. Hierfür muss aufgezeigt werden, dass „die beantragte Förderung unter Berücksichtigung sämtlicher Kosten-, Erlös- und Förderkomponenten über die Lebenszeit des zu fördernden Projekts sowie eines plausiblen kontrafaktischen Falls für die Wirtschaftlichkeit des Vorhabens erforderlich ist“ (BMWK, 2022).

Neben den bereits genannten Förderprogrammen, welche sich dadurch auszeichnen, dass sie bei Einhaltung der technischen und organisatorischen Vorgaben durch den Fördermittelgeber im Rahmen der Verfügbarkeit von Haushaltsmitteln gesichert zur Verfügung stehen, gibt es weitere investive Förderprogramme, bei denen die Mittel im Bewerbungsverfahren vergeben werden. Insbesondere der Förderaufruf für investive Kommunale Klimaschutz-Modellprojekte im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative (NKI) des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) bietet mit bis zu 80 % Förderung ein hohes Förderpotential (BMU, 2021).

Da diese genannten Förderprogramme nicht gesichert zur Verfügung stehen, wurden sie in den nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen nicht berücksichtigt. Dies gilt auch für das neue Landesprogramm Wirtschaft 2021-2027 - Nachhaltige Wärmeversorgungssysteme - insbesondere deshalb, weil dieses die BEW angesichts seiner Förderhöchstsumme (1 Mio. €) lediglich die BEW ergänzen könnte, die BEW aber keine Akkumulation mit weiteren Fördermitteln zulässt. Für den OT Kählstorf könnte allerdings eine ausschließliche Förderung aus dem Landesprogramm aufgrund der geringeren Gesamtinvestitionskosten von Interesse sein.

7.1.6 WIRTSCHAFTLICHKEITSBERECHNUNGEN

Für die untersuchten Szenarien wurde auf Basis der Investitionsschätzungen und der Energiebilanzen eine statische Wirtschaftlichkeitsberechnung anhand der Ein- und Auszahlungen in den Kategorien Kapital-, Betriebs-, Wartungs-, Instandhaltungs- und Energiebezugskosten erstellt. Nicht enthalten ist die Marge eines Betreibers, da diese vom Betreibermodell abhängt (vgl. Kapitel 7.1.8). So fällt bei einem genossenschaftlichen Modell keine Marge an bzw. fließt diese langfristig wieder an die Verbraucher*innen zurück.

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit erfolgt über die Berechnung der Wärmegestehungskosten des Wärmeerzeugersystems. Hierbei wurde eine Anschlussquote von 80 % angenommen.

Vergleicht man die Wärmegestehungskosten der unterschiedlichen Versorgungsvarianten untereinander, wird deutlich, dass alle Varianten vergleichbare Wärmegestehungskosten aufweisen.

In Abbildung 7-13 sind für das gemeinsame Netz der OT Klein und Groß Berkenthin die jährlichen Wärmekosten eines exemplarischen Gebäudes des Quartiers mit einem Wärmebedarf von 20 MWh/a dargestellt, die durch die Versorgung über ein Wärmenetz durch die unterschiedlichen Erzeugungsvarianten verursacht werden. Es handelt sich um langjährige durchschnittliche Vollkosten, die anteilige Kapitalkosten durch die Investitionen in Erzeugungsanlagen und Wärmenetz (blauer Balken), Betriebs- und Wartungskosten (rot) und die Kosten des Energiebezugs (grün) enthalten.¹⁵

Die günstigsten Wärmegestehungskosten auf Basis der Energiepreise von 2022 fallen bei der Versorgung durch einen Holzhackschnitzelkessel (Variante 1) an. Diese Variante verursacht

¹⁵ Wie diese langjährigen Durchschnittskosten sich auf Hausanschlusskosten, Grundpreis (Leistungspreis) und Arbeitspreis verteilen, ist z. T. der Geschäftspolitik des Betreibers überlassen.

zwischen 10 und 15 % geringere Wärmegestehungskosten als die anderen Varianten. Allerdings ist davon auszugehen, dass in der hier vorliegenden Konzeptphase noch Ungenauigkeiten von bis zu 20 % gegeben sein können. Die geringsten Brennstoffkosten weist die Variante mit Solarthermie auf; sie verspricht damit auch eine besonders hohe Kostenstabilität.

Abbildung 7-16 zeigt die entsprechenden Zahlen für Kählstorf. Hier liegen, wegen kleinerer Skaleneffekte, die Kosten insgesamt auf einem höheren Niveau.

Der Vergleich von Abbildung 7-13 mit Abbildung 7-14 und Abbildung 7-15 zeigt, dass ein Wärmenetz nur für den OT Groß Berkenthin günstiger wäre als ein gemeinsames für Groß und Klein Berkenthin und insbesondere nur für Klein Berkenthin. Dies ist auf die höheren Wärmeverbräuche der dortigen Häuser und die resultierende höhere Wärmelinienichte zurückzuführen. Die ausführlichen Tabellen zu den Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind im Anhang hinterlegt (siehe Tabelle 14-5 bis Tabelle 14-8).

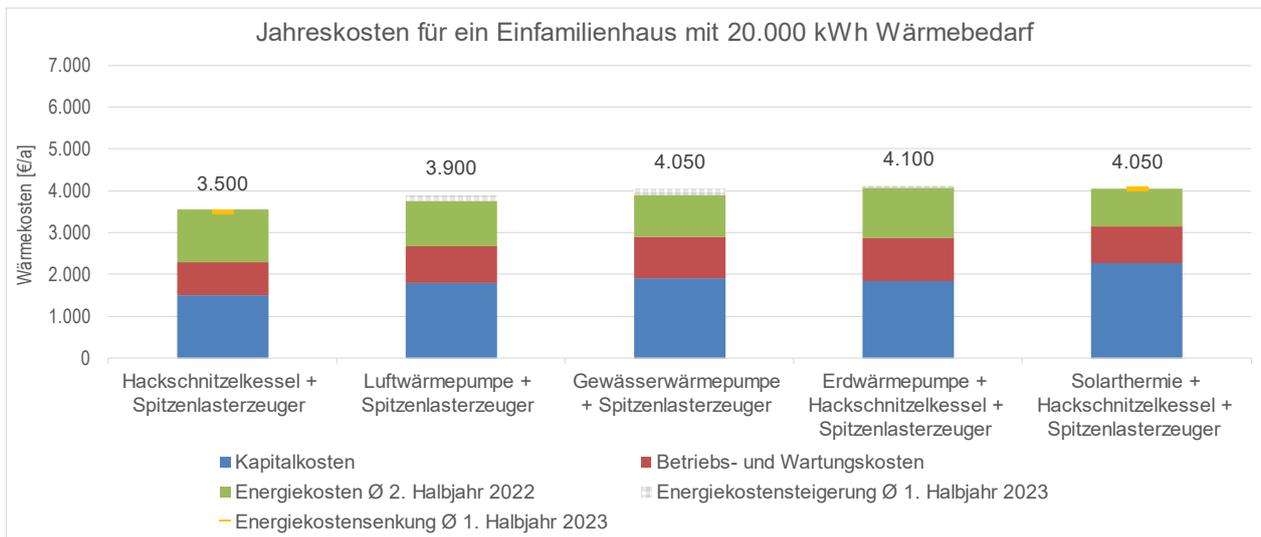


Abbildung 7-13: Vergleich der jährlichen Wärmekosten im Verbundnetz (OT Klein und Groß Berkenthin) für die unterschiedlichen zentralen Wärmeversorgungsvarianten für ein exemplarisches Gebäude

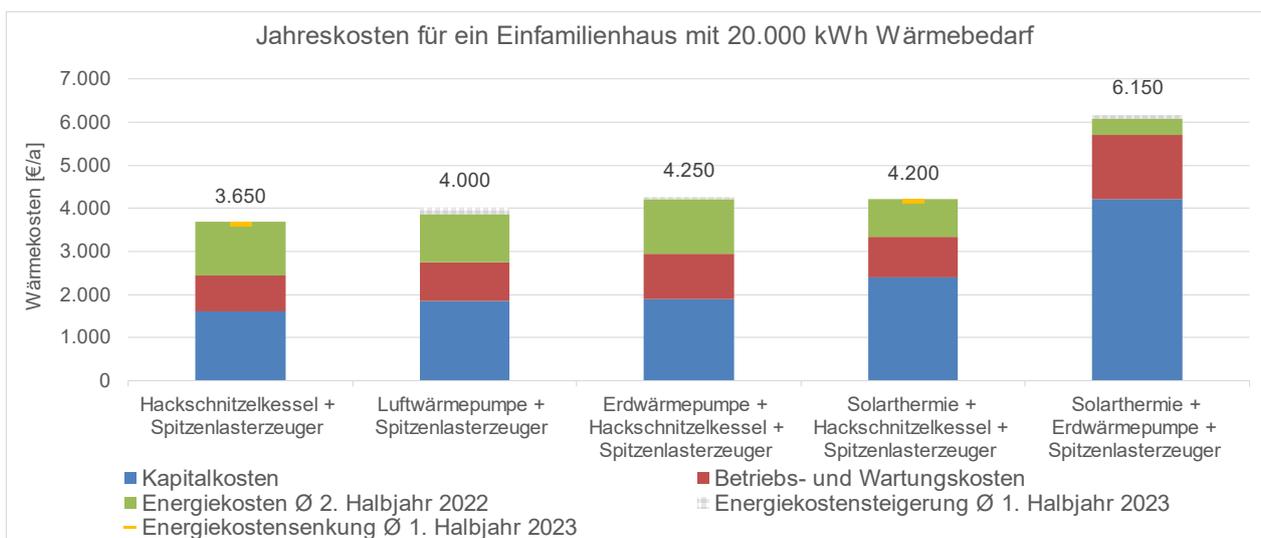


Abbildung 7-14: Vergleich der jährlichen Wärmekosten im OT Klein Berkenthin hervorgerufen durch die unterschiedlichen betrachteten zentralen Wärmeversorgungsvarianten für ein beispielhaftes Gebäude

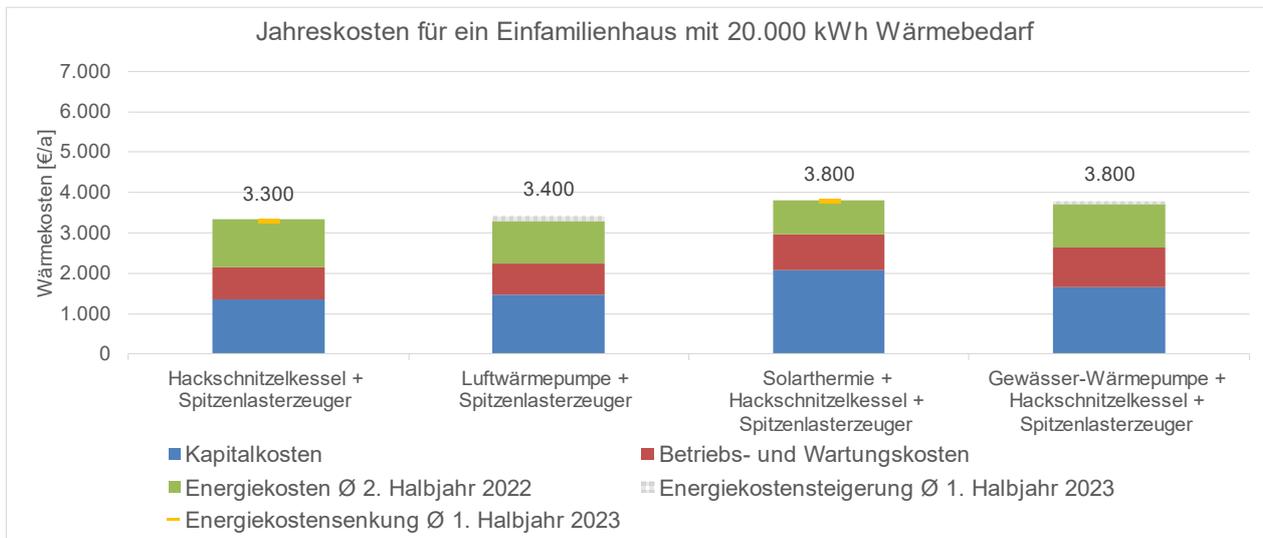


Abbildung 7-15: Vergleich der jährlichen Wärmekosten im OT Groß Berkenthin hervorgerufen durch die unterschiedlichen betrachteten zentralen Wärmeversorgungsvarianten für ein beispielhaftes Gebäude

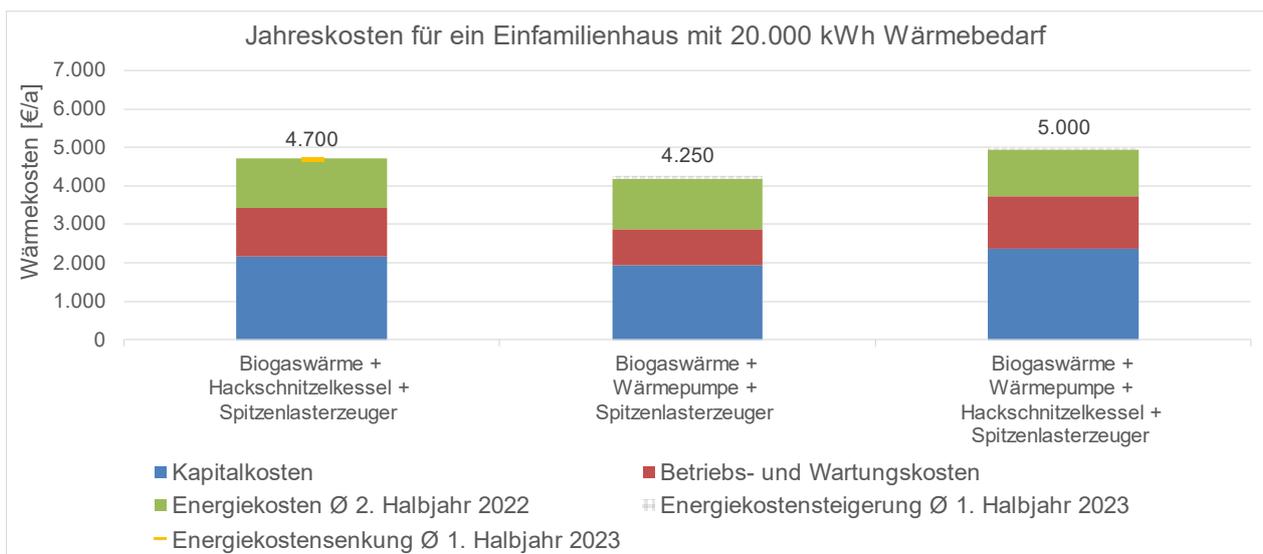


Abbildung 7-16: Vergleich der jährlichen Wärmekosten in Kählstorf bei den unterschiedlichen zentralen Wärmeversorgungsvarianten für ein exemplarisches Gebäude

7.1.7 CO₂-BILANZ UND PRIMÄRENERGIEFAKTOR

Auf Basis der CO₂-Emissionsfaktoren aus Tabelle 5-3 wurden für die einzelnen Versorgungsszenarien die CO₂-Bilanzen erstellt. Hierbei wurde die Bilanzierungsregeln des das Methodenpapiers „BISKO“ - Bilanzierungs-Standard Kommunal zu Grunde gelegt (IfEU, 2019).

Bei der Verbrennung von Holzpellets¹⁶ und Hackschnitzeln werden im Gegensatz zu Heizöl und Erdgas nur die beim Herstellungs- und Veredelungsprozess sowie die beim Transport entstandenen Emissionen freigesetzt.

Bei der Verwendung von Strom entstehen Treibhausgasemissionen - in erster Linie durch die Verbrennung fossiler Energieträger wie zum Beispiel Kohle - am Stromerzeugungsstandort, die

¹⁶ hier nur relevant bei der dezentralen Versorgung, vgl. Kapitel 7.2

dem Stromverbraucher am Verbrauchsort zugerechnet und durch die Auswahl der Stromherkunft wesentlich beeinflusst werden. Für die Ermittlung der Emissionen durch den Einsatz von Strom, welcher für den Betrieb der Wärmepumpen sowie der Anlagentechnik benötigt wird (z. B. Steuer- und Regelungstechnik der Wärmeerzeuger oder Hochleistungspumpen zur Förderung des Wassers im Wärmenetz)¹⁷ wurde der spezifische Emissionsfaktor für den deutschen Strommix berechnet. Dieser betrug im Jahr 2021 etwa 475 g/kWh. Aufgrund der jährlichen Zunahme des Erneuerbare-Energien-Anteils an der Stromerzeugung in Deutschland werden die Emissionen des deutschen Strommix in Zukunft niedriger ausfallen, sodass die Emissionen der Varianten mit signifikantem Wärmepumpenanteil mit der Zeit automatisch sinken. Zudem kann darauf verwiesen werden, dass in Schleswig-Holstein mehr Strom aus erneuerbaren Energieträgern gewonnen als insgesamt verbraucht wird und zeitweise sogar Anlagen abgeregelt werden müssen, so dass faktisch weit überwiegend Grünstrom im Netz ist.

Bei der Umwandlung von Solarstrahlung oder Windenergie in elektrische Energie unter Verwendung von Photovoltaik- oder Windkraft-Anlagen sind im Wesentlichen die CO₂-Emissionen der Herstellung der Anlage relevant.

Aktuell betragen die CO₂-Emissionen von dezentralen Öl-, Gas- und Stromheizungen im Quartier aus der Wärmeversorgung (Heizung + Warmwasser) ca. 5.910 t/a (vgl. Wärmebedarfs decken.

Tabelle 5-4). Bei einer Anschlussquote von 80 % wird unterstellt, dass die Beheizung verbleibenden 20 % nicht versorgten Liegenschaften wie bisher bestehen bleibt und daher einen Sockelbetrag von 20 % der bisherigen Emissionen in Höhe von ca. 1.182 t/a verbleibt, zu dem die Emissionen der zentralen Wärmeversorgung addiert werden.

Diese Annahme ist insofern gerechtfertigt, da etwas mehr als 20 % der bestehenden fossilen Heizungen weniger als 5 Jahre alt sind (vgl. Kapitel 5.3.3). Daher besteht die Möglichkeit, dass ein Großteil in ca. 15 bis 20 Jahren noch betrieben wird, während sich die meisten Gebäude mit aktuell älterer Heizung an das Wärmenetz angeschlossen haben könnten. In dem Umfang, in dem auch die verbleibenden dezentralen Heizungsanlagen auf erneuerbare Energieträger umgestellt werden, werden auch die CO₂-Emissionen der dezentral versorgten Gebäude sinken.

Tabelle 7-4: CO₂-Bilanz unter Berücksichtigung der wirtschaftlichsten Zielvarianten

| CO ₂ -Bilanz des Gesamtquartiers | Zielvariante | Dimension |
|---|--------------|--------------|
| CO₂-Bilanz im Bestand | | 5.910 |
| Verbundnetz Berkenthin | | 845 |
| Kählstorf | | 134 |
| 20 % dezentrale Versorgung | | 1.182 |
| CO₂-Bilanz Zielvarianten | | 2.161 |
| Einsparungen absolut | | 3.749 |
| Einsparungen relativ | | 63 |

Bei einer zentralen Versorgung auf Basis von Holzhackschnitzeln und fossilem Spitzenlastkessel im Verbundnetz Berkenthin und einer zentralen Versorgung auf Basis von Biogaswärme, Wärmepumpe und Spitzenlastkessel in Kählstorf, ergeben sich im Vergleich zu den gegenwärtigen

¹⁷ Der Strom für die Umwälzpumpen wird dem Wärmenetz zugerechnet.

Heizsituationen Einsparungen der CO₂-Emissionen von etwa 63 %, bei verbleibenden CO₂-Emissionen von ca. 2.161 t/a.

Erfolgt die zentrale Wärmeversorgung des Quartiers alternativ durch eine Kombination aus elektrisch betriebener Luft- oder Gewässerwärmepumpe, abgesichert durch einen fossilen Spitzenlastkessel auf Erdgasbasis, so liegen die verbleibenden CO₂-Emissionen bei ca. 5.400 t/a und die mögliche Einsparung sinkt auf 9 %. Dies liegt im Wesentlichen an den hohen CO₂-Emissionen des deutschen Strommixes.

Mit der jährlichen Zunahme des Erneuerbare-Energien-Anteils an der Stromerzeugung in Deutschland werden die Emissionen der Varianten mit signifikantem Wärmepumpenanteil mit der Zeit automatisch sinken. Dahingegen verbleiben die Emissionen der anderen Varianten der zentralen Versorgung nahezu unverändert auf ihrem bereits niedrigen Niveau.

Eine detaillierte Darstellung der CO₂-Bilanzen der Versorgungsvarianten für die untersuchten Wärmenetze ist im Anhang in Tabelle 14-9 bis Tabelle 14-12 aufgeführt.

Da eine komplette kurzfristige Umsetzung der Gebäudesanierungen als sehr unwahrscheinlich erscheint, werden die Primär- und Endenergiebedarfe für den aktuellen Gebäudebestand angegeben.

Der Primärenergiebedarf der einzelnen Versorgungsvarianten für die untersuchten Wärmenetze ergibt sich aus dem Nutzwärmebedarf multipliziert mit dem berechneten Primärenergiefaktor und stellt die Primärenergiebedarfe der Versorgungsvarianten bei einer Anschlussquote von 80 % dar (vgl. Tabelle 14-13 bis Tabelle 14-16 im Anhang). Es zeigt sich, dass alle untersuchten Varianten grundsätzlich niedrige Primärenergiefaktoren zwischen 0,20 und 0,73 aufweisen. Durch den anzusetzenden hohen Primärenergiefaktor von Netzstrom ist der resultierende Primärenergiefaktor in den Varianten mit Wärmepumpenanteil am höchsten.

7.1.8 BETREIBERKONZEPTE

Der Betrieb eines Wärmenetzes kann in verschiedenen Konstellationen erfolgen. Zum einen gibt es Unternehmen, die auf Bau und Betrieb von Wärmenetzen spezialisiert sind und dieses in der gesamten Region oder auch deutschlandweit anbieten (Contractoren). Denkbar sind jedoch auch lokale Lösungen, sei es in der Form von Bürgerenergiegenossenschaften, wie sie in verschiedenen Orten in Schleswig-Holstein schon vorhanden sind, oder in Form einer kommunalen Gesellschaft. Lokale Lösungen haben in der Regel den Vorteil, dass es eine stärkere Identifikation der Kund*innen mit dem Versorger gibt (insbesondere bei einer genossenschaftlichen Lösung sind die Kund*innen selbst Miteigentümer*innen der Wärmeversorgung) und dass größere Teile der Wertschöpfung und die Marge in der Kommune bzw. der Region bleiben. Letzteres setzt allerdings voraus, dass die Leistungen auch weitestgehend selbst oder lokal erbracht werden, da bei einer Vergabe einzelner Stufen der Wertschöpfungskette (z. B. Planung, Bau, Betriebsführung) an einen Dritten außerhalb der Region Wertschöpfung und Teile der Marge doch wieder abfließen.

Eine Übersicht möglicher Vor- und Nachteile verschiedener Organisationsformen ist in

Tabelle 7-5 aufgeführt. Dabei handelt es sich um grundsätzliche und mögliche Eigenschaften; letztlich ist stets die genaue örtliche Ausgestaltung entscheidend.

Zu beachten ist, dass Bau und Betrieb eines Wärmenetzes aus einer Vielzahl von Aufgaben bestehen:

- Ausbau des Netzes (Planung, Ausschreibung, Bauüberwachung, Inbetriebnahme),
- Eigentum am Netz,
- technischer Betrieb (Steuerung von Wärmeerzeugungsanlagen und Netz, Wartung / Reparaturen etc.),
- Wärmeeinspeisung (besichert - d. h. mit garantierter Lieferung einschließlich Redundanzvorrhaltung - oder unbesichert) und
- administrativer Betrieb (kaufmännische Aufgaben wie Abrechnung, geforderte Deklarationen etc.).

Diese Funktionen *können* zusammenfallen - z. B. wenn darauf spezialisierte Unternehmen das Netz auf eigene Rechnung bauen und betreiben - *müssen* es aber *nicht*. So können, wie bereits erwähnt, Bürgerenergiegenossenschaften oder kleinere kommunale EVU Teile der Leistungen auslagern. Möglich sind auch öffentlich-private Partnerschaften, bei denen spezialisierte Unternehmen und die Kommune eine gemeinsame Wärmegesellschaft gründen. Ebenfalls denkbar und in Gemeinden in Schleswig-Holstein z. T. auch schon praktiziert ist die Variante, dass die Kommune Eigentümerin des Netzes ist, das Netz aber für z. B. 15 oder 20 Jahre an einen Dritten verpachtet, der damit die Kommune von sämtlichen operativen Aufgaben des Wärmenetzbetriebs entlastet.

Als Eigentümerin behält die Kommune die langfristige Entscheidungshoheit über die Wärmeversorgung, für den Bau des Netzes können Kommunalkreditkonditionen genutzt werden und die Rückflüsse der Baukosten durch die Pacht können über die Mindest-Lebensdauer des Netzes (mindestens 40 Jahre) kalkuliert werden. Bei Unternehmen in privater Rechtsform drängen die finanzierenden Banken i. d. R. darauf, dass der Rückfluss des investierten Kapitals innerhalb von 15 oder maximal 20 Jahren gewährleistet ist. Dies kann nur über höhere Wärmepreise (im Normalfall erhöhte Grundpreise) der Kund*innen in dieser Zeitphase gewährleistet werden, was die Attraktivität des Wärmenetzes und damit - sofern die Kommune nicht gemäß § 17 Gemeindeordnung Schleswig-Holstein ein Anschluss- und Benutzungsgebot erlässt - die Anschlussquote reduziert.

Für die Entscheidung ist maßgeblich, ob in der Kommune die Wärmeversorgung als Daseinsvorsorge verstanden wird. Sollte hier eine positive Entscheidung fallen, gleichzeitig aber keine Bereitschaft bestehen, operative Aufgaben in einem eigenen kommunalen EVU wahrnehmen zu lassen, bietet sich beim Aufbau eines Netzes die kombinierte Ausschreibung von Bau des Wärmenetzes sowie seines Betriebs über 10, 15 oder 20 Jahre an. Dabei können exakte Vorgaben zur Art der Wärmeerzeugung gemacht werden, oder eine Funktionalausschreibung unter definierten Rahmenbedingungen (wie etwa weitestgehende Klimaneutralität der Wärmeversorgung), z. B. im Rahmen eines relativ offenen wettbewerblichen Verfahrens, gewählt werden.

Tabelle 7-5: Übersicht Betreibermodelle

| Modell | Vorteile | Nachteile |
|---------------------------------------|---|---|
| Bürgerenergiegenossenschaft | <ul style="list-style-type: none"> • Abnehmer als Miteigentümer (identitätsstiftend!) • ggf. auch andere Versorgungsungen (Strom etc.) möglich • Wertschöpfung verbleibt, sofern die Leistungen in der Genossenschaft erbracht werden, in der Kommune | <ul style="list-style-type: none"> • Hohes Engagement von zunächst ehrenamtlichen „Treiber*innen“ nötig • Erfahrung mit Wärmenetzen und Wärmeerzeugung sollte vorhanden sein, da sonst Wertschöpfung doch ausgelagert werden muss • Investitionsvolumen ggf. zu groß |
| Kommune / kommunales EVU | <ul style="list-style-type: none"> • hohes Vertrauen der Bürger*innen • auch andere Versorgungsungen (Glasfaser, Strom etc.) möglich • u. U. Kommunalkreditkonditionen möglich • Wertschöpfung kann zumindest zu großen Teilen in der Kommune bleiben | <ul style="list-style-type: none"> • Zustimmung Kommunalaufsicht einzuholen • Hoher Aufwand für Gründung und Aufbau der Infrastruktur • Know-how zu Wärmenetzen, Wärmeerzeugung, Abrechnung etc. aufzubauen oder auszulagern |
| lokale Akteure (nicht-EVU) | <ul style="list-style-type: none"> • ggf. hohes Vertrauen der Bürger*innen • Wertschöpfung kann zumindest zu großen Teilen in der Kommune oder Region bleiben | <ul style="list-style-type: none"> • Erfahrung mit Wärmenetzen und den hier in Frage kommenden regenerativen Wärmequellen sowie mit den administrativen Prozessen im Einzelfall zu prüfen |
| EVU aus der Region | <ul style="list-style-type: none"> • Know-how zu Errichtung, Betrieb i. d. R. vorhanden • Infrastruktur für Abrechnungen u. ä. vorhanden • ggf. Kommunalkreditkonditionen möglich (aber schwieriger als bei eigenem EVU) • ggf. kostengünstiger Einkauf (Mengen!) und Effizienzvorteile | <ul style="list-style-type: none"> • ggf. Interessenkonflikte wg. Erdgasverkauf • Erfahrung mit Wärmenetzen und den hier in Frage kommenden regenerativen Wärmequellen im Einzelfall zu prüfen • Wertschöpfung und Gewinnmarge nur noch in größerer Region |
| EVU aus anderen Regionen (Contractor) | <ul style="list-style-type: none"> • Know-how zu Errichtung, Betrieb i. d. R. vorhanden • ggf. kostengünstiger Einkauf (Mengen!) und Effizienzvorteile • Umfangreiche Erfahrungen | <ul style="list-style-type: none"> • Erfahrung mit den hier in Frage kommenden regenerativen Wärmequellen zu prüfen • Gewinnmarge und große Teile der Wertschöpfung fließen aus der Region ab |

Bei der Verpachtung eines im Eigentum der Kommune befindlichen Wärmenetzes an einen Betreiber stellen sich verschiedene Rechtsfragen im Zusammenhang mit dem Vergaberecht, dem Kartellrecht, dem Kommunalrecht, dem Kreditwesengesetz und dem EU-Beihilferecht, wie beispielsweise folgende:

- Ein Pachtvertrag mit Betriebspflichten dürfte nach aktueller Rechtspraxis in den meisten Fällen dem Vergaberecht unterliegen - vor allem dann, wenn Vorgaben zur Art und Weise des Betriebs gemacht werden. Abhängig von der Marktsituation vor Ort kann das Kartellrecht zur Ausschreibungspflicht der Wegerechte bzw. bei Errichtung des Netzes im Eigen- oder Regiebetriebes des Pachtvertrages selbst führen.
- Haushaltsrechtlich ist darauf zu achten, dass die konkrete Vertragsgestaltung nicht in die Nähe zu verbotenen Spekulationsgeschäften nach § 75 Absatz 2 GO rückt, z. B. durch einen variablen Pachtzins, der sich an der abgenommenen Wärmemenge orientiert, oder durch eine einseitige Risikotragung, wie sie häufig im Falle einer Trennung von Netz und Erzeugungsanlage vorzufinden ist. Außerdem verlangen Haushalts- und EU-Beihilferecht grundsätzlich einen marktüblichen Pachtzins.
- Das Kreditwesengesetz kann einschlägig sein, wenn der Pachtvertrag dadurch in die Nähe eines Finanzierungsleasings rückt, dass die Gefahr des zufälligen Unterganges vertraglich auf den Pächter abgewälzt wird.

Sollten sich Investoren finden, die ein Wärmenetz aufbauen und betreiben würden, ohne dass die Kommune involviert ist, stellt sich lediglich die Frage, ob die Gestattung der Wegenutzung konzessionsrechtliche Konsequenzen hat.

Der Bundesgerichtshof hat 2024 festgestellt, dass Gemeinden in Bezug auf die Vergabe von Wegerechten für die Verlegung und den Betrieb von Wärmeleitungen sogenannte Monopolisten sind und daher grundsätzlich der Missbrauchskontrolle marktbeherrschender Unternehmen nach § 19 GWB unterliegen. Ob hieraus zugleich die Pflicht zur Ausschreibung von Wegerechten resultiert, weil sich nach erstmaliger Verlegung eines Netzes wirtschaftlich und ggf. auch technisch faktisch kein weiterer Wärmeanbieter im Gemeindegebiet betätigen kann, ist umstritten. Richterlich ist diese Frage bisher nicht geklärt. Die Tendenz in der Literatur geht - soweit ersichtlich - dahin, dass die Erstvergabe von Wegerechten insbesondere für Nahwärmenetze nicht ausgeschrieben werden muss. Allerdings trifft die Gemeinde eine Reihe von Pflichten bei der Vertragsgestaltung, z. B. hinsichtlich Vertragslänge, Höhe der Konzessionsabgabe¹⁸ und der Endschaftsklausel.

Grundsätzliches Interesse an einem Einstieg in den Wärmemarkt hat die im 6 km entfernten Kastorf ansässige Fa. Claus Rodenberg Waldkontor GmbH geäußert. Ob dies auch den Aufbau und / oder Betrieb eines Wärmenetzes umfasst, oder ob bei den Investitionen ein Engagement der Kommune erforderlich wäre, oder bei Aufbau und Betrieb des Netzes eine Kooperation mit einem regionalen EVU in Frage kommt, wäre noch zu diskutieren.

Im Rahmen der Arbeiten zum energetischen Quartierskonzept fand ein Treffen mit den regionalen Energieversorgern Stadtwerke Lübeck und Vereinigte Stadtwerke statt, um die Möglichkeiten einer strategischen Partnerschaft für den Bau und Betrieb von Wärmenetzen in den betreffenden Kommunen zu diskutieren.

Die Vereinigten Stadtwerke haben in diesem Zusammenhang mitgeteilt, dass sie aufgrund der aus ihrer Sicht zu geringen Wärmelinienichte den Aufbau eines Wärmenetzes nicht in Betracht ziehen.

Im Gegensatz dazu haben die Stadtwerke Lübeck ihr Interesse an einer Zusammenarbeit ausdrücklich bekundet. Sie sehen in der Errichtung von Wärmenetzen eine zukunftsweisende

¹⁸ Ob zwingend eine Konzessionsabgabe zu erheben ist, wäre zu diskutieren.

Maßnahme zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Reduktion von CO₂-Emissionen in den Gemeinden. Um die nächsten Schritte sorgfältig zu planen und die Machbarkeit eines solchen Projekts zu überprüfen, haben die Stadtwerke Lübeck vorgeschlagen, gemeinsam mit der Kommune einen initialen Kurzcheck durchzuführen. Dieser Kurzcheck soll als Vorprüfung dienen, um die grundsätzliche Eignung und Wirtschaftlichkeit eines Wärmenetzes zu bewerten. Ggf. kommt hier auch eine Kooperation mit der Fa. Rodenberg in Frage.

Sollte der Kurzcheck positiv ausfallen, könnte im nächsten Schritt eine detaillierte Machbarkeitsstudie erstellt werden. Diese Studie könnte im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) gefördert werden, was eine finanzielle Unterstützung für die Planungs- und Umsetzungsphase sicherstellen würde (vgl. Kapitel 12). Die o. g. vergabe- und konzessionsrechtlichen Fragen wären, in Abhängigkeit von der genauen Ausgestaltung, zu beachten.

7.2 DEZENTRALE VERSORGUNGSOPTIONEN

Als Kostenvergleich zu einer zentralen Wärmeversorgung sowie für die Teile des Quartiers, in denen möglicherweise wegen geringer Wärmeabnahmedichten kein Wärmenetz in Frage kommt, wurden für ein quartierstypisches Einfamilienhaus verschiedene dezentrale Wärmeversorgungsoptionen gegenübergestellt. Die Berechnungen berücksichtigen dabei die seit Anfang 2024 geltenden Fördermöglichkeiten für den Heizanlagen-tausch aus der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BAFA, 2024).

Entscheidend für die Förderquote einer Erneuerung der Heizungsanlage ist, ob die bisherige Heizung eine Gas- oder Ölheizung war. Da sich auf Grundlage der Schornsteinfegerdaten ein hoher Anteil an Gasheizungen im Quartier abschätzen lässt, wurde in den Berechnungen von einer dezentralen Gasheizung als aktuelle Versorgungsvariante ausgegangen. Abbildung 7-17 zeigt die Jahreskosten eines Objektes mit jährlichem Wärmebedarf von 20 MWh/a, die bei Nutzung der verschiedenen möglichen dezentralen Heizungssysteme anfallen, im Vergleich zur Nutzung des Wärmenetzes bei der günstigsten Versorgungsvariante aus Abbildung 7-13.

In den angesetzten Energiekosten wurde wie bei den zentralen Varianten statt des im Jahr 2023 gültigen CO₂-Preis von 30 € pro Tonne der im Europäischen Emissionshandel in 2023 ermittelte CO₂-Preis von ca. 80 €/t berücksichtigt (vgl. Kapitel 7.1.3). Die indirekten Emissionen der Wärmepumpen durch den Bezug von Netzstrom werden bereits jetzt über diesen an der Börse ermittelten CO₂-Preis abgegolten, der in dem Strompreis inkludiert ist. Für Pellets werden keine Brennstoffbezogenen CO₂-Gebühren erhoben. Die Emissionen entstehen ausschließlich in der Vorkette, also durch Energieverbräuche, die in der Herstellung der Pellets auftreten. Diese Emissionen werden ggf. mit CO₂-Gebühren beaufschlagt, sofern die verwendeten Energieträger in Deutschland bzw. der EU bezogen wird. Die Auswirkungen des CO₂-Preises auf die Energiekosten der Peltheizung sind vernachlässigbar gering.

Um die unterschiedlich starken Auswirkungen durch schwankende Energiepreise abzubilden, wurden die jährlichen Wärmekosten bei den Energiepreisen des 2. Halbjahres 2022 verglichen mit denen der Energiepreise des 1. Halbjahres 2023, d. h. es wurden die Mehrkosten bei den Preisen des 1. Halbjahres 2023 ausgewiesen. Beides sind exemplarische Betrachtungen - je nach den gewählten Zeitpunkten können sich auch andere Schwankungen der Gesamtkosten ergeben. Insofern geben die Betrachtungen lediglich Indikationen dazu, welche Versorgungsvarianten höhere Schwankungen haben könnten als andere.

Die zugrunde liegenden Energiepreise für die leitungsgebundenen Energieträger Erdgas und Strom wurden dem Statistischen Bericht zur Energiepreisentwicklung entnommen (Statistisches Bundesamt, 2024). Die dort für die Abgabe an Privathaushalte gelisteten Durchschnittspreise berücksichtigen neben Neukundentarifen insbesondere langfristige Verträge. Dadurch fällt die Schwankung eher gering aus.

Pellets werden hingegen i. d. R. ähnlich wie Heizöl unregelmäßig und auf Vorrat eingekauft. Dadurch muss zum Zeitpunkt des Einkaufs der aktuelle Preis gezahlt werden, der sich am aktuellen Marktpreis orientiert (C.A.R.M.E.N, 2024). Dabei wurden die Preise für Sackware im bundesdeutschen Durchschnitt angesetzt.¹⁹ Diese Preise schwanken, wie auch die Marktpreise für Erdgas und Strom, deutlich stärker als die vorwiegend üblichen Arbeitspreise einer leitungsgebundenen Versorgung mit Energieträgern für Privatkunden, bei denen oft eine z. B. einjährige Preisbindung besteht.

In Tabelle 7-6 sind die energiewirtschaftlichen Ansätze dargestellt, die der wirtschaftlichen Berechnung der dezentralen Versorgungsvarianten zu Grunde liegen.

Beim Ersatz eines (vorhandenen) Gaskessels wird davon ausgegangen, dass zusätzlich eine Solarthermieanlage errichtet wird, um so die Anforderungen von § 9 Abs. 1 EWKG zu erfüllen:²⁰ Zum Zeitpunkt der Erarbeitung des Quartierskonzeptes und der zugrundeliegenden Berechnungen waren die Anforderungen nach § 9 Abs. 1 EWKG die strengste Vorgabe zur Errichtung einer Erdgastherme in Schleswig-Holstein.

Mittlerweile wurden diese Anforderungen durch perspektivisch strengere Vorgaben des § 71 Abs. 9 GEG ersetzt. So müssen Erdgaskessel, die ab dem 01.01.2024 errichtet werden, ab 2029 mit 15 % erneuerbaren Gasen betrieben werden und dieser Anteil steigt über 30 % ab 2035 bis auf 60 % ab 2040. 2045 muss die komplette Klimaneutralität gegeben sein. Diese Vorgaben werden auf Grund der deutlich höheren Preise für erneuerbare Gase zu einem signifikanten Kostenanstieg bei der Nutzung von neu installierten Erdgasthermen führen.

Die ermittelten Kosten für die Beheizung mit Wärmepumpen gelten unter der Annahme, dass das Gebäude bereits geeignet ist, mit geringeren Vorlauftemperaturen der Heizung von 40 bis 50 °C beheizt zu werden. Sind die vorhandenen Heizkörperflächen zu klein, so steigen entweder die Energiekosten auf Grund höherer Vorlauftemperaturen und der daraus resultierenden geringeren Effizienz der Wärmepumpe, oder es steigen die Kapitalkosten, da zusätzlich zum Einbau der Wärmepumpe einige oder alle Heizkörper getauscht werden müssen. Anzahl und Leistung der auszutauschenden Heizkörper sind jedoch sehr individuell und von Gebäude zu Gebäude unterschiedlich. Daher ist es nicht möglich, diese Kosten verallgemeinernd für das Quartier darzustellen.

¹⁹ Wenn ausreichend Lagerkapazitäten vorhanden sind, könne auch größere Gebinde abgenommen werden, wodurch sich die Energiebezugskosten reduzieren. Inwiefern diese bei Bestandsgebäuden, die ihre Heizung umrüsten, errichtet werden können, ist im Einzelfall zu prüfen.

²⁰ „Beim Austausch oder dem nachträglichen Einbau einer Heizungsanlage ab dem 1. Juli 2022 sind die Eigentümerinnen und Eigentümer der betroffenen Gebäude, die vor dem 1. Januar 2009 errichtet wurden, verpflichtet, mindestens 15 Prozent des jährlichen Wärme- und Kälteenergiebedarfs durch Erneuerbare Energien zu decken. ...“

Tabelle 7-6: Energiewirtschaftliche Ansätze der dezentralen Versorgungsvarianten

| | | netto | brutto | Einheit |
|-----------------------------------|--------------------|--------|--------|----------------------|
| MwSt. | | 19,00% | | |
| Kapitalzins | | 5,00% | | p. a. |
| Wartung und Instandhaltung | | | | |
| Biomassekessel | | 336 | 400 | €/Jahr |
| Erdgaskessel | | 252 | 300 | €/Jahr |
| Ölkessel | | 294 | 350 | €/Jahr |
| Wärmepumpen | | 126 | 150 | €/Jahr |
| Solarthermie | | 126 | 150 | €/Jahr |
| Energiekosten | | | | |
| Mischpreis Erdgas | Ø 2. Halbjahr 2022 | 7,91 | 9,41 | ct/kWh _{Hi} |
| | Ø 1. Halbjahr 2023 | 10,34 | 12,30 | ct/kWh _{Hi} |
| Pellets - 5 Tonnen | Ø 2. Halbjahr 2022 | 12,85 | 15,29 | ct/kWh _{Hi} |
| | Ø 1. Halbjahr 2023 | 8,72 | 10,37 | ct/kWh _{Hi} |
| Mischpreis Strom | Ø 2. Halbjahr 2022 | 25,56 | 30,42 | ct/kWh _{el} |
| | Ø 1. Halbjahr 2023 | 32,35 | 38,50 | ct/kWh _{el} |
| CO ₂ -Bepreisung | Ø 2. Halbjahr 2022 | 77,51 | 92,24 | €/t CO ₂ |
| | Ø 1. Halbjahr 2023 | 87,11 | 103,66 | €/t CO ₂ |

7.3 VERGLEICH ZENTRALER UND DEZENTRALER VERSORUNGSOPTIONEN

In Abbildung 7-17 sind die jährlichen Wärmegestehungskosten der unterschiedlichen dezentralen Wärmeversorgungen für ein beispielhaftes Gebäude mit einem Wärmebedarf von 20 MWh dargestellt. Dargestellt sind die jeweiligen Anteile, die sich durch die Investition in die Anlagen (blau), die regelmäßige Wartung (rosa) und die Energiekosten (grün) ergeben. Verglichen werden sie mit der Versorgung aus einem kombinierten Wärmenetz von Groß und Klein Berkenthin. Bei den Kosten und Emissionen des Wärmenetzes wurde die aktuell preisgünstigste Variante mit einem Hack-schnitzelkessel angesetzt (andere Varianten siehe Abbildung 7-13). Mehrkosten der Energiepreise vom 1. Halbjahr 2023 gegenüber denen vom 2. Halbjahr 2022 sind ggf. schraffiert dargestellt (bei Erdgas und Strom), Minderpreise mit einem orangenen Balken (bei Pellets).

Es lässt sich ablesen, dass die Erdgastherme mit Unterstützung durch Solarthermie unter den dezentralen Optionen die geringsten Kapitalkosten hervorruft. Allerdings sind die Wärmegestehungskosten der Wärmepumpen mit den Wärmegestehungskosten der Erdgastherme mit Solarthermie absolut vergleichbar und können diese u. U. sogar unterbieten, insbesondere wenn eine hauseigene Photovoltaik-Anlage genutzt werden kann.²¹ Die Investitionen in die PV-Anlage sind

²¹ Durch die Änderung des Gebäudeenergiegesetzes vom 19.10.2023 lässt sich eine neu eingebaute Erdgastherme längstens bis Ende 2028 ohne einen Anteil von erneuerbaren Gasen betreiben. Biome-
than, als derzeit wichtigstes verfügbares erneuerbares Gas, wird derzeit für Großkunden mit dem an-
derthalbfachen Preis von Erdgas gehandelt. Es ist daher absehbar, dass das aktuell gegenüber den
Spitzenkosten im Zuge der Energiepreiskrise durch den Ukrainekrieg wieder geringere Preisniveau der
Energiepreise der Erdgasheizung nur für ein Fünftel der voraussichtlichen Nutzungsdauer einer Erd-
gastherme anzusetzen ist. Die weiteren Entwicklungen der Energiepreise sind schwer abzuschätzen.

dabei nicht in der Grafik als Investitionskosten ausgewiesen, sondern im Preis (14,07 ct/kWh) für den selbst erzeugten Strom enthalten und gehen als Teil der Energiekosten in die Kosten der Wärmeerzeugung ein.

Vor allem aber zeigt Abbildung 7-17, dass die Wärmekosten eines Wärmenetzes, das Groß und Klein Berkenthin beliefert, unter den getroffenen Annahmen deutlich günstiger sind als die aller dezentralen Varianten. Zudem weist die Wärmeversorgung über ein Wärmenetz vom 2. Halbjahr 2022 zum 1. Halbjahr 2023 die geringsten Schwankungsbreiten auf.

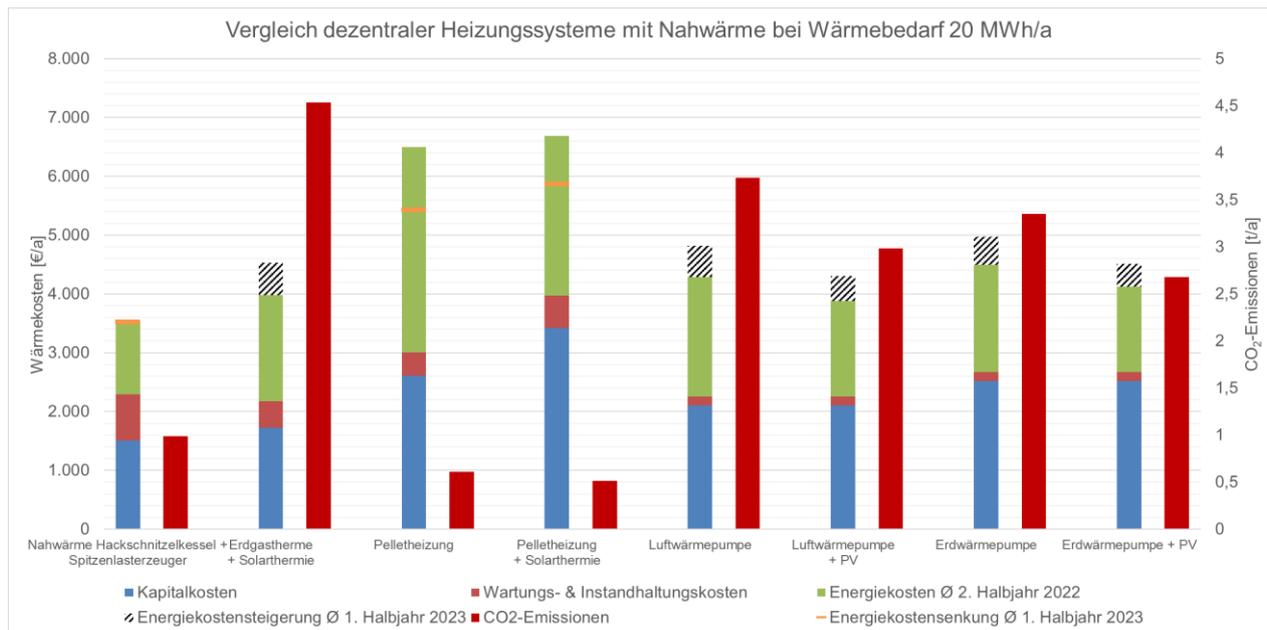


Abbildung 7-17: Vergleich der präferierten Fernwärmevariante mit den typischen zur Verfügung stehenden dezentralen Heizungstechnologien am Beispiel des Verbundnetzes (Klein und Groß Berkenthin)

Für den Vergleich eines Wärmenetzes mit dezentralen Optionen für Kählstorf oder eine isolierte Versorgung von Groß Berkenthin und Klein Berkenthin sind Abbildung 7-13 bis Abbildung 7-15 heranzuziehen. Für Kählstorf verliert das Wärmenetz seinen Kostenvorteil gegenüber den dezentralen Optionen. Allerdings ist hier beim dauerhaften Betrieb der Biogasanlage und des Biogas-BHKW eine besonders hohe Kostenstabilität möglich. Aufgrund der wenigen betroffenen Liegenschaften in Kählstorf lässt sich möglicherweise einfacher eine höhere Anschlussquote als 80 % erreichen, wenn vom Betreiber des Biogas-BHKW ein attraktiver und stabiler Preis angeboten werden kann. Dann würden die Kosten der Wärme aus dem Netz sinken. Ein Wärmenetz isoliert für Groß Berkenthin wäre, wie schon in Kapitel 7.1.6 dargestellt, noch günstiger als ein gemeinsames Netz, für Klein Berkenthin dagegen teurer.

Es muss dabei darauf hingewiesen werden, dass alle Anlagen und Energiepreise derzeit starken Schwankungen unterliegen und die Berechnungen für Wärmenetze in einem frühen Konzeptstadium wie hier typischerweise Ungenauigkeiten von bis zu 20 % aufweisen können. Die Auswirkungen von Kostenschwankungen werden im nachfolgenden Kapitel 7.4 näher betrachtet.

Die CO₂-Emissionen, die indirekt durch die Nutzung der Wärmepumpen hervorgerufen werden, liegen um ein Mehrfaches über den CO₂-Emissionen, die durch die Versorgung aus dem

Absehbar ist jedoch, dass alleine schon der steigende CO₂-Preis und die Kosten für den Betrieb eines Gasnetzes, dessen Betriebskosten aufgrund der Umstellung vieler Haushalte von immer weniger Kunden getragen werden müssen, langfristig zu Preissteigerungen führen werden.

Wärmenetz oder durch eine Pelletheizung verursacht werden. Diese hohen Emissionen sind auf die Emissionen aus der deutschen Stromerzeugung zurückzuführen. Wird „echter“ Ökostrom (Zerger, 2020) anstelle des Graustroms aus deutschem Strommix (oder anstelle von sogenanntem Ökostrom, für den lediglich für Strom aus fossilen Quellen ohne Verringerung der globalen Treibhausgasemissionen Zertifikate beschafft werden) zum Betrieb der Wärmepumpen eingesetzt, fallen nur noch minimale CO₂-Emissionen an. Mit zunehmendem Umstieg auf Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen werden diese CO₂-Emissionen jedoch automatisch sinken; zudem sind die Emissionen des in Schleswig-Holstein vorhandenen Strommix deutlich geringer (vgl. Kapitel 7.1.7).

7.4 SENSITIVITÄTSANALYSEN

Da in den Annahmen im Rahmen eines Quartierskonzeptes systembedingt noch Unsicherheiten liegen, werden in diesem Kapitel unterschiedlichste Sensitivitätsanalysen dargestellt und interpretiert. Diese Sensitivitätsanalysen variieren stets einen Parameter, der die Kosten beeinflusst, während alle anderen Parameter konstant gehalten werden. Diese Systematik zeigt Chancen und Risiken eines Projektes bzw. von Versorgungsoptionen auf und lässt auch eine Nutzung der zuvor erstellten Berechnungen unter geänderten Rahmenbedingungen zu. Wenn z. B. Energiepreise sich verändern, kann anhand der Grafiken die Auswirkung auf das Projekt überschlägig ermittelt werden.

Von herausgehobener Bedeutung ist vor allem, ob sich bei der Variation die Rangfolge der Wirtschaftlichkeit der Versorgungsvarianten verändert. Dies hätte zur Folge, dass die Entscheidung für eine bestimmte Versorgungsvariante bei sich ändernden Bedingungen ab einem bestimmten Punkt unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Gesichtspunkte anders ausfallen müsste.

Zur Abschätzung wirtschaftlicher Chancen und Risiken durch sich verändernde Energiepreise bedarf es zunächst der Quantifizierung möglicher Energiepreisentwicklungen. Hierbei wurde die Spanne so gewählt, dass sowohl eine Preissenkung auf das Preisniveau vor der Energiepreiskrise abgebildet werden kann sowie auch ein deutlicher Anstieg der jeweiligen Preise weit über das Niveau der kürzlich erlebten Energiepreiskrise hinaus. Es sei darauf hingewiesen, dass es sich bei den in den Sensitivitätsanalysen dargestellten Energiepreisen und Wärmegestehungskosten um Brutto-Werte (inkl. MwSt.) handelt.

Die Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen hängt wesentlich von der Anschlussquote ab - je höher die Anschlussquote, desto stärker werden die erforderlichen Investitionskosten auf viele Schultern verteilt. Aus diesem Grund werden die Auswirkungen einer geringeren / höheren Anschlussquote in Folge einer abweichenden Anzahl der an das Wärmenetz angeschlossenen Gebäude dargestellt.

Tabelle 7-7 gibt einen Überblick über die Eingangsparameter der Sensitivitätsanalyse. Basiswerte sind hier die Preise des ersten Halbjahres 2023.

Tabelle 7-7: Eingangsparameter der Sensitivitätsanalyse

| VERÄNDERLICHE PARAMETER | |
|---------------------------------|------------------|
| Erdgaspreis | 5 bis 25 ct/kWh |
| Strompreis | 10 bis 60 ct/kWh |
| Hackschnitzelpreis | 0 bis 15 ct/kWh |
| Biogaswärme | 0 bis 10 ct/kWh |
| Anschlussquote an das Wärmenetz | 40 bis 100 % |
| Kapitalzinssatz | 1 bis 7 % |

7.4.1 SENSITIVITÄTSANALYSEN DER ZENTRALEN VARIANTEN

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Sensitivitäten der zentralen Versorgungsoptionen dargestellt und anhand des Verbundwärmenetzes für Groß und Klein Berkenthin diskutiert. Zunächst werden dazu die Preise der wesentlich eingesetzten Energieträger variiert.

Da Erdgas in den zentralen Varianten lediglich zur Besicherung und Spitzenlastabdeckung eingesetzt wird, wird dessen Preis als nicht-wesentlicher Energieträger nicht variiert, da die Auswirkungen gering sind und alle Varianten nahezu gleichermaßen betreffen, sodass sich keine wertvollen Aussagen ableiten lassen.

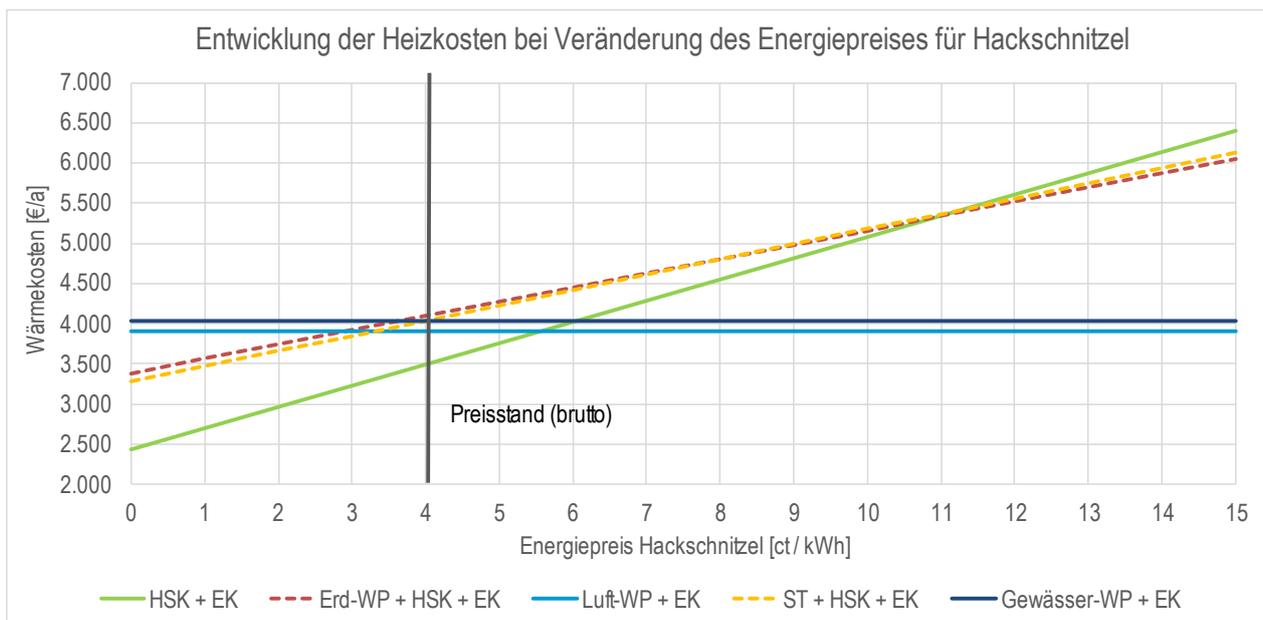


Abbildung 7-18: Darstellung der Abhängigkeiten der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Energiepreis für Holz hackschnitzel für den Einsatz im zentralen Hackschnitzelkessel am Beispiel des Verbundnetzes (OT Klein Berkenthin und Groß Berkenthin)

In Abbildung 7-18 sind die Auswirkungen des Preises für Hackschnitzel mit 20 % Restfeuchte auf die Heizkosten des Referenzgebäudes abgebildet. Es zeigt sich, dass der preisliche Vorteil, den die ausschließliche Nutzung von Holz hackschnitzeln im Wärmenetz beim angenommenen Preis bietet, schon durch Preissteigerungen der Holz hackschnitzeln von etwa 1,5 ct/kWh ausgeglichen würde. Gerade wenn viele Wärmenetze aufgrund der aktuell oft geringsten Kosten auf die Versorgung mit Hackschnitzeln setzen, besteht ein signifikantes Preisrisiko. Ebenso ist denkbar, dass es langfristig zu Importen kommt, bei denen ein nachhaltiger Abbau nicht mehr unbedingt gewährleistet werden kann.

In Abbildung 7-19 sind die Auswirkungen des Preises für Strom auf die Heizkosten des Referenzgebäudes abgebildet. Es ist ersichtlich, dass alle Varianten eine Sensitivität hinsichtlich des Strompreises aufweisen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in allen Varianten in geringem Maße Strom für Netzpumpen und Eigenbedarf der Wärmeerzeuger eingesetzt wird. Die deutlichste Abhängigkeit vom Strompreis haben die Varianten mit Wärmepumpenanteil. Sollte über zukünftig zu bauende Freiflächen-Photovoltaikanlagen oder Windkraftanlagen in der Nähe des Quartiers - z. B. unter Nutzung der Gemeindeöffnungsklausel von § 245 Abs. 5 BauGB - günstig Direktstrom bezogen werden können, für dessen Lieferung nicht das öffentliche Netz benutzt wird und keine entsprechenden Entgelte anfallen, könnte darin eine Chance für den günstigen Einsatz von Wärmepumpen bestehen.²² Windkraftanlagen sind dabei geeigneter als Photovoltaik, da sie in den Monaten mit hohem Wärmebedarf mehr Strom produzieren. Für eine weitestgehende Vollversorgung durch Wärmepumpen könnte die Kombination aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen optimal sein.

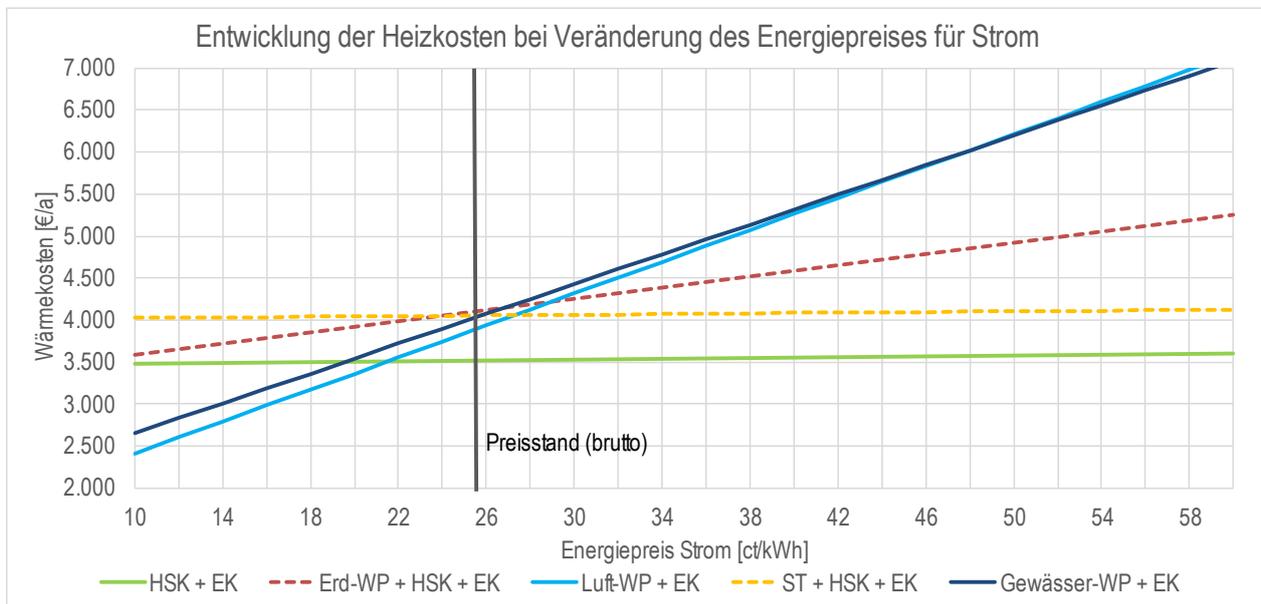


Abbildung 7-19: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Energiepreis für Strom für den Einsatz im Wärmenetz

In Abbildung 7-20 sind die Auswirkungen der Anschlussquote der Gebäude im Quartier auf die Heizkosten des Referenzgebäudes für die untersuchten Varianten dargestellt. Bei Varianten mit höherem Anteil der Investitions- an den Gesamtkosten sind die Auswirkungen einer geringeren Anschlussquote am gravierendsten.

Bei einer Anschlussquote von nur noch 60 % steigen die Kosten der Wärme aus dem Wärmenetz um 10 - 15 % an. Damit könnte immer noch eine Konkurrenzfähigkeit gegenüber den dezentralen Versorgungsoptionen gegeben sein. Bei geringeren Anschlussquoten werden die Kostensteigerungen jedoch auf jeden Fall schmerzhaft.

²² Die Kosten der entsprechenden Direktstromleitung wären gegenzurechnen. Ein kürzest möglicher Abstand der Anlagen zum Quartier würde somit der Bevölkerung die günstigsten Wärmepreise sichern.

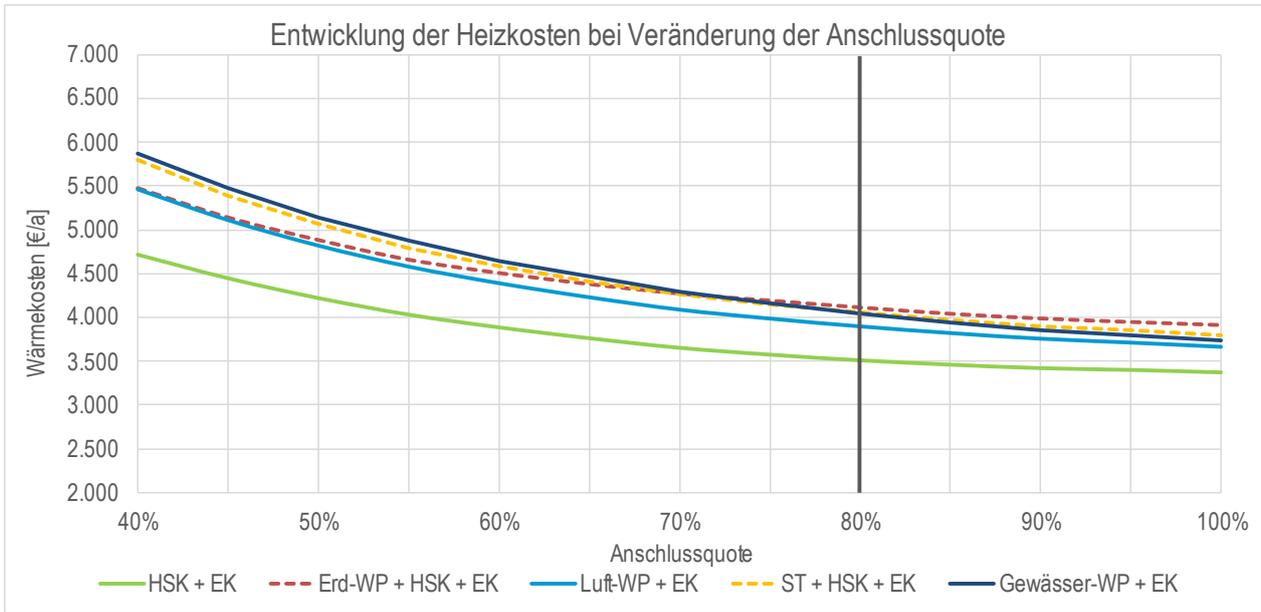


Abbildung 7-20: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh von der Anschlussquote der Gebäude des Quartiers

Für alle Varianten ist ein einheitlicher Kapitalzinssatz von 5 % p. a. angenommen worden. In Abbildung 7-21 sind die Auswirkungen unterschiedlicher Kapitalzinssätze auf die Heizkosten des Referenzgebäudes dargestellt. Auch hier reagieren Varianten mit höheren Investitionskosten sensibler.

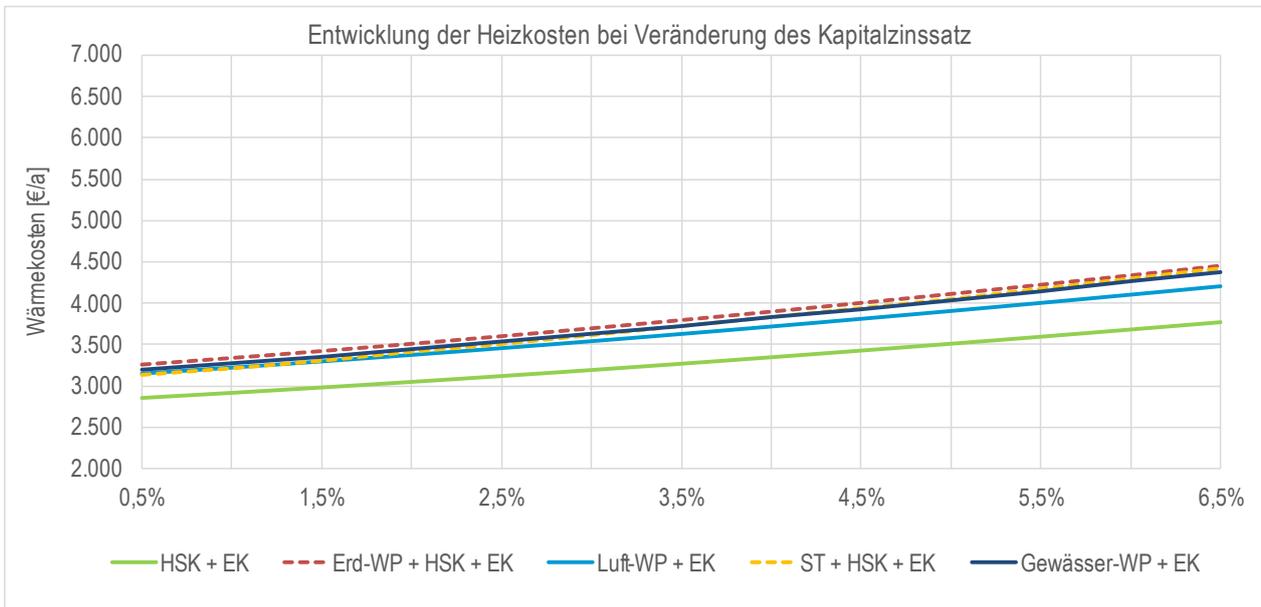


Abbildung 7-21: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Kapitalzinssatz

Auf Grund der hohen Nutzungsdauer des Wärmenetzes und damit einhergehend eines voraussichtlich bei der Kommune besonders langen Tilgungszeitraums könnten die Kapitalzinsen nach Ablauf der ursprünglich vereinbarten Zinsbindungsfrist auch geringer ausfallen. Dabei ist zu beachten, dass bei Betreibern in privater Rechtsform Banken i. d. R. auf eine vollständige Tilgung der Kredite innerhalb von 15 bis maximal 20 Jahren drängen und lediglich bei einer Kommune längere Tilgungsdauern akzeptiert werden dürften. Ebenso liegt darin ein Preissteigerungsrisiko.

Dies dürfte allerdings dadurch kompensiert werden, dass höhere Zinsen meist mit einer höheren Inflation verbunden sind, so dass bei einer Neuausschreibung des Betriebs des Wärmenetzes aufgrund des allgemein gestiegenen Preisniveaus auch höhere Pachtzahlungen erzielbar sein dürften.

7.4.2 SENSITIVITÄTSANALYSEN DER DEZENTRALEN VARIANTEN IM VERGLEICH MIT EINER ZENTRALEN VARIANTE

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Sensitivitäten der dezentralen Versorgungsoptionen dargestellt und diskutiert. Dazu werden die Preise der wesentlich eingesetzten Energieträger variiert.

Tabelle 7-8: Legende der Diagramme zur Sensitivitätsanalyse

| | | | |
|-----|-----------------------|-----|----------------|
| DZ | Dezentrale Versorgung | PH | Pelletheizung |
| EWP | Erdwärmepumpe | LWP | Luftwärmepumpe |
| GH | Gasheizung | ST | Solarthermie |

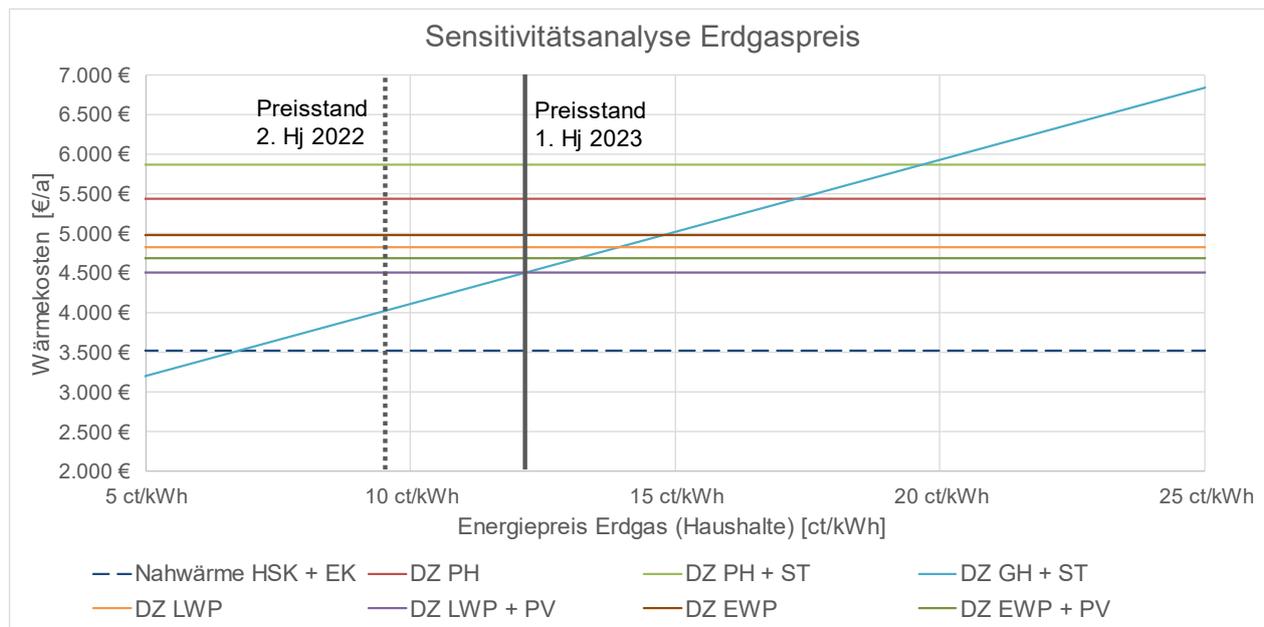


Abbildung 7-22: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Erdgaspreis

In Abbildung 7-22 sind die Auswirkungen des Erdgaspreis für Privatkunden auf die Beheizungskosten des Referenzgebäudes dargestellt. Es wird ersichtlich, wie stark die Heizkosten bei Einsatz einer Gasbrennwerttherme in Kombination mit Solarthermie vom Erdgaspreis abhängen. Bei einem Gaspreis unterhalb von etwa 6,5 ct/kWh brutto ist die Erdgastherme günstigster als das Wärmenetz. Ab einem Gaspreis von etwa 15 ct/kWh brutto hingegen ist die Erdgastherme teurer als die günstigste Wärmepumpenvariante.

Darüber hinaus sei darauf hingewiesen, dass es sich bei dem zu Grunde liegenden Energiepreis für Erdgas nicht um den Arbeitspreis, sondern den Vollpreis handelt, in dem der Grundpreis inkludiert ist. Soll ein bestimmter Gaspreis in dieser Grafik eingeordnet werden, so ist darauf zu achten, dass nicht ausschließlich der Arbeitspreis herangezogen wird, sondern auch der Grundpreis auf die bezogene Energiemenge umzulegen ist.

In Abbildung 7-23 sind die Auswirkungen des Strompreises auf die Beheizungskosten des Referenzgebäudes dargestellt. Es lässt sich erkennen, dass alle Varianten eine gewisse Abhängigkeit vom Strompreis aufweisen, da alle Heizungssysteme Strom als Hilfsenergie benötigen. Eine deutliche Abhängigkeit besteht hingegen nur bei den Wärmepumpen.

Es lässt sich ableiten, dass erst unterhalb eines Strompreises von 20 ct/kWh die günstigste Wärmepumpe mit dem Wärmenetz konkurrieren kann. Dieser Preis wird aber alleine schon durch Mehrwertsteuer und die gesetzlichen Umlagen erreicht, so dass deutlich ist, dass ein Wärmenetz in der Regel günstiger sein dürfte als Wärmepumpen. Im Vergleich zur günstigsten Wärmepumpen-Variante ist die Gasheizung bei aktuellen Preisen ab einem Strompreis von etwa 39 ct/kWh günstiger.

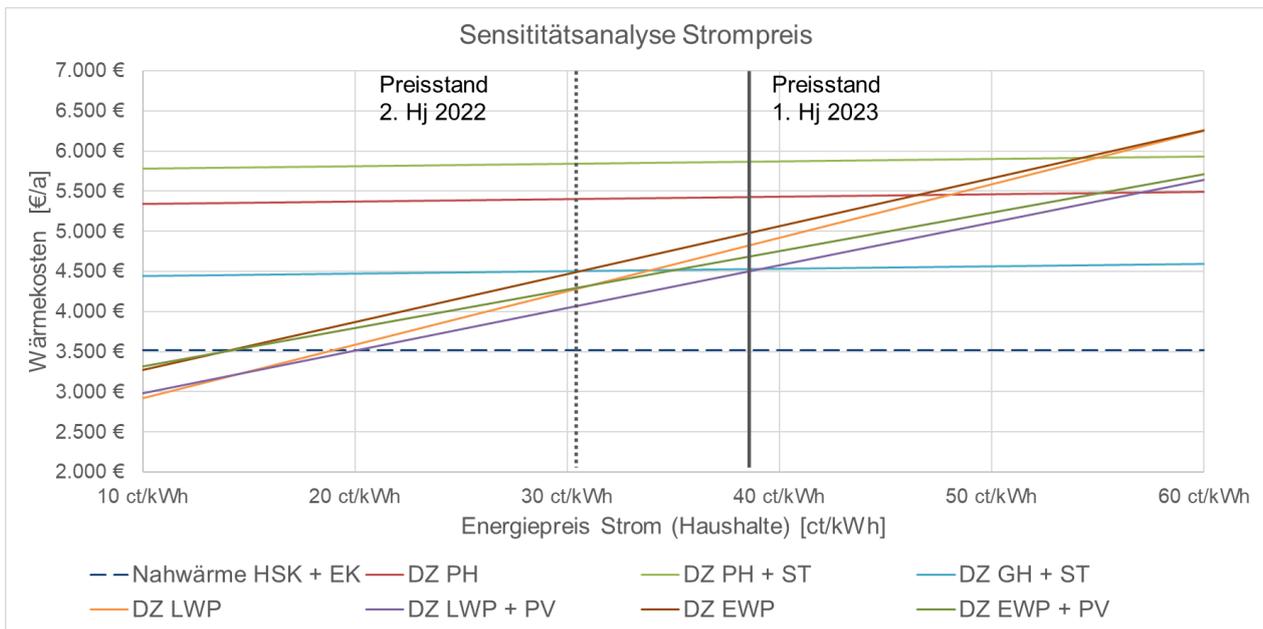


Abbildung 7-23: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Strompreis (für Privat bzw. Großkunden)

Wie Abbildung 7-24 zeigt, müssten die Pelletpreise gegenüber dem aktuellen Stand deutlich sinken, damit diese Versorgungsoptionen in einen konkurrenzfähigen Bereich kommt.

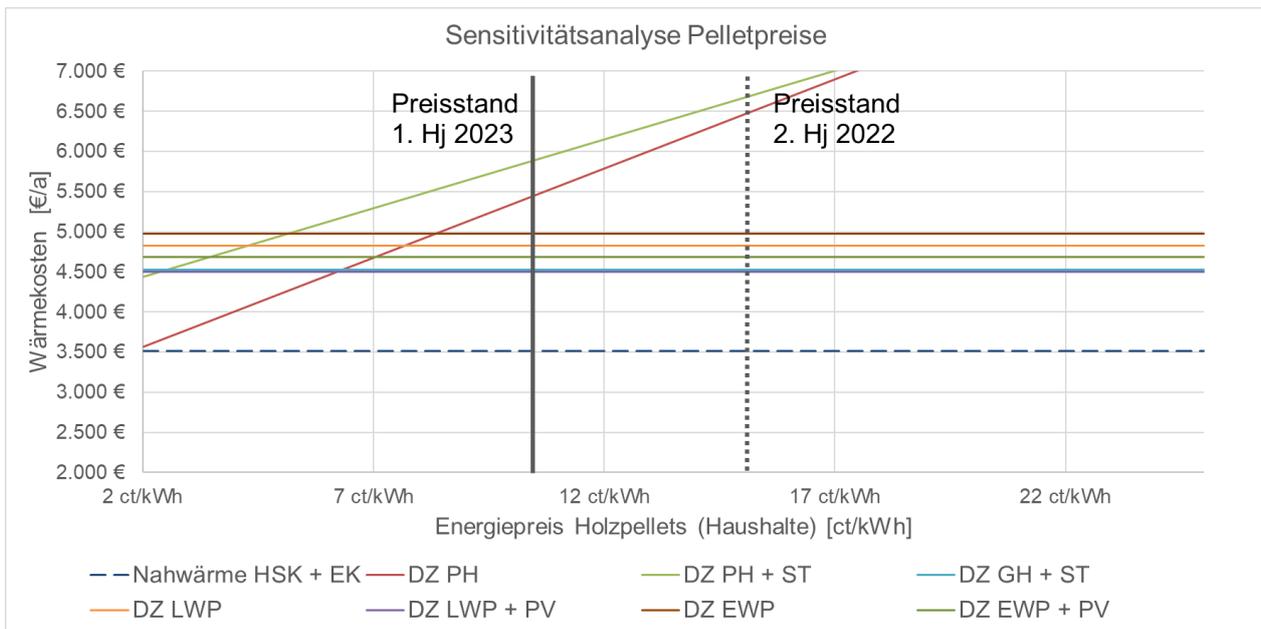


Abbildung 7-24: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Holzpelletpreis

7.5 ZUSAMMENFASSUNG WÄRMEERZEUGUNG

Berkenthin hat gute Chancen, ein gemeinsames Wärmenetz für Groß Berkenthin und Klein Berkenthin zu errichten. Bei dem aktuellen Preisniveau wäre ein solches Wärmenetz durchaus konkurrenzfähig gegenüber dezentralen Versorgungsoptionen in den einzelnen Häusern.

Am günstigsten ist laut den aktuellen Berechnungen ein Wärmenetz, das weitestgehend über einen Holzhackschnitzelkessel, ergänzt lediglich durch eine Spitzenlastherzeugung und Redundanzbesicherung durch einen selten zum Einsatz kommenden Erdgaskessel, versorgt wird. Mit dieser Variante ist jedoch eine einseitige Abhängigkeit von nur einem Brennstoff gegeben, der derzeit in vielen Quartieren als am günstigsten eingeschätzt wird und bei dem daher die Nachfrage und die Preise deutlich steigen könnten. Es wäre also zu überlegen, ob nicht eine Variante, die auf mehreren Versorgungsoptionen beruht, vorzuziehen wäre.

Besonders attraktiv können Wärmepumpen sein, die mit Direktstrom aus lokalen Windkraftanlagen, ggf. ergänzt durch Photovoltaikanlagen, betrieben werden. Da entsprechende Windkraftanlagen bisher in Berkenthin nicht vorhanden sind, wäre ggf. von der Gemeindeöffnungsklausel gemäß § 245 Abs. 5 BauGB Gebrauch zu machen. Je näher am Quartier die Anlagen sind, desto günstiger wird die Wärme aus dem Netz. Hier ist also ggf. eine politische Abwägung zu treffen, die möglicherweise leichter wird, wenn die Bürger*innen von der Windkraftanlage durch einen besonders niedrigen Wärmepreis profitieren.

Ein entscheidender Faktor für jedes Wärmenetz ist die Anschlussquote, die hier zunächst mit 80 % angesetzt wurde. Auch bei etwas geringeren Quoten ist ein Wärmenetz weiterhin konkurrenzfähig. Zudem würde der praktische Ausbau auch so gestaltet, dass Bereiche mit hohen Anschlussquoten und Wärmeliniedichten als erstes angeschlossen würden und Bereiche mit geringen später oder ggf. auch gar nicht. Wird das Netz nicht in allen Bereichen Berkenthins ausgebaut, ist lediglich die Anschlussquote in den Bereichen entscheidend, die erschlossen werden.

Mit Blick auf die Anschlussquote wäre es hilfreich, wenn die Gemeinde ihren Bürger*innen schnellstmöglich die Sicherheit geben würde, dass bzw. wo ein Wärmenetz kommen wird. Die zu erschließenden Bereiche können sich in einem iterativen Prozess, basierend auf einer zunächst noch unverbindlichen Interessenbekundung, ergeben.

Zu klären ist die Frage, wer das Wärmenetz bauen und betreiben würde. Sollten sich angesichts der Investitionskosten keine privaten Interessenten für den Bau finden, könnte dieser auch durch die Kommune erfolgen, die das Netz dann für den operativen Betrieb für z. B. 20 Jahre an das Unternehmen verpachtet, das auch den Bau hat ausführen lassen.

In Kählstorf sind die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen eines Wärmenetzes ungünstiger, so dass höhere Anschlussquoten als 80 % für die Konkurrenzfähigkeit gegeben sein müssten. Auch hier gilt, dass nicht der gesamte Ortsteil erschlossen werden müsste. Aufgrund der vergleichsweise geringen Anzahl an Liegenschaften könnte es leichter sein, im direkten Kontakt mit den Eigentümer*innen zu klären, ob bzw. wo ein ausreichendes Anschlussinteresse besteht.

Im Zuge der weiteren Öffentlichkeitsarbeit sollten nicht nur die wirtschaftlichen Vorteile eines Wärmenetzes hervorgehoben werden, sondern auch qualitative Aspekte wie der höhere Komfort, die Befreiung von sämtlichen Aufgaben wie Wartung, Reparatur und Schornsteinfeger, die zu erwartende vergleichsweise hohe Kostenstabilität, sofern entsprechende Preisgleitklauseln angeboten werden sowie der Platzgewinn insbesondere gegenüber dezentralen Öl- und Pelletheizungen.

Sollte ein Wärmenetz realisierbar sein, benötigt dies auf jeden Fall die in den Wirtschaftlichkeitsrechnungen bereits berücksichtigte BEW-Förderung. Für diese ist in Modul 1 die Erstellung einer Machbarkeitsstudie erforderlich, die zu 50 % gefördert wird. Teilweise kann diese auf den Ergebnissen des Quartierskonzeptes aufbauen, sie geht jedoch im Konkretisierungsgrad mit Betrachtungen bis einschließlich HOAI-Leistungsphase 4 über diese hinaus. Nähere Angaben finden sich in Kapitel 12.

8. MOBILITÄT

Ein maßgeblicher Teil des Energiebedarfs und der CO₂-Emissionen nach dem Verursacherprinzip²³ entfällt gerade bei Kommunen im ländlichen Raum auf die Mobilität. Anders als in städtischen Bereichen sind dabei der Veränderung des Modal Split (Ersatz von Kfz.-Fahrten durch ÖPNV, Radfahrten und Fußwege) Grenzen gesetzt, bzw. müssen diese im regionalen Kontext statt auf Quartiersebene betrachtet werden (z. B. Entscheidung des Kreises als Aufgabenträger über die Ausweitung des ÖPNV als Linienverkehr oder On-Demand-Angebot).



Abbildung 8-1: Impressionen vom BarCamp „Mobilität“

Handlungsbedarfe bei der Gestaltung der örtlichen Mobilität sind vor allem den Bewohner*innen bekannt. Insofern wurde im gesamten Ort zu einem BarCamp Mobilität am 30. April 2023 im Sportzentrum eingeladen. Ein BarCamp ist eine hochgradig partizipative Methode, bei der die Teilnehmenden im gegebenen Themenrahmen - hier „Mobilität“ - selbst die Initiativen vorschlagen und auswählen, die sie dann in verschiedenen Kleingruppen bearbeiten möchten. Die Ergebnisse wurden von den einzelnen Arbeitsgruppen nach einem vorgegebenen Schema dokumentiert und in einem abschließenden Plenum vorgestellt, so dass die Beteiligten, die Gemeindevertretung und andere Akteure im Anschluss die Initiativen aufgreifen und ggf. die Umsetzung unterstützen können.

Als Themen wählten die Teilnehmenden

²³ in der Abgrenzung zum Territorial- oder Quellenprinzip

- Carsharing,
- Mitfahrgelegenheiten / Mitfahrapp,
- Fahrradwege,
- Rad- & Fußwege,
- verkehrsberuhigte Zonen,
- Sitzbänke und
- ÖPNV.

Die Ergebnisse sind in Abbildung 8-2 dokumentiert. Die Verfolgung der Umsetzung obliegt vor allem der Gemeindevertretung bzw. dem Bau- & Wegeausschuss in Kooperation mit dem Ausschuss für Umwelt & Planung.

| <p style="text-align: center;">Mobilität in Berkenthin</p> <p>Initiative: Carsharing</p> <p>Die Initiative ist umgesetzt. Wir haben Folgendes erreicht:</p> <ul style="list-style-type: none"> - die Anzahl der Privatautos hat sich halbiert - es gibt mind. einen Carpool - verteilt auf mehrere Standorte, sehr flexibles - verschiedene Fahrzeugangebote (Kombi & Kleinwagen) - Buchung über P2P <p>Dies waren die wichtigsten Umsetzungsschritte:</p> <ul style="list-style-type: none"> Platzierter finden ↳ eigene Gemeinschaft? Bedarfsanalyse → Fördermittel einwerben ↳ Anreizsetzung Partner zu z.B. Dorpsindiv. - Sch. de / Stadtauto + Anbieter? Wichtige Themen Offenheit/Anzahl Spannung finden <p>Mitgewirkt haben ...</p> <p>Projektteam aus GV, Nachhaltigkeitsrat, Interne Netzwerke, externe Partner</p> <p>Jeil Alghisari (Rat, Land, Bus, EV) + Sponsoren</p> <p>Was sonst noch alles wichtig war (Kosten, Rahmenbedingungen, ...):</p> <p>Markungsbedingungen, Mietbedingungen, z.B. Parkraum</p> | <p style="text-align: center;">Mobilität in Berkenthin</p> <p>Initiative: Mitfahrapp/-gelegenheiten</p> <p>Die Initiative ist umgesetzt. Wir haben Folgendes erreicht:</p> <p>Wir haben eine Mitfahrapp</p> <p>Dies waren die wichtigsten Umsetzungsschritte:</p> <ul style="list-style-type: none"> informieren, was für Apps es inzwischen gibt, welche Kosten entstehen ggf. Öffentlichkeitsarbeit (Presse etc.) Bobin App: kostenlose App www.bobenop.de <p>Mitgewirkt haben ...</p> <p>Gemeinde, Nachhaltigkeitsrat</p> <p>Was sonst noch alles wichtig war (Kosten, Rahmenbedingungen, ...):</p> |
|--|--|

Mobilität in Berkenthin

Initiative: Fahrradwege:

Die Initiative ist umgesetzt. Wir haben Folgendes erreicht:
 in stand gestellte Radwege z.B. Kanalweg
 Fahrrad Schnellweg nach Hl

Dies waren die wichtigsten Umsetzungsschritte:
 Bedarfsanalyse
 Kontakt zum Wasser schiffahrtsamt → anderes Bldg

Mitgewirkt haben ...
 Gemeinde, Land, EU
 Wasser schiffahrtsamt

Was sonst noch alles wichtig war (Kosten, Rahmenbedingungen, ...):

Mobilität in Berkenthin

Initiative: Verkehrsberuhigte Zonen!

Die Initiative ist umgesetzt. Wir haben Folgendes erreicht:
 Bundesstraße vor MARKANT-VERKEHRSSICHERHEIT
 FÜR FUSSGÄNGER
 FUSSGÄNGER ÜBER WEGE z.B. vor MARKANT
 FUSSGÄNGER ÜBER WEGE ECKE LANDHAUS
 GESCHWINDIGKEITS KONTROLLEN z.B. Bundesstr
 BERLINER STRASSE

Dies waren die wichtigsten Umsetzungsschritte:
 VERKEHRT VERKEHRSS KONTROLLEN
 TUNNEL LÜBECKER STR (AMPPEL) VERKEHRSSICHERHEIT
 FLUCH FÜR BUNDESSTRASSEN SOLLTE FÜR
 ORTSDURCHFARTEN GESCHWINDIGKEITS BE-
 GRENZUNGEN GELTEN!

Mitgewirkt haben ... SOLLTEN
 KREIS, GEMEINDE, POLIZEI-VERKEHRSS-
 AUFSICHT

Was sonst noch alles wichtig war (Kosten, Rahmenbedingungen, ...):

Mobilität in Berkenthin

Initiative: Rad- und Fußwege

Die Initiative ist umgesetzt. Wir haben Folgendes erreicht:
 - Radwege sind deutlich gekennzeichnet
 (einschließl. Fahrbahnbeschränkungen) / ggf. auf der Straße
 - Radwege getrennt von Fußwegen
 - sichere Überquerungen / mehr Quer. - kleine Zugänge zu den Gebäuden
 - sichere Tunneldurchfahrt - Barrierefrei

Dies waren die wichtigsten Umsetzungsschritte:
 - Projekt-Team
 - Planung
 - Gespr mit Stakeholdern
 - Baumaßnahmen
 - Werbung für „gutes Miteinander“

Mitgewirkt haben ...
 - Gemeinde / Was / Land / Bund / EU
 ↳ für Genehmigungen + Gelder

Was sonst noch alles wichtig war (Kosten, Rahmenbedingungen, ...):

Mobilität in Berkenthin

Initiative: Sitzbänke in der Gemeinde

Die Initiative ist umgesetzt. Wir haben Folgendes erreicht:
 - Die „Runde Althausheim“ → Althaus St → Friedruch → Zehn St. jede Straße eine Bank
 - Bank Fahrradweg Große Sackm. Berliner Str, von Drosselweg zum Tald.
 - Bänke stellen Bänke zu „Einzelst.“ zu viele

Dies waren die wichtigsten Umsetzungsschritte:
 - Gemeinde erlaubt Bänke + stellt sie auf + pflegt sie (ggf. Bänkmutter)
 - Bürgerinitiative starten
 - Geschäfte (Penny, Bauhaus...) mobilisieren unterstützen

Mitgewirkt haben ...
 GV, Bauhof mitarbeiter, interessierte Gemeindevorstände

Was sonst noch alles wichtig war (Kosten, Rahmenbedingungen, ...):
 Genehmigungen?
 Kosten → Sponsoren suchen

| | |
|---|---|
|  |    |
| <h3>Mobilität in Berkenthin</h3> | |
| <p>Initiative: ÖPNV</p> <p>Die Initiative ist umgesetzt. Wir haben Folgendes erreicht: Regelmäßige (mindestens 1xh) / 7 Tage! (+Ferien) Verbindung nach • RZ = Knotenpunkte • Odersleben • HL</p> | |
| <p>Dies waren die wichtigsten Umsetzungsschritte:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anbieter finden • Autonom? (=> Pilotprojekt?) • potentielle Nutzerzahlen erheben • Kommunikations-Strategie • Haftstellen & Fahrplan definiert | |
| <p>Mitgewirkt haben ...</p> <ul style="list-style-type: none"> • Gemeinde • LGA • Hochschulen / Forschung (autonom) • Land / Bund / EU (Geld) • Bürger • Projekt-Team! • externe Beratung? | |
| <p>Was sonst noch alles wichtig war (Kosten, Rahmenbedingungen, ...):</p> <p>30: 700 / Jahr? Integration ins D-Ticket</p> | |

Abbildung 8-2: Ergebnisse des BarCamps „Mobilität in Berkenthin“

9. UMSETZUNGSHEMMNISSE UND MÖGLICHKEITEN ZU IHRER ÜBERWINDUNG

9.1 GEBÄUDESANIERUNG

Die Gebäudesanierung ist klimapolitisch eine besondere Herausforderung: Ein großer, zusammenhängender Anteil der Energiebedarfsdeckung in Deutschland wird für die Raumwärmebereitstellung verwandt. Vom gesamten bundesdeutschen Endenergieverbrauch in 2018 betrug der Energieaufwand für die Beheizung der Gebäude, wie in Abbildung 9-1 dargestellt, ca. 25 % (BMWi, 2018).

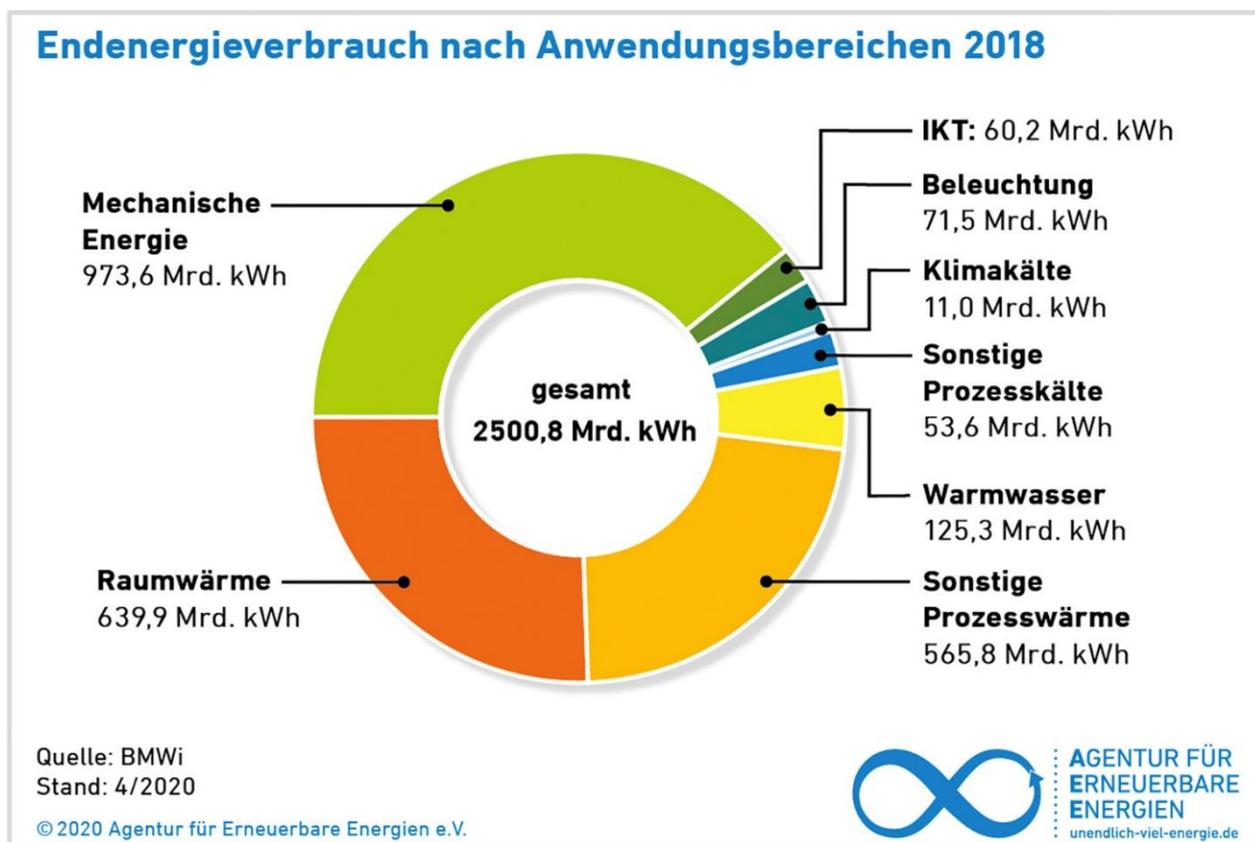


Abbildung 9-1: Endenergieverbrauch 2018 in Deutschland (SBZ Monteur, 2020)

Die Bundesregierung hat auf die Herausforderung der Reduktion der Treibhausgasemissionen im Gebäudebestand mit umfangreichen Förderprogrammen reagiert. Trotzdem bestehen Hemmnisse, die Fortschritte bei der Gebäudesanierung, die für das Erreichen der Klimaschutzziele der Bundesrepublik - Klimaneutralität bis 2045 - notwendig wären, behindern.

Viele sind begründet in der Haltung der Eigentümer zum Thema Gebäudesanierung. Typische Äußerungen, die z. B. in den bilateralen Gesprächen während der Energieberatungen vor Ort zu hören waren, sind folgende:

- „Die Energiepreise steigen, aber mich überfordert die Fülle der technischen Möglichkeiten zur energetischen Sanierung.“
- „Ich bekomme keine Energieberatung und keine Angebote von den Handwerksfirmen.“
- „Die Förderanträge sind zu umständlich und ohne Experten verstehe ich das nicht.“

- „Für wen soll ich denn sanieren? Wir haben doch niemanden, der das Haus übernehmen würde!“
- „Die Sanierungskosten sind einfach zu hoch, das rechnet sich nicht.“
- „Das Thema Gebäudesanierung ist mir zu komplex und da kann man viel falsch machen. Nachher bildet sich noch Schimmel!“

Begegnet werden kann diesen Hemmnissen durch eine kontinuierliche Beratung über die technischen Möglichkeiten und finanziellen Förderungen von Sanierungen. Dies ist ein wichtiger Bestandteil des Sanierungsmanagements. An die Notwendigkeit der jetzt dringenden Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen muss immer wieder erinnert werden.

9.2 LEITUNGSGEBUNDENE WÄRMEVERSORGUNG

9.2.1 TECHNISCHE HERAUSFORDERUNGEN

Wärmenetze wurden bereits von den Römern genutzt. Ihr Bau und Betrieb sind etablierte Vorgehensweisen, die keine technischen Herausforderungen bieten. Die Möglichkeiten der Dämmung zur Minimierung der Wärmeverluste haben sich in den vergangenen Jahrzehnten kontinuierlich verbessert.

Auch bei den hier in Frage kommenden Technologien zur Wärmeherzeugung - Wärmepumpen, Hackschnitzelkessel, Solarthermie - handelt es sich um etablierte Technologien.

9.2.2 RECHTLICHE UND ORGANISATORISCHE HERAUSFORDERUNGEN

Die maßgebliche organisatorische Herausforderung besteht in der Klärung der Betreiberfrage. Hier bestehen die in Kapitel 7.1.8 beschriebenen Möglichkeiten mit ihren jeweiligen Vor- und Nachteilen sowie Rahmenbedingungen.

Die im Detail zu beachtenden rechtlichen Aspekte (vor allem Vergabe- und Konzessionsrecht, ggf. Kommunalrecht) sind zu klären, sobald die Kommune über ihre Präferenzen hinsichtlich möglicher Betreibermodelle entschieden hat.

Hier sind rechtzeitig Kontakte mit der Kommunalaufsicht zu suchen, um auch deren Zustimmung zu sichern.

9.2.3 WIRTSCHAFTLICHE HERAUSFORDERUNGEN

Eine wirtschaftliche Herausforderung besteht in den Kostenentwicklungen von Wärmenetzsystemen. Die Zurückhaltung bei der Einführung von Wärmenetzsystemen auf Basis erneuerbarer Energieträger in den vergangenen Jahrzehnten, u. a. aufgrund der Verfügbarkeit billiger und vermeintlich sicherer Erdgaslieferungen vor allem aus Russland, hat trotz der bekannten Klimaschutz-Notwendigkeiten zu einem Entscheidungs- und Investitionsstau geführt. Da die Illusion der billigen und sicheren Erdgasversorgung mit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine geplatzt ist, werden nun in sehr vielen Kommunen Wärmenetzsysteme auf Basis regionaler erneuerbarer Energieträger geplant. Dies führt zu einer stark erhöhten Nachfrage, die vermutlich erst im Laufe der Zeit durch zusätzliche Angebote gedeckt werden kann. Somit besteht das Risiko steigender Kosten und / oder längerer Ausführungsfristen. Steigende Kosten werden zusätzlich befeuert, wenn die Zinsen auf einem hohen Niveau bleiben oder sogar noch weiter bzw. wieder steigen sollten.

Diesen Herausforderungen kann nur durch ein rasches Vorantreiben der Entscheidungen begegnet werden - sofern nicht auf ein langfristig wieder deutlich sinkendes Preisniveau spekuliert wird. Ein Abwarten bietet aber keine Garantien für niedrigere Kosten und würde das Ziel der Klimaneutralität gefährden.

Die Belastung durch hohe Zinsen könnte durch eine Betreiberkonstellation, die die Nutzung von Kommunalkreditkonditionen ermöglicht, gemildert werden - unter der Annahme, dass in dieser Konstellation zu gleichen Kosten gebaut werden kann.

Die zweite wirtschaftliche Herausforderung besteht in der Sicherung einer ausreichend hohen Anschlussquote an das Wärmenetz. Dieser muss durch eine intensive, systematische und klare Öffentlichkeitsarbeit unter Einbeziehung des zukünftigen Betreibers begegnet werden. Ggf. sollten zuerst die Straßen bzw. Quartiersbereiche erschlossen werden, die über die höchsten Wärmeliendichten bzw. das höchste Anschlussinteresse verfügen. Je nach gewählten Materialien der Wärmeleitungen kann ein nachträglicher Anschluss technisch schwierig sein. Insofern könnten Modelle angeboten werden, die einen kurzfristigen Anschluss sichern, bei denen die Lieferung aber erst später aufgenommen wird. Die Anschlussnehmer müssten dann aber darüber aufgeklärt werden, dass die Förderung des Hausanschlusses bei einer späteren Aufnahme der Lieferungen nicht unbedingt gesichert ist und das Preismodell muss auch den Interessen des Betreibers Rechnung tragen. Es wird für die meisten Nutzer*innen also unattraktiver sein als die sofortige Aufnahme der Lieferungen.

Ein Hemmnis für eine hohe Anschlussquote eines Wärmenetzes ist auch der Einbau von Wärmepumpen, z. B. in Haushalten, deren bisheriger Heizkessel irreparabel ausfällt. Erste Versorgungsunternehmen bieten hier in Kooperation mit örtlichen Handwerksunternehmen temporäre Lösungen an, bei denen Kunden, die sich kurzfristig an das Wärmenetz anschließen lassen und die über noch gut funktionsfähige Erdgaskessel verfügen, diese abgekauft und bei den Kunden, deren Heizungsanlage ausfällt, die sich aber erst später an das Wärmenetz anschließen lassen können, temporär eingebaut wird. Dies stellt eine win-win-Situation dar: Zum einen werden den Kunden, die sich bei einem noch voll funktionsfähigen Erdgaskessel schnell an das Netz anschließen können, finanzielle Anreize geboten. Zum anderen sind auch die Kunden, bei denen ein Anschluss erst später möglich ist, bei einem akuten Ausfall ihrer jetzigen Heizung nicht für viele Jahre oder ganz für das Wärmenetz verloren sind.

Im Sinne einer Vermeidung von Fehlanreizen wäre es auch sinnvoll, wenn in Bereichen, in denen ein Wärmenetz geplant ist - z. B. als Ergebnis eines Quartierskonzeptes oder spätestens der kommunalen Wärmeplanung - Wärmepumpen nicht mehr staatlich gefördert würden. Damit könnten auch der ggf. erforderliche Ausbau von Strom-Verteilnetzen sowie in Zeiten von Dunkelflaute die elektrischen Leistungen auf die Gebiete fokussiert werden, in denen kein Wärmenetz möglich ist. Diese Entscheidung liegt jedoch nicht in der Hand der Gemeinde.

Möglich zur Sicherung einer hohen Anschlussquote wäre der Erlass einer Anschluss- und Benutzungspflicht für das Wärmenetz. Wenngleich die rechtlichen Voraussetzungen dazu mit § 17 GO SH in Verbindung mit § 109 GEG bestehen, führt dies regelmäßig zu politischen Kontroversen, da es ein Eingriff in die Entscheidungsfreiheit der Bürger*innen darstellt. Als politisch legitim könnte es dann angesehen werden, wenn in einem Quartier eine Mehrheit der Bürger*innen einen Anschluss an das Wärmenetz wünscht, die Anschlussquote für einen wirtschaftlich darstellbaren Betrieb aber durch eine Minderheit, die keinen Anschluss wünscht, verhindert würde. Die Nicht-Errichtung des Wärmenetzes würde dann ja die Entscheidungsfreiheit der Mehrheit einschränken.

Beim Erlass einer Anschluss- und Benutzungspflicht würden wohl im Sinne von § 17 Abs. 2 Satz 2 GO SH Gebäude, die bereits über eine regenerative Wärmeversorgung - etwa in Form einer Wärmepumpe - verfügen, ausgenommen. Daher sollte eine Entscheidung über eine Anschluss- und Benutzungspflicht dann, wenn sie gewünscht ist, schnellstmöglich fallen.

9.3 MOBILITÄT

Die Hemmnisse bei der im BarCamp gewünschten Verbesserung der Mobilität hängen von der jeweiligen Maßnahme ab. Während einige Verbesserungen, wie die Errichtung von Sitzbänken oder - nach der 35. StVO-Reform, die eine Ausweitung von Tempo-30-Zonen erleichtert - Verkehrsberuhigung, bei entsprechendem politischen Willen leicht umsetzbar sein dürften und in der Entscheidungskompetenz der Gemeinde liegen, könnte z. B. die von Kreis verantwortete und zu finanzierende ÖPNV-Verbesserung längere Diskussionsprozesse erfordern.

10. ÖFFENTLICHKEITSARBEIT

10.1 LENKUNGSGRUPPE

Primäre Aufgabe der Lenkungsgruppe ist die Steuerung des Projektes. Gleichzeitig können ihre lokalen Mitglieder in das Quartier hinein kommunizieren und dienen auch als Resonanzgruppe für Reaktionen aus dem Quartier. Zur Lenkungsgruppe gehörten

- der Bürgermeister,
- verschiedene Mitglieder der Gemeindevertretung,
- das Amt Berkenthin,
- der auf Honorarbasis tätige Klimaschutzmanager der Gemeinde,
- weitere in Berkenthin engagierte Privatpersonen

sowie geschäftsführend die Arbeitsgemeinschaft aus IPP ESN sowie FRANK Ecozwei.

Die Lenkungsgruppe trat im Projektverlauf zu fünf Sitzungen zusammen, in denen jeweils der Projektstand und Zwischenergebnisse diskutiert und Anregungen für die weitere Arbeit aufgegeben wurden. Die erste Sitzung fand statt am 14. September 2023, die fünfte in Form einer Arbeitssitzung der gesamten Gemeindevertretung am 29. August 2024. Zusätzlich erfolgte mit Teilen der Lenkungsgruppe zu Beginn des Projektes eine Quartiersbegehung, die der Festlegung der Baualtersklassen verschiedener Siedlungsbereiche sowie der Identifikation anderer energetisch relevanter Sachverhalte diente.

10.2 ALLGEMEINE ÖFFENTLICHKEIT

Die allgemeine Öffentlichkeit wurde in drei Veranstaltungen eingebunden, zu der über die Presse, die Website der Gemeinde und per Post alle Bewohner*innen des Quartiers eingeladen wurden:

- In der Auftaktveranstaltung am 1. November 2023, die gemeinsam für die parallel laufenden Quartierskonzepte Berkenthin und Klempau stattfand, wurden die anstehenden Arbeiten des Quartierskonzeptes vorgestellt, allgemeine Informationen zu Sanierungsmöglichkeiten gegeben und es konnten Bewerbungen um die Mustersanierungsberatungen abgegeben werden. Auf dieser Veranstaltungen konnte die Teilnehmenden auch Einschätzungen zu ihrer aktuellen Beheizungssituation abgeben (vgl. Abbildung 10-1p).
- Auf der zweiten öffentlichen Veranstaltung am 20. Februar 2024 wurden die Ergebnisse der Mustersanierungsberatungen vorgestellt. Diese Veranstaltung erfolgte gemeinsam mit der für die parallel in Bearbeitung befindlichen Quartierskonzepte der Nachbargemeinden Kastorf und Klempau, da so ein breiteres Spektrum an Gebäudetypen vorgestellt werden konnte.
- Die dritte öffentlichen Veranstaltung ist geplant für nach Fertigstellung des vorliegenden Berichtes, am 12. November 2024. Auf ihr sollen die Wärmenetzoptionen einschließlich der Wärmeerzeugung vorgestellt und mit dezentralen Beheizungsmöglichkeiten verglichen werden.

Die Beteiligung an den ersten beiden Veranstaltungen war sehr rege und umfasste Menschen aus dem gesamten Gemeindegebiet (vgl. Abbildung 10-1).

Energetische Quartierskonzepte Klempau + Berkenthin

Wie heizen Sie?

Heizöl: *||||*
 Erdgas: *||||| ||||| ||||| ||||| ||||| |||||*
 Pellets: *|||*
 Wärmepumpe: *|||*
 Nahwärme:
 Sonstiges (bitte angeben!):
Holz: ||||| !!
Festgas

Was kostet ihre Wärmeversorgung heute pro Jahr (Brennstoff, Wartung / Schornsteinfeger / Reparatur, Investition)? Bitte schätzen Sie!

0 € 1.000 € 2.000 € 3.000 € 4.000 € 5.000 €

2000 €

Wie alt ist Ihre Heizungsanlage?

5 Jahre 10 Jahre 15 Jahre 20 Jahre

10 Jahre

Was ist Ihnen wie wichtig?

← geringe Kosten heute langfristige Kostenstabilität →

langfristige Kostenstabilität

Energetisches Quartierskonzept Berkenthin

Woher kommen Sie?

Falls Ihr Wohnort außerhalb der Karte liegt, bitte Punkt an den Rand in die entsprechende Richtung kleben!



Energetische Quartierskonzepte Berkenthin + Klempau

Was ist Ihnen bei der Erarbeitung der Konzepte wichtig?

Kein Biogas
den Kanal als Sezielen - Erweiterung? Sanierung?
 Zukunftsicheres Konzept (Energiebau) !!
 Anliegerbeiträge sozial vertieglich veranschlagen (wenn überhaupt)
 Planbarkeit / was passiert wenn?
 Wärmerückgewinnung aus Abwasser und Kälteanlage

Abbildung 10-1: Befragungsergebnisse der ersten, Teilnehmende aus Berkenthin (stehend) auf der zweiten öffentlichen Veranstaltung

11. CONTROLLING-KONZEPT

Controlling-Konzepte als Kontroll-, Planungs- und Steuerungsinstrumente dienen der Verwirklichung und der hohen Wirksamkeit von Maßnahmen und somit einer effizienten Erreichung der Energie- und Klimaschutzziele. Im Zusammenhang mit dem Quartierskonzept zählen folgende Elemente zum Controlling-Konzept:

- fortschreibbare Energie- und CO₂-Bilanz als zentrales Ergebnis des Controllings,
- verschiedene Bewertungsindikatoren,
- durchgehende Dokumentation.

Die im Rahmen des Quartierskonzepts erarbeiteten Ziele und Maßnahmen werden mithilfe dieser Elemente im Verlaufsprozess kontrolliert. Bei nicht zielführendem Verlauf kann durch eine Anpassung der Planung umgesteuert werden.

11.1 ENERGIE- UND CO₂-BILANZ

Die Energie- und CO₂-Bilanz ist in der Überprüfung der Erfolge einer energetischen Quartierssanierung der zentrale Baustein. Die Erfassung von Verbrauchs- und Emissionswerten im Rahmen des Quartierskonzeptes ermöglichte eine eindeutige Beurteilung der Ist-Situation anhand von vergangen Werten. Damit ist auch eine problemlose Fortschreibung der Bilanz möglich.

Die Bilanz über den Ausgangszustand des Wärmebedarfs des Quartiers (Ist-Zustand) ist in Kapitel 5.4 zu finden. Der Fortschritt der energetischen Sanierung wird über die Differenz zwischen Start-Bilanz und der jeweils aktuellen Bilanz deutlich.

11.2 BEWERTUNGSINDIKATOREN

Bewertungsindikatoren geben die Möglichkeit, einen Sachverhalt messbar zu bewerten. Ausschlaggebend für eine erfolgreiche Bewertung ist eine einfache Erfassbarkeit und gute Verfügbarkeit dieser Daten. Die Datenerfassung bei Projekten im kommunalen Gebäudebestand ist mit einem geringeren Aufwand verbunden als bei erweiterten Projekten mit mehreren, insbesondere privaten Akteuren.

Zur Erleichterung der Datenerfassung bei einer Beteiligung verschiedener Akteure empfehlen sich die Dokumentation der Sachstände, der Energieverbräuche und weitere Informationen entsprechend der Maßnahmenplanung.

Die Bestimmung der Parametereinheit wird abhängig vom jeweiligen Indikator gewählt. Sie variiert zwischen konkreten Werten und Pauschalansätzen für z. B. Energieeinsparungen, Reduzierungen des Schadstoffausstoßes oder die Anzahl von Erstberatungen.

Mögliche Indikatoren in Verbindung mit ihrer Einheit und Quelle werden für das Quartier in Tabelle 11-1 dargestellt.

Tabelle 11-1: Mögliche Indikatoren zum Controlling der Umsetzung des Quartierskonzeptes

| INDIKATOR | EINHEIT | DATENQUELLE / VERANTWORTLICHE |
|---|---------------------------------|---|
| Anschlussnehmer*innen am Wärmenetz | Anzahl | Wärmenetzbetreiber |
| Verkaufte Wärmemenge im Netz | kWh/a | Wärmenetzbetreiber |
| Verluste im Wärmenetz | kWh/a bzw. % | Wärmenetzbetreiber |
| Primärenergiefaktor Wärmenetz | --- | Wärmenetzbetreiber |
| Einsatz dezentraler regenerativer Heizungen | Anzahl | Schornsteinfeger (Verbrennungsheizungen), Stromnetzbetreiber (WP) |
| Von Heizöl oder Gas auf erneuerbare Energieträger umgestellte Heizungen | Anzahl | Schornsteinfeger (Verbrennungsheizungen), Stromnetzbetreiber (WP) |
| Primärenergieeinsatz für das Quartier | kWh/a | zu aggregieren (Wärmenetzbetreiber für Nahwärme, Schornsteinfeger für Erdgas, Heizöl, Pellets etc., Stromnetzbetreiber für WP - Sanierungs- / Klimaschutzmanagement ²⁴) |
| CO ₂ -Emissionen | t/a | aus Primärenergieeinsatz abzuleiten |
| Anzahl Sanierungs- / Energieberatungen | Anzahl | Sanierungs- / Klimaschutzmanagement ²⁴ |
| Sanierte Gebäude (ggf. Differenzierung nach Sanierungsart) | Anzahl | Sanierungs- / Klimaschutzmanagement ²⁴ |
| Veranstaltungen zum Energiesparen in privaten Haushalten | Anzahl & Zahl der Teilnehmenden | Sanierungs- / Klimaschutzmanagement ²⁴ |

11.3 DOKUMENTATION

Ein elementarer Teil der Erfolgskontrolle aller genannten Faktoren ist die fortlaufende Dokumentation der zu erfassenden Daten.²⁴ Die Dokumentation beinhaltet die Sammlung aller notwendigen Daten sowie deren abschließende Auswertung, die beispielsweise in einem jährlichen Bericht erfolgt. Auf Grundlage dieser Auswertung sind im Bedarfsfall Korrekturen der beschlossenen Inhalte des Quartierskonzeptes abzuleiten und umzusetzen. Im Hinblick auf den Aufwand eines vollständigen Controllings und der Zeit, bis Maßnahmen verwirklicht sind, sollte eine Wirkungskontrolle frühestens nach einem Jahr erfolgen.

Weiterführend wird die Wirkungskontrolle ebenso wie der vorliegende Bericht allen beteiligten Akteuren, politischen Gremien und der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt.

²⁴ In der Systematik des Förderprogramms „KfW 432“ folgte auf das Quartierskonzept, in dem die Möglichkeiten dargestellt werden, das der Umsetzung dienende Sanierungsmanagement. Durch den ersatzlosen Wegfall des Förderprogramms wird nun die weitere Umsetzung und Verfolgung erschwert. Ggf. können (Teil-) Aufgaben vom Klimaschutzmanager wahrgenommen werden.

12. MAßNAHMENKATALOG UND UMSETZUNGSEMPFEHLUNGEN

Auf Basis der voran gegangenen Untersuchungen ergeben sich die in Tabelle 12-1 dargestellten Haupt-Maßnahmenstränge.

Tabelle 12-1: Maßnahmenkatalog für Umsetzungen

| AUFGABEN | PRIORITÄT, ZEITPUNKT, AKTEURE |
|--|--|
| Identifikation des Betreibers der leitungsgebundenen Wärmeversorgung | hoch, schnellstmöglich, Kommune mit Klimaschutzmanager |
| Öffentliche Information über Versorgungsmöglichkeiten, insbesondere Wärmenetz, und Befragung zum Anschlussinteresses an ein Wärmenetz | hoch, mittelfristig, Wärmenetzbetreiber oder Kommune |
| Festlegung der anfänglichen Versorgungsbereiche des Wärmenetzes | hoch, anschließend, Wärmenetzbetreiber |
| Konkretisierung der Planungen des Wärmenetzes, BEW-Machbarkeitsstudie | hoch, parallel, Wärmenetzbetreiber oder ggf. anfänglich Kommune |
| Vorlage konkreter Vertragsentwürfe an mögliche Anschlussnehmer des Wärmenetzes | hoch, anschließend, Wärmenetzbetreiber |
| Vertiefte Sanierungsberatungen im Gebäudebestand einschließlich regenerativer Versorgungsmöglichkeiten: Erstberatung, ggf. Vermittlung zertifizierter Energieberater | mittel, kontinuierlich, Klimaschutzmanagement |
| Prüfung dezentraler Versorgungsoptionen für Liegenschaften, für die b. a. W. keine leitungsgebundene Wärmeversorgung angeboten wird, ggf. konzeptionelle Erarbeitung nachbarschaftlicher Insellösungen mit erneuerbaren Energieträgern | mittel, nach Festlegung Versorgungsbereiche Wärmenetz / mit kommunaler Wärmeplanung, Klimaschutzmanagement |
| Durchführung einer mehrjährigen Informations- und Energieberatungskampagne zur energetischen Gebäudesanierung für private Hausbesitzer*innen | Hoch, kurzfristig und kontinuierlich, Klimaschutzmanagement |
| Koordination gemeinsamer Beschaffungen für Sanierungsmaßnahmen und erforderlicher Versorgungsanlagen außerhalb des Wärmenetzes | niedrig, kontinuierlich, Klimaschutzmanagement |
| Dokumentation der Arbeiten und operative Umsetzung des Controlling-Konzeptes | niedrig, kontinuierlich, Kommune / Klimaschutzmanagement |
| Prüfung der Errichtung weiterer öffentlicher Ladesäulen für Bereiche abseits des Gewerbegebietes | niedrig, langfristig, Kommune |

Speziell mit Blick auf den Bau eines Wärmenetzes dürfte angesichts der aktuellen Förderbedingungen die Erstellung einer BEW-Machbarkeitsstudie erforderlich sein, die bis zur Leistungsphase 4 der HOAI reicht. Idealerweise wird diese bereits vom zukünftigen Betreiber des Wärmenetzes beauftragt; die Kommune kann hier jedoch auch zur Beschleunigung des Prozesses tätig werden, z. B. indem bereits die Machbarkeitsstudie als erster Schritt begonnen wird. Es sollte dann aber sichergestellt sein, dass der spätere Betreiber mit vergleichbaren Prämissen in die Planungen einsteigt.

Die im September 2022 eingeführte Bundesförderung für effiziente Wärmeversorgung ist in vier Module unterteilt:

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

Dabei stellt Modul 1 mit der Machbarkeitsstudie die Basis für die investive Förderung nach Modul 2. Im Rahmen der einjährigen Machbarkeitsstudie werden die ersten vier Leistungsphasen gemäß HOAI erbracht und ein Preismodell für potenzielle Wärmenetzkunden entwickelt. Dafür wird nach umfangreicher Bestandsaufnahme mindestens eine Zielvariante definiert und sowohl technisch als auch wirtschaftlich untersucht. Soweit das Ergebnis der Machbarkeitsstudie positiv ausfällt, kann die Förderung der weiteren Planungsleistungen zu 50 % und die der Investitionen zu 40 % im Rahmen von Modul 2 beantragt werden. Modul 3 dient der niederschweligen Förderung von Einzelmaßnahmen, also z. B. kleinen Erweiterungen von Bestandsnetzen. Im Rahmen von Modul 4 kann bei Einsatz einer Wärmepumpe oder einer Solarthermieranlage eine Betriebskostenförderung für einen Zeitraum von 10 Jahren beantragt werden.

Der Kostenrahmen für die Machbarkeitsstudie sowie die darin enthaltenen Planungsleistungen sind für die unterschiedlichen Wärmenetze unter der Annahme, dass die HOAI Anwendung findet, Tabelle 12-2 zu entnehmen. Diese Kosten werden in den jeweiligen Modulen zu 50 % gefördert.

Tabelle 12-2 Kostenindikation für die Planung des Wärmenetzes und BEW Module 1 und 2 (Grundlage: Investitionskosten, HOAI)

| WÄRMENETZ | MODULNUMMER | LEISTUNG | KOSTEN [€] |
|------------------------|--------------|------------------------------|------------|
| Verbundnetz Berkenthin | MODUL 1 | Machbarkeitsstudie | 70.000 |
| | | LP 1-4 Ingenieurbauwerke | 194.500 |
| | | LP 1-4 Technische Ausrüstung | 320.000 |
| | MODUL 2 | LP 5-8 Ingenieurbauwerke | 395.000 |
| | | LP 5-8 Technische Ausrüstung | 735.000 |
| | Summe | | |
| Klein Berkenthin | MODUL 1 | Machbarkeitsstudie | 60.000 |
| | | LP 1-4 Ingenieurbauwerke | 168.500 |
| | | LP 1-4 Technische Ausrüstung | 246.000 |
| | MODUL 2 | LP 5-8 Ingenieurbauwerke | 342.500 |
| | | LP 5-8 Technische Ausrüstung | 566.000 |
| | Summe | | |
| Groß Berkenthin | MODUL 1 | Machbarkeitsstudie | 35.000 |
| | | LP 1-4 Ingenieurbauwerke | 42.500 |
| | | LP 1-4 Technische Ausrüstung | 113.500 |
| | MODUL 2 | LP 5-8 Ingenieurbauwerke | 86.500 |
| | | LP 5-8 Technische Ausrüstung | 260.500 |
| | Summe | | |
| KÄHLSTORF | MODUL 1 | Machbarkeitsstudie | 30.000 |
| | | LP 1-4 Ingenieurbauwerke | 20.000 |
| | | LP 1-4 Technische Ausrüstung | 57.500 |
| | MODUL 2 | LP 5-8 Ingenieurbauwerke | 40.000 |
| | | LP 5-8 Technische Ausrüstung | 132.000 |
| | Summe | | |

13. LITERATURVERZEICHNIS

- BAFA. (2022). *Allgemeines Merkblatt zur Antragstellung. Bundesförderung für effiziente Gebäude - Einzelmaßnahmen (BE EM) - Zuschuss*. Abgerufen am 27. September 2022 von cci-dialog.de: <https://cci-dialog.de/wp-content/uploads/2021/01/Merkblatt-Antragstellung-2.pdf>
- BAFA. (2022 a). *Bundesförderung für Energieberatung für Wohngebäude*. Abgerufen am 24. Oktober 2022 von https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieberatung/Energieberatung_Wohngebäude/energieberatung_wohngebäude_node.html
- BAFA. (Januar 2023). *Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)*. Abgerufen am 28. Juni 2023 von https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html
- BAFA. (2024). *Bundesförderung für effiziente Gebäude*. Abgerufen am 4. Juli 2024 von https://www.bafa.de/DE/Energie/Effiziente_Gebäude/Sanierung_Wohngebäude/sanierung_wohngebäude_node.html
- BAFA. (o. J.). *Förderübersicht: Bundesförderung für effiziente Gebäude*. Abgerufen am 16. Juni 2023 von https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/beg_em_foerderuebersicht.pdf?__blob=publicationFile&v=10
- BMU. (2021). *Förderaufruf Kommunale Klimaschutz-Modellprojekte*. Abgerufen am 25. März 2021 von <https://www.klimaschutz.de/modellprojekte>
- BMWE. (August 2018). *Energiedaten: Gesamtausgabe*. Abgerufen am 13. März 2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/energiedaten-gesamt-pdf-grafiken.pdf?__blob=publicationFile&v=38
- BMWK. (1. August 2022). *Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze - BEW*. Abgerufen am 28. Juni 2023 von <https://www.bundesanzeiger.de/pub/de/amtliche-veroeffentlichung?4>
- BMWK. (2023). *Bundesanzeiger - Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Gebäude BEG. Einzelmaßnahmen (BEG EM)*. Abgerufen am 02. Januar 2023 von https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/PDF-Anlagen/BEG/bundesfoerderung-f%C3%BCr-effiziente-gebäude-einzelmassnahmen-20231229.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- BMWK. (2024). *Clever energieeffizient sanieren – mit Geld vom Bund*. Abgerufen am 27. März 2024 von <https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/Foerderprogramme/B-beg-wg-sanieren.html>
- BMWK. (o. J.). *Auf einen Blick: Die neue Förderung für den Heizungstausch*. Abgerufen am 15. Januar 2024 von https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/Downloads/foerderung-heizungstausch-beg.pdf?__blob=publicationFile&v=18

- BMWT & BMU. (2010). *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Abgerufen am 15. Juli 2024 von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- Bundesnetzagentur. (o. J.). *Marktstammdatenregister*. Abgerufen am 13. August 2024 von <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Detail/IndexOeffentlich/6480377#technischdaten>
- Bundesnetzagentur. (o. J. a). *Marktstammdatenregister*. Abgerufen am 13. August 2024 von <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Detail/IndexOeffentlich/6480377#stammdaten>
- C.A.R.M.E.N. (2023). *Marktüberblick - Energieholz - Pelletpreise*. Abgerufen am 7. Juni 2023 von <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-pellets/>
- C.A.R.M.E.N. (2024). *Marktüberblick - Energieholz - Pelletpreise*. Abgerufen am 21. Juni 2024 von <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-pellets/>
- European Energy Exchange. (19. Dezember 2022). *Emission Spot Primary Market Auction Report 2022*. Leipzig. Abgerufen am 7. Juni 2023 von <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/eex-eua-primary-auction-spot-download>
- Google Ireland Limited. (o. J.). *Google Maps*. Abgerufen am 9. Januar 2023 von maps.google.de
- Google LLC. (o. J.). *Google Earth*. Abgerufen am 21. Mai 2024 von earth.google.com
- IfEU. (November 2019). *Bilanzierungs-Systematik Kommunal*. Abgerufen am 13. März 2021 von https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/BISKO_Methodenpapier_kurz_ifeu_Nov19.pdf
- IPP ESN. (6. September 2019). *Potenzialstudie Wasserstoffwirtschaft*. Abgerufen am 19. Oktober 2021 von https://ee-sh.de/de/dokumente/content/berichte_studien/2019-09-06_Potentialstudie-H2-NF-Endfassung-L-Web.pdf
- IWU. (Februar 2015). *Deutsche Wohngebäudetypologie*. Abgerufen am 22. September 2022 von https://www.episcope.eu/downloads/public/docs/brochure/DE_TABULA_TypologyBrochure_IWU.pdf
- KfW. (2023). *Wohngebäude Kredit - 261*. Abgerufen am 23. Juni 2023 von [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestehende-Immobilie/F%C3%B6rderprodukte/Bundesf%C3%B6rderung-f%C3%BCr-effiziente-Geb%C3%A4ude-Wohngeb%C3%A4ude-Kredit-\(261-262\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestehende-Immobilie/F%C3%B6rderprodukte/Bundesf%C3%B6rderung-f%C3%BCr-effiziente-Geb%C3%A4ude-Wohngeb%C3%A4ude-Kredit-(261-262)/)
- KfW. (2024). *Aktuelle Informationen zur Heizungsförderung*. Abgerufen am 27. März 2024 von <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Heizungsf%C3%B6rderung/>
- KfW. (o. J. a). *Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)*. Abgerufen am 17. Oktober 2021 von <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Bundesf%C3%B6rderung-f%C3%BCr-effiziente-Geb%C3%A4ude/>

- KfW. (o. J. b). *Die Effizienzhaus-Stufen für bestehende Immobilien und Baudenkmale*. Abgerufen am 7. Juni 2024 von <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestehende-Immobilie/Energieeffizient-sanieren/Das-Effizienzhaus/>
- Landesamt für Denkmalpflege Schleswig-Holstein. (2021). *www.schleswig-holstein.de*. Abgerufen am 13. Juni 2024 von https://www.schleswig-holstein.de/DE/landesregierung/ministerien-behoerden/LD/Downloads/Denkmallisten/Denkmalliste_Herzogtum_Lauenburg.pdf?__blob=publicationFile&v=13
- Meereis, J. (Juni 2023). Wärmeerzeugung: Immer Pest oder Cholera? *Die Gemeinde*, S. 159 - 163.
- Pfnür, A., Winiewska, B., Mailach, B., & Oschatz, B. (2016). *Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärmemarkt*. Dresden.
- SBZ Monteur. (2020). *Energieverbrauch in Deutschland*. Abgerufen am 17. Mai 2024 von <https://www.sbz-monteur.de/gut-zu-wissen/die-haelfte-nur-fuer-waerme-energieverbrauch-deutschland>
- Schwochow, M. (2024). *Berkenthin*. Abgerufen am 9. Januar 2023 von <https://www.suche-postleitzahl.org/berkenthin.l3810>
- Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein. (2023). *Informationen zum Gebäude und Wohnungsbestand Berkenthin*. Abgerufen am 07. Juni 2024 von https://region.statistik-nord.de/detail_timeline/19/1503/10/1/346/485/
- Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein. (2023 a). *Bevölkerungsstand in Berkenthin am 31.12.* Abgerufen am 12. Juli 2024 von https://region.statistik-nord.de/detail_timeline/13/1102/1/1/346/485/
- Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein. (2023 b). *Regionaldaten für Berkenthin*. Abgerufen am 9. Januar 2023 von <https://region.statistik-nord.de/detail/0010000010000000000/1/346/485/>
- Statistisches Bundesamt. (7. September 2023). Statistischer Bericht - Daten zur Energiepreisentwicklung - Juli 2023. Wiesbaden, Deutschland. Abgerufen am 14. September 2023 von <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/statistischer-bericht-energiepreisentwicklung-5619001231075.html?nn=214072>
- Statistisches Bundesamt. (25. März 2024). Statistischer Bericht - Daten zur Energiepreisentwicklung - Januar 2024. Wiesbaden, Deutschland. Abgerufen am 21. Juni 2024 von https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/statistischer-bericht-energiepreisentwicklung-5619001241015.xlsx?__blob=publicationFile
- VDI. (September 2012). *VDI 2067-1:2012-09 - Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Blatt 1: Grundlagen und Kostenberechnung*. VDI-Gesellschaft Bauen und Gebäudetechnik (GBG), Fachbereich Technische Gebäudeausrüstung, Düsseldorf.
- VdZ e. V. - Wirtschaftsvereinigung Gebäude und Energie. (2024). *Intelligent Heizen*. Abgerufen am 13. Januar 2024 von <https://www.vdzev.de/projekte/intelligent-heizen/>

FRANK



Zerger, C. (8. Oktober 2020). *Für einen fairen Ökostrom-Markt außerhalb des EEG*. Abgerufen am 17. Januar 2023 von <https://www.klimareporter.de/strom/fuer-einen-fairen-oekostrom-markt-ausserhalb-des-eeeg>

14. ANHÄNGE: DETAILIERTE BERECHNUNGEN DER VERSORGUNGSOPTIONEN

Tabelle 14-1: Investitionskosten der untersuchten Varianten im Verbundnetz Berkenthin

| Investitionen Verbundnetz Berkenthin | | Hackschnitzelkessel + Spitzenlastzeuger | Solarthermie + Hackschnitzelkessel + Spitzenlastzeuger | Erdwärmepumpe + Hackschnitzelkessel + Spitzenlastzeuger | Luftwärmepumpe + Spitzenlastzeuger | Gewässerpumpe + Spitzenlastzeuger | Dimension |
|--|---------------------------|---|--|---|------------------------------------|-----------------------------------|------------------|
| Biomassekessel | | | | | | | |
| thermische Leistung | ca. | 3.000 | 2.600 | 2.000 | | | kW _{th} |
| Kesselanlage inkl. Peripherie und Silo | 300.000 € | 1.200.000 | 1.080.000 | 900.000 | | | € |
| Volumen Pufferspeicher | ca. | 100 | 100 | 75 | | | m ³ |
| Pufferspeicher | 1.800 €/m ³ | 180.000 | 180.000 | 135.000 | | | € |
| Zwischensumme | ca. | 1.380.000 | 1.260.000 | 1.035.000 | | | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | 138.000 | 126.000 | 103.500 | | | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | 230.000 | 210.000 | 171.000 | | | € |
| Investition Biomassekessel | ca. | 1.748.000 | 1.596.000 | 1.309.500 | | | € |
| Gewässer-Entnahmebauwerke | | | | | | | |
| | | | | | | 1.300.000 | € |
| | | | | | | 1.850.000 | € |
| Zwischensumme | ca. | | | | | 3.150.000 | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | | | | | 315.000 | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | | | | | 519.750 | € |
| Investition Erdkollektoren | ca. | | | | | 3.984.750 | € |
| Erdsonden | | | | | | | |
| Sondenanzahl | | | | 290 | | | € |
| Flächenbedarf | 100 m ² /Stück | | | 29.000 | | | € |
| Sondentiefe | | | | 100 | | | € |
| Sondenerschließung | 150 €/m | | | 4.400.000 | | | € |
| Zwischensumme | ca. | | | 4.400.000 | | | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | | | 440.000 | | | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | | | 726.000 | | | € |
| Investition Erdsonde | ca. | | | 5.566.000 | | | € |
| Großwärmepumpe | | | | | | | |
| Wärmequelle | | | | Erdsonde | Luft | Gewässer | |

| | | | | | | | |
|--|------------------------|----------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| thermische Leistung | ca. | | | 1.000 | 2.400 | 3.000 | kW _{th} |
| Wärmepumpe | 1.000 €/kW | | | 1.000.000 | 3.600.000 | 3.000.000 | € |
| Volumen Pufferspeicher | ca. | | | 50 | 100 | 150 | |
| Pufferspeicher | 1.800 €/m ³ | | | 90.000 | 180.000 | 270.000 | € |
| Peripherie, Anlagenbau | 20% | | | 218.000 | 756.000 | 654.000 | € |
| Zwischensumme | ca. | | | 1.308.000 | 4.536.000 | 3.924.000 | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | | | 131.000 | 454.000 | 392.000 | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | | | 220.000 | 750.000 | 650.000 | € |
| Investition Großwärmepumpe | ca. | | | 1.659.000 | 5.740.000 | 4.966.000 | € |
| Großwärmepumpe inkl. Quellenanlage | | | | | | | |
| Investition Großwärmepumpe (inkl. Quellenanlage) | | | | 7.225.000 | 5.740.000 | 8.950.750 | € |
| davon Unvorhergesehenes | | | | 571.000 | 454.000 | 707.000 | € |
| davon Planung, Gutachten, etc. | | | | 946.000 | 750.000 | 1.169.750 | € |
| Solarthermie | | | | | | | |
| Bruttokollektorfläche | ca. | | 12.500 | | | 0 | m ² |
| Kollektorfeld inkl. Montage, Aufständigung und Netzanbindung | 460 €/m ² | | 5.750.000 | | | 0 | € |
| Verrohrung / Tiefbau | 190 €/m ² | | 2.375.000 | | | 0 | € |
| Solarspeicher, Nebenarbeiten | 1.500 €/m ³ | | 375.000 | | | 0 | € |
| Zwischensumme | ca. | | 8.512.500 | | | 0 | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | | 850.000 | | | 0 | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | | 1.280.000 | | | 0 | € |
| Investition Solarthermie | ca. | | 10.642.500 | | | 0 | € |
| Erdgaskessel | | | | | | | |
| thermische Leistung | ca. | 5.600 | 5.600 | 5.600 | 5.600 | 5.600 | kW _{th} |
| Kesselanlage | 85 €/kW | 480.000 | 480.000 | 480.000 | 480.000 | 480.000 | € |
| Zubehör | 10 €/kW | 56.000 | 56.000 | 56.000 | 56.000 | 56.000 | € |
| Zwischensumme | ca. | 536.000 | 536.000 | 536.000 | 536.000 | 536.000 | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | 54.000 | 54.000 | 54.000 | 54.000 | 54.000 | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | 89.000 | 89.000 | 89.000 | 89.000 | 89.000 | € |
| Investition Erdgaskessel | ca. | 679.000 | 679.000 | 679.000 | 679.000 | 679.000 | € |

| Elektro- und Anlagentechnik | | | | | | | |
|--|----------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|----------------|
| Elektrischer Leistungsbedarf Heizhaus | | 70 | 50 | 520 | 1.290 | 1.450 | kWel |
| elektrische Einbindung | 200 €/kW | 15.000 | 15.000 | 104.000 | 258.000 | 290.000 | € |
| Druckhaltung und Wasseraufbereitung | ca. | 50.000 | 50.000 | 50.000 | 50.000 | 50.000 | € |
| Pumpen | ca. | 55.000 | 55.000 | 55.000 | 55.000 | 55.000 | € |
| Steuer- und Regelungstechnik | ca. | 30.000 | 45.000 | 45.000 | 30.000 | 45.000 | € |
| hydraulische Einbindung | ca. | 45.000 | 45.000 | 45.000 | 45.000 | 45.000 | € |
| Hausübergabestation (<= 50 kW) | 6.500 €/HÜS | 3.420.000 | 3.420.000 | 3.420.000 | 3.420.000 | 3.420.000 | € |
| Hausübergabestation (>120 kW) | 14.500 €/HÜS | 220.000 | 220.000 | 220.000 | 220.000 | 220.000 | € |
| Hausübergabestation (>150-200 kW) | 18.500 €/HÜS | 89.000 | 89.000 | 89.000 | 89.000 | 89.000 | € |
| Anlagenbau | ca. | 50.000 | 80.000 | 80.000 | 50.000 | 80.000 | € |
| Brennstoffversorgung | ca. | 20.000 | 20.000 | 20.000 | 20.000 | 20.000 | € |
| Abgasanlage | ca. | 100.000 | 100.000 | 100.000 | 70.000 | 70.000 | € |
| Zwischensumme | ca. | 4.094.000 | 4.139.000 | 4.228.000 | 4.307.000 | 4.384.000 | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | 410.000 | 410.000 | 420.000 | 430.000 | 440.000 | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | 680.000 | 680.000 | 700.000 | 710.000 | 720.000 | € |
| Investition Elektro- & Anlagentechnik | ca. | 5.184.000 | 5.229.000 | 5.348.000 | 5.447.000 | 5.544.000 | € |
| Wärmenetz | | | | | | | |
| Länge Transportleitungen | ca. | 12.533 | 12.533 | 12.533 | 12.533 | 12.533 | € |
| Länge Hausanschlussleitungen | ca. | 8.184 | 8.184 | 8.184 | 8.184 | 8.184 | € |
| Transportleitungen | 850 €/m | 10.700.000 | 10.700.000 | 10.700.000 | 10.700.000 | 10.700.000 | € |
| Hausanschlussleitungen | 450 €/m | 3.700.000 | 3.700.000 | 3.700.000 | 3.700.000 | 3.700.000 | € |
| Zwischensumme | ca. | 14.400.000 | 14.400.000 | 14.400.000 | 14.400.000 | 14.400.000 | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | 1.440.000 | 1.440.000 | 1.440.000 | 1.440.000 | 1.440.000 | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | 2.380.000 | 2.380.000 | 2.380.000 | 2.380.000 | 2.380.000 | € |
| Investition Wärmenetz | ca. | 18.220.000 | 18.220.000 | 18.220.000 | 18.220.000 | 18.220.000 | € |
| Grundstücke & Gebäude | | | | | | | |
| Heizhaus (Gebäude) | ca. | 200.000 | 200.000 | 200.000 | 200.000 | 200.000 | € |
| Flächenbedarf | | 0 | 25.000 | 29.000 | 0 | 0 | m ² |
| Grundstück | 4,0 €/m ² | 0 | 100.000 | 116.000 | 0 | 0 | € |
| Zwischensumme | ca. | 200.000 | 300.000 | 316.000 | 200.000 | 200.000 | € |

| | | | | | | | |
|---|------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|---|
| Unvorhergesehenes | 10% | 20.000 | 30.000 | 32.000 | 20.000 | 20.000 | € |
| Planung und Gutachten | 15% | 33.000 | 50.000 | 52.000 | 33.000 | 33.000 | € |
| Investition Grundstück & Gebäude | ca. | 253.000 | 380.000 | 400.000 | 253.000 | 253.000 | € |
| Summe | ca. | 26.084.000 | 36.746.500 | 33.181.500 | 30.339.000 | 33.646.750 | € |
| davon Unvorhergesehenes | ca. | 2.062.000 | 2.910.000 | 2.620.500 | 2.398.000 | 2.661.000 | € |
| davon Planung, Gutachten etc. | ca. | 3.412.000 | 4.689.000 | 4.338.000 | 3.962.000 | 4.391.750 | € |
| Summe (inkl. Förderung) | ca. | 15.922.000 | 22.875.500 | 20.231.700 | 18.475.000 | 20.459.650 | € |

| BEW-Förderung Modul 2 | | | | | | | |
|----------------------------------|------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|---|
| Biomassekessel | 40% | 607.200 | 554.400 | 455.400 | | | € |
| Solarthermie inkl. Wärmespeicher | 40% | | 3.745.000 | | | 0 | € |
| Großwärmepumpe | 40% | | | 575.600 | 1.996.000 | 1.726.400 | € |
| Quellenanlage für Wärmepumpe | 40% | 0 | 0 | 1.936.000 | 0 | 1.386.000 | |
| Elektro- und Anlagentechnik | 40% | 1.801.600 | 1.819.600 | 1.859.200 | 1.894.800 | 1.929.600 | € |
| Wärmenetz | 40% | 6.336.000 | 6.336.000 | 6.336.000 | 6.336.000 | 6.336.000 | € |
| Gebäude | 40% | 88.000 | 88.000 | 88.000 | 88.000 | 88.000 | € |
| Planungsleistungen | 40% | 1.329.200 | 1.328.000 | 1.699.600 | 1.549.200 | 1.721.100 | € |
| Förderung | ca. | 10.162.000 | 13.871.000 | 12.949.800 | 11.864.000 | 13.187.100 | € |

Tabelle 14-2: Investitionskosten der unterschiedlichen Versorgungsoptionen im Ortsteil Kählstorf

| Investitionen | | Biogaswärme + Hackschnitzelkessel + Spitzenlasterzeuger | Biogaswärme + Wärmepumpe + Hackschnitzelkessel + Spitzenlasterzeuger | Biogaswärme + Wärmepumpe + Spitzenlasterzeuger | Dimension |
|--|---------------------------|---|--|--|------------------|
| Kählstorf | | | | | |
| Biomassekessel | | | | | |
| thermische Leistung | ca. | 100 | 100 | | kW _{th} |
| Kesselanlage inkl. Peripherie und Silo | 300.000 € | 240.000 | 240.000 | | € |
| Volumen Pufferspeicher | ca. | 25 | 25 | | m ³ |
| Pufferspeicher | 1.800 €/m ³ | 45.000 | 45.000 | | € |
| Zwischensumme | ca. | 285.000 | 285.000 | | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | 29.000 | 28.500 | | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | 50.000 | 47.000 | | € |
| Investition Biomassekessel | ca. | 364.000 | 360.500 | | € |
| Gewässer-Entnahmebauwerke | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| Zwischensumme | ca. | | | | |
| Unvorhergesehenes | 10% | | | | |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | | | | |
| Investition Erdkollektoren | ca. | | | | |
| Erdsonden | | | | | |
| Sondenanzahl | | | | | |
| Flächenbedarf | 100 m ² /Stück | | | | |
| Sondentiefe | | | | | |
| Sondenerschließung | 150 €/m | | | | |
| Zwischensumme | ca. | | | | |
| Unvorhergesehenes | 10% | | | | |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | | | | |
| Investition Erdsonde | ca. | | | | |
| Großwärmepumpe | | | | | |
| Wärmequelle | | | Luft | Luft | |
| thermische Leistung | ca. | | 50 | 70 | kW _{th} |
| Wärmepumpe | 1.000 €/kW | | 80.000 | 120.000 | € |
| Volumen Pufferspeicher | ca. | | 20 | 20 | |

| | | | | | |
|---|--------------|----------------|----------------|----------------|------------------|
| Pufferspeicher | 1.800 €/m³ | | 36.000 | 36.000 | |
| Peripherie, Anlagenbau | 20% | | 24.000 | 32.000 | € |
| Zwischensumme | ca. | | 140.000 | 188.000 | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | | 14.000 | 19.000 | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | | 20.000 | 30.000 | € |
| Investition Großwärmepumpe | ca. | | 174.000 | 237.000 | € |
| Großwärmepumpe inkl. Quellenanlage | | | | | |
| Investition Großwärmepumpe (inkl. Quellenanlage) | | | 174.000 | 237.000 | € |
| davon Unvorhergesehenes | | | 14.000 | 19.000 | € |
| davon Planung, Gutachten, etc. | | | 20.000 | 30.000 | € |
| Erdgaskessel | | | | | |
| thermische Leistung | ca. | 400 | 400 | 400 | kW _{th} |
| Kesselanlage | 85 €/kW | 40.000 | 40.000 | 40.000 | € |
| Zubehör | 10 €/kW | 4.000 | 4.000 | 4.000 | € |
| Zwischensumme | ca. | 44.000 | 44.000 | 44.000 | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | 4.000 | 4.000 | 4.000 | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | 7.000 | 7.000 | 7.000 | € |
| Investition Erdgaskessel | ca. | 55.000 | 55.000 | 55.000 | € |
| Elektro- und Anlagentechnik | | | | | |
| Elektrischer Leistungsbedarf Heizhaus | | 10 | 30 | 40 | kW _{el} |
| elektrische Einbindung | 200 €/kW | 15.000 | 15.000 | 15.000 | € |
| Druckhaltung und Wasseraufbereitung | ca. | 50.000 | 50.000 | 50.000 | € |
| Pumpen | ca. | 55.000 | 55.000 | 55.000 | € |
| Steuer- und Regelungstechnik | ca. | 30.000 | 45.000 | 45.000 | € |
| hydraulische Einbindung | ca. | 45.000 | 45.000 | 45.000 | € |
| Hausübergabestation (<= 50 kW) | 6.500 €/HÜS | 90.000 | 90.000 | 90.000 | € |
| Hausübergabestation (>120 kW) | 14.500 €/HÜS | 23.000 | 23.000 | 23.000 | € |
| Hausübergabestation (>150-200 kW) | 18.500 €/HÜS | 15.000 | 15.000 | 15.000 | € |
| Anlagenbau | ca. | 50.000 | 80.000 | 50.000 | € |
| Brennstoffversorgung | ca. | 20.000 | 20.000 | 20.000 | € |
| Abgasanlage | ca. | 100.000 | 70.000 | 70.000 | € |
| Zwischensumme | ca. | 493.000 | 508.000 | 478.000 | € |

| | | | | | |
|--|----------------------|------------------|------------------|------------------|----------------|
| Unvorhergesehenes | 10% | 50.000 | 50.000 | 50.000 | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | 80.000 | 80.000 | 80.000 | € |
| Investition Elektro- & Anlagentechnik | ca. | 623.000 | 638.000 | 608.000 | € |
| Wärmenetz | | | | | |
| Länge Transportleitungen | ca. | 763 | 763 | 763 | € |
| Länge Hausanschlussleitungen | ca. | 252 | 252 | 252 | € |
| Transportleitungen | 850 €/m | 600.000 | 600.000 | 600.000 | € |
| Hausanschlussleitungen | 450 €/m | 100.000 | 100.000 | 100.000 | € |
| Zwischensumme | ca. | 700.000 | 700.000 | 700.000 | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | 70.000 | 70.000 | 70.000 | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | 120.000 | 120.000 | 120.000 | € |
| Investition Wärmenetz | ca. | 890.000 | 890.000 | 890.000 | € |
| Grundstücke & Gebäude | | | | | |
| Heizhaus (Gebäude) | ca. | 200.000 | 200.000 | 200.000 | € |
| Flächenbedarf | | 0 | 0 | 0 | m ² |
| Grundstück | 4,0 €/m ² | 0 | 0 | 0 | € |
| Zwischensumme | ca. | 200.000 | 200.000 | 200.000 | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | 20.000 | 20.000 | 20.000 | € |
| Planung und Gutachten | 15% | 33.000 | 33.000 | 33.000 | € |
| Investition Grundstück & Gebäude | ca. | 253.000 | 253.000 | 253.000 | € |
| Summe | ca. | 2.185.000 | 2.370.500 | 2.043.000 | € |
| davon Unvorhergesehenes | ca. | 173.000 | 186.500 | 163.000 | € |
| davon Planung, Gutachten etc. | ca. | 290.000 | 307.000 | 270.000 | € |
| Summe (inkl. Förderung) | ca. | 1.333.000 | 1.444.300 | 1.247.800 | € |

| BEW-Förderung Modul 2 | | | | | |
|----------------------------------|------------|----------------|----------------|----------------|----------|
| Biomassekessel | 40% | 125.600 | 125.400 | | € |
| Solarthermie inkl. Wärmespeicher | 40% | | | | € |
| Großwärmepumpe | 40% | | 61.600 | 82.800 | € |
| Quellenanlage für Wärmepumpe | 40% | 0 | 0 | 0 | |
| Elektro- und Anlagentechnik | 40% | 217.200 | 223.200 | 211.200 | € |
| Wärmenetz | 40% | 308.000 | 308.000 | 308.000 | € |
| Gebäude | 40% | 88.000 | 88.000 | 88.000 | € |
| Planungsleistungen | 40% | 113.200 | 120.000 | 105.200 | € |
| Förderung | ca. | 852.000 | 926.200 | 795.200 | € |

Tabelle 14-3: Investitionskosten für die Versorgungsoptionen im Ortsteil Klein Berkenthin

| Investitionen Klein Berkenthin | | Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlasterzeu- ger | Solarthermie + Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlasterzeu- ger | Erdwärme- pumpe + Hack- schnittelkessel + Spitzenlaster- zeuger | Luftwärme- pumpe + Spit- zenlasterzeu- ger | Solarthermie + Erdwärme- pumpe + Spit- zenlasterzeu- ger | Di- men- sion |
|---|------------------------------|--|--|---|---|--|---------------------|
| Biomassekessel | | | | | | | |
| thermische Leistung | ca. | 2.400 | 2.200 | 1.400 | | | kW _{th} |
| Kesselanlage inkl. Periphe- rie und Silo | 300.000 € | 1.020.000 | 960.000 | 720.000 | | | € |
| Volumen Pufferspeicher | ca. | 25 | 25 | 25 | | | m ³ |
| Pufferspeicher | 1.800 €/m ³ | 45.000 | 45.000 | 45.000 | | | € |
| Zwischensumme | ca. | 1.065.000 | 1.005.000 | 765.000 | | | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | 107.000 | 100.500 | 76.500 | | | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | 180.000 | 170.000 | 126.000 | | | € |
| Investition Biomassekes- sel | ca. | 1.352.000 | 1.275.500 | 967.500 | | | € |
| Erdsonden | | | | | | | |
| Sondenanzahl | | | | 210 | | 440 | € |
| Flächenbedarf | 100 m ² /Stück | | | 21.000 | | 44.000 | € |
| Sondentiefe | | | | 100 | | 100 | € |
| Sondenerschließung | 150 €/m | | | 3.200.000 | | 6.600.000 | € |
| Zwischensumme | ca. | | | 3.200.000 | | 6.600.000 | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | | | 320.000 | | 660.000 | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | | | 528.000 | | 1.089.000 | € |
| Investition Erdsonde | ca. | | | 4.048.000 | | 8.349.000 | € |
| Großwärmepumpe | | | | | | | |
| Wärmequelle | | | | Erdsonde | Luft | Erdsonde | |
| Anzahl | ca. | | | | | | Stk. |
| thermische Leistung | ca. | | | 600 | 1.600 | 1.600 | kW _{th} |
| Wärmepumpe | 1.000 €/kW | | | 600.000 | 2.400.000 | 1.600.000 | € |
| Volumen Pufferspeicher | ca. | | | 30 | 75 | 75 | |
| Pufferspeicher | 1.800 €/m ³ | | | 54.000 | 135.000 | 135.000 | € |
| Peripherie, Anlagenbau | 20% | | | 130.000 | 508.000 | 348.000 | € |
| Zwischensumme | ca. | | | 784.000 | 3.043.000 | 2.083.000 | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | | | 78.000 | 304.000 | 208.000 | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | | | 130.000 | 500.000 | 340.000 | € |

| | | | | | | | |
|--|------------------------|----------------|------------------|----------------|----------------|-------------------|------------------|
| Investition Großwärmepumpe | ca. | | | 992.000 | 3.847.000 | 2.631.000 | € |
| Großwärmepumpe inkl. Quellenanlage | | | | | | | |
| Investition Großwärmepumpe (inkl. Quellenanlage) | | | | 5.040.000 | 3.847.000 | 10.980.000 | € |
| davon Unvorhergesehenes | | | | 398.000 | 304.000 | 868.000 | € |
| davon Planung, Gutachten, etc. | | | | 658.000 | 500.000 | 1.429.000 | € |
| Solarthermie | | | | | | | |
| Bruttokollektorfläche | ca. | | 10.000 | | | 25.000 | m ² |
| Kollektorfeld inkl. Montage, Aufständerung und Netzanbindung | 460 €/m ² | | 4.600.000 | | | 11.500.000 | € |
| Verrohrung / Tiefbau | 190 €/m ² | | 1.900.000 | | | 4.750.000 | € |
| Solarspeicher, Nebenarbeiten | 1.500 €/m ³ | | 300.000 | | | 750.000 | € |
| Zwischensumme | ca. | | 6.810.000 | | | 17.025.000 | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | | 680.000 | | | 1.700.000 | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | | 1.020.000 | | | 2.550.000 | € |
| Investition Solarthermie | ca. | | 8.510.000 | | | 21.275.000 | € |
| Erdgaskessel | | | | | | | |
| thermische Leistung | ca. | 4.000 | 4.000 | 4.000 | 4.000 | 4.000 | kW _{th} |
| Kesselanlage | 85 €/kW | 340.000 | 340.000 | 340.000 | 340.000 | 340.000 | € |
| Zubehör | 10 €/kW | 40.000 | 40.000 | 40.000 | 40.000 | 40.000 | € |
| Zwischensumme | ca. | 380.000 | 380.000 | 380.000 | 380.000 | 380.000 | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | 38.000 | 38.000 | 38.000 | 38.000 | 38.000 | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | 63.000 | 63.000 | 63.000 | 63.000 | 63.000 | € |
| Investition Erdgaskessel | ca. | 481.000 | 481.000 | 481.000 | 481.000 | 481.000 | € |
| Elektro- und Anlagentechnik | | | | | | | |
| Elektrischer Leistungsbedarf Heizhaus | | 50 | 40 | 310 | 860 | 770 | kW _{el} |
| elektrische Einbindung | 200 €/kW | 15.000 | 15.000 | 62.000 | 172.000 | 154.000 | € |
| Druckhaltung und Wasseraufbereitung | ca. | 50.000 | 50.000 | 50.000 | 50.000 | 50.000 | € |
| Pumpen | ca. | 55.000 | 55.000 | 55.000 | 55.000 | 55.000 | € |
| Steuer- und Regelungstechnik | ca. | 30.000 | 45.000 | 45.000 | 30.000 | 45.000 | € |
| hydraulische Einbindung | ca. | 45.000 | 45.000 | 45.000 | 45.000 | 45.000 | € |

| | | | | | | | |
|--|----------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|----------------|
| Hausübergabestation (<= 50 kW) | 6.500 €/HÜS | 2.960.000 | 2.960.000 | 2.960.000 | 2.960.000 | 2.960.000 | € |
| Hausübergabestation (>120 kW) | 14.500 €/HÜS | 128.000 | 128.000 | 128.000 | 128.000 | 128.000 | € |
| Hausübergabestation (>150-200 kW) | 18.500 €/HÜS | 44.000 | 44.000 | 44.000 | 44.000 | 44.000 | € |
| Anlagenbau | ca. | 50.000 | 80.000 | 80.000 | 50.000 | 80.000 | € |
| Brennstoffversorgung | ca. | 20.000 | 20.000 | 20.000 | 20.000 | 20.000 | € |
| Abgasanlage | ca. | 100.000 | 100.000 | 100.000 | 70.000 | 70.000 | € |
| Zwischensumme | ca. | 3.497.000 | 3.542.000 | 3.589.000 | 3.624.000 | 3.651.000 | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | 350.000 | 350.000 | 360.000 | 360.000 | 370.000 | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | 580.000 | 580.000 | 590.000 | 600.000 | 600.000 | € |
| Investition Elektro- & Anlagentechnik | ca. | 4.427.000 | 4.472.000 | 4.539.000 | 4.584.000 | 4.621.000 | € |
| Wärmenetz | | | | | | | |
| Länge Transportleitungen | ca. | 10.408 | 10.408 | 10.408 | 10.408 | 10.408 | € |
| Länge Hausanschlussleitungen | ca. | 7.008 | 7.008 | 7.008 | 7.008 | 7.008 | € |
| Transportleitungen | 850 €/m | 8.800.000 | 8.800.000 | 8.800.000 | 8.800.000 | 8.800.000 | € |
| Hausanschlussleitungen | 450 €/m | 3.200.000 | 3.200.000 | 3.200.000 | 3.200.000 | 3.200.000 | € |
| Zwischensumme | ca. | 12.000.000 | 12.000.000 | 12.000.000 | 12.000.000 | 12.000.000 | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | 1.200.000 | 1.200.000 | 1.200.000 | 1.200.000 | 1.200.000 | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | 1.980.000 | 1.980.000 | 1.980.000 | 1.980.000 | 1.980.000 | € |
| Investition Wärmenetz | ca. | 15.180.000 | 15.180.000 | 15.180.000 | 15.180.000 | 15.180.000 | € |
| Grundstücke & Gebäude | | | | | | | |
| Heizhaus (Gebäude) | ca. | 200.000 | 200.000 | 200.000 | 200.000 | 200.000 | € |
| Flächenbedarf | | 0 | 20.000 | 21.000 | 0 | 94.000 | m ² |
| Grundstück | 4,0 €/m ² | 0 | 80.000 | 84.000 | 0 | 376.000 | € |
| Zwischensumme | ca. | 200.000 | 280.000 | 284.000 | 200.000 | 576.000 | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | 20.000 | 28.000 | 28.000 | 20.000 | 58.000 | € |
| Planung und Gutachten | 15% | 33.000 | 46.000 | 47.000 | 33.000 | 95.000 | € |
| Investition Grundstück & Gebäude | ca. | 253.000 | 354.000 | 359.000 | 253.000 | 729.000 | € |
| Summe | ca. | 21.693.000 | 30.272.500 | 26.566.500 | 24.345.000 | 53.266.000 | € |
| davon Unvorhergesehenes | ca. | 1.715.000 | 2.396.500 | 2.100.500 | 1.922.000 | 4.234.000 | € |
| davon Planung, Gutachten etc. | ca. | 2.836.000 | 3.859.000 | 3.464.000 | 3.176.000 | 6.717.000 | € |
| Summe (inkl. Förderung) | ca. | 13.208.200 | 18.799.100 | 16.169.100 | 14.799.400 | 33.337.600 | € |

| BEW-Förderung Modul 2 | | | | | | | |
|----------------------------------|------------|------------------|-------------------|-------------------|------------------|-------------------|----------|
| Biomassekessel | 40% | 468.800 | 442.200 | 336.600 | | | € |
| Solarthermie inkl. Wärmespeicher | 40% | | 2.996.000 | | | 7.490.000 | € |
| Großwärmepumpe | 40% | | | 344.800 | 1.338.800 | 916.400 | € |
| Quellenanlage für Wärmepumpe | 40% | 0 | 0 | 1.408.000 | 0 | 2.904.000 | € |
| Elektro- und Anlagentechnik | 40% | 1.538.800 | 1.556.800 | 1.579.600 | 1.593.600 | 1.608.400 | € |
| Wärmenetz | 40% | 5.280.000 | 5.280.000 | 5.280.000 | 5.280.000 | 5.280.000 | € |
| Gebäude | 40% | 88.000 | 88.000 | 88.000 | 88.000 | 88.000 | € |
| Planungsleistungen | 40% | 1.109.200 | 1.110.400 | 1.360.400 | 1.245.200 | 1.641.600 | € |
| Förderung | ca. | 8.484.800 | 11.473.400 | 10.397.400 | 9.545.600 | 19.928.400 | € |

Tabelle 14-4: Investitionskosten für die unterschiedlichen Versorgungsoptionen im Ortsteil Groß Berkenthin

| Investitionen Groß Berkenthin | | Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlasterzeuger | Solarthermie + Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlasterzeuger | Gewässer-Wär- mepumpe + Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlasterzeuger | Luftwärme- pumpe + Spit- zenlasterzeuger | Dimension |
|---|------------------------------|---|---|---|--|------------------|
| Biomassekessel | | | | | | |
| thermische Leistung | ca. | 650 | 650 | 400 | | kW _{th} |
| Kesselanlage inkl. Periphe- rie und Silo | 300.000 € | 500.000 | 500.000 | 420.000 | | € |
| Volumen Pufferspeicher | ca. | 25 | 25 | 25 | | m ³ |
| Pufferspeicher | 1.800 €/m ³ | 45.000 | 45.000 | 45.000 | | € |
| Zwischensumme | ca. | 545.000 | 545.000 | 465.000 | | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | 55.000 | 54.500 | 46.500 | | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | 90.000 | 90.000 | 77.000 | | € |
| Investition Biomassekes- sel | ca. | 690.000 | 689.500 | 588.500 | | € |
| Gewässer-Entnahmebau- werke | | | | | | |
| | | | | 200.000 | | |
| | | | | 300.000 | | |
| Zwischensumme | ca. | | | 500.000 | | |
| Unvorhergesehenes | 10% | | | 50.000 | | |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | | | 82.500 | | |
| Investition Erdkollektoren | ca. | | | 632.500 | | |
| Erdsonden | | | | | | |
| Sondenanzahl | | | | | | € |
| Flächenbedarf | 100 m ² /Stück | | | | | € |
| Sondentiefe | | | | | | € |
| Sondenerschließung | 150 €/m | | | | | € |
| Zwischensumme | ca. | | | | | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | | | | | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | | | | | € |
| Investition Erdsonde | ca. | | | | | € |
| Großwärmepumpe | | | | | | |
| Wärmequelle | | | | Gewässer | Luft | |
| Anzahl | ca. | | | | | Stk. |
| thermische Leistung | ca. | | | 400 | 500 | kW _{th} |

| | | | | | | |
|---|------------------------|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Wärmepumpe | 1.000 €/kW | | | 400.000 | 760.000 | € |
| Volumen Pufferspeicher | ca. | | | 20 | 30 | |
| Pufferspeicher | 1.800 €/m ³ | | | 36.000 | 54.000 | € |
| Peripherie, Anlagenbau | 20% | | | 88.000 | 162.000 | € |
| Zwischensumme | ca. | | | 524.000 | 976.000 | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | | | 52.000 | 98.000 | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | | | 90.000 | 160.000 | € |
| Investition Großwärmepumpe | ca. | | | 666.000 | 1.234.000 | € |
| Großwärmepumpe inkl. Quellenanlage | | | | | | |
| Investition Großwärmepumpe (inkl. Quellenanlage) | | | | 1.298.500 | 1.234.000 | € |
| davon Unvorhergesehenes | | | | 102.000 | 98.000 | € |
| davon Planung, Gutachten, etc. | | | | 172.500 | 160.000 | € |
| Solarthermie | | | | | | |
| Bruttokollektorfläche | ca. | | 2.500 | | | m ² |
| Kollektorfeld inkl. Montage, Aufständerrung und Netzanbindung | 460 €/m ² | | 1.150.000 | | | € |
| Verrohrung / Tiefbau | 190 €/m ² | | 475.000 | | | € |
| Solarspeicher, Nebenarbeiten | 1.500 €/m ³ | | 75.000 | | | € |
| Zwischensumme | ca. | | 1.702.500 | | | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | | 170.000 | | | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | | 260.000 | | | € |
| Investition Solarthermie | ca. | | 2.132.500 | | | € |
| Erdgaskessel | | | | | | |
| thermische Leistung | ca. | 1.300 | 1.300 | 1.300 | 1.300 | kW _{th} |
| Kesselanlage | 85 €/kW | 120.000 | 120.000 | 120.000 | 120.000 | € |
| Zubehör | 10 €/kW | 13.000 | 13.000 | 13.000 | 13.000 | € |
| Zwischensumme | ca. | 133.000 | 133.000 | 133.000 | 133.000 | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | 13.000 | 13.000 | 13.000 | 13.000 | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | 22.000 | 22.000 | 22.000 | 22.000 | € |
| Investition Erdgaskessel | ca. | 168.000 | 168.000 | 168.000 | 168.000 | € |
| Elektro- und Anlagentechnik | | | | | | |

| Elektrischer Leistungsbedarf Heizhaus | | 20 | 20 | 210 | 270 | kWel |
|--|--------------|------------------|------------------|------------------|------------------|----------|
| elektrische Einbindung | 200 €/kW | 15.000 | 15.000 | 42.000 | 54.000 | € |
| Druckhaltung und Wasseraufbereitung | ca. | 50.000 | 50.000 | 50.000 | 50.000 | € |
| Pumpen | ca. | 55.000 | 55.000 | 55.000 | 55.000 | € |
| Steuer- und Regelungstechnik | ca. | 30.000 | 45.000 | 45.000 | 45.000 | € |
| hydraulische Einbindung | ca. | 45.000 | 45.000 | 45.000 | 45.000 | € |
| Hausübergabestation (<= 50 kW) | 6.500 €/HÜS | 450.000 | 450.000 | 450.000 | 450.000 | € |
| Hausübergabestation (>120 kW) | 14.500 €/HÜS | 93.000 | 93.000 | 93.000 | 93.000 | € |
| Hausübergabestation (>150-200 kW) | 18.500 €/HÜS | 44.000 | 44.000 | 44.000 | 44.000 | € |
| Anlagenbau | ca. | 50.000 | 80.000 | 80.000 | 50.000 | € |
| Brennstoffversorgung | ca. | 20.000 | 20.000 | 20.000 | 20.000 | € |
| Abgasanlage | ca. | 100.000 | 100.000 | 70.000 | 70.000 | € |
| Zwischensumme | ca. | 952.000 | 997.000 | 994.000 | 976.000 | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | 100.000 | 100.000 | 100.000 | 100.000 | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | 160.000 | 160.000 | 160.000 | 160.000 | € |
| Investition Elektro- & Anlagentechnik | ca. | 1.212.000 | 1.257.000 | 1.254.000 | 1.236.000 | € |
| Wärmenetz | | | | | | |
| Länge Transportleitungen | ca. | 1.781 | 1.781 | 1.781 | 1.781 | € |
| Länge Hausanschlussleitungen | ca. | 1.164 | 1.164 | 1.164 | 1.164 | € |
| Transportleitungen | 850 €/m | 1.500.000 | 1.500.000 | 1.500.000 | 1.500.000 | € |
| Hausanschlussleitungen | 450 €/m | 500.000 | 500.000 | 500.000 | 500.000 | € |
| Zwischensumme | ca. | 2.000.000 | 2.000.000 | 2.000.000 | 2.000.000 | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | 200.000 | 200.000 | 200.000 | 200.000 | € |
| Planung, Gutachten etc. | 15% | 330.000 | 330.000 | 330.000 | 330.000 | € |
| Investition Wärmenetz | ca. | 2.530.000 | 2.530.000 | 2.530.000 | 2.530.000 | € |
| Grundstücke & Gebäude | | | | | | |
| Heizhaus (Gebäude) | ca. | 200.000 | 200.000 | 200.000 | 200.000 | € |
| Flächenbedarf | | 0 | 5.000 | 0 | 0 | m² |
| Grundstück | 4,0 €/m² | 0 | 20.000 | 0 | 0 | € |
| Zwischensumme | ca. | 200.000 | 220.000 | 200.000 | 200.000 | € |
| Unvorhergesehenes | 10% | 20.000 | 22.000 | 20.000 | 20.000 | € |

| | | | | | | |
|---|------------|------------------|------------------|------------------|------------------|----------|
| Planung und Gutachten | 15% | 33.000 | 36.000 | 33.000 | 33.000 | € |
| Investition Grundstück & Gebäude | ca. | 253.000 | 278.000 | 253.000 | 253.000 | € |
| Summe | ca. | 4.853.000 | 7.055.000 | 6.092.000 | 5.421.000 | € |
| davon Unvorhergesehenes | ca. | 388.000 | 559.500 | 481.500 | 431.000 | € |
| davon Planung, Gutachten etc. | ca. | 635.000 | 898.000 | 794.500 | 705.000 | € |
| Summe (inkl. Förderung) | ca. | 2.979.000 | 4.413.000 | 3.722.400 | 3.319.800 | € |

| BEW-Förderung Modul 2 | | | | | | |
|----------------------------------|------------|------------------|------------------|------------------|------------------|----------|
| Biomassekessel | 40% | 240.000 | 239.800 | 204.600 | | € |
| Solarthermie inkl. Wärmespeicher | 40% | | 749.000 | | | € |
| Großwärmepumpe | 40% | | | 230.400 | 429.600 | € |
| Quellenanlage für Wärmepumpe | 40% | 0 | 0 | 220.000 | 0 | € |
| Elektro- und Anlagentechnik | 40% | 420.800 | 438.800 | 437.600 | 430.400 | € |
| Wärmenetz | 40% | 880.000 | 880.000 | 880.000 | 880.000 | € |
| Gebäude | 40% | 88.000 | 88.000 | 88.000 | 88.000 | € |
| Planungsleistungen | 40% | 245.200 | 246.400 | 309.000 | 273.200 | € |
| Förderung | ca. | 1.874.000 | 2.642.000 | 2.369.600 | 2.101.200 | € |

Tabelle 14-5: Wirtschaftlichkeitsberechnung der Versorgungsvarianten für das Verbundnetz Berkenthin

| Wirtschaftlichkeit Berkenthin Verbundnetz | | Hackschnitzelkessel + Spitzenlasterzeuger | Luftwärmepumpe + Spitzenlasterzeuger | Gewässerwärmepumpe + Spitzenlasterzeuger | Erdwärmepumpe + Hackschnitzelkessel + Spitzenlasterzeuger | Solarthermie + Hackschnitzelkessel + Spitzenlasterzeuger | Dimension |
|---|------------|---|--------------------------------------|--|---|--|-------------------|
| Brennstoffzufuhr Erdgas | ca. | 704.334 | 1.335.106 | 2.003.455 | 890.881 | 1.295.222 | kWh _{Hi} |
| Brennstoffzufuhr Hackschnitzel | ca. | 22.699.059 | 0 | 0 | 15.224.471 | 16.293.953 | kWh _{Hi} |
| Brennstoffzufuhr Holzpellets | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Wärmezufuhr Biogaswärme | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | kWh _{Th} |
| Strombezug öfftl. Netz | ca. | 218.727 | 8.146.335 | 7.600.708 | 2.860.670 | 174.191 | kWh _{el} |
| Strombezug Quartiersstrom | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Jahresarbeit Wärmeentzug Quelle | ca. | 0 | 10.654.680 | 10.652.050 | 3.489.626 | 0 | kWh _{Th} |
| erzeugte Wärmemenge | ca. | 17.151.015 | 17.151.015 | 17.151.015 | 17.151.015 | 17.151.015 | kWh _{Th} |
| CO ₂ -Emissionen (fossil) | ca. | 174,0 | 329,8 | 494,9 | 220,0 | 319,9 | t CO ₂ |
| Investitionen | | | | | | | |
| Biomassekessel | ca. | 1.748.000 | 0 | 0 | 1.309.500 | 1.596.000 | € |
| Solarthermie | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | 10.642.500 | € |
| Erdgaskessel | ca. | 679.000 | 679.000 | 679.000 | 679.000 | 679.000 | € |
| Großwärmepumpe | ca. | 0 | 5.740.000 | 4.966.000 | 1.659.000 | 0 | € |
| Erdsonden / Gewässerentnahme | ca. | 0 | 0 | 3.984.750 | 5.566.000 | 0 | € |
| Elektro- und Anlagentechnik | ca. | 5.184.000 | 5.447.000 | 5.544.000 | 5.348.000 | 5.229.000 | € |
| Wärmenetz | ca. | 18.220.000 | 18.220.000 | 18.220.000 | 18.220.000 | 18.220.000 | € |
| Grundstück & Gebäude | ca. | 253.000 | 253.000 | 253.000 | 400.000 | 380.000 | € |
| Investitionssumme | ca. | 26.084.000 | 30.339.000 | 33.646.750 | 33.181.500 | 36.746.500 | € |
| Kapitalkosten | | | | | | | |
| Biomassekessel | 15 Jahre | 168.406 | 0 | 0 | 126.160 | 153.762 | €/a |
| Solarthermie | 20 Jahre | 0 | 0 | 0 | 0 | 853.982 | €/a |
| Erdgaskessel | 20 Jahre | 54.485 | 54.485 | 54.485 | 54.485 | 54.485 | €/a |
| Großwärmepumpe | 20 Jahre | 0 | 491.035 | 398.485 | 133.122 | 0 | €/a |
| Erdsonden / Gewässerentnahme | 50 Jahre | 0 | 0 | 218.272 | 304.887 | 0 | €/a |
| Elektro- und Anlagentechnik | 15 Jahre | 499.438 | 524.776 | 534.122 | 515.239 | 503.774 | €/a |

| | | | | | | | |
|---|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------|
| Wärmenetz | 40 Jahre | 1.061.828 | 1.061.828 | 1.061.828 | 1.061.828 | 1.061.828 | €/a |
| Grundstück & Gebäude | 50 Jahre | 13.859 | 13.859 | 13.859 | 21.911 | 20.815 | €/a |
| jährliche Kapitalkosten | ca. | 1.798.016 | 2.145.983 | 2.281.049 | 2.217.632 | 2.648.646 | €/a |
| Förderung | | | | | | | |
| Biomassekessel | 15 Jahre | 58.499 | 0 | 0 | 43.874 | 53.412 | €/a |
| Solarthermie | 20 Jahre | 0 | 0 | 0 | 0 | 300.508 | €/a |
| Großwärmepumpe | 20 Jahre | 0 | 170.750 | 138.531 | 46.188 | 0 | €/a |
| Erdsonden / Gewässerentnahme | 50 Jahre | 0 | 0 | 75.921 | 106.048 | 0 | €/a |
| Elektro- und Anlagentechnik | 15 Jahre | 173.570 | 182.549 | 185.902 | 179.120 | 175.304 | €/a |
| Wärmenetz | 40 Jahre | 369.250 | 369.250 | 369.250 | 369.250 | 369.250 | €/a |
| Grundstücke & Gebäude | 50 Jahre | 4.820 | 4.820 | 4.820 | 4.820 | 4.820 | €/a |
| Planungsleistungen | 20 Jahre | 106.658 | 124.312 | 138.106 | 136.380 | 106.562 | €/a |
| jährliche Förderung | ca. | 712.799 | 851.682 | 912.530 | 885.680 | 1.009.858 | €/a |
| Betrieb und Wartung | | | | | | | |
| Biomassekessel | ca. | 91.080 | 0 | 0 | 68.310 | 83.160 | €/a |
| Solarthermie | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | 15.000 | €/a |
| Erdgaskessel | ca. | 17.700 | 17.700 | 17.700 | 17.700 | 17.700 | €/a |
| Großwärmepumpe | ca. | 0 | 124.750 | 194.525 | 156.975 | 0 | €/a |
| Elektro- und Anlagentechnik | ca. | 180.160 | 189.480 | 192.960 | 185.920 | 181.960 | €/a |
| Wärmenetz | ca. | 79.200 | 79.200 | 79.200 | 79.200 | 79.200 | €/a |
| Grundstücke & Gebäude | ca. | 550 | 550 | 550 | 870 | 825 | €/a |
| Versicherung/Sonstiges | ca. | 62.550 | 72.565 | 80.340 | 79.469 | 90.933 | €/a |
| technische Betriebsführung | ca. | 62.550 | 72.565 | 80.340 | 79.469 | 90.933 | €/a |
| kaufmännische Betriebsführung | ca. | 70.928 | 70.928 | 70.928 | 70.928 | 70.928 | €/a |
| jährliche Betriebs- und Wartungskosten | ca. | 564.718 | 627.738 | 716.542 | 738.840 | 630.638 | €/a |
| Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022 | | | | | | | |
| Mischpreis Biogaswärme / Abwärme | 5,00 ct/kWh | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | €/a |

| | | | | | | | |
|--|-----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|----------------|---------------|
| Mischpreis Erdgas | 6,74 ct/kWh | 47.469 | 89.979 | 135.023 | 60.041 | 87.291 | €/a |
| Hackschnitzel - WGH20 | 3,57 ct/kWh | 811.348 | 0 | 0 | 544.179 | 582.406 | €/a |
| Pellets 20 Tonnen | 11,05 ct/kWh | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | €/a |
| Mischpreis Strom | 20,50 ct/kWh | 44.830 | 1.669.656 | 1.557.826 | 586.317 | 35.702 | €/a |
| Direktstrom (EE) | 8,00 ct/kWh | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | €/a |
| CO ₂ -Bepreisung | 47,5 €/t | 8.265 | 15.667 | 23.510 | 10.454 | 15.199 | €/a |
| jährliche Energiebezugs- kosten | ca. | 903.647 | 1.759.636 | 1.692.848 | 1.190.537 | 705.399 | €/a |
| Betriebskostenförderung | | | | | | | |
| Förderung Betrieb Wärme- pumpe öfftl. Strom (10 Jahre) | ca. | | 976.679 | 976.438 | 319.882 | | €/a |
| Förderung Betrieb Solarther- mie (10 Jahre) | ca. | | | 0 | | 50.000 | €/a |
| jährliche Betriebskosten- förderung | ca. | 0 | 976.679 | 976.438 | 319.882 | 50.000 | €/a |
| Wirtschaftlichkeit Ø 2. Halbjahr 2022 | | | | | | | |
| Wärmegestehungskosten pro Jahr | ca. | 2.553.582 | 2.704.996 | 2.801.472 | 2.941.446 | 2.924.825 | €/a |
| spezifische Wärmegeste- hungskosten (netto) | | 15 | 16 | 16 | 17 | 17 | ct/kWh |
| spezifische Wärmegeste- hungskosten (brutto) | | 18 | 19 | 19 | 20 | 20 | ct/kWh |
| Energiekosten Ø 1. Halb- jahr 2023 | | | | | | | |
| Mischpreis Biogaswärme / Abwärme | 5,00 ct/kWh | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | €/a |
| Mischpreis Erdgas | 6,82 ct/kWh | 48.001 | 90.989 | 136.538 | 60.715 | 88.271 | €/a |
| Hackschnitzel - WGH20 | 3,42 ct/kWh | 777.427 | 0 | 0 | 521.427 | 558.056 | €/a |
| Pellets 20 Tonnen | 6,55 ct/kWh | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | €/a |
| Mischpreis Strom | 21,55 ct/kWh | 47.127 | 1.755.227 | 1.637.665 | 616.366 | 37.532 | €/a |
| Direktstrom (EE) | 8,00 ct/kWh | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | €/a |
| CO ₂ -Bepreisung | 57,1 €/t | 9.935 | 18.833 | 28.261 | 12.567 | 18.271 | €/a |

| | | | | | | | |
|--|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|--------|
| jährliche Energiebezugskosten | ca. | 882.491 | 1.865.050 | 1.802.464 | 1.211.075 | 702.130 | €/a |
| Wirtschaftlichkeit Ø 1. Halbjahr 2023 | | | | | | | |
| Wärmegestehungskosten | ca. | 2.532.427 | 2.810.409 | 2.911.088 | 2.961.985 | 2.921.556 | €/a |
| spezifische Wärmegestehungskosten (netto) | | 15 | 16 | 17 | 17 | 17 | ct/kWh |
| spezifische Wärmegestehungskosten (brutto) | | 18 | 19 | 20 | 21 | 20 | ct/kWh |
| Dztrl. Vergleich (brutto) | | | | | | | |
| Wärmebedarf | 20.000 kWh | 3.514 | 3.900 | 4.040 | 4.110 | 4.054 | € |
| Kapitalkosten | ca. | 1.506 | 1.796 | 1.899 | 1.848 | 2.274 | € |
| Betrieb und Wartungskosten | ca. | 784 | 871 | 994 | 1.025 | 875 | € |
| Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022 | ca. | 1.254 | 1.086 | 994 | 1.208 | 909 | € |
| Energiekosten Ø 1. Halbjahr 2023 | ca. | 1.225 | 1.233 | 1.146 | 1.237 | 905 | € |
| Energiekostensteigerung Ø 1. Halbjahr 2023 | ca. | -29 | 146 | 152 | 29 | -5 | € |
| CO ₂ | ca. | 49 | 245 | 239 | 114 | 54 | g/kWh |
| <i>gerundet fürs Diagramm</i> | | 3.500 | 3.900 | 4.050 | 4.100 | 4.050 | |
| Wärmegestehungskosten pro kWh | | | | | | | |
| Kapitalkosten | | 7,530 | 8,980 | 9,495 | 9,242 | 11,371 | ct/kWh |
| Betriebs- und Wartungskosten | | 3,918 | 4,355 | 4,972 | 5,126 | 4,376 | ct/kWh |
| Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022 | | 6,270 | 5,432 | 4,971 | 6,041 | 4,547 | ct/kWh |
| Energiekosten Ø 1. Halbjahr 2023 | | 6,123 | 6,164 | 5,731 | 6,183 | 4,525 | ct/kWh |
| Energiekostensteigerung Ø 1. Halbjahr 2023 | | -0,147 | 0,731 | 0,761 | 0,143 | -0,023 | ct/kWh |
| Sanierungsrate | | | | | | | |
| Ohne Gebäudesanierung | 20.000 kWh | 3.514 € | 3.900 € | 4.040 € | 4.110 € | 4.054 € | € |
| Mit Gebäudesanierung | 16.400 kWh | 2.882 € | 3.198 € | 3.313 € | 3.370 € | 3.324 € | € |
| Kostenersparnis | ca. | 18% | 18% | 18% | 18% | 18% | € |

Tabelle 14-6: Wirtschaftlichkeitsberechnung der Versorgungsvarianten für den Ortsteil Kählstorf

| Wirtschaftlichkeit Kählstorf | | Biogaswärme + Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlasterzeu- ger | Solarthermie + Biogaswärme + Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlasterzeu- ger | Biogaswärme + Wärmepumpe + Spitzenlaster- zeuger | Biogaswärme + Wärmepumpe + Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlasterzeu- ger | Solarthermie + Wärmepumpe + Spitzenlaster- zeuger | Dimen- sion |
|--------------------------------------|------------|---|---|---|---|--|-------------------|
| Brennstoffzufuhr Erdgas | ca. | 36.287 | 0 | 118.681 | 8.302 | 0 | kWh _{Hi} |
| Brennstoffzufuhr Hack- schnittzel | ca. | 660.224 | 686.053 | 0 | 253.376 | 0 | kWh _{Hi} |
| Brennstoffzufuhr Holzpellets | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Wärmezufuhr Biogaswärme | ca. | 657.000 | 0 | 657.000 | 657.000 | 0 | kWh _{th} |
| Strombezug öfftl. Netz | ca. | 7.160 | 7.742 | 219.789 | 164.886 | 430.043 | kWh _{el} |
| Strombezug Quartiersstrom | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Jahresarbeit Wärmeentzug Quelle | ca. | 0 | 0 | 274.331 | 212.452 | 443.020 | kWh _{th} |
| erzeugte Wärmemenge | ca. | 1.110.302 | 1.110.302 | 1.110.302 | 1.110.302 | 1.110.302 | kWh _{th} |
| CO ₂ -Emissionen (fossil) | ca. | 9,0 | 0,0 | 29,3 | 2,1 | 0,0 | t CO ₂ |
| Investitionen | | | | | | | |
| Biomassekessel | ca. | 364.000 | 635.500 | 0 | 360.500 | 0 | € |
| Solarthermie | ca. | 0 | 2.132.500 | 0 | 0 | 851.000 | € |
| Erdgaskessel | ca. | 55.000 | 55.000 | 55.000 | 55.000 | 55.000 | € |
| Großwärmepumpe | ca. | 0 | 0 | 237.000 | 174.000 | 2.176.000 | € |
| Erdsonden / Gewässerent- nahme | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | 633.000 | € |
| Elektro- und Anlagentechnik | ca. | 623.000 | 678.000 | 608.000 | 638.000 | 991.000 | € |
| Wärmenetz | ca. | 890.000 | 890.000 | 890.000 | 890.000 | 890.000 | € |
| Grundstück & Gebäude | ca. | 253.000 | 278.000 | 253.000 | 253.000 | 278.000 | € |
| Investitionssumme | ca. | 2.185.000 | 4.669.000 | 2.043.000 | 2.370.500 | 5.874.000 | € |
| Kapitalkosten | | | | | | | |
| Biomassekessel | 15 Jahre | 35.069 | 61.226 | 0 | 34.731 | 0 | €/a |
| Solarthermie | 20 Jahre | 0 | 171.117 | 0 | 0 | 68.286 | €/a |
| Erdgaskessel | 20 Jahre | 4.413 | 4.413 | 4.413 | 4.413 | 4.413 | €/a |
| Großwärmepumpe | 20 Jahre | 0 | 0 | 20.274 | 14.885 | 174.608 | €/a |
| Erdsonden / Gewässerent- nahme | 50 Jahre | 0 | 0 | 0 | 0 | 34.674 | €/a |
| Elektro- und Anlagentechnik | 15 Jahre | 60.021 | 65.320 | 58.576 | 61.466 | 95.475 | €/a |
| Wärmenetz | 40 Jahre | 51.868 | 51.868 | 51.868 | 51.868 | 51.868 | €/a |
| Grundstück & Gebäude | 50 Jahre | 13.859 | 15.228 | 13.859 | 13.859 | 15.228 | €/a |
| jährliche Kapitalkosten | ca. | 165.229 | 369.172 | 148.990 | 181.222 | 444.552 | €/a |

| Förderung | | | | | | | |
|---|--------------|---------------|----------------|---------------|---------------|----------------|------------|
| Biomassekessel | 15 Jahre | 12.101 | 21.407 | 0 | 12.081 | 0 | €/a |
| Solarthermie | 20 Jahre | 0 | 60.102 | 0 | 0 | 24.105 | €/a |
| Großwärmepumpe | 20 Jahre | 0 | 0 | 7.083 | 5.270 | 60.856 | €/a |
| Erdsonden / Gewässerentnahme | 50 Jahre | 0 | 0 | 0 | 0 | 12.051 | €/a |
| Elektro- und Anlagentechnik | 15 Jahre | 20.926 | 22.660 | 20.347 | 21.504 | 33.180 | €/a |
| Wärmenetz | 40 Jahre | 17.950 | 17.950 | 17.950 | 17.950 | 17.950 | €/a |
| Grundstücke & Gebäude | 50 Jahre | 4.820 | 4.820 | 4.820 | 4.820 | 4.820 | €/a |
| Planungsleistungen | 20 Jahre | 9.083 | 10.464 | 8.442 | 9.629 | 20.831 | €/a |
| jährliche Förderung | ca. | 64.880 | 137.402 | 58.642 | 71.254 | 173.793 | €/a |
| Betrieb und Wartung | | | | | | | |
| Biomassekessel | ca. | 18.840 | 33.330 | 0 | 18.810 | 0 | €/a |
| Solarthermie | ca. | 0 | 3.000 | 0 | 0 | 1.200 | €/a |
| Erdgaskessel | ca. | 1.440 | 1.440 | 1.440 | 1.440 | 1.440 | €/a |
| Großwärmepumpe | ca. | 0 | 0 | 5.175 | 3.850 | 61.150 | €/a |
| Elektro- und Anlagentechnik | ca. | 21.720 | 23.520 | 21.120 | 22.320 | 34.440 | €/a |
| Wärmenetz | ca. | 3.850 | 3.850 | 3.850 | 3.850 | 3.850 | €/a |
| Grundstücke & Gebäude | ca. | 550 | 605 | 550 | 550 | 605 | €/a |
| Versicherung/Sonstiges | ca. | 5.215 | 11.716 | 4.889 | 5.687 | 14.196 | €/a |
| technische Betriebsführung | ca. | 5.215 | 11.716 | 4.889 | 5.687 | 14.196 | €/a |
| kaufmännische Betriebsführung | ca. | 2.184 | 2.184 | 2.184 | 2.184 | 2.184 | €/a |
| jährliche Betriebs- und Wartungskosten | ca. | 59.014 | 91.361 | 44.097 | 64.377 | 133.261 | €/a |
| Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022 | | | | | | | |
| Mischpreis Biogaswärme / Abwärme | 5,00 ct/kWh | 32.850 | 0 | 32.850 | 32.850 | 0 | €/a |
| Mischpreis Erdgas | 6,74 ct/kWh | 2.446 | 0 | 7.999 | 560 | 0 | €/a |
| Hackschnitzel - WGH20 | 3,57 ct/kWh | 23.599 | 24.522 | 0 | 9.057 | 0 | €/a |
| Pellets 20 Tonnen | 11,05 ct/kWh | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | €/a |
| Mischpreis Strom | 20,50 ct/kWh | 1.468 | 1.587 | 45.047 | 33.795 | 88.141 | €/a |
| Direktstrom (EE) | 8,00 ct/kWh | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | €/a |
| CO ₂ -Bepreisung | 47,5 €/t | 426 | 0 | 1.393 | 97 | 0 | €/a |

| | | | | | | | |
|--|--------------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|
| jährliche Energiebezugskosten | ca. | 60.362 | 26.109 | 85.896 | 76.261 | 88.141 | €/a |
| Betriebskostenförderung | | | | | | | |
| Förderung Betrieb Wärmepumpe öfftl. Strom (10 Jahre) | ca. | | | 25.147 | 19.475 | 40.610 | €/a |
| Förderung Betrieb Solarthermie (10 Jahre) | ca. | | 10.000 | | | 4.000 | €/a |
| jährliche Betriebskostenförderung | ca. | 0 | 10.000 | 25.147 | 19.475 | 44.610 | €/a |
| Wirtschaftlichkeit Ø 2. Halbjahr 2022 | | | | | | | |
| Wärmegestehungskosten pro Jahr | ca. | 219.726 | 339.239 | 195.194 | 231.132 | 447.551 | €/a |
| spezifische Wärmegestehungskosten (netto) | | 20 | 31 | 18 | 21 | 40 | ct/kWh |
| spezifische Wärmegestehungskosten (brutto) | | 24 | 36 | 21 | 25 | 48 | ct/kWh |
| Energiekosten Ø 1. Halbjahr 2023 | | | | | | | |
| Mischpreis Biogaswärme / Abwärme | 5,00 ct/kWh | 32.850 | 0 | 32.850 | 32.850 | 0 | €/a |
| Mischpreis Erdgas | 6,82 ct/kWh | 2.473 | 0 | 8.088 | 566 | 0 | €/a |
| Hackschnitzel - WGH20 | 3,42 ct/kWh | 22.612 | 23.497 | 0 | 8.678 | 0 | €/a |
| Pellets 20 Tonnen | 6,55 ct/kWh | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | €/a |
| Mischpreis Strom | 21,55 ct/kWh | 1.543 | 1.668 | 47.356 | 35.527 | 92.658 | €/a |
| Direktstrom (EE) | 8,00 ct/kWh | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | €/a |
| CO ₂ -Bepreisung | 57,1 €/t | 512 | 0 | 1.674 | 117 | 0 | €/a |
| jährliche Energiebezugskosten | ca. | 59.990 | 25.165 | 89.969 | 77.738 | 92.658 | €/a |
| Wirtschaftlichkeit Ø 1. Halbjahr 2023 | | | | | | | |
| Wärmegestehungskosten | ca. | 219.353 | 338.295 | 199.266 | 232.608 | 452.068 | €/a |
| spezifische Wärmegestehungskosten (netto) | | 20 | 30 | 18 | 21 | 41 | ct/kWh |
| spezifische Wärmegestehungskosten (brutto) | | 24 | 36 | 21 | 25 | 48 | ct/kWh |
| Dztrl. Vergleich (brutto) | | | | | | | |

| | | | | | | | |
|--|------------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|
| Wärmebedarf | 20.000 kWh | 4.702 | 7.252 | 4.271 | 4.986 | 9.690 | € |
| Kapitalkosten | ca. | 2.151 | 4.968 | 1.937 | 2.357 | 5.804 | € |
| Betrieb und Wartungskosten | ca. | 1.265 | 1.958 | 945 | 1.380 | 2.857 | € |
| Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022 | ca. | 1.294 | 345 | 1.302 | 1.217 | 933 | € |
| Energiekosten Ø 1. Halbjahr 2023 | ca. | 1.286 | 325 | 1.389 | 1.249 | 1.030 | € |
| Energiekostensteigerung Ø 1. Halbjahr 2023 | ca. | -8 | -20 | 87 | 32 | 97 | € |
| CO ₂ | ca. | 26 | 33 | 120 | 78 | 192 | g/kWh |
| <i>gerundet fürs Diagramm</i> | | 4.700 | 7.250 | 4.250 | 5.000 | 9.700 | |
| Wärmegestehungskosten pro kWh | | | | | | | |
| Kapitalkosten | | 10,755 | 24,841 | 9,683 | 11,786 | 29,019 | ct/kWh |
| Betriebs- und Wartungskosten | | 6,325 | 9,792 | 4,726 | 6,900 | 14,283 | ct/kWh |
| Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022 | | 6,469 | 1,727 | 6,511 | 6,086 | 4,666 | ct/kWh |
| Energiekosten Ø 1. Halbjahr 2023 | | 6,430 | 1,625 | 6,947 | 6,244 | 5,150 | ct/kWh |
| Energiekostensteigerung Ø 1. Halbjahr 2023 | | -0,040 | -0,101 | 0,436 | 0,158 | 0,484 | ct/kWh |
| Sanierungsrate | | | | | | | |
| Ohne Gebäudesanierung | 20.000 kWh | 4.702 € | 7.252 € | 4.271 € | 4.986 € | 9.690 € | € |
| Mit Gebäudesanierung | 16.400 kWh | 3.856 € | 5.946 € | 3.503 € | 4.089 € | 7.946 € | € |
| Kostenersparnis | ca. | 18% | 18% | 18% | 18% | 18% | € |

Tabelle 14-7: Wirtschaftlichkeitsberechnung der Versorgungsvarianten für den Ortsteil Klein Berkenthin

| Wirtschaftlichkeit Klein Berkenthin | | Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlasterzeu- ger | Luftwärme- pumpe + Spit- zenlasterzeu- ger | Erdwärme- pumpe + Hack- schnitzelkessel + Spitzenlaster- zeuger | Solarthermie + Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlasterzeu- ger | Solarthermie + Erdwärme- pumpe + Spit- zenlasterzeu- ger | Dimen- sion |
|--|------------|--|---|---|--|--|-------------------|
| Brennstoffzufuhr Erdgas | ca. | 202.356 | 1.699.168 | 1.253.989 | 336.706 | 1.338.634 | kWh _{Hi} |
| Brennstoffzufuhr Hack- schnittzel | ca. | 18.161.176 | 0 | 11.763.765 | 13.363.294 | 0 | kWh _{Hi} |
| Brennstoffzufuhr Holzpellets | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Wärmezufuhr Biogaswärme | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | kWh _{th} |
| Strombezug öfftl. Netz | ca. | 171.669 | 6.113.217 | 2.127.354 | 135.978 | 2.847.327 | kWh _{el} |
| Strombezug Quartiersstrom | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Jahresarbeit Wärmeentzug Quelle | ca. | 0 | 8.102.459 | 2.551.443 | 0 | 3.953.994 | kWh _{th} |
| erzeugte Wärmemenge | ca. | 13.311.580 | 13.311.580 | 13.311.580 | 13.311.580 | 13.311.580 | kWh _{th} |
| CO ₂ -Emissionen (fossil) | ca. | 50,0 | 419,7 | 309,7 | 83,2 | 330,6 | t CO ₂ |
| Investitionen | | | | | | | |
| Biomassekessel | ca. | 1.352.000 | 0 | 967.500 | 1.275.500 | 0 | € |
| Solarthermie | ca. | 0 | 0 | 0 | 8.510.000 | 21.275.000 | € |
| Erdgaskessel | ca. | 481.000 | 481.000 | 481.000 | 481.000 | 481.000 | € |
| Großwärmepumpe | ca. | 0 | 3.847.000 | 992.000 | 0 | 2.631.000 | € |
| Erdsonden / Gewässerent- nahme | ca. | 0 | 0 | 4.048.000 | 0 | 8.349.000 | € |
| Elektro- und Anlagentechnik | ca. | 4.427.000 | 4.584.000 | 4.539.000 | 4.472.000 | 4.621.000 | € |
| Wärmenetz | ca. | 15.180.000 | 15.180.000 | 15.180.000 | 15.180.000 | 15.180.000 | € |
| Grundstück & Gebäude | ca. | 253.000 | 253.000 | 359.000 | 354.000 | 729.000 | € |
| Investitionssumme | ca. | 21.693.000 | 24.345.000 | 26.566.500 | 30.272.500 | 53.266.000 | € |
| Kapitalkosten | | | | | | | |
| Biomassekessel | 15 Jahre | 130.255 | 0 | 93.211 | 122.885 | 0 | €/a |
| Solarthermie | 20 Jahre | 0 | 0 | 0 | 682.864 | 1.707.161 | €/a |
| Erdgaskessel | 20 Jahre | 38.597 | 38.597 | 38.597 | 38.597 | 38.597 | €/a |
| Großwärmepumpe | 20 Jahre | 0 | 329.096 | 79.601 | 0 | 211.118 | €/a |
| Erdsonden / Gewässerent- nahme | 50 Jahre | 0 | 0 | 221.736 | 0 | 457.331 | €/a |
| Elektro- und Anlagentechnik | 15 Jahre | 426.507 | 441.633 | 437.298 | 430.843 | 445.198 | €/a |
| Wärmenetz | 40 Jahre | 884.662 | 884.662 | 884.662 | 884.662 | 884.662 | €/a |
| Grundstück & Gebäude | 50 Jahre | 13.859 | 13.859 | 19.665 | 19.391 | 39.932 | €/a |
| jährliche Kapitalkosten | ca. | 1.493.880 | 1.707.847 | 1.774.770 | 2.179.242 | 3.783.999 | €/a |
| Förderung | | | | | | | |

| | | | | | | | |
|---|--------------|----------------|------------------|----------------|----------------|------------------|------------|
| Biomassekessel | 15 Jahre | 45.165 | 0 | 32.429 | 42.603 | 0 | €/a |
| Solarthermie | 20 Jahre | 0 | 0 | 0 | 240.407 | 601.017 | €/a |
| Großwärmepumpe | 20 Jahre | 0 | 107.429 | 27.668 | 0 | 73.534 | €/a |
| Erdsonden | 50 Jahre | 0 | 0 | 77.126 | 0 | 159.072 | €/a |
| Elektro- und Anlagentechnik | 15 Jahre | 148.252 | 153.531 | 152.182 | 149.986 | 154.957 | €/a |
| Wärmenetz | 40 Jahre | 307.709 | 307.709 | 307.709 | 307.709 | 307.709 | €/a |
| Grundstücke & Gebäude | 50 Jahre | 4.820 | 4.820 | 4.820 | 4.820 | 4.820 | €/a |
| Planungsleistungen | 20 Jahre | 89.005 | 99.918 | 109.162 | 89.101 | 131.726 | €/a |
| jährliche Förderung | ca. | 594.951 | 673.407 | 711.095 | 834.625 | 1.432.835 | €/a |
| Betrieb und Wartung | | | | | | | |
| Biomassekessel | ca. | 70.320 | 0 | 50.490 | 66.330 | 0 | €/a |
| Solarthermie | ca. | 0 | 0 | 0 | 12.000 | 30.000 | €/a |
| Erdgaskessel | ca. | 12.540 | 12.540 | 12.540 | 12.540 | 12.540 | €/a |
| Großwärmepumpe | ca. | 0 | 83.675 | 109.550 | 0 | 238.775 | €/a |
| Elektro- und Anlagentechnik | ca. | 153.880 | 159.360 | 157.960 | 155.680 | 160.840 | €/a |
| Wärmenetz | ca. | 66.000 | 66.000 | 66.000 | 66.000 | 66.000 | €/a |
| Grundstücke & Gebäude | ca. | 550 | 550 | 780 | 770 | 1.585 | €/a |
| Versicherung/Sonstiges | ca. | 51.861 | 58.117 | 63.526 | 74.701 | 133.103 | €/a |
| technische Betriebsführung | ca. | 51.861 | 58.117 | 63.526 | 74.701 | 133.103 | €/a |
| kaufmännische Betriebsführung | ca. | 60.736 | 60.736 | 60.736 | 60.736 | 60.736 | €/a |
| jährliche Betriebs- und Wartungskosten | ca. | 467.748 | 499.095 | 585.107 | 523.457 | 836.682 | €/a |
| Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022 | | | | | | | |
| Mischpreis Biogaswärme / Abwärme | 8,00 ct/kWh | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | €/a |
| Mischpreis Erdgas | 6,74 ct/kWh | 13.638 | 114.515 | 84.513 | 22.692 | 90.217 | €/a |
| Hackschnitzel - WGH20 | 3,57 ct/kWh | 649.148 | 0 | 420.480 | 477.654 | 0 | €/a |
| Pellets 20 Tonnen | 11,05 ct/kWh | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | €/a |
| Mischpreis Strom | 20,50 ct/kWh | 35.185 | 1.252.953 | 436.018 | 27.870 | 583.582 | €/a |
| Direktstrom (EE) | 8,00 ct/kWh | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | €/a |
| CO ₂ -Bepreisung | 47,5 €/t | 2.375 | 19.940 | 14.716 | 3.951 | 15.709 | €/a |
| jährliche Energiebezugskosten | ca. | 697.970 | 1.367.468 | 941.011 | 528.216 | 673.800 | €/a |

| Betriebskostenförderung | | | | | | | |
|--|--------------|----------------|------------------|----------------|----------------|----------------|---------------|
| Förderung Betrieb Wärmepumpe öfftl. Strom (10 Jahre) | ca. | | 742.725 | 233.882 | | 362.449 | €/a |
| Förderung Betrieb Solarthermie (10 Jahre) | ca. | | | | 40.000 | 100.000 | €/a |
| jährliche Betriebskostenförderung | ca. | 0 | 742.725 | 233.882 | 40.000 | 462.449 | €/a |
| Wirtschaftlichkeit Ø 2. Halbjahr 2022 | | | | | | | |
| Wärmegestehungskosten pro Jahr | ca. | 2.064.647 | 2.158.278 | 2.355.910 | 2.356.289 | 3.399.196 | €/a |
| spezifische Wärmegestehungskosten (netto) | | 16 | 16 | 18 | 18 | 26 | ct/kWh |
| spezifische Wärmegestehungskosten (brutto) | | 18 | 19 | 21 | 21 | 30 | ct/kWh |
| Energiekosten Ø 1. Halbjahr 2023 | | | | | | | |
| Mischpreis Biogaswärme / Abwärme | 8,00 ct/kWh | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | €/a |
| Mischpreis Erdgas | 6,82 ct/kWh | 13.791 | 115.800 | 85.461 | 22.947 | 91.230 | €/a |
| Hackschnitzel - WGH20 | 3,42 ct/kWh | 622.008 | 0 | 402.901 | 457.683 | 0 | €/a |
| Pellets 20 Tonnen | 6,55 ct/kWh | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | €/a |
| Mischpreis Strom | 21,55 ct/kWh | 36.988 | 1.317.167 | 458.364 | 29.298 | 613.491 | €/a |
| Direktstrom (EE) | 8,00 ct/kWh | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | €/a |
| CO ₂ -Bepreisung | 57,1 €/t | 2.854 | 23.969 | 17.689 | 4.750 | 18.883 | €/a |
| jährliche Energiebezugskosten | ca. | 675.641 | 1.456.936 | 964.415 | 514.678 | 723.604 | €/a |
| Wirtschaftlichkeit Ø 1. Halbjahr 2023 | | | | | | | |
| Wärmegestehungskosten | ca. | 2.042.318 | 2.247.746 | 2.379.314 | 2.342.752 | 3.449.001 | €/a |
| spezifische Wärmegestehungskosten (netto) | | 15 | 17 | 18 | 18 | 26 | ct/kWh |
| spezifische Wärmegestehungskosten (brutto) | | 18 | 20 | 21 | 21 | 31 | ct/kWh |
| Dztrl. Vergleich (brutto) | | | | | | | |

| | | | | | | | |
|--|------------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|
| Wärmebedarf | 20.000 kWh | 3.651 | 4.019 | 4.254 | 4.189 | 6.167 | € |
| Kapitalkosten | ca. | 1.607 | 1.849 | 1.902 | 2.404 | 4.204 | € |
| Betrieb und Wartungskosten | ca. | 836 | 892 | 1.046 | 936 | 1.496 | € |
| Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022 | ca. | 1.248 | 1.117 | 1.264 | 873 | 378 | € |
| Energiekosten Ø 1. Halbjahr 2023 | ca. | 1.208 | 1.277 | 1.306 | 849 | 467 | € |
| Energiekostensteigerung Ø 1. Halbjahr 2023 | ca. | -40 | 160 | 42 | -24 | 89 | € |
| CO ₂ | ca. | 44 | 250 | 121 | 43 | 140 | g/kWh |
| <i>gerundet fürs Diagramm</i> | | 3.650 | 4.000 | 4.250 | 4.200 | 6.150 | |
| Wärmegestehungskosten pro kWh | | | | | | | |
| Kapitalkosten | | 8,036 | 9,247 | 9,509 | 12,020 | 21,018 | ct/kWh |
| Betriebs- und Wartungskosten | | 4,181 | 4,462 | 5,231 | 4,679 | 7,480 | ct/kWh |
| Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022 | | 6,240 | 5,585 | 6,321 | 4,364 | 1,889 | ct/kWh |
| Energiekosten Ø 1. Halbjahr 2023 | | 6,040 | 6,385 | 6,531 | 4,243 | 2,335 | ct/kWh |
| Energiekostensteigerung Ø 1. Halbjahr 2023 | | -0,200 | 0,800 | 0,209 | -0,121 | 0,445 | ct/kWh |
| Sanierungsrate | | | | | | | |
| Ohne Gebäudesanierung | 20.000 kWh | 3.651 € | 4.019 € | 4.254 € | 4.189 € | 6.167 € | € |
| Mit Gebäudesanierung | 16.400 kWh | 2.994 € | 3.295 € | 3.488 € | 3.435 € | 5.057 € | € |
| Kostenersparnis | ca. | 18% | 18% | 18% | 18% | 18% | € |

Tabelle 14-8: Wirtschaftlichkeitsberechnung der Versorgungsvarianten für den Ortsteil Groß Berkenthin

| Wirtschaftlichkeit Groß Berkenthin | | Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlasterzeuger | Luftwärmepumpe + Spitzenlaster- zeuger | Solarthermie Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlasterzeuger | + Gewässer-Wär- mepumpe + Hack- schnittelkessel + Spitzenlasterzeu- ger | Dimension |
|---------------------------------------|------------|---|--|---|--|-------------------|
| Brennstoffzufuhr Erdgas | ca. | 115.218 | 309.789 | 81.404 | 187.697 | kWh _{Hi} |
| Brennstoffzufuhr Hack- schnittel | ca. | 4.858.941 | 0 | 3.727.835 | 1.328.706 | kWh _{Hi} |
| Brennstoffzufuhr Holzpellets | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Wärmezufuhr Biogaswärme | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | kWh _{th} |
| Strombezug öfftl. Netz | ca. | 46.490 | 1.724.838 | 37.582 | 1.291.514 | kWh _{el} |
| Strombezug Quartiersstrom | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Jahresarbeit Wärmeentzug Quelle | ca. | 0 | 2.250.776 | 0 | 1.669.492 | kWh _{th} |
| erzeugte Wärmemenge | ca. | 3.834.815 | 3.834.815 | 3.834.815 | 3.834.815 | kWh _{th} |
| CO ₂ -Emissionen (fossil) | ca. | 28,5 | 76,5 | 20,1 | 46,4 | t CO ₂ |
| Investitionen | | | | | | |
| Biomassekessel | ca. | 690.000 | 0 | 689.500 | 588.500 | € |
| Solarthermie | ca. | 0 | 0 | 2.132.500 | 0 | € |
| Erdgaskessel | ca. | 168.000 | 168.000 | 168.000 | 168.000 | € |
| Großwärmepumpe | ca. | 0 | 1.234.000 | 0 | 666.000 | € |
| Erdsonden / Gewässerent- nahme | ca. | 0 | 0 | 0 | 632.500 | € |
| Elektro- und Anlagentechnik | ca. | 1.212.000 | 1.236.000 | 1.257.000 | 1.254.000 | € |
| Wärmenetz | ca. | 2.530.000 | 2.530.000 | 2.530.000 | 2.530.000 | € |
| Grundstück & Gebäude | ca. | 253.000 | 253.000 | 278.000 | 253.000 | € |
| Investitionssumme | ca. | 4.853.000 | 5.421.000 | 7.055.000 | 6.092.000 | € |
| Kapitalkosten | | | | | | |
| Biomassekessel | 15 Jahre | 66.476 | 0 | 66.428 | 56.697 | €/a |
| Solarthermie | 20 Jahre | 0 | 0 | 171.117 | 0 | €/a |
| Erdgaskessel | 20 Jahre | 13.481 | 13.481 | 13.481 | 13.481 | €/a |
| Großwärmepumpe | 20 Jahre | 0 | 99.019 | 0 | 53.442 | €/a |
| Erdsonden / Gewässerent- nahme | 50 Jahre | 0 | 0 | 0 | 34.646 | €/a |
| Elektro- und Anlagentechnik | 15 Jahre | 116.767 | 119.079 | 121.102 | 120.813 | €/a |
| Wärmenetz | 40 Jahre | 147.444 | 147.444 | 147.444 | 147.444 | €/a |
| Grundstück & Gebäude | 50 Jahre | 13.859 | 13.859 | 15.228 | 13.859 | €/a |
| jährliche Kapitalkosten | ca. | 358.026 | 392.881 | 534.800 | 440.382 | €/a |
| Förderung | | | | | | |

| | | | | | | |
|---|--------------|----------------|----------------|----------------|----------------|------------|
| Biomassekessel | 15 Jahre | 23.122 | 0 | 23.103 | 19.712 | €/a |
| Solarthermie | 20 Jahre | 0 | 0 | 60.102 | 0 | €/a |
| Großwärmepumpe | 20 Jahre | 0 | 34.472 | 0 | 18.488 | €/a |
| Erdsonden | 50 Jahre | 0 | 0 | 0 | 12.051 | €/a |
| Elektro- und Anlagentechnik | 15 Jahre | 40.541 | 41.466 | 42.275 | 42.159 | €/a |
| Wärmenetz | 40 Jahre | 51.285 | 51.285 | 51.285 | 51.285 | €/a |
| Grundstücke & Gebäude | 50 Jahre | 4.820 | 4.820 | 4.820 | 4.820 | €/a |
| Planungsleistungen | 20 Jahre | 19.675 | 21.922 | 19.772 | 24.795 | €/a |
| jährliche Förderung | ca. | 139.444 | 153.965 | 201.356 | 173.310 | €/a |
| Betrieb und Wartung | | | | | | |
| Biomassekessel | ca. | 36.000 | 0 | 35.970 | 30.690 | €/a |
| Solarthermie | ca. | 0 | 0 | 3.000 | 0 | €/a |
| Erdgaskessel | ca. | 4.380 | 4.380 | 4.380 | 4.380 | €/a |
| Großwärmepumpe | ca. | 0 | 26.850 | 0 | 28.150 | €/a |
| Elektro- und Anlagentechnik | ca. | 42.080 | 43.040 | 43.880 | 43.760 | €/a |
| Wärmenetz | ca. | 11.000 | 11.000 | 11.000 | 11.000 | €/a |
| Grundstücke & Gebäude | ca. | 550 | 550 | 605 | 550 | €/a |
| Versicherung/Sonstiges | ca. | 11.720 | 13.074 | 17.575 | 14.640 | €/a |
| technische Betriebsführung | ca. | 11.720 | 13.074 | 17.575 | 14.640 | €/a |
| kaufmännische Betriebsführung | ca. | 10.088 | 10.088 | 10.088 | 10.088 | €/a |
| jährliche Betriebs- und Wartungskosten | ca. | 127.538 | 122.056 | 144.073 | 157.897 | €/a |
| Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022 | | | | | | |
| Mischpreis Biogaswärme / Abwärme | 8,00 ct/kWh | 0 | 0 | 0 | 0 | €/a |
| Mischpreis Erdgas | 6,74 ct/kWh | 7.765 | 20.878 | 5.486 | 12.650 | €/a |
| Hackschnitzel - WGH20 | 3,57 ct/kWh | 173.677 | 0 | 133.247 | 47.493 | €/a |
| Pellets 20 Tonnen | 11,05 ct/kWh | 0 | 0 | 0 | 0 | €/a |
| Mischpreis Strom | 20,50 ct/kWh | 9.528 | 353.519 | 7.703 | 264.706 | €/a |
| Direktstrom (EE) | 8,00 ct/kWh | 0 | 0 | 0 | 0 | €/a |
| CO ₂ -Bepreisung | 47,5 €/t | 1.352 | 3.635 | 955 | 2.203 | €/a |
| jährliche Energiebezugskosten | ca. | 190.970 | 374.397 | 146.436 | 324.849 | €/a |

| Betriebskostenförderung | | | | | | |
|--|--------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|
| Förderung Betrieb Wärmepumpe öfftl. Strom (10 Jahre) | ca. | | 206.321 | | 153.037 | €/a |
| Förderung Betrieb Solarthermie (10 Jahre) | ca. | | | 10.000 | | €/a |
| jährliche Betriebskostenförderung | ca. | 0 | 206.321 | 10.000 | 153.037 | €/a |
| Wirtschaftlichkeit Ø 2. Halbjahr 2022 | | | | | | |
| Wärmegestehungskosten pro Jahr | ca. | 537.091 | 529.048 | 613.952 | 596.781 | €/a |
| spezifische Wärmegestehungskosten (netto) | | 14 | 14 | 16 | 16 | ct/kWh |
| spezifische Wärmegestehungskosten (brutto) | | 17 | 16 | 19 | 19 | ct/kWh |
| Energiekosten Ø 1. Halbjahr 2023 | | | | | | |
| Mischpreis Biogaswärme / Abwärme | 8,00 ct/kWh | 0 | 0 | 0 | 0 | €/a |
| Mischpreis Erdgas | 6,82 ct/kWh | 7.852 | 21.113 | 5.548 | 12.792 | €/a |
| Hackschnitzel - WGH20 | 3,42 ct/kWh | 166.415 | 0 | 127.676 | 45.507 | €/a |
| Pellets 20 Tonnen | 6,55 ct/kWh | 0 | 0 | 0 | 0 | €/a |
| Mischpreis Strom | 21,55 ct/kWh | 10.017 | 371.637 | 8.097 | 278.272 | €/a |
| Direktstrom (EE) | 8,00 ct/kWh | 0 | 0 | 0 | 0 | €/a |
| CO ₂ -Bepreisung | 57,1 €/t | 1.625 | 4.370 | 1.148 | 2.648 | €/a |
| jährliche Energiebezugskosten | ca. | 185.910 | 397.120 | 142.469 | 339.219 | €/a |
| Wirtschaftlichkeit Ø 1. Halbjahr 2023 | | | | | | |
| Wärmegestehungskosten | ca. | 532.030 | 551.771 | 609.986 | 611.151 | €/a |
| spezifische Wärmegestehungskosten (netto) | | 14 | 14 | 16 | 16 | ct/kWh |
| spezifische Wärmegestehungskosten (brutto) | | 17 | 17 | 19 | 19 | ct/kWh |
| Dztrl. Vergleich (brutto) | | | | | | |

| | | | | | | |
|--|------------|---------|---------|---------|---------|--------|
| Wärmebedarf | 20.000 kWh | 3.302 | 3.424 | 3.786 | 3.793 | € |
| Kapitalkosten | ca. | 1.357 | 1.483 | 2.069 | 1.658 | € |
| Betrieb und Wartungskosten | ca. | 792 | 758 | 894 | 980 | € |
| Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022 | ca. | 1.185 | 1.043 | 847 | 1.066 | € |
| Energiekosten Ø 1. Halbjahr 2023 | ca. | 1.154 | 1.184 | 822 | 1.156 | € |
| Energiekostensteigerung Ø 1. Halbjahr 2023 | ca. | -31 | 141 | -25 | 89 | € |
| CO ₂ | ca. | 45 | 234 | 40 | 181 | g/kWh |
| <i>gerundet fürs Diagramm</i> | | 3.300 | 3.400 | 3.800 | 3.800 | |
| Wärmegestehungskosten pro kWh | | | | | | |
| Kapitalkosten | | 6,783 | 7,414 | 10,347 | 8,288 | ct/kWh |
| Betriebs- und Wartungskosten | | 3,958 | 3,788 | 4,471 | 4,900 | ct/kWh |
| Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022 | | 5,926 | 5,216 | 4,234 | 5,332 | ct/kWh |
| Energiekosten Ø 1. Halbjahr 2023 | | 5,769 | 5,921 | 4,111 | 5,778 | ct/kWh |
| Energiekostensteigerung Ø 1. Halbjahr 2023 | | -0,157 | 0,705 | -0,123 | 0,446 | ct/kWh |
| Sanierungsrate | | | | | | |
| Ohne Gebäudesanierung | 20.000 kWh | 3.302 € | 3.424 € | 3.786 € | 3.793 € | € |
| Mit Gebäudesanierung | 16.400 kWh | 2.708 € | 2.808 € | 3.104 € | 3.110 € | € |
| Kostenersparnis | ca. | 18% | 18% | 18% | 18% | € |

Tabelle 14-9: CO₂-Bilanz der zentralen Wärmeversorgung für das Verbundnetz Berkenthin²⁵

| CO ₂ -Bilanz Berkenthin Verbundnetz | Hackschnitzelkessel + Spitzenlastzeuger | Solarthermie + Hackschnitzelkessel + Spitzenlastzeuger | Erdwärmepumpe + Hackschnitzelkessel + Spitzenlastzeuger | + Luftwärmepumpe + Spitzenlastzeuger | Gewässerwärmepumpe + Spitzenlastzeuger | Dimension |
|---|---|--|---|--------------------------------------|--|----------------------|
| Emissionsfaktor | | | | | | |
| spezifische Emissionsfaktor von Erdgas | 247 | 247 | 247 | 247 | 247 | g/kWh |
| CO ₂ -Emissionen Erdgas | 174,0 | 319,9 | 220,0 | 329,8 | 494,9 | t CO ₂ /a |
| spezifische Emissionsfaktor von Solarthermie | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | g/kWh |
| CO ₂ -Emissionen Solarthermie | 0,0 | 118,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | t CO ₂ /a |
| spezifische Emissionsfaktor von Biomasse | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | g/kWh |
| CO ₂ -Emissionen Biomasse | 567,5 | 407,3 | 380,6 | 0,0 | 0,0 | t CO ₂ /a |
| spezifische Emissionsfaktor von Strom | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | g/kWh |
| CO ₂ -Emissionen Strom | 103,9 | 82,7 | 1358,8 | 3869,5 | 3610,3 | t CO ₂ /a |
| spezifische Emissionsfaktor von Biogas-Wärme | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | g/kWh |
| CO ₂ -Emissionen Biogas-Wärme | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | t CO ₂ /a |
| spezifische CO₂-Emissionsfaktor | 49 | 54 | 114 | 245 | 239 | g/kWh |
| CO₂-Emissionen | 845 | 929 | 1959 | 4199 | 4105 | t CO ₂ /a |

²⁵ Die CO₂-Emissionen der verbleibenden dezentralen Heizungen (20 % der Gebäude) sind in diesen Bilanzen nicht mit enthalten

Tabelle 14-10: CO₂-Bilanz der zentralen Wärmeversorgung für den Ortsteil Kählstorf

| CO ₂ -Bilanz Kählstorf | | Biogaswärme + Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlasterzeuger | Solarthermie + Bi- ogaswärme + Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlasterzeuger | Biogaswärme + Wärmepumpe + Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlasterzeuger | Biogaswärme + Wärmepumpe + Spitzenlasterzeu- ger | Dimension |
|---|------------|--|--|--|---|----------------------|
| Emissionsfaktor | | | | | | |
| spezifische Emissionsfaktor von Erdgas | | 247 | 247 | 247 | 247 | g/kWh |
| CO ₂ -Emissionen Erdgas | ca. | 9,0 | 0,0 | 2,1 | 29,3 | t CO ₂ /a |
| spezifische Emissionsfaktor von Solarthermie | | 24 | 24 | 24 | 24 | g/kWh |
| CO ₂ -Emissionen Solarther- mie | ca. | 0,0 | 16,0 | 0,0 | 0,0 | t CO ₂ /a |
| spezifische Emissionsfaktor von Biomasse | | 25 | 25 | 25 | 25 | g/kWh |
| CO ₂ -Emissionen Biomasse | ca. | 16,5 | 17,2 | 6,3 | 0,0 | t CO ₂ /a |
| spezifische Emissionsfaktor von Strom | | 475 | 475 | 475 | 475 | g/kWh |
| CO ₂ -Emissionen Strom | ca. | 3,4 | 3,7 | 78,3 | 104,4 | t CO ₂ /a |
| spezifische Emissionsfaktor von Direktstrom (EE) | | 0 | 0 | 0 | 0 | g/kWh |
| CO ₂ -Emissionen Direkt- strom (EE) | ca. | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | t CO ₂ /a |
| spezifische Emissionsfaktor von Biogas-Wärme | | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | g/kWh |
| CO ₂ -Emissionen Biogas- Wärme | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | t CO ₂ /a |
| spezifische CO₂-Emissi- onsfaktor | | 26 | 33 | 78 | 120 | g/kWh |
| CO₂-Emissionen | ca. | 29 | 37 | 87 | 134 | t CO ₂ /a |

Tabelle 14-11: CO₂-Bilanz der zentralen Wärmeversorgung für den Ortsteil Klein Berkenthin

| CO ₂ -Bilanz Klein Berkenthin | Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlasterzeu- ger | Solarthermie + Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlasterzeu- ger | Erdwärme- pumpe + Hack- schnitzelkessel + Spitzenlaster- zeuger | Luftwärme- pumpe + Spit- zenlasterzeu- ger | Solarthermie + Erdwärme- pumpe + Spit- zenlasterzeu- ger | Dimension |
|---|--|--|---|---|--|----------------------|
| Emissionsfaktor | | | | | | |
| spezifische Emissionsfaktor von Erdgas | 247 | 247 | 247 | 247 | 247 | g/kWh |
| CO ₂ -Emissionen Erdgas | 50,0 | 83,2 | 309,7 | 419,7 | 330,6 | t CO ₂ /a |
| spezifische Emissionsfaktor von Solarthermie | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | g/kWh |
| CO ₂ -Emissionen Solarther- mie | 0,0 | 95,1 | 0,0 | 0,0 | 185,3 | t CO ₂ /a |
| spezifische Emissionsfaktor von Biomasse | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | g/kWh |
| CO ₂ -Emissionen Biomasse | 454,0 | 334,1 | 294,1 | 0,0 | 0,0 | t CO ₂ /a |
| spezifische Emissionsfaktor von Strom | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | g/kWh |
| CO ₂ -Emissionen Strom | 81,5 | 64,6 | 1010,5 | 2903,8 | 1352,5 | t CO ₂ /a |
| spezifische Emissionsfaktor von Direktstrom (EE) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | g/kWh |
| CO ₂ -Emissionen Direkt- strom (EE) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | t CO ₂ /a |
| spezifische Emissionsfaktor von Biogas-Wärme | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | g/kWh |
| CO ₂ -Emissionen Biogas- Wärme | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | t CO ₂ /a |
| spezifische CO₂-Emissi- onsfaktor | 44 | 43 | 121 | 250 | 140 | g/kWh |
| CO₂-Emissionen | 586 | 577 | 1614 | 3323 | 1868 | t CO ₂ /a |

Tabelle 14-12: CO₂-Bilanz der zentralen Wärmeversorgung für den Ortsteil Groß Berkenthin

| CO ₂ -Bilanz Groß Berkenthin | Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlasterzeu- ger | Solarthermie + Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlasterzeu- ger | Gewässer-Wär- mepumpe + Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlasterzeu- ger | Luftwärme- pumpe + Spit- zenlasterzeu- ger | Solarthermie + Erdwärme- pumpe + Spit- zenlasterzeu- ger | Dimension |
|---|--|--|--|---|--|----------------------|
| Emissionsfaktor | | | | | | |
| spezifische Emissionsfaktor von Erdgas | 247 | 247 | 247 | 247 | 247 | g/kWh |
| CO ₂ -Emissionen Erdgas | 28,5 | 20,1 | 46,4 | 76,5 | 0,0 | t CO ₂ /a |
| spezifische Emissionsfaktor von Solarthermie | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | g/kWh |
| CO ₂ -Emissionen Solarther- mie | 0,0 | 23,8 | 0,0 | 0,0 | 9,6 | t CO ₂ /a |
| spezifische Emissionsfaktor von Biomasse | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | g/kWh |
| CO ₂ -Emissionen Biomasse | 121,5 | 93,2 | 33,2 | 0,0 | 0,0 | t CO ₂ /a |
| spezifische Emissionsfaktor von Strom | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | g/kWh |
| CO ₂ -Emissionen Strom | 22,1 | 17,9 | 613,5 | 819,3 | 890,5 | t CO ₂ /a |
| spezifische Emissionsfaktor von Direktstrom (EE) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | g/kWh |
| CO ₂ -Emissionen Direkt- strom (EE) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | t CO ₂ /a |
| spezifische Emissionsfaktor von Biogas-Wärme | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | g/kWh |
| CO ₂ -Emissionen Biogas- Wärme | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | t CO ₂ /a |
| spezifische CO₂-Emissi- onsfaktor | 45 | 40 | 181 | 234 | 235 | g/kWh |
| CO₂-Emissionen | 172 | 155 | 693 | 896 | 900 | t CO ₂ /a |

Tabelle 14-13: Primärenergiebilanz und -faktor für die Versorgungsoptionen im Verbundnetz Berkenthin

| Primärenergiebilanz Berkenthin Verbund- netz | | Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlasterzeu- ger | Solarthermie + Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlasterzeu- ger | Erdwärme- pumpe + Hack- schnitzelkessel + Spitzenlast- zeuger | Luftwärme- pumpe + Spit- zenlasterzeu- ger | Gewässerwär- mepumpe + Spitzenlast- zeuger | Dimen- sion |
|---|-----|--|--|---|---|---|----------------------|
| Primärenergiefaktor | | | | | | | |
| Primärenergiefaktor von Erdgas | | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | |
| Primärenergiebedarf Erdgas | ca. | 774.767 | 1.424.745 | 979.969 | 1.468.616 | 2.203.800 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor von Solarthermie | | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | |
| Primärenergiebedarf Solarthermie | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor von Biogas-Wärme/Abwärme | | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | |
| Primärenergiebedarf Biogas-Wärme | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor von Holz | | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | |
| Primärenergiebedarf Holz | ca. | 4.539.812 | 3.258.791 | 3.044.894 | 0 | 0 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor von Umweltwärme | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Primärenergiebedarf Umweltwärme | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor von Netz-Strom | | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | |
| Primärenergiebedarf Netz-Strom | ca. | 393.709 | 313.544 | 282.166 | 55.943 | 66.041 | kWh _{el} /a |
| Primärenergiefaktor von Netz-Strom (Großwärmepumpe) | | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | |
| Primärenergiebedarf Netz-Strom (Großwärmepumpe) | ca. | 0 | 0 | 3.244.693 | 9.738.307 | 9.076.822 | kWh _{el} /a |
| Primärenergiefaktor von Direktstrom (EE) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Primärenergiebedarf Direktstrom (EE) | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | kWh _{el} /a |
| Primärenergiefaktor, ggf. mit Kappung (§ 22 Abs. 3 GEG) | ca. | 0,33 | 0,30 | 0,44 | 0,66 | 0,66 | |
| Primärenergiefaktor mit EE-Anrechnung nach Kappung (§ 22 Abs. 3 GEG) | ca. | 0,33 | 0,21 | 0,44 | 0,66 | 0,66 | |
| Primärenergiebedarf | ca. | 5.708.288 | 4.997.079 | 7.551.722 | 11.262.866 | 11.346.663 | kWh _{Hi} |

Tabelle 14-14: Primärenergiebilanz und -faktor für die Versorgungsoptionen im Ortsteil Kahlstorf

| Primärenergiebilanz Kahlstorf | | Biogaswärme + Hackschnitzel- kessel + Spitzenlast- zeuger | Solarthermie + Biogaswärme + Hackschnitzel- kessel + Spitzenlast- zeuger | Biogaswärme + Wärmepumpe + Hackschnitzel- kessel + Spitzenlast- zeuger | Biogaswärme + Wärmepumpe + Spitzenlast- zeuger | Dimen- sion |
|---|-----|---|---|---|---|----------------------|
| Primärenergiefaktor | | | | | | |
| Primärenergiefaktor von Erdgas | | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | |
| Primärenergiebedarf Erdgas | ca. | 39.916 | 0 | 9.133 | 130.549 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor von Solarthermie | | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | |
| Primärenergiebedarf Solarthermie | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor von Biogas-Wärme/Abwärme | | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | |
| Primärenergiebedarf Biogas-Wärme | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor von Holz | | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | |
| Primärenergiebedarf Holz | ca. | 132.045 | 137.211 | 50.675 | 0 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor von Umweltwärme | | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Primärenergiebedarf Umweltwärme | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | kWh _{th} /a |
| Primärenergiefaktor von Netz-Strom | | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | |
| Primärenergiebedarf Netz-Strom | ca. | 12.888 | 13.935 | 296.795 | 395.620 | kWh _{el} /a |
| Primärenergiefaktor von Netz-Strom (Großwärmepumpe) | | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | |
| Primärenergiebedarf Netz-Strom (Großwärmepumpe) | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | kWh _{el} /a |
| Primärenergiefaktor von Direktstrom (EE) | | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Primärenergiebedarf Direktstrom (EE) | ca. | 0 | 0 | 0 | 0 | kWh _{el} /a |
| Primärenergiefaktor, ggf. mit Kappung (§ 22 Abs. 3 GEG) | ca. | 0,30 | 0,30 | 0,32 | 0,47 | |
| Primärenergiefaktor mit EE-Anrechnung nach Kappung (§ 22 Abs. 3 GEG) | ca. | 0,20 | 0,20 | 0,32 | 0,47 | |
| Primärenergiebedarf | ca. | 184.849 | 151.145 | 356.603 | 526.169 | kWh _{Hi} |

Tabelle 14-15: Primärenergiebilanz und -faktor für die Versorgungsoptionen im Ortsteil Klein Berkenthin

| Primärenergiebilanz Klein Berkenthin | Hackschnitzel- kessel + Spitzenlaster- zeuger | Solarthermie + Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlasterzeu- ger | Erdwärme- pumpe + Hackschnitzel- kessel + Spitzenlaster- zeuger | Luftwärme- pumpe + Spit- zenlasterzeu- ger | Solarthermie + Erdwärme- pumpe + Spit- zenlasterzeu- ger | Dimension |
|---|--|--|--|---|--|----------------------|
| Primärenergiefaktor | | | | | | |
| Primärenergiefaktor von Erdgas | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | |
| Primärenergiebedarf Erdgas | 222.592 | 370.376 | 1.379.387 | 1.869.085 | 1.472.497 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor von Solarthermie | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | |
| Primärenergiebedarf Solarthermie | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor von Biogas-Wärme/Abwärme | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | |
| Primärenergiebedarf Biogas-Wärme | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor von Holz | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | |
| Primärenergiebedarf Holz | 3.632.235 | 2.672.659 | 2.352.753 | 0 | 0 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor von Umweltwärme | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Primärenergiebedarf Umweltwärme | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor von Netz-Strom | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | |
| Primärenergiebedarf Netz-Strom | 309.003 | 244.761 | 227.011 | 53.752 | 62.204 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor von Netz-Strom (Großwärmepumpe) | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | |
| Primärenergiebedarf Netz-Strom (Großwärmepumpe) | 0 | 0 | 2.401.484 | 7.300.026 | 3.375.324 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor von Direktstrom (EE) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Primärenergiebedarf Direktstrom (EE) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor, ggf. mit Kappung (§ 22 Abs. 3 GEG) | 0,31 | 0,30 | 0,48 | 0,69 | 0,37 | |
| Primärenergiefaktor mit EE-Anrechnung nach Kappung (§ 22 Abs. 3 GEG) | 0,31 | 0,20 | 0,48 | 0,69 | 0,37 | |
| Primärenergiebedarf | 4.163.830 | 3.287.796 | 6.360.636 | 9.222.863 | 4.910.025 | kWh _{Hi} |

Tabelle 14-16: Primärenergiebilanz und -faktor für die Versorgungsoptionen im Ortsteil Groß Berkenthin

| Primärenergiebilanz Groß Berkenthin | Hackschnitzel- kessel + Spitzenlast- zeuger | Solarthermie + Hackschnitzel- kessel + Spitzenlast- zeuger | Gewässer-Wär- mepumpe + Hackschnitzel- kessel + Spit- zenlastzer- ger | Luftwärme- pumpe + Spitzenlast- zeuger | Solarthermie + Erdwärme- pumpe + Spitzenlast- zeuger | Dimension |
|---|--|--|--|---|--|----------------------|
| Primärenergiefaktor | | | | | | |
| Primärenergiefaktor von Erdgas | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | |
| Primärenergiebedarf Erdgas | 126.740 | 89.545 | 206.467 | 340.768 | 0 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor von Solarthermie | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | |
| Primärenergiebedarf Solarthermie | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor von Biogas-Wärme/Abwärme | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | |
| Primärenergiebedarf Biogas-Wärme | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor von Holz | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | |
| Primärenergiebedarf Holz | 971.788 | 745.567 | 265.741 | 0 | 0 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor von Umweltwärme | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Primärenergiebedarf Umweltwärme | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor von Netz-Strom | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | |
| Primärenergiebedarf Netz-Strom | 83.682 | 67.647 | 2.324.726 | 12.280 | 8.319 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor von Netz-Strom (Großwärmepumpe) | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | |
| Primärenergiebedarf Netz-Strom (Großwärmepumpe) | 0 | 0 | 0 | 2.061.619 | 2.244.167 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor von Direktstrom (EE) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Primärenergiebedarf Direktstrom (EE) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | kWh _{Hi} /a |
| Primärenergiefaktor, ggf. mit Kappung (§ 22 Abs. 3 GEG) | 0,31 | 0,30 | 0,73 | 0,63 | 0,59 | |
| Primärenergiefaktor mit EE-Anrechnung nach Kappung (§ 22 Abs. 3 GEG) | 0,31 | 0,20 | 0,73 | 0,63 | 0,59 | |
| Primärenergiebedarf | 1.182.210 | 902.759 | 2.796.934 | 2.414.667 | 2.252.486 | kWh _{Hi} |