

# **Teil-Energienutzungsplan für die Stadt Pleystein**

## **Prüfung zum Aufbau einer Wärmeverbundlösung für den Stadtkern**

**Autor:**

Sven Schuller  
Abteilung Kommunalunternehmen

Institut für Energietechnik IfE GmbH  
Kaiser-Wilhelm-Ring 23a  
92224 Amberg

## **Teil-Energienutzungsplan für die Stadt Pleystein**

Auftraggeber:

**Stadt Pleystein**

**Neuenhammerstr. 1**

**92714 Pleystein**

Auftragnehmer:

**Institut für Energietechnik IfE GmbH**

**an der Ostbayerischen Technischen Hochschule Amberg-Weiden**

**Kaiser-Wilhelm-Ring 23a**

**92224 Amberg**

Gefördert durch das

**Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie**

**Förderkennzeichen EK-2111-0007 vom 28.06.2022**

Bearbeitungszeitraum:

**August 2022 bis August 2023**

# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis.....</b>	<b>I</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>III</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>VI</b>
<b>Nomenklatur.....</b>	<b>VII</b>
<b>Formelzeichen, Indizes und Einheiten .....</b>	<b>IX</b>
<b>1 Einleitung / Projektbeschreibung .....</b>	<b>10</b>
<b>2 Untersuchungsgebiet und Rahmenbedingungen.....</b>	<b>12</b>
2.1 Betrachtungsgebiet.....	12
2.2 Angaben zum Energiebedarf (Ist-Zustand) .....	14
2.3 Angaben zum Energiebedarf (künftige Energiebedarfsentwicklung).....	20
<b>3 Aufbau Nahwärmeverbundlösung.....</b>	<b>23</b>
<b>4 Zentrale Versorgungslösungen .....</b>	<b>33</b>
4.1 Energieversorgungsvarianten .....	33
4.1.1 Variante 1.0: Hackgutkesselanlage; Pelletkesselanlage; Flüssiggaskesselanlage.....	34
4.1.2 Variante 1.1: Hackgutkesselanlage; Luft-/Wasser-Wärmepumpenanlage; Flüssiggas-BHKW und Flüssiggaskesselanlage.....	36
4.1.3 Variante 1.2: Hackgutkesselanlage; Pelletkesselanlage; Luft-/Wasser-Wärmepumpenanlage; Flüssiggaskesselanlage.....	38
4.1.4 Variante 1.3: Hackgutkesselanlage; Abwärme Biogasanlage; Pelletkesselanlage; Luft-/Wasser-Wärmepumpenanlage; Flüssiggaskesselanlage .....	40
4.2 Ökonomische Bewertung.....	42
4.2.1 Investitionskostenprognose .....	44
4.2.2 Jährliche Ausgaben und Einnahmen.....	46
4.2.3 Jahresgesamt- und Wärmegehaltungskosten .....	47
4.2.4 Sensitivitätsbetrachtung.....	50
4.3 Ökologische Bewertung (CO <sub>2</sub> -Bilanz) .....	53

---

<b>5</b>	<b>Dezentrale Versorgungslösungen (Einzelversorgung)</b> .....	<b>54</b>
5.1	Beschreibung der Modellgebäude .....	54
5.2	Ökonomische Bewertung .....	55
5.3	Ökologische Bewertung (CO <sub>2</sub> -Bilanz) .....	58
<b>6</b>	<b>Endergebnis – Zusammenfassung</b> .....	<b>61</b>
	<b>Anhang</b> .....	<b>65</b>
A.	Anhang 1: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Anlehnung an die Richtlinie VDI 2067 .....	65
B.	Anhang 2: Treibhausgasemissionen – Ökologische Bewertung .....	71
C.	Anhang 3: Sensitivitätsanalyse – Vorgehen .....	72
D.	Anhang 4: Förderprogramme .....	73

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwurf zum Gebietsumgriff des ISEK als Vorlage für die Betrachtungen zum Wärmeverbund (Quelle: Stadt Pleystein;  u m s  STADTSTRATEGIEN Leipzig; Planungsstand 2019) .....	12
Abbildung 2: Gebietsumgriff im Teil-ENP – Datenerhebung nach Liegenschaft (Quelle: WebGIS 3Liz; OpenStreetMap powered by 3Liz; Anpassung: IfE-GmbH; Datenquelle: Stadt Pleystein).....	13
Abbildung 3: Anschlussinteresse – Datenerhebung im Untersuchungsgebiet .....	15
Abbildung 4: Auswertung des vorläufigen Anschlussinteresses der Anlieger (Quelle: WebGIS 3Liz; OpenStreetMap powered by 3Liz; Anpassung: IfE-GmbH; Datenquelle: Stadt Pleystein).....	16
Abbildung 5: Mittlerer Gesamtnutzwärmebedarf der Liegenschaften in monatlicher Darstellung (Ist-Zustand).....	18
Abbildung 6: Mittlerer Gesamtwärmebedarf des Nahwärmeverbundes in monatlicher Darstellung (Ist-Zustand) .....	19
Abbildung 7: Geordnete Jahresdauerlinie bezogen auf den Gesamtwärmebedarf im Ist-Zustand inkl. Trassenwärmeverluste.....	19
Abbildung 8: Potenzieller Trassenverlauf inkl. Auswertung des vorläufigen Anschlussinteresses der Anlieger (Quelle: WebGIS 3Liz; OpenStreetMap powered by 3Liz; Anpassung: IfE-GmbH; Datenquelle: Stadt Pleystein).....	25
Abbildung 9: Möglicher Standort Heizzentrale im Anschluss an Lagergebäude (Quelle: Stadt Pleystein; Bayerische Vermessungsverwaltung; Bearbeitung: IfE GmbH) .....	27
Abbildung 10: Skizze zur Abbildung möglicher Gebäudedimensionen einer Heizzentrale .....	28
Abbildung 11: PV-Potenzial „Altes“ und „Neues“ Bauhofgebäude (Quelle: PV-Sol Premium; Bearbeitung: IfE-GmbH) .....	30
Abbildung 12: PV-Potenzial Bauhof-Lagerhalle inkl. Erweiterungsbau Heizzentrale als Pultdach (Quelle: PV-Sol Premium; Bearbeitung: IfE-GmbH).....	30
Abbildung 13: Nahwärmeverbundlösung – Versorgungsvariante 1.0 – Jahresdauerlinie.....	35
Abbildung 14: Nahwärmeverbundlösung – Versorgungsvariante 1.1 – Jahresdauerlinie.....	37
Abbildung 15: Nahwärmeverbundlösung – Versorgungsvariante 1.2 – Jahresdauerlinie.....	39

Abbildung 16: Nahwärmeverbundlösung – Versorgungsvariante 1.3 – Jahresdauerlinie.....	41
Abbildung 17: Nahwärmeverbundlösung – prognostizierte Investitionskosten je Versorgungsvariante.....	44
Abbildung 18: Nahwärmeverbundlösung – jährliche Ausgaben nach Kostenfaktoren .....	46
Abbildung 19: Nahwärmeverbundlösung – Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten (exkl. Fördermittel / exkl. Anschlusskostenbeiträge).....	47
Abbildung 20: Nahwärmeverbundlösung – Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten (inkl. Fördermittel / exkl. Anschlusskostenbeiträge).....	48
Abbildung 21: Nahwärmeverbundlösung – Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten (inkl. Fördermittel / inkl. Anschlusskostenbeiträge) .....	48
Abbildung 22: Nahwärmeverbundlösung Variante 1.0 –Sensitivitätsbetrachtung .....	50
Abbildung 23: Nahwärmeverbundlösung Variante 1.1 – Sensitivitätsbetrachtung.....	51
Abbildung 24: Nahwärmeverbundlösung Variante 1.2 – Sensitivitätsbetrachtung.....	51
Abbildung 25: Nahwärmeverbundlösung Variante 1.3 – Sensitivitätsbetrachtung.....	52
Abbildung 26: Nahwärmeverbundlösung – Treibhausgasemissionen als CO <sub>2</sub> -Äquivalent- Darstellung.....	53
Abbildung 27: Mittlere Wärmegestehungskosten nach Wärmeerzeuger – Gebäudekategorie 1 (15 kW <sub>th</sub> / 22.500 kWh <sub>th</sub> ) .....	56
Abbildung 28: Mittlere Wärmegestehungskosten nach Wärmeerzeuger – Gebäudekategorie 2 (25 kW <sub>th</sub> / 36.000 kWh <sub>th</sub> ) .....	57
Abbildung 29: Mittlere Wärmegestehungskosten nach Wärmeerzeuger – Gebäudekategorie 3 (40 kW <sub>th</sub> / 55.000 kWh <sub>th</sub> ) .....	57
Abbildung 30: Mittlere CO <sub>2</sub> -Emissionen nach Wärmeerzeuger – Gebäudekategorie 1 (15 kW <sub>th</sub> / 22.500 kWh <sub>th</sub> ) .....	58
Abbildung 31: Mittlere CO <sub>2</sub> -Emissionen nach Wärmeerzeuger – Gebäudekategorie 2 (25 kW <sub>th</sub> / 36.000 kWh <sub>th</sub> ) .....	59
Abbildung 32: Mittlere CO <sub>2</sub> -Emissionen nach Wärmeerzeuger – Gebäudekategorie 3 (40 kW <sub>th</sub> / 55.000 kWh <sub>th</sub> ) .....	59
Abbildung 33: Mittlere Wärmegestehungskosten nach Wärmeerzeuger und je Gebäudekategorie .....	63

Abbildung 34: Mittlere CO <sub>2</sub> -Emissionen nach Wärmeerzeuger und je Gebäudekategorie .....	63
Abbildung 35: EEX-Preis - Entwicklung für die KWK-Stromvergütung [BHKW-Infozentrum] .....	68
Abbildung 36: KWK-Zuschläge nach KWK-G 2020 [Quelle: ASUE: KWK-G 2023 in Zahlen; März 2023] .....	69
Abbildung 37: Übersicht der KWK-Förderdauern nach KWK-G 2020 [Quelle: ASUE: KWK-G 2023 in Zahlen; März 2023] .....	69
Abbildung 38: CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktoren lt. GEG (Ausfertigungsdatum: 08.08.2020; Anlage 9 Nr.3 GEG) .....	71
Abbildung 39: Exemplarische Sensitivitätsanalyse .....	72
Abbildung 40: BAFA-Förderübersicht Stand 01.01.2023 .....	77

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Energieversorgungsvarianten im Wärmeverbund .....	33
Tabelle 2: Nahwärmeverbundlösung – Versorgungsvariante 1.0 – Eckdaten .....	35
Tabelle 3: Nahwärmeverbundlösung – Versorgungsvariante 1.1 – Eckdaten .....	38
Tabelle 4: Nahwärmeverbundlösung – Versorgungsvariante 1.2 – Eckdaten .....	40
Tabelle 5: Nahwärmeverbundlösung – Versorgungsvariante 1.3 – Eckdaten .....	42
Tabelle 6: Ergebniszusammenfassung Nahwärmeverbundlösung inkl. Investitionsfördermittel / exkl. Anschlusskostenbeitrag.....	62
Tabelle 7: Ergebniszusammenfassung Nahwärmeverbundlösung inkl. Investitionsfördermittel / inkl. Anschlusskostenbeitrag .....	62



## Nomenklatur

AG	Auftraggeber
ASUE	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.
AQ	Anschlussquote
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
bspw.	beispielsweise
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
d. h.	das heißt
DIN	Deutsches Institut für Normung
DN	Nennweite
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbarer Energien Gesetz
EEX	European Energy Exchange („Strombörse“ Leipzig)
el.	elektrisch(-e,-er)
ENP	Energienutzungsplan
etc.	et cetera
e. V.	eingetragener Verein
exkl.	exklusive
GEG	Gebäude Energie Gesetz
ggf.	gegebenenfalls
GIS	Geoinformationssystem
HEL	leichtes Heizöl

HLS	Heizung, Lüftung, Sanitär
HÜS	Hausübergabestation (Wärmeverbund)
inkl.	inklusive
ISEK	Integriertes Städtebauliches Entwicklungskonzept
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
LS	Liegenschaft(en)
lt.	laut
max.	maximal
min.	minimal
MSR	Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik
MwSt.	Mehrwertsteuer
PV	Photovoltaik
RL	Rücklauf
sog.	sogenannte(-n; -r)
spez.	spezifisch(-e; -er; -es)
THG	Treibhausgas(-e)
TWW	Trinkwarmwasser
u. a.	unter anderem
u. U.	unter Umständen
vbh	Vollbenutzungsstunden
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
vgl.	vergleiche
VL	Vorlauf
WGK	Wärmegestehungskosten
z. B.	zum Beispiel
z. T.	zum Teil

## Formelzeichen, Indizes und Einheiten

Einheiten		Indizes	
MWh	Megawattstunde	el	elektrisch
kWh	Kilowattstunde	th	thermisch
MW	Megawatt	Hi	Heizwert
kW	Kilowatt	Hs	Brennwert
W	Watt		
€	Euro		
l	Liter		
a	Jahr		
h	Stunde		
km	Kilometer		
m	Meter		
cm	Zentimeter		
m <sup>2</sup>	Quadratmeter		
m <sup>3</sup>	Kubikmeter		
t	Tonne		
kg	Kilogramm		
%	Prozent		
°C	Grad Celsius		
K	Kelvin		

## 1 Einleitung / Projektbeschreibung

Der vorliegende Bericht befasst sich im Rahmen eines Teil-Energienutzungsplanes mit der Prüfung zur Umsetzung verschiedener Handlungsoptionen bzw. Varianten einer Wärmeverbundlösung in der Stadt Pleystein. Das Betrachtungsgebiet umfasst im Wesentlichen den zentralen, innerstädtischen Bereich und orientiert sich an dem bereits definierten Gebietsumgriff des Integrierten Städtebaulichen Entwicklungskonzeptes (ISEK 2030; sog. Sanierungsgebiet).

Die Erstellung des Konzeptes wird durch das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie gefördert (Förderanteil 50 %). In der Ausarbeitung werden die aggregierten Ergebnisse für die betreffenden Liegenschaften im Bestandsquartier und unter Einbezug künftig zu erwartender Veränderungen ausführlich dargestellt.

Begleitend zum ISEK werden im Rahmen der weiteren Ortsentwicklung und den damit einhergehenden Planungen mögliche Entwicklungsszenarien zur nachhaltigen Wärmeversorgung untersucht.

Bei der Erstellung des Teil-Energienutzungsplanes werden Versorgungslösungen hinsichtlich verschiedener, künftig denkbarer Versorgungsoptionen geprüft. Diese umfassen im Wesentlichen den Aufbau einer Heizzentrale am Standort des Bauhofes sowie die mögliche Einbindung einer sekundären Heizzentrale am örtlichen Schulstandort und die Einbindung der Abwärmepotenziale einer Biogasanlage.

Das Augenmerk wird dabei nicht allein auf die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen gelegt, sondern vor allem auch auf mögliche Einsparpotenziale betreffend die mit der Wärmebereitstellung einhergehenden Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor. Als Grundlage der Kalkulationen zum künftigen Wärmebedarf im Verbund dienen die aktuellen Energieverbrauchszahlen sowohl der öffentlichen als auch der mittels einer Datenerhebung rückgemeldeten, privaten und gewerblichen Liegenschaften. Ergänzt werden diese realen Verbrauchsangaben durch Energiebedarfsberechnungen, welche auf statistischen Angaben basieren aber auch mit den Bestandsdaten verknüpft sind.

Diese zentralen und dezentralen Energieversorgungsmöglichkeiten werden technisch und wirtschaftlich geprüft, um das Betrachtungsgebiet zukunftsweisend und wirtschaftlich mit Erneuerbaren Energien versorgen zu können und somit den künftigen Einsatz fossiler Energieträger zur Wärmebereitstellung sowie Abhängigkeitsverhältnisse zu minimieren.

Das Ergebnis liefert somit eine umfassende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sowie eine Abbildung zu erwartender Treibhausgasemissionen in Form einer CO<sub>2</sub>-Bilanz je Energieversorgungsszenario als Entscheidungsgrundlage für den Stadtrat.

Für das Gebiet werden im ersten Schritt die wärmetechnischen Standards der vorhandenen Gebäude anhand einer Datenerhebung, den Bebauungsplänen sowie aus weiteren, zur Verfügung gestellten Unterlagen definiert und festgelegt. Auf dieser Grundlage wird im Anschluss der Gesamtwärmebedarf im Quartier bzw. für die verschiedenen Varianten berechnet. Basierend auf den kalkulierten Wärmebedarfswerten erfolgt anschließend die technische Dimensionierung sinnvoller Wärmeverbundlösungen.

Die einzelnen Arbeitsschritte erfolgen vereinfacht nach folgenden, sachlogischen Schritten:

- Auswertung der zur Verfügung gestellten Datensätze zum Wärmeverbrauch bzw. -bedarf der Liegenschaften im Gebietsumgriff (direkte Datenerhebung je Liegenschaft mittels Fragebogen)
- Berechnung des künftig zu erwartenden Wärmebedarfs im Untersuchungsgebiet
- Erstellung einer thermischen Jahresdauerlinie im Nahwärmeverbund als Grundlage zur Dimensionierung ökonomisch und ökologisch sinnvoller Energieversorgungsvarianten
- Technische Dimensionierung möglicher Anlagen zur Wärmeversorgung mit Darstellung verschiedener Ansätze zum Standort einer Heizzentrale bzw. unterschiedlicher Verbundlösungen
- Auslegung zentraler Energieversorgungsvarianten im Ausgangszustand mit Hauptaugenmerk auf eine Versorgung mittels regenerativer Energien und ggf. hocheffizienter KWK
- Kalkulation dezentraler Referenzlösungen als Vergleichsgröße
- Eingehende Wirtschaftlichkeitsanalyse für alle betrachteten zentralen und dezentralen Versorgungsszenarien (Vollkostenrechnung nach VDI 2067)
- Prüfung möglicher Fördermittel bei der Umsetzung
- Emissionsbilanz für alle zentralen und dezentralen Versorgungslösungen
- Schlussfolgerungen und Vergleich der Ergebnisse
- Fortlaufende Akteursbeteiligung / Bürgerinformation

### **Wichtiger Hinweis zum Datenschutz:**

Der vorliegende Bericht enthält „gebäudescharfe“ Daten (bspw. Abbildung 2 und Abbildung 4), welche u. U. Rückschlüsse auf einzelne Personen ermöglichen. **Es ist daher von einer Veröffentlichung des Berichts in umfassender Form abzusehen** (Verwendung nur für interne Zwecke).

## 2 Untersuchungsgebiet und Rahmenbedingungen

### 2.1 Betrachtungsgebiet

Das Betrachtungsgebiet umfasst nahezu alle Straßenzüge, die im bereits zuvor definierten Prozess des ISEK ausgearbeiteten Gebietsumgriff enthalten sind. Ergänzt wird das Untersuchungsgebiet durch den Einbezug des örtlich ansässigen Industriebetriebs südöstlich der in Abbildung 1 dargestellten Gebietsgrenze. Da als möglicher Standort für die künftige Heizzentrale das Gelände des städt. Bauhofes bereits im Vorfeld identifiziert werden konnte, werden zudem Liegenschaften entlang der Vohenstraußer Straße in die Betrachtungen zur Energieversorgung einbezogen.

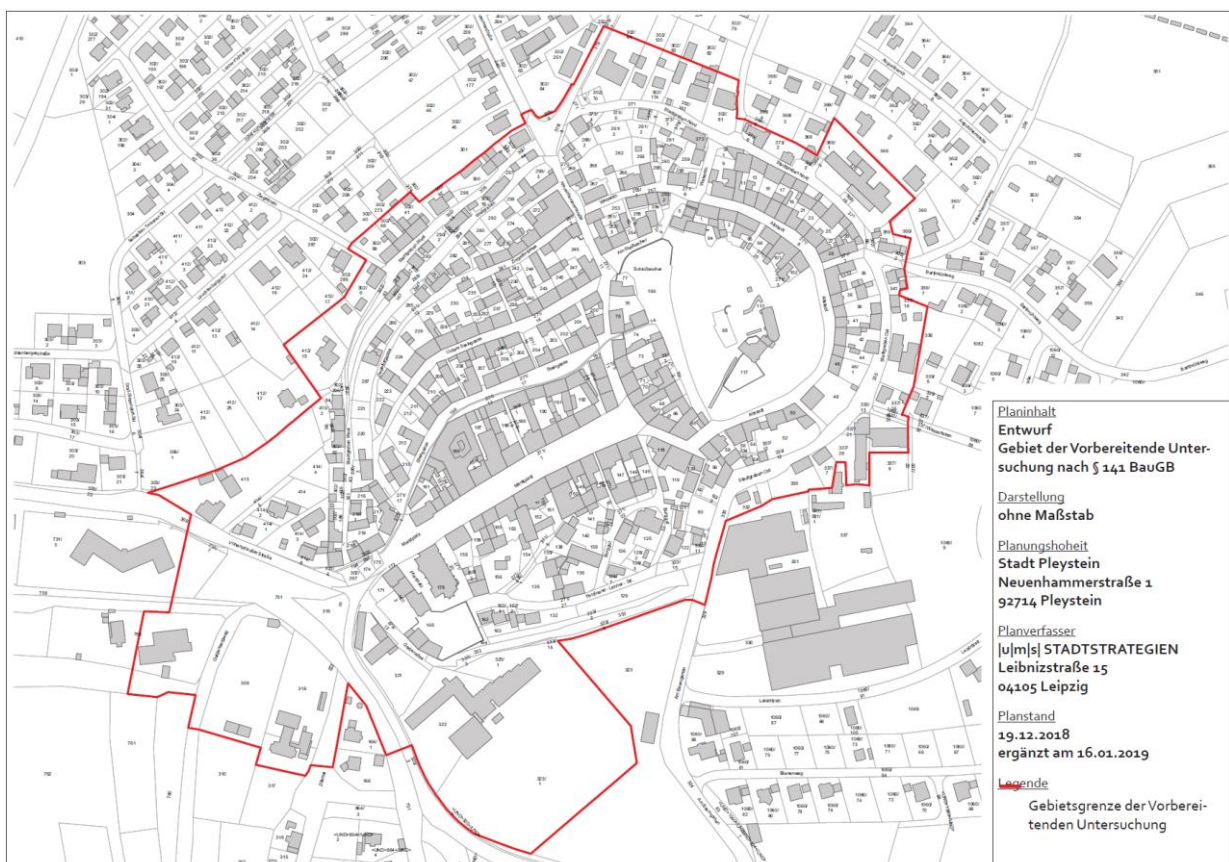
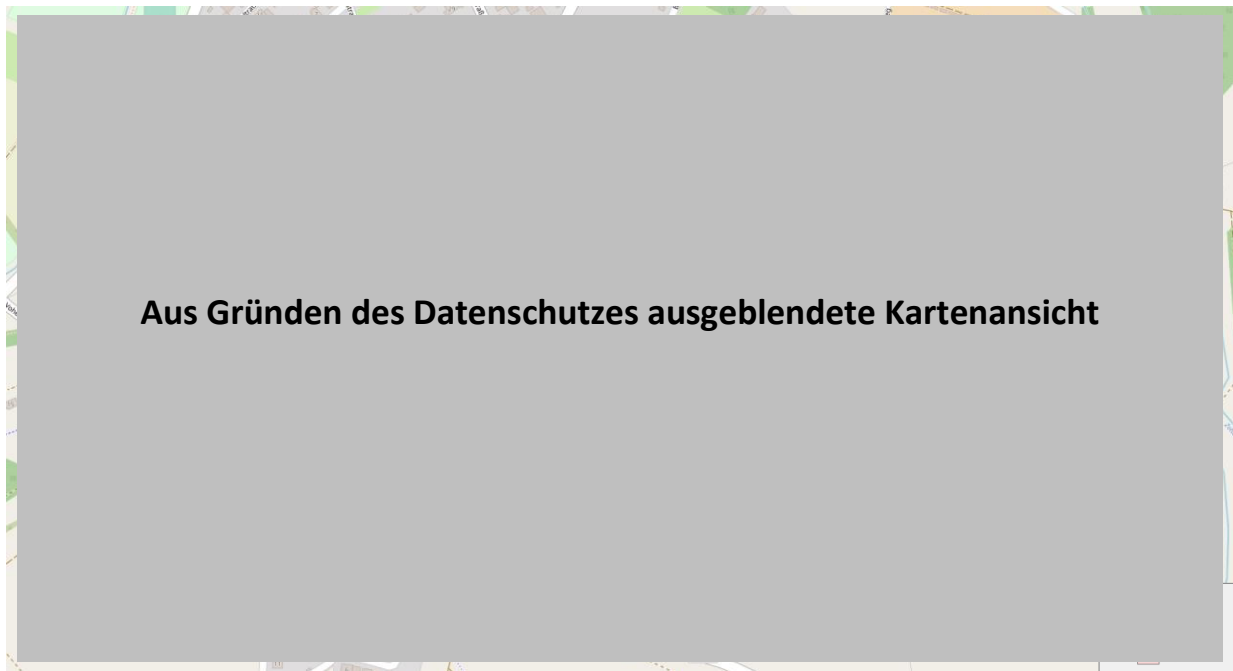


Abbildung 1: Entwurf zum Gebietsumgriff des ISEK als Vorlage für die Betrachtungen zum Wärmeverbund (Quelle: Stadt Pleystein; |u|m|s| STADTSTRATEGIEN Leipzig; Planungsstand 2019)

Anschließend zeigt Abbildung 2 einen Ausschnitt aus den Auswertungen im Online-GIS unter Einbezug des OpenStreetMap Kartenlayers im Hintergrund. Der untersuchte Gebietsumgriff, in welchem die gebäudescharfe Datenerhebung hinsichtlich des Energieverbrauchs, des Gebäudezustandes sowie des möglichen Anschlussinteresses erhoben und ausgewertet werden, ist blau dargestellt.



*Abbildung 2: Gebietsumgriff im Teil-ENP – Datenerhebung nach Liegenschaft (Quelle: WebGIS 3Liz; OpenStreetMap powered by 3Liz; Anpassung: IfE-GmbH; Datenquelle: Stadt Pleystein)*

Als Orientierungspunkte sind u. a. das Bauhofgelände mit potenziellem Standort einer Heizzentrale (rot), die Schule, der Marktplatz sowie ein Industriestandort und die in direkter Umgebung errichtete Biogasanlage (BGA) in der Abbildung gekennzeichnet.

Da am Schulstandort bereits in der jüngeren Vergangenheit dringender Handlungsbedarf hinsichtlich der Erneuerung der Wärmeversorgung geboten war, ist in dieser Liegenschaft aktuell eine Biomasseheizanlage neuesten Baudatums verfügbar (Pelletkessel ca. 200 kW<sub>th</sub>). Darüber hinaus ist die Einbindung der Dachfläche der Turnhalle zur Nutzung solarer Stromerzeugung denkbar (Bestandsanlage; Jahr der Inbetriebnahme 2003). In anschließenden Betrachtungen wird dieser Umstand entsprechend berücksichtigt (sekundäre Heizzentrale).

Weiterhin besteht die Möglichkeit zur Anbindung der in unmittelbarer Nähe gelegenen Biogasanlage, um verfügbare Abwärmepotenziale (ca. 300 – 350 kW<sub>th</sub> nahezu ganzjährig) für den Betrieb eines Wärmeverbundes nutzbar machen zu können.

**Hinweis:**

*Im Hinblick auf eine längerfristige Planung des Energieverbrauchs im Quartier bzw. in Bezug auf mögliche Energieversorgungsstrategien kann es zu einer weiteren, baulichen Entwicklung im östlichen Stadtgebiet kommen. So kann es zu einer optionalen Nahwärmerschließung des Gebiets „Stiegelwiesen“ im Zuge der Einbindung der Biogasanlage an der Bartlmühle kommen (vgl. Versorgungsvariante). Hierzu liegen jedoch aktuell keine konkreten Angaben zu Größe und Umfang sowie einem möglichen Zeitplan vor. Es erfolgt daher zunächst keine weitere Berücksichtigung in den angestellten Betrachtungen.*

**2.2 Angaben zum Energiebedarf (Ist-Zustand)**

Zur Ermittlung der relevanten Energieverbrauchsdaten im Betrachtungsgebiet wird der Energiebedarf zur Wärmebereitstellung in allen Bestandsliegenschaften entlang der neu zu überplanenden Trasse anhand eines Fragebogens erhoben. Liegenschaften, für die bis zur Auswertung der Daten noch keine Rückmeldung seitens der Gebäudeeigentümer vorliegen, werden anhand statistischer Energieverbrauchs-kennwerte bewertet und in den Berechnungen berücksichtigt. Basis hierfür bieten die zur Verfügung gestellten bzw. öffentlich zugänglichen Datensätze aus dem Geoinformationssystem GIS in Abstimmung örtlicher Gegebenheiten und unter Berücksichtigung ermittelter Daten im direkten Umfeld (vgl. Baualter, Gebäudegrundfläche und Höhe etc.).

Weiterhin wird davon ausgegangen, dass alle öffentlichen und kirchlichen Liegenschaften im Untersuchungsgebiet an einen möglichen Wärmeverbund angeschlossen und über diesen künftig mit Wärme versorgt werden. Hierzu wurden Verbrauchs- und Energiebedarfsdaten der öffentlichen Liegenschaften von der Stadt umfassend bereitgestellt.

Die gebildeten Kennwerte aus Energieverbrauchs- und bedarfswerten, werden anschließend auf Grundlage der vom AG zur Verfügung gestellten Planunterlagen (Lageplan Stadt Pleystein, GIS) auf das gesamte Quartier bezogen und anhand verschiedener Versorgungsszenarien kalkuliert. Hieraus ergibt sich der jeweils anzusetzende Wärmebedarf im Modellgebiet bzw. je Variante. Aus der ermittelten Datengrundlage wird im nachfolgenden Schritt der energetische „Ist-Zustand“ bestimmt und abgebildet. Dieser dient allen weiteren Betrachtungen als Ausgangspunkt.



### Gebietsumgriff im Ausgangszustand:

Basierend auf den zur Verfügung gestellten Daten zum derzeitigen Energieverbrauch der Bestandsliegenschaften und ergänzt um zu erwartenden Energiebedarfswerte nicht rückgemeldeter Liegenschaften können folgende Ergebnisse erzielt werden.

### Ergebnisse Datenerhebung im Untersuchungsgebiet:

Anzahl Anlieger / Liegenschaften: 157 (gesamtes Untersuchungsgebiet)

Fragebogenrückläufer: 122

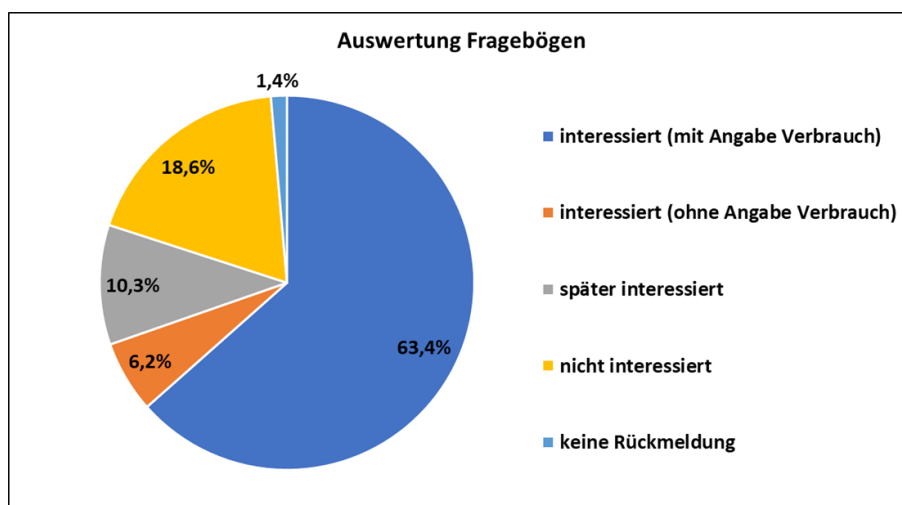


Abbildung 3: Anschlussinteresse – Datenerhebung im Untersuchungsgebiet

Abbildung 3 zeigt die Verteilung der den weiteren Betrachtungen zugrunde liegenden Rückmeldungen aus der Datenerhebung. Von den insgesamt 122 Fragebogenrückmeldungen sind zum Durchführungszeitpunkt rund 70 % am Aufbau und Anschluss an einen Nahwärmeverbund interessiert. Weiterhin können sich rund 10 % einen späteren Anschlusszeitpunkt, zumeist aufgrund kürzlich installierter, neuer Anlagentechnik, vorstellen. Rund 20 % der Anlieger einer Wärmetrasse haben zum derzeitigen Stand kein Interesse an einem Anschluss bzw. es liegen keine auswertbaren Angaben in den Unterlagen vor.

Anschließend zeigt der Kartenausschnitt nochmals grafisch die Verteilung des vorläufigen Anschlussinteresses der Anlieger im Betrachtungsgebiet. Bei orange eingetragenen Liegenschaften handelt es sich um Liegenschaften ohne Rückmeldung aus der Datenerhebung (Hauptgebäude mit eingetragener Hausnummer) oder aber um Gebäude, die nicht direkt einem Hauptgebäude zugeordnet werden können. Die Gebäude im Gebiet Stiegelwiesen sind nicht Teil der aktuellen Untersuchung, weshalb hier keine Rückmeldungen vorliegen (orange).



Abbildung 4: Auswertung des vorläufigen Anschlussinteresses der Anlieger (Quelle: WebGIS 3Liz; OpenStreetMap powered by 3Liz; Anpassung: IfE-GmbH; Datenquelle: Stadt Pleystein)

Für diejenigen Liegenschaften, die nicht anhand einer Rückmeldung aus der Datenerhebung heraus ausgewertet werden können, wird der zu erwartende Wärmebedarf wie bereits beschrieben mittels einer statistischen Hochrechnung berücksichtigt. Da angenommen werden kann, dass aus diesen nicht rückgemeldeten Anliegern heraus ebenso lediglich ein Teil Interesse am Anschluss an einen Nahwärmeverbund zeigen wird, ist zudem eine sogenannte Anschlussquote berücksichtigt. In Abstimmung mit dem Auftraggeber wird für nicht rückgemeldete Liegenschaften (ca. 35) zunächst von einer mittleren Anschlussquote in Höhe von 40 % ausgegangen.

Anschlussquote für Liegenschaften ohne Rückmeldung: 40 % (ca. 14 Anlieger)

Der zu berücksichtigende Wärmebedarf wird gemittelt in den Kalkulationen beachtet, da eine direkte Zuordnung einzelner Liegenschaften nicht möglich ist.

Aus der Auswertung der Datenerhebung und unter Berücksichtigung der aus der Hochrechnung anzusetzenden Energiebedarfsmenge ergibt sich in Summe folgender Wärmebedarf für die Liegenschaften im Betrachtungsgebiet.

Mittlerer Nutzwärmebedarf bei Anschluss 0-5 Jahre: ca. 4.360.000 kWh<sub>th</sub>

Mittlerer Nutzwärmebedarf bei Anschluss 5-10 Jahre: ca. 390.000 kWh<sub>th</sub>

Mittlerer Nutzwärmebedarf aus Hochrechnung (40 % AQ): ca. 410.000 kWh<sub>th</sub>

**Gemittelter Gesamtnutzwärmebedarf: ca. 5.160.000 kWh<sub>th</sub>**

Anschließende Grafik zeigt die mittlere, monatliche Verteilung des Nutzwärmebedarfs der Liegenschaften auf Grundlage der sogenannten Gradtagmethode. Hierbei können basierend auf Klimadaten für den Standort monatliche Bedarfswerte aus dem Jahresheizwärmebedarf abgeleitet werden. Die Grundidee der Gradtagmethode basiert auf empirisch ermittelten Monatsbedarfswerten und deren Anteil am Jahresbedarf (Quelle: Deutscher Wetterdienst). In Abbildung 5 (Folgende Seite) ist der monatliche Raumwärmebedarf der Liegenschaften sowie der Energiebedarf zur Trinkwarmwasserbereitstellung detailliert dargestellt.

Für den Energieanteil, welcher zur TWW-Bereitung notwendig ist, wird aus Erfahrungswerten heraus zunächst ein prozentualer Anteil von ca. 15 % des Gesamtjahresnutzwärmebedarfs der LS angesetzt. Der Wärmebedarfsanteil zur Trinkwarmwasserbereitung wird, wie auch die noch zu berücksichtigenden Leitungsverluste im Wärmenetz, vereinfacht konstant über das Jahr hinweg verteilt abgebildet.

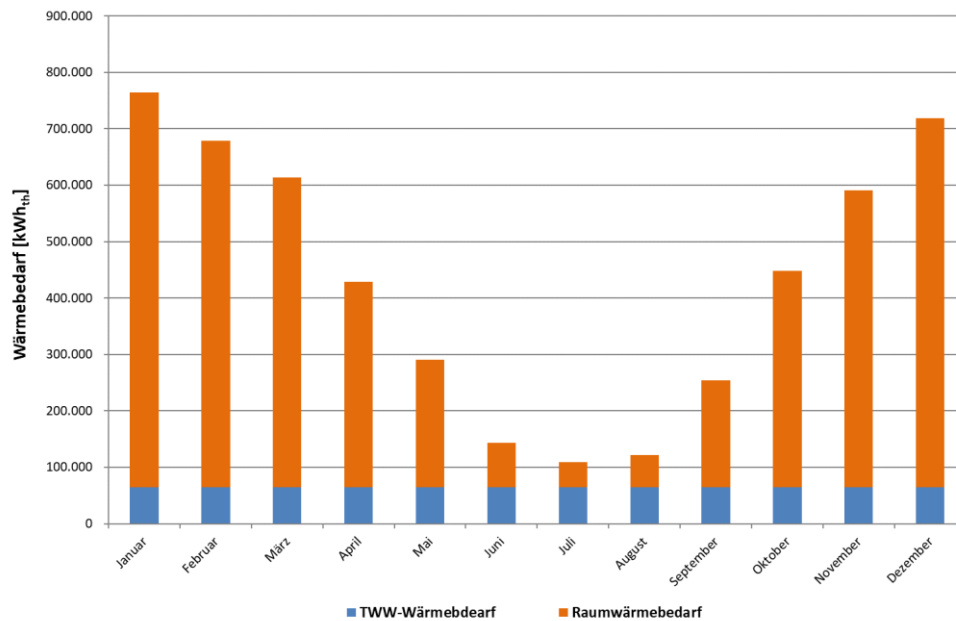


Abbildung 5: Mittlerer Gesamtnutzwärmebedarf der Liegenschaften in monatlicher Darstellung (Ist-Zustand)

Der jährlich im Wärmeverbund bereitzustellende Gesamtwärmebedarf wird aus der Summe des Gesamtnutzwärmebedarfs der Abnehmer und dem zusätzlich aufzuwendenden Trassenwärmeverlust über das Leitungsnetz berechnet. Mit einem kalkulierten Netzverlust von rund 460.000 kWh<sub>th</sub> ergibt sich ein jährlicher Gesamtwärmebedarf im Verbund von rund 5.620.000 kWh<sub>th</sub> für Versorgungslösungen, welche eine Anbindung an die örtliche Biogasanlage nicht vorsehen (vgl. Abbildung 6).

Aufgrund der benötigten, höheren Trassenlänge zur Einbindung der Biogasanlage an der Bartlmühle in die Wärmeversorgungsstruktur ergeben sich in diesem Fall bis zu 530.000 kWh<sub>th</sub> betreffend des zu berücksichtigenden Trassenwärmeverlustes (vgl. Variante 1.3 – Kapitel 4.1.4).

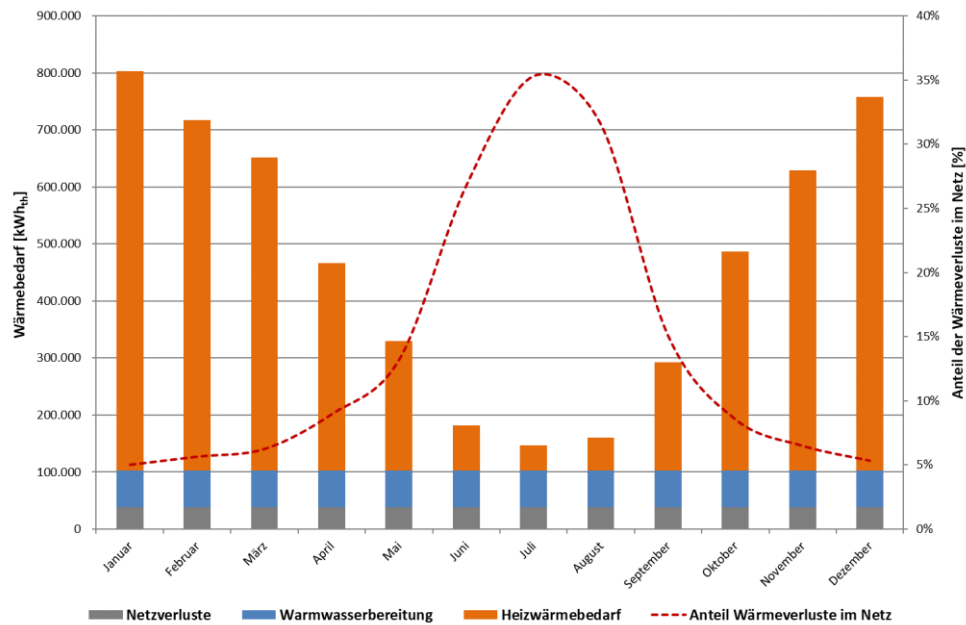


Abbildung 6: Mittlerer Gesamtwärmebedarf des Nahwärmeverbundes in monatlicher Darstellung (Ist-Zustand)

Anhand des monatlichen Gesamtwärmebedarfs wird die geordnete Jahresdauerlinie des thermischen Energiebedarfs erstellt. In Abbildung 7 ist die geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs der Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand dargestellt.

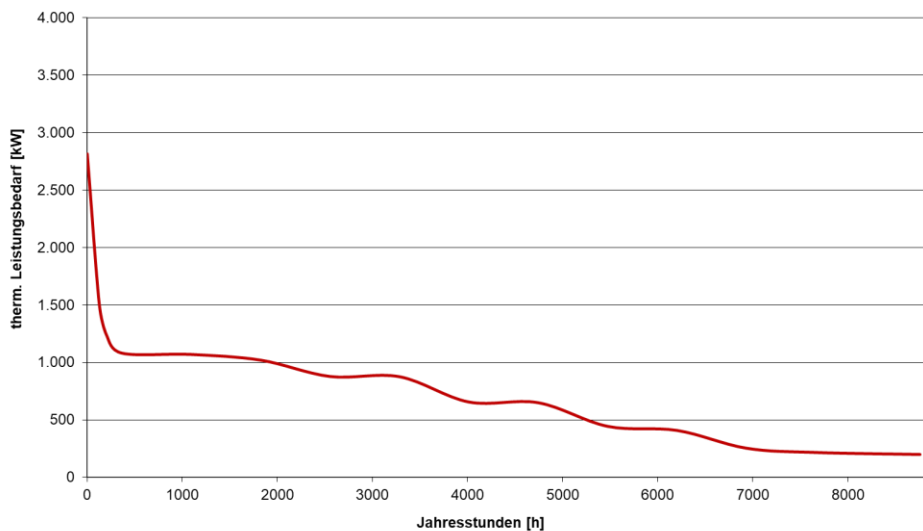


Abbildung 7: Geordnete Jahresdauerlinie bezogen auf den Gesamtwärmebedarf im Ist-Zustand inkl. Trassenwärmeverluste

Zur Versorgung aller potenziellen Anschlussnehmer ergibt sich unter Berücksichtigung eines Gleichzeitigkeitsfaktors von ca. 0,8 ein prognostizierter Leistungsbedarf von rund 2.800 kW<sub>th</sub> in der Spitze. Die zu

erwartende Grundlast kann mit rund 200 kW<sub>th</sub> beziffert werden (ganzjährig). Der mittlere Lastbereich ist mit knapp über 1.000 kW<sub>th</sub> zu erwarten.

Die geordnete Jahresdauerlinie ist das zentrale Instrument für den Anlagenplaner. Die Fläche unter der Jahresdauerlinie entspricht dem Jahresnutzwärmebedarf. Idealerweise sollten sich die meist modular aufgebauten, d. h. in Grund-, Mittel- und Spitzenlastmodule untergliederten Heizanlagensysteme der Jahresdauerlinie weitestgehend annähern.

Werden Wärmeerzeuger in der Grafik flächendeckend eingetragen, kann auf die Laufzeiten und den Anteil an der Jahreswärmebereitstellung der einzelnen Wärmeerzeuger geschlossen werden. Die zu installierende Spitzenleistung richtet sich nach Kennwerten der Kesselvollbenutzungsstunden und dem Wärmebedarf. Dies beruht nicht auf einer Heizlastberechnung nach DIN und ersetzt nicht die technische Detailplanung für jede LS bzw. den Wärmeverbund bei Umsetzung.

### **2.3 Angaben zum Energiebedarf (künftige Energiebedarfsentwicklung)**

Für die Einschätzung des Betriebs einer Wärmeverbundlösung über die nächsten 20 Jahre und darüber hinaus wird an dieser Stelle auf die mögliche Entwicklung des Wärmebedarfs sowie der Anschlussquote im Betrachtungsgebiet eingegangen.

#### **Gebäudebestand:**

Im Gebäudebestand kann derzeit von einer mittleren Sanierungsrate von ca. 1,5 Prozent, bezogen auf die letzten 3 Jahre, ausgegangen werden. Hinzu kommt eine hohe Anzahl an zu berücksichtigenden, sog. energetischen Einzelmaßnahmen an der Gebäudehülle (z. B. Austausch der Fenster).

Vor allem durch stark steigende Energiekosten seit 2021 ist es infolgedessen zu einer erhöhten, anhaltenden Sanierungstätigkeit gekommen. Flankiert wird dieser Umstand durch Anpassungen bundeseinheitlicher Investitionsfördermittel sowie die Bereitstellung zinsvergünstigter Darlehen zur Durchführung energetischer Sanierungsmaßnahmen an Wohn- und Nichtwohngebäuden.

Um dieser Entwicklung Rechnung zu tragen, wird in anschließender, hypothetischer Darstellung davon ausgegangen, dass sich die Sanierungstätigkeit auf einem hohen Niveau fortsetzt (>1,5 % p. a.).

Bezogen auf die Anzahl der Anlieger im Untersuchungsgebiet wird die Annahme zugrunde gelegt, dass in den nächsten 20 Jahren insgesamt mindestens 2/3 des Gebäudebestandes auf den derzeit gültigen GEG-Standard oder besser saniert werden (vgl. Gebäudehülle).

Weiterhin können mittelfristig Sanierungsmaßnahmen in größeren Liegenschaften wie z. B. in öffentlichen Gebäuden und dem Industriebetrieb beachtet werden.

Durch die angelegten Randbedingungen wird das mittlere, berücksichtigte Energieeinsparvolumina mit bis zu 1,5 % pro Jahr, bezogen auf den Nutzwärmebedarf der Liegenschaften, beziffert.

### **Wärmeverbund:**

Zur Bewertungen der künftigen Entwicklung eines Wärmeverbundes wird in angestellter Betrachtung davon ausgegangen, dass Anlieger, welche im Datenerhebungsbogen einen späteren Anschlusszeitpunkt vermerkt hatten, innerhalb der nächsten 10 Jahre an den Wärmeverbund angeschlossen werden.

Weiterhin wird von einer positiven Entwicklung seitens des Anschlussinteresses derer, für die zum Untersuchungszeitpunkt noch keine Rückmeldung vorliegt, ausgegangen. Dies äußert sich in einer erhöhten, berücksichtigten Anschlussquote von rund 60 % (von 40 % im Ist-Zustand).

Anlieger, welche zum Untersuchungszeitpunkt kein Interesse an einem Anschluss signalisiert haben, bleiben auch bei der künftigen Entwicklung unberücksichtigt bzw. sind aufgrund der Anhebung der Anschlussdichte nicht rückgemeldeter Anlieger bereits mit abgebildet.

### **Gegenläufige Faktoren:**

Einflussgrößen, die den Energiebedarf im Betrachtungsgebiet mitunter erhöhen, jedoch zum jetzigen Zeitpunkt kaum abgeschätzt werden können, sind u. a. Neuerschließungen und Netzerweiterungen aber vor allem auch Gebäudeerweiterungen bspw. im Zuge von Sanierungs- und Umbauarbeiten (z. B. Nutzung des Dachgeschosses durch Aufstocken). In den Sektoren Gewerbe / Handel / Dienstleistung sowie Industrie gestaltet sich die Energiebedarfsprognose schwierig, da diese je nach Art der Unternehmung direkt an die wirtschaftliche Entwicklung gekoppelt ist.

### **Potenzielle Entwicklung des Energiebedarfs:**

Die Entwicklung des Energiebedarfs im Betrachtungsgebiet wird in zwei Zeitschritten à 10 Jahre abgebildet und dargelegt. Anschließende Kennzahlen vermitteln hierzu einen Überblick:

<b>Ist-Zustand inkl. 40 % AQ:</b>	<b>ca. 5.160.000 kWh<sub>th</sub></b>
Mittlere Energieeinsparung pro Jahr:	ca. 1,5 %
Einsparpotenzial nach 10 Jahren:	ca. -775.000 kWh <sub>th</sub>

Entwicklung durch zusätzliche Anschlussnehmer:	ca. +790.000 kWh <sub>th</sub>
davon Anschluss in 5-10 Jahren:	ca. +390.000 kWh <sub>th</sub>
davon Steigerung der AQ 40 % ↗ 60 %:	ca. +400.000 kWh <sub>th</sub>
Gesamtnutzwärmebedarf nach 10 Jahren:	ca. 5.130.000 kWh <sub>th</sub>
Einsparpotenzial nach 20 Jahren:	ca. -1.440.000 kWh <sub>th</sub>
<b>Gesamtnutzwärmebedarf nach 20 Jahren:</b>	<b>ca. 4.470.000 kWh<sub>th</sub></b>

Anhand der angestellten Betrachtungen kann davon ausgegangen werden, dass im Betrachtungszeitraum lediglich eine leichte Abschwächung des Gesamtnutzwärmebedarfs der Liegenschaften durch Sanierungsmaßnahmen an den Gebäuden zu erwarten ist (ca. 13 %). Unter den getroffenen Annahmen hinsichtlich einer als optimistisch zu bewertenden, jährlichen Energieeinsparquote von rund 1,5 % p. a. könnten rund 28 % Energie eingespart werden. Diese Energieeinsparung kann nach den getroffenen Annahmen zum Teil durch den sukzessiven Anschluss weiterer Liegenschaften bzw. die Erweiterung von LS bei Umsetzung von Sanierungsmaßnahmen ausgeglichen werden.

Insgesamt sollte der Energiebedarf im Untersuchungsgebiet in den nächsten 20 Jahren jedoch rückläufig sein (ca. -13 %) und so durch die Minderung des Gesamtnutzwärmebedarfs der Liegenschaften zusätzliches Potenzial bieten, um bspw. weitere Areale an den Wärmeverbund anzubinden.



### 3 Aufbau Nahwärmeverbundlösung

Auf Basis der ermittelten Wärmebedarfsdaten erfolgt anschließend die technische Dimensionierung der Wärmetrasse je Variante bzw. verschiedene Energieversorgungsstrategien je dezentraler Verbundlösung. Im Falle der Trassenplanung geschieht dies anhand der für jeden Straßenzug bzw. Teilabschnitt notwendigen thermischen Leistung (inkl. Wärmeverluste) sowie den aus den Faktoren Temperatur und Durchflussmenge hervorgehenden, notwendigen Leitungsdurchmessern bei Nennleistung. Die benötigte Wärmeleistung wird näherungsweise für jede Liegenschaft anhand einer mittleren Volllaststundenanzahl von 1.600 vbh pro Jahr berechnet. Dies ersetzt keine detaillierte Heizlastberechnung nach DIN, welche im Zuge einer Umsetzung der Maßnahme eine Rechtsverbindlichkeit schafft.

Die auftretenden Wärmeverluste im Verbundnetz werden unter der Annahme eines mehrfach gedämmten Leitungsaufbaus berechnet (Dämmstufe 2 / 3). Ebenso ausschlaggebende Faktoren zur Bestimmung der Netzverluste sind die für den ganzjährigen Betrieb des Wärmenetzes vorzusehenden mittleren Vor- und Rücklauftemperaturen. Aufgrund der Altersstruktur der Gebäude im Quartier ist gebäudeintern bei einem großen Teil der Liegenschaften mindestens mit einem Temperaturniveau des Heizsystems von ca. 75°C für den Vor- und ca. 55°C für den Rücklauf zu rechnen (Ausnahme: Niedertemperaturheizsysteme z. B. Fußbodenheizung; Temperaturanpassung erfolgt in HÜS der angeschlossenen Gebäude). Aufgrund des anzunehmenden, vorherrschenden Temperaturniveaus in einer Vielzahl von Liegenschaften sowie zur hygienisch sicheren Bereitstellung von Trinkwarmwasser wird im Wärmeverbund zunächst mit einer maximalen Vorlauftemperatur von bis zu 80°C kalkuliert. Für den Rücklauf werden bei einer angestrebten Spreizung von mindestens 20 K ca. 60°C festgelegt. Anzumerken ist, dass es aus technischer und ökonomischer Sicht vorteilhaft ist, eine möglichst hohe Spreizung zwischen Vor- und Rücklauf zu realisieren (> 20 K). Ebenso sollte im Zuge der Detailplanungen zur Umsetzung geprüft werden, inwieweit das Vorlauftemperaturniveau für eine adäquate Versorgung der Liegenschaften abgesenkt werden kann, da die Höhe des Temperaturniveaus im Heizmedium der Wärmetrasse direkten Einfluss auf die zu erwartenden Wärmeverluste an das umgebende Erdreich hat (z. B. 70 – 75°C). Um eine sichere TWW-Bereitung zu garantieren, beträgt die untere Temperaturgrenze bezüglich der Vorlauftemperatur im Verbund in der Regel ca. 65°C (ohne Berücksichtigung weiterer Maßnahmen zur dezentralen Temperaturanhebung).

Für die Anbindung der Liegenschaften untereinander bzw. an den Wärmeverbund sind folgende Parameter in den Kalkulationen berücksichtigt:

Kennzahlen Wärmeverbund **exkl.** Einbindung der **Biogasanlage** / Bartlmühle:

- Gesamtwärmebedarf:	ca. 5.160 MWh <sub>th</sub> /a
- Trassenlänge inkl. Hausanschlüsse:	ca. 4.120 m
- Wärmebelegungsichte:	ca. 1.250 kWh <sub>th</sub> /(ma)
- Leitungstyp:	Double / DUO – DN20 – DN150
- Trassenwärmeverluste:	ca. 460 MWh <sub>th</sub> /a      ≈ 8,9 %
- Betriebszeit:	8.760 h/a (ganzjährig)

Aufbau Wärmeverbund **inkl.** Einbindung der **Biogasanlage** / Bartlmühle:

- Gesamtwärmebedarf:	ca. 5.160 MWh <sub>th</sub> /a
- Trassenlänge:	ca. 4.850 m
» davon Anbindung Biogasanlage	ca. 730 m
- Wärmebelegungsichte:	ca. 1.070 kWh <sub>th</sub> /(ma)
- Leitungstyp:	Double / DUO – DN20 – DN150
- Trassenwärmeverluste:	ca. 530 MWh <sub>th</sub> /a      ≈ 10,3 %
» davon Anbindung Biogasanlage	ca. 70 MWh <sub>th</sub> /a
- Betriebszeit Wärmeverbund:	8.760 h/a (ganzjährig)
- Betriebszeit Einbindung Biogasanlage:	ca. 6.000 h/a

Abbildung 8 zeigt einen Ausschnitt aus der Online-GIS-Planung inkl. Wärmekataster im Ist-Zustand mit der eingezeichneten Trassenführung (rot) bei einer Anbindung der Liegenschaften an die Heizzentrale. Ebenso abgebildet ist ein möglicher Trassenverlauf in Bezug auf die Anbindung der örtlichen Biogasanlage an der Bartlmühle.



*Abbildung 8: Potenzieller Trassenverlauf inkl. Auswertung des vorläufigen Anschlussinteresses der Anlieger (Quelle: WebGIS 3Liz; OpenStreetMap powered by 3Liz; Anpassung: IfE-GmbH; Datenquelle: Stadt Pleystein)*

Im Kartenauszug ebenso dargestellt ist eine alternative Trassenführung zur Anbindung der Biogasanlage entlang der „Obere Stiegelwiesen“ sowie der „Leistritzstraße“ hin zur Grundschule (Blau gestrichelt). Hierbei entfallen die Leitungsstränge aus dem Innenstadtbereich Richtung Industriebetrieb („Stadtgraben Ost“ und „Am Baumgarten“; alternative Anbindung über „Burggut“ und „Ferdinand-Lehner-Str.“) und Biogasanlage („Wasserleiten“ und „Böhmerwaldstr.“).

### **Maßnahmen zur Optimierung der Trassenführung / Erweiterung:**

Wie zuvor bereits beschrieben sind alternative Möglichkeiten zur Anbindung des Industriebetriebs sowie der Biogasanlage als Grundlastwärmeerzeuger im Verbund je nach Versorgungsvariante denkbar. Ebenso kann im Zuge einer Detailplanung davon ausgegangen werden, dass in Bezug auf die abschließende Trassenführung weitere Optimierungsoptionen zur Reduktion der Leitungslänge genutzt werden können. So konnte in Besprechungen bereits darauf eingegangen werden, dass eine Verknüpfung einzelner Liegenschaften mittels Grunddienstbarkeiten / Nutzungsrechten etc. möglich erscheint.

Generell wird bei der Detailplanung / Ausführung der Wärmetrasse empfohlen, auf eine effiziente, d. h. möglichst direkte Anbindung der Liegenschaften zu achten und die Leitungsdimensionierung auf die angestrebten Betriebsparameter abgestimmt zu wählen (Ausnahme: Haupttrasse zur späteren Anbindung weiterer Quartiere entsprechend in BA 1 ausreichend dimensionieren).

In erster Linie würde sich eine Reduzierung der Trassenlänge direkt durch niedrigere, zu erwartende Investitionskosten positiv auf den wirtschaftlichen Betrieb des Wärmeverbundes auswirken. Indirekt wirkt sich eine effiziente Leitungsführung durch günstigere Betriebskosten (z. B. niedrigere Leitungswärmeverluste, Pumpenergieaufwand etc.) positiv auf den zu erwartenden Wärmepreis aus.

Im Zusammenhang mit den in diesem Bericht angestellten Kalkulationen wird zunächst oben gezeigte Trassenführung zugrunde gelegt. Künftige Erweiterungen des Wärmeverbundes können innerhalb der zulässigen Betriebsparameter sowie möglicherweise frei werdenden Energiemengen (Gebäudesanierung) erfolgen. Deutliche Abnahmesteigerungen durch die Einbindung weiterer Quartiere z. B. im nördlichen Stadtgebiet) sind nicht in den Kalkulationen berücksichtigt.

## Standort Heizzentrale:

Wie bereits zu Beginn kurz beschrieben wird als Standort einer Energiezentrale das Gelände des städt. Bauhofes bevorzugt. Die Ausführung des Gebäudes, welches die Energieerzeugungsanlagen sowie weitere Anlagentechnik und Mess-, Steuer- und Regelungstechnik beinhaltet, wird als funktional gestalteter, kosteneffizienter Baukörper (bspw. als Industriehalle in Stahlskelettbauweise mit Pultdach) in den Berechnungen berücksichtigt. Anschließende Abbildungen zeigen schematisch die mögliche Anordnung einer Heizzentrale an der Vohenstraußer Straße. Je nach eingesetztem Energieträger-Mix ist darauf zu achten, dass die benötigte Nutzfläche einer Heizzentrale schwankt. Vor allem der Einsatz von Biomasse in größerem Umfang ist hierbei von besonderer Bedeutung, da entsprechende Lagerkapazitäten zu berücksichtigen sind, welche jedoch auch in Absprache mit den Lieferanten an einem alternativen Standort sein können. Die Lagerkapazitäten von Biomasse vor Ort werden auf einen Anlagenbetrieb 24/7 bei maximaler Nennleistung und über einen Zeitraum von ca. 10 Tagen hin dimensioniert und bedacht.



Abbildung 9: Möglicher Standort Heizzentrale im Anschluss an Lagergebäude (Quelle: Stadt Pleystein; Bayerische Vermessungsverwaltung; Bearbeitung: IfE GmbH)

Anschließend Skizze kann einen ersten Eindruck zur Abschätzung benötigter Gebäudegrundflächen für eine mögliche Versorgungslösung bei kompakter Anordnung der Module bieten.

Darüber hinaus zu berücksichtigen ist der benötigte Flächenanteil zur Anlieferung von Biomasse (Zufahrt und Wendemöglichkeiten). Nach erster Einschätzung sind lediglich leichte Anpassungen der Zu- und Abfahrtsmöglichkeiten sowie des potenziellen Wendeplatzes vor der Heizzentrale notwendig.

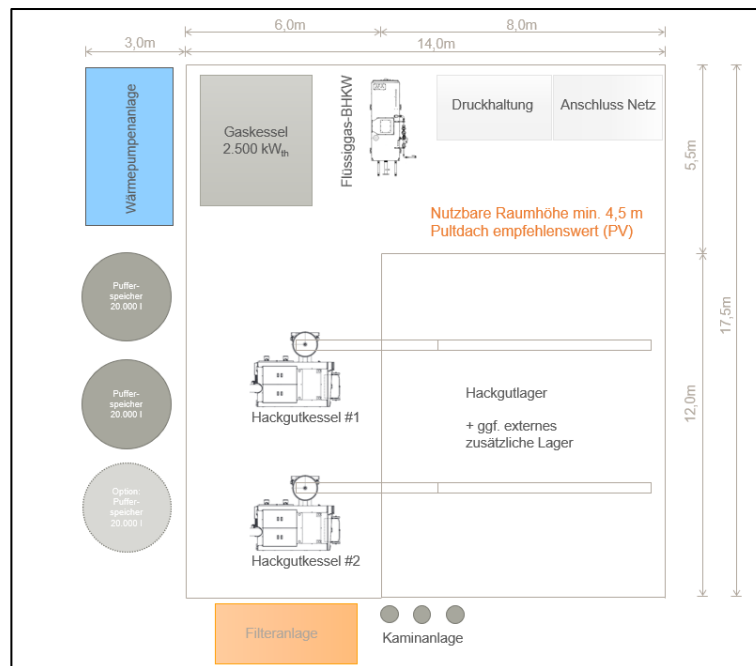


Abbildung 10: Skizze zur Abbildung möglicher Gebäudedimensionen einer Heizzentrale

Ergänzt werden soll die Heizzentrale durch die Nutzung und Einbindung der neu errichteten Biomasseanlage der örtlichen Grundschule. Die im Jahr 2023 in Betrieb genommene Anlage besteht aus zwei baugleichen Biomassekesseln der Marke VISSMANN ETA Modell eHACK 100 mit einer thermischen Nennleistung von je 99,9 kW<sub>th</sub>. Als Brennstoff kann sowohl Hackgut (bis max. 35 % Wassergehalt) oder unbehandelte Holzpellets eingesetzt werden.

In einer Variante wird zudem auf die örtliche Biogasanlage bzw. deren verfügbares Abwärmepotenzial zurückgegriffen. Am Standort der BGA sind derzeit zwei BHKW-Module installiert. Zur Pufferung von Lastspitzen sowie dem Überbrücken von Wartungs- und Instandhaltungsintervallen der Anlage besteht die Möglichkeit am Standort Pufferspeicher zu errichten. Nach Angabe des Anlagenbetreibers kann derzeit von einem gesicherten Betrieb der BGA bis in das Jahr 2039 ausgegangen werden (EEG-Nachfolgeregelung bereits beantragt 2029 → +10 Jahre).

Als Randparameter sind für die Einbindung der Anlage folgende Parameter in Absprache mit dem Anlagenbetreiber zu berücksichtigen:

- Überschüssige Abwärmeleistung: ca. 350 kW<sub>th</sub>
- Mittlere, verfügbare Volllaststunden pro Jahr: min. 6.000 h (max. 7.000 – 8.000 vbh/a)

Für eine reibungslose Einbindung weiterer Standorte zur dezentralen Einspeisung von Wärme in den Verbund muss vor allem die hydraulische, aber auch die Steuerungstechnik auf diesen Betriebsfall hin optimiert und eingestellt sein.

**Energieträger:**Biomasse:

Zur Deckung des Wärmebedarfs kann in der Gemarkung Pleystein auf rund 230 – 240 ha Waldfläche im Eigentum der Stadt zurückgegriffen werden. Dieser Waldbestand soll nach Maßgabe einer nachhaltigen Waldbewirtschaftung auch als Energiequelle genutzt werden. In Abstimmung mit dem AG und unter Einbezug des örtlich zuständigen Försters kann mit einem nachhaltig nutzbaren Anteil von ca. 400 fm pro Jahr kalkuliert werden (ca. 750 – 770 MWh<sub>Hi</sub>).

Unter Bezug auf das ermittelte Biomassepotenzial für die gesamte Waldfläche im Gemarkungsgebiet (Quelle: Digitaler Energienutzungsplan Landkreis Neustadt a. d. Waldnaab) kann von einem nachhaltig nutzbaren Anteil zur Energiegewinnung von bis zu 10.800 MWh<sub>Hi</sub> ausgegangen werden. Zudem sind in der Gemarkung nach den statistischen Auswertungen rund 340 MWh<sub>Hi</sub> Energieertrag aus Landschaftspflegeholz pro Jahr verfügbar (z. B. Baum- und Heckenschnitt).

Entsprechender Anlieferverkehr ist je nach Variante in mehr oder weniger ausgeprägter Form zu beachten und ggf. mit den Anliegern abzustimmen.

Solarthermie:

Für die Nutzung von Solarthermie stehen in Bezug auf den Aufbau einer Nahwärmeverbundlösung lediglich die Dachflächen der städt. Liegenschaften am Bauhof zur Verfügung. Nach Kalkulation des zu erwartenden Anteils am Gesamtenergiebedarf im Verbund durch eine solarthermische Anlage ist das verfügbare Potenzial für eine sinnvolle Nutzung als niedrig einzustufen (ca. 4,5 – 6,5 %).

Für die Einbindung bzw. den Aufbau einer großflächigen, sog. Freiflächenanlage stehen zum Untersuchungszeitpunkt keine Flächen zur Nutzung zur Verfügung.

Photovoltaik:

Die zur Verfügung stehenden Dachflächen auf den städt. Liegenschaften sind zu großen Teilen nach Süden oder Süd-Osten ausgerichtet. Diese bieten ein nicht unerhebliches Potenzial zur Nutzung des produzierten el. Stromes in den Liegenschaften selbst und darüber hinaus auch zum Betrieb der Aggregate in der Heizzentrale.

Vor allem vor dem Hintergrund der Einbindung von Wärmepumpenaggregaten für den Sommer- und ggf. Übergangsbetrieb kann die Anbindung von PV-Anlagen zur umfassenden, effizienten Eigenstromnutzung sowohl ökonomisch als auch ökologisch äußerst sinnvoll sein.

Im Zuge der Untersuchungen werden die zur Verfügung stehenden Dachflächen auf dem Gelände des Bauhofes einer näheren Betrachtung unterzogen. Anschließende 3D-Modellansichten zeigen die Gebäude inkl. einer möglichen Nutzung der Dachflächen. Die Lagerhalle, welche um die Heizzentrale erweitert werden müsste, ist bereits unter Berücksichtigung dieser zusätzlichen Dachfläche in die Simulation eingeflossen. In Summe kann für die Gebäude des Bauhofes eine nutzbare Dachfläche von rund 800 m<sup>2</sup> ausgewiesen werden.

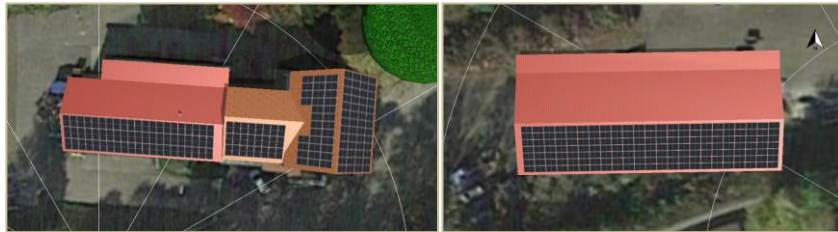


Abbildung 11: PV-Potenzial „Altes“ und „Neues“ Bauhofgebäude (Quelle: PV-Sol Premium; Bearbeitung: IfE-GmbH)

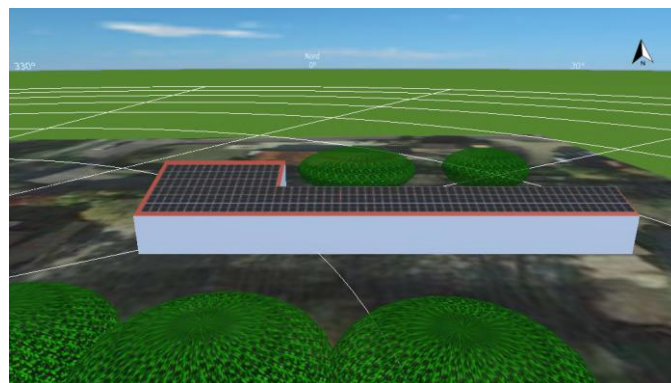


Abbildung 12: PV-Potenzial Bauhof-Lagerhalle inkl. Erweiterungsbau Heizzentrale als Pultdach (Quelle: PV-Sol Premium; Bearbeitung: IfE-GmbH)

Für die Nutzung des Stromertrags über die gesamte Liegenschaft (Bauhof und Heizzentrale) ist eine entsprechende Anbindung aller Verbraucher und Generatoren an einem zentralen Netzverknüpfungspunkt vorausgesetzt. Notwendige Maßnahmen zur Sicherstellung der Eigenstromnutzung sowohl in der Heizzentrale als auch auf dem Bauhof selbst sind nicht Teil der Betrachtung und werden als gegeben vorausgesetzt.

Vor dem Hintergrund der möglichen Einbindung einer Wärmepumpenanlage am Schulstandort wird über die abgebildeten Liegenschaften hinaus auch für die Dachfläche der Turnhalle eine solche Leistungs- und Ertragsprognose erstellt (Bestandsanlage wird erneuert).



Insgesamt können für die einzelnen Gebäude folgende Parameter ermittelt werden:

- Bauhofgebäude (alt):	ca. 62 kW <sub>el</sub>	→ ca. 56.000 kWh <sub>el</sub> /a
- Lagerhalle inkl. Heizzentrale*:	ca. 75 kW <sub>el</sub>	→ ca. 78.000 kWh <sub>el</sub> /a
- Bauhofgebäude (neu):	ca. 58 kW <sub>el</sub>	→ ca. 57.000 kWh <sub>el</sub> /a
- Schulturnhalle:	ca. 98 kW <sub>el</sub>	→ ca. 97.000 kWh <sub>el</sub> /a

\*Lagerhalle ohne Heizzentrale ca. 45 kW<sub>el</sub> / ca. 46.000 kWh<sub>el</sub>/a

Aus den Simulationsrechnungen heraus ist davon auszugehen, dass je nach Anlagenkonfiguration bzw. Anlageneinbindung bis über 80 % des Stromertrags aus Photovoltaik direkt in der Liegenschaft, der Heizzentrale und einem Wärmepumpenaggregat genutzt werden können.

### Umweltwärme:

Die Nutzungsmöglichkeiten zur Erschließung von Umweltwärmequellen am Standort der Heizzentrale wurden anhand einer Vorabfrage mittels der vom bayerischen Landesamtes für Umwelt zur Verfügung gestellten Onlineplattform geprüft. Generell erscheint eine Nutzung von Erdwärme durch den Aufbau eines Erdsonden- oder Erdkollektorfeldes am Standort möglich. Lediglich die Nutzung von Grundwasser ist bereits bei der Voranfrage ausgeschlossen.

Da die Flächenverhältnisse eine umfangreiche Nutzung von Erdkollektoren nicht zulassen ist diese Art der Nutzung am Standort zunächst auszuschließen. Zur Erschließung des verfügbaren Energiepotenzials mittels Erdwärmesonden ist aufgrund des eingeschränkten Raumangebotes auf dem Gelände des Bauhofes davon auszugehen, dass deutlich über 100 m Bohrtiefe für entsprechende Erdsonden anzusetzen sind. Als potenzieller Alternativstandort kann künftig auch das Schulareal, genauer das Sportgelände für eine Nutzung dieser Art in Frage kommen (ca. 5.000 m<sup>2</sup> Rasenfläche).

Vor dem Hintergrund, Umweltwärme und solare Eigenstromerzeugung am Standort nutzbar zu machen, wird in anschließenden Kalkulationen davon ausgegangen, dass Luft als Umweltwärmequelle im jahreszeitlichen Übergang und den Sommermonaten große Teile der Wärmeerzeugung sicherstellt. Da das Temperaturniveau von Anlagen, welche auf oberflächennahe Geothermie zurückgreifen in diesen Zeiträumen für die Nutzung kaum Vorteile bringen, wird zunächst von der kostenintensiven Erschließung einer solchen Anlage abgesehen.

Zu beachten ist hierbei, dass Vorgaben in Bezug auf zu erwartende Schallemissionen durch die Rückkühlinheit der Wärmepumpe durch technische Maßnahmen abgemildert und so alle Grenzwerte eingehalten werden.

**Allgemeines / Anmerkungen:**

Für den Aufbau einer gemeinsamen Heizzentrale am Standort Bauhof sind darüber hinaus folgende Anmerkungen zu berücksichtigen:

- Begrenztes Raumangebot auf dem dafür vorgesehenen Flurstück
  - » Solarthermie- und PV-Freiflächenanlagen nicht möglich
  - » oberflächennahe Geothermie lediglich eingeschränkt (ggf. am Schulstandort)
  - » Brennstofflagerung bei Einsatz von Biomasse
- Bei mehr als 1.000 kW<sub>th</sub> Feuerungswärmeleistung bei Biomasseanlagen sind zusätzlich Vorgaben seitens des BEW zu beachten (BEW-Brennstoffliste nach Anhang 1)
- Bei Einsatz fossiler Energieträger zur Spitzenlastabdeckung (Flüssiggas) ist auf den, je nach Fördermittelprodukt verschieden hohen Anteil am Gesamtwärmebedarfs zu achten.
  - » BEW-Förderung: max. 10 % zur Spitzenlastdeckung und max. 25 % unter Einsatz von KWK-Anlagen
- Regularien aus dem Bundesimmissionsschutzgesetz sind zu beachten (BImSchV; TA-Luft → erhöhter Genehmigungs- und Betriebsaufwand; installierte Nennleistung >1.000 kW<sub>th</sub>)
- Bei Aufbau des Wärmeverbundes unter Nutzung verschiedener Standorte (Bauhof, Schule und Biogasanlage) ist auf die hydraulische Einbindung dieser für einen reibungslosen Betrieb besonders zu achten.
- Um Trassenwärmeverluste so niedrig wie möglich zu halten sowie den möglichen Betrieb von Wärmepumpenaggregaten effizient und somit kostengünstig zu gewährleisten sollte das Temperaturniveau im Verbund Außentemperaturgeführt und nicht höher als zwingend notwendig gewählt werden.

## 4 Zentrale Versorgungslösungen

In diesem Kapitel wird auf die verschiedenen, im Rahmen der Untersuchung näher betrachteten Versorgungsszenarien eingegangen. Diese werden sowohl hinsichtlich ökonomischer als auch ökologischer Aspekte anschließend aus- und bewertet. Hierbei gilt es wichtige Parameter betreffend einer späteren Umsetzung auszuloten und in Abhängigkeit der jeweiligen Randbedingungen abzubilden. Ziel ist es, der Kommune eine fundierte Entscheidungsgrundlage anhand möglichst detaillierter und vielfältiger Bewertungskriterien bereit zu stellen.

### 4.1 Energieversorgungsvarianten

Anschließend werden auf den ermittelten Verbrauchs- und Bedarfsdaten aus der Hochrechnung aufbauend, verschiedene, effiziente Energieversorgungsvarianten für das Untersuchungsgebiet entwickelt und abgebildet. Da sich moderne und ökologische Energieversorgungsvarianten immer auch an einer, meist Referenzvariante messen müssen, werden in Kapitel 5 dezentrale Versorgungsvarianten (für 3 unterschiedliche Modellgebäude) untersucht und dargestellt.

#### Energieversorgungsvarianten:

Tabelle 1: Energieversorgungsvarianten im Wärmeverbund

Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3
Hackgutkessel 1	Hackgutkessel 1	Hackgutkessel 1	Abwärme Biogasanlage
Hackgutkessel 2	Hackgutkessel 2	Hackgutkessel 2	Hackgutkessel
Pelletkessel (Schule)	L-/W-Wärmepumpe	L-/W-Wärmepumpe	L-/W-Wärmepumpe
Flüssiggaskessel	Flüssiggas-BHKW	Pelletkessel (Schule)	Pelletkessel (Schule)
-	Flüssiggaskessel	Flüssiggaskessel	Flüssiggaskessel
<b>PV-Anlage</b> (Aufdachanlagen Bauhofareal)			

Hinsichtlich der jeweiligen Anlagenkonfiguration bzw. Anlagenparameter folgt anschließend eine detaillierte Beschreibung jeder der in der Tabelle genannten Versorgungsstrategie.

#### **4.1.1 Variante 1.0: Hackgutkesselanlage; Pelletkesselanlage; Flüssiggaskesselanlage**

Bei der Variante 1.0 wird die Versorgung des Wärmeverbundes im Wesentlichen auf Basis zweier Biomassekessel, welche als Brennstoff naturbelassene Resthölzer in Form von Hackgut einsetzen, sichergestellt. Diese bieten mit einer Gesamtleistung von rund 1.600 kW<sub>th</sub> die Möglichkeit den gesamten Grund- und Mittellastbereich abzudecken. Ergänzt werden diese Kesselanlagen am Standort des Bauhofes durch eine Flüssiggaskesselanlage zur Spitzenlastabdeckung (ca. 2.500 kW<sub>th</sub>). Die abgebildete Versorgungslösung stellt dabei die „einfachste“ Wärmeversorgungsstrategie zur Einbindung regenerativer Energien dar, weshalb diese als Referenzvariante mit Blick auf die verschiedenen Verbundvarianten betrachtet werden kann.

Weiterhin wird für die Deckung des Wärmebedarfs in den Sommermonaten auf die bereits installierte Pelletkesselanlage in der Grundschule zurückgegriffen bzw. diese in die Wärmeversorgungsstrategie direkt mit eingebunden (ca. 200 kW<sub>th</sub>).

Die Nutzwärmebereitstellung erfolgt unter den angelegten Parametern zu rund 90 % auf Grundlage des regenerativen Energieträgers Holz (davon ca. 82 % Hackgut). Hierzu kann mit einem Bedarf von rund 1.500 t Hackgut (ca. 6.000 srm) sowie ca. 110 t Pellets kalkuliert werden. Die fossile Spitzenlastkesselanlage benötigt rund 82.000 Liter Flüssiggas pro Jahr, um knapp 10 % des Wärmebedarfs abzubilden.

Für die Einhaltung der berücksichtigten Fördermittel des Bundes (BEW) muss darauf geachtet werden, dass als Brennstoff lediglich Biomasse, welche nach in Anhang 1 der Förderrichtlinie BEW (Brennstoffliste) frei gegeben ist, eingesetzt wird (vgl. Anhang).

Neben der Errichtung einer Heizzentrale auf dem Bauhofgelände sind in dieser Variante auch notwendige Lagermöglichkeiten für einen gesicherten Anlagenbetrieb, z. B. über 10 Tage Volllastbetrieb, zu berücksichtigen (ca. 310 m<sup>3</sup> Brennstoffbedarf).

Um Schwankungen im Leistungsbedarf auszugleichen sowie einen effizienten Anlagenbetrieb zu gewährleisten, ist ein ausreichend dimensionierter Pufferspeicher zu verwenden (näherungsweise ca. 55 m<sup>3</sup> Speichervolumen; ggf. Fördermittelrelevant).

Die mögliche PV-Anlage wird in dieser Variante lediglich zur anteiligen Deckung des Allgemeinstrombedarfs der Liegenschaften Bauhof und Heizzentrale (Aggregate und Netzpumpen) herangezogen.

Anschließende Grafik zeigt die Jahresdauerlinie mit den installierten Wärmeerzeugern.

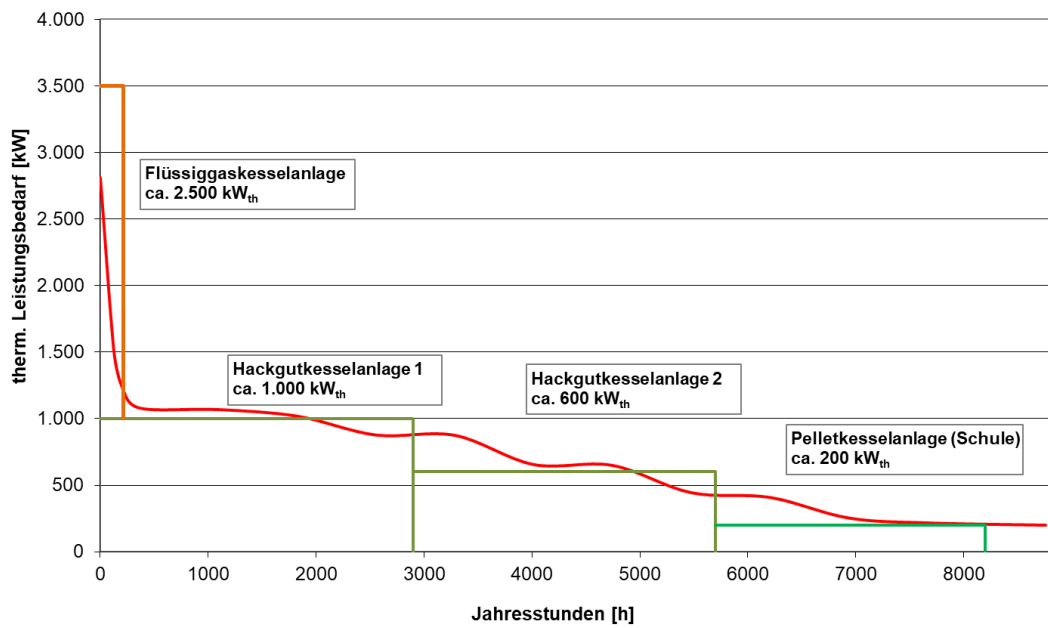


Abbildung 13: Nahwärmeverbundlösung – Versorgungsvariante 1.0 – Jahresdauerlinie

Anschließend zeigt eine Tabelle eine Übersicht der wesentlichen Eckdaten der Energieumsätze in der abgebildeten Versorgungsstrategie der Variante 1.0.

Tabelle 2: Nahwärmeverbundlösung – Versorgungsvariante 1.0 – Eckdaten

Wärmeerzeuger		Hackgutkessel	Hackgutkessel	Pelletkessel (Schule)	Flüssiggaskesselanlage
Nennwärmeleistung	[kW <sub>th</sub> ]	1.000	600	200	2.500
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	2.900	2.800	2.500	200
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh <sub>th</sub> /a]	2.900.000	1.680.000	500.000	544.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	52	30	9	10
Verbrauch	[kWh <sub>H</sub> /a]	3.295.000	1.909.000	556.000	572.000
Verbrauch	[Liter/a]	-	-	-	82.000
Verbrauch	[t/a]	940	550	110	44
Verbrauch	[kWh <sub>e</sub> /a]	-	-	-	-

#### **4.1.2 Variante 1.1: Hackgutkesselanlage; Luft-/Wasser-Wärmepumpenanlage; Flüssiggas-BHKW und Flüssiggaskesselanlage**

In Variante 1.1 wird die Versorgung des Wärmeverbundes im nach wie vor von zwei Biomassekesseln, welche als Brennstoff naturbelassene Resthölzer in Form von Hackgut einsetzen, dominiert. Diese bieten mit einer Gesamtleistung von rund 1.200 kW<sub>th</sub> die Möglichkeit den Grund- und Mittellastbereich nahezu abzudecken.

Erweitert wird die Energiezentrale in dieser Variante um eine KWK-Anlage (Kraft-Wärme-Kopplung) auf Basis des Energieträgers Flüssiggas. Das berücksichtigte BHKW (Block-Heiz-Kraftwerk) liefert dabei rund 220 kW<sub>th</sub> Wärmeleistung sowie ca. 150 kW<sub>el</sub> elektrische Leistung zur Wärme- und Stromproduktion. Ein Teil des produzierten Stromes kann in der Liegenschaft direkt zur Eigenstromdeckung genutzt werden (Stromproduktion ca. 525.000 kWh<sub>el</sub>/a davon ca. 90.000 kWh<sub>el</sub> Eigenstromnutzung in der LS beachtet).

Eine weitere, wesentliche Änderung zu vorangegangener Variante stellt die Einbindung einer Luft-/Wasser-Wärmepumpenanlage für den ausschließlichen Sommerbetrieb dar. Das Wärmepumpenaggregat bzw. die Wärmepumpenkaskade bietet lt. Betrachtung eine Wärmeleistung von rund 380 kW<sub>th</sub> und bildet das Bindeglied zwischen der Wärmeproduktion und der Stromproduktion mittels PV-Anlagen. Das solare Strahlungspotenzial, welches mittels Dachanlagen auf den Liegenschaften des Bauhofes verfügbar ist (ca. 191.000 kWh<sub>el</sub>/a), kann somit anteilig zur Wärmeversorgung genutzt werden.

Wie bereits zuvor genannt erfolgt auch in dieser Versorgungslösung die Spitzenlastabdeckung mittels einer Flüssiggaskesselanlage mit ca. 2.500 kW<sub>th</sub> Nennwärmeleistung.

Die Nutzwärmebereitstellung erfolgt unter den angelegten Parametern zu rund 62 % auf Grundlage des regenerativen Energieträgers Holz (Hackgut). Hierzu kann mit einem Bedarf von rund 1.120 t Hackgut (ca. 4.500 srm) kalkuliert werden.

Für die sommerliche Wärmebereitstellung werden nach ersten Berechnungen rund 271.000 kWh<sub>el</sub> Strom zum Betrieb der Wärmepumpenanlagen benötigt (JAZ<sub>WP</sub> ca. 3,5; ca. 17 % Anteil an der Wärmebereitstellung). Nach den Ergebnissen der Modellrechnung kann von einem direkt gedeckten Eigenstromanteil in Höhe von bis zu 30 % (ca. 80.000 kWh<sub>el</sub>) ausgegangen werden (PV-Aufdachanlagen).

Die fossile KWK-Anlage in Verbindung mit der Spitzenlastkesselanlage benötigen rund 290.000 Liter Flüssiggas pro Jahr, um knapp 22 % des Wärmebedarfs abzubilden.

Für die Einhaltung der berücksichtigten Fördermittel des Bundes (BEW) muss darauf geachtet werden, dass als Brennstoff lediglich Biomasse, welche nach in Anhang 1 der Förderrichtlinie BEW (Brennstoffliste) frei gegeben ist, eingesetzt wird (vgl. Anhang).

Neben der Errichtung einer Heizzentrale auf dem Bauhofgelände sind in dieser Variante auch notwendige Lagermöglichkeiten für einen gesicherten Anlagenbetrieb, z. B. über 10 Tage Volllastbetrieb, zu berücksichtigen (ca. 220 m<sup>3</sup> Brennstoffbedarf).

Um Schwankungen im Leistungsbedarf auszugleichen sowie einen effizienten Anlagenbetrieb zu gewährleisten, ist ein ausreichend dimensionierter Pufferspeicher zu verwenden (näherungsweise ca. 50 m<sup>3</sup> Speichervolumen; ggf. Fördermittelrelevant).

Anschließende Grafik zeigt die Jahresdauerlinie mit den installierten Wärmeerzeugern.

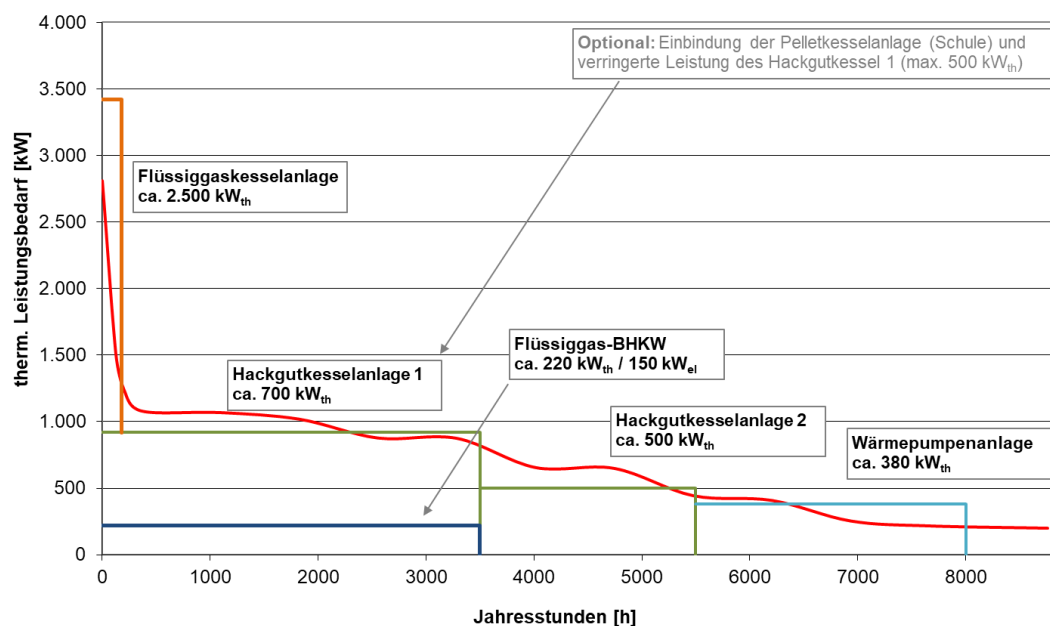


Abbildung 14: Nahwärmeverbundlösung – Versorgungsvariante 1.1 – Jahresdauerlinie

Als optionale Lösung ist auch in dieser Variante die Einbindung des Biomassekessels am Schulstandort möglich. In diesem Fall jedoch nicht für den Sommerbetrieb, sondern für Betriebszeiten im jahreszeitlichen Übergang sowie in den Wintermonaten. Eine anteilige Reduktion der therm. Nennleistung der Hackgutkessel wäre somit die Folge.

Anschließende Tabelle zeigt eine Übersicht der wesentlichen Eckdaten der Energieumsätze in der abgebildeten Versorgungsstrategie der Variante 1.1.

Tabelle 3: Nahwärmeverbundlösung – Versorgungsvariante 1.1 – Eckdaten

Wärmeerzeuger		Hackgutkessel	Hackgutkessel	L-/W-Wärmepumpe	Flüssiggas-BHKW	Flüssiggaskesselanlage
Nennwärmeleistung	[kW <sub>th</sub> ]	700	500	ca. 380	220	2.500
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	3.500	2.000	2.500	3.500	200
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh <sub>th</sub> /a]	2.450.000	1.000.000	950.000	770.000	454.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	44	18	17	14	8
Verbrauch	[kWh <sub>H</sub> /a]	2.784.000	1.136.000	-	1.540.000	478.000
Verbrauch	[Liter/a]	-	-	-	221.000	69.000
Verbrauch	[t/a]	800	320	-	-	37
Verbrauch	[kWh <sub>el</sub> /a]	-	-	271.000	-	-
Elektrische Leistung	[kW <sub>el</sub> ]	-	-	-	150	-
Erzeugte Jahresstrommenge	[kWh <sub>el</sub> /a]	-	-	-	525.000	-

#### 4.1.3 Variante 1.2: Hackgutkesselanlage; Pelletkesselanlage; Luft-/Wasser-Wärmepumpenanlage; Flüssiggaskesselanlage

Variante 1.2 basiert ebenso weiterhin auf der überwiegenden Versorgung des Wärmeverbundes durch zwei Biomassekessel (alternativ auch eine Anlage), welche als Brennstoff Hackgut einsetzen. Diese bieten mit einer gegenüber Variante 1.1 nochmals niedrigeren Gesamtleistung von rund 900 kW<sub>th</sub> nach wie vor die Möglichkeit den Grund- und Mittellastbereich nahezu vollständig abzudecken.

Erweitert wird die Energiezentrale in dieser Variante durch die Einbindung einer Luft-/Wasser-Wärmepumpenanlage, welche für einen nahezu ganzjährigen Betrieb mit Ausnahme der kältesten Perioden vorgesehen ist. Das Wärmepumpenaggregat bzw. die Wärmepumpenkaskade bietet lt. Betrachtung eine Wärmeleistung von rund 300 kW<sub>th</sub> in den Winter- und ca. 380 kW<sub>th</sub> in den Sommermonaten. Die Anlage bildet das Bindeglied zwischen der Wärmeproduktion und der Stromproduktion mittels Photovoltaik. Das solare Strahlungspotenzial, welches mittels Dachanlagen auf den Liegenschaften des Bauhofes verfügbar ist (ca. 191.000 kWh<sub>el</sub>/a), kann somit anteilig zur Wärmeversorgung genutzt werden.

Weiterhin wird für die Deckung des Wärmebedarfs in der Übergangszeit auf die bereits installierte Pelletkesselanlage in der Grundschule zurückgegriffen bzw. diese in die Wärmeversorgungsstrategie direkt mit eingebunden (ca. 200 kW<sub>th</sub>; WP-Anlage + Pelletkesselanlage im „Übergangsbetrieb“).

Wie bereits zuvor genannt erfolgt auch in dieser Versorgungslösung die Spitzenlastabdeckung mittels einer Flüssiggaskesselanlage mit ca. 2.500 kW<sub>th</sub> Nennwärmeleistung.

Die Nutzwärmebereitstellung erfolgt unter den angelegten Parametern zu rund 60 % auf Grundlage des regenerativen Energieträgers Holz (davon ca. 51 % Hackgut). Hierzu kann mit einem Bedarf von rund 935 t Hackgut (ca. 3.700 srm) sowie ca. 110 t Pellets kalkuliert werden. Die fossile Spitzenlastkesselanlage benötigt rund 82.000 Liter Flüssiggas pro Jahr, um knapp 10 % des Wärmebedarfs abzubilden.



Für die Wärmebereitstellung durch die Wärmepumpenanlage werden nach ersten Berechnungen rund 539.000 kWh<sub>el</sub> Strom zum Betrieb benötigt (JAZ<sub>WP</sub> ca. 2,8 / 3,5 Winter / Sommer; ca. 30 % Anteil an der Wärmebereitstellung). Nach den Ergebnissen der Modellrechnung kann von einem direkt gedeckten Eigenstromanteil in Höhe von rund 20 % (ca. 103.000 kWh<sub>el</sub>) ausgegangen werden (PV-Aufdachanlagen).

Neben der Errichtung einer Heizzentrale auf dem Bauhofgelände sind in dieser Variante auch notwendige Lagermöglichkeiten für einen gesicherten Anlagenbetrieb, z. B. über 10 Tage Vollastbetrieb, zu berücksichtigen (ca. 280 m<sup>3</sup> Brennstoffbedarf).

Um Schwankungen im Leistungsbedarf auszugleichen sowie einen effizienten Anlagenbetrieb zu gewährleisten, ist ein ausreichend dimensionierter Pufferspeicher zu verwenden (näherungsweise ca. 50 – 60 m<sup>3</sup> Speichervolumen; ggf. Fördermittelrelevant).

Anschließende Grafik zeigt die Jahresdauerlinie mit den installierten Wärmeerzeugern.

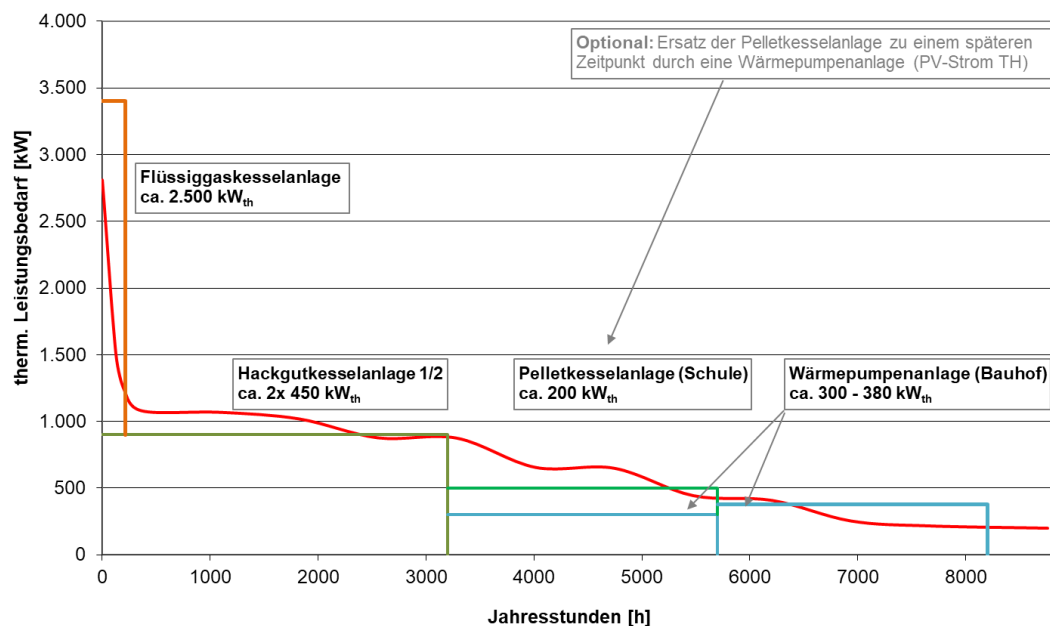


Abbildung 15: Nahwärmeverbundlösung – Versorgungsvariante 1.2 – Jahresdauerlinie

Anschließende Tabelle zeigt eine Übersicht der wesentlichen Eckdaten der Energieumsätze in der abgebildeten Versorgungsstrategie der Variante 1.2.

Tabelle 4: Nahwärmeverbundlösung – Versorgungsvariante 1.2 – Eckdaten

Wärmeerzeuger		Hackgutkesselkaskade	L-/W-Wärmepumpe	Pelletkessel (Schule)	Flüssiggaskesselanlage
Nennwärmeleistung	[kW <sub>th</sub> ]	900	ca. 300 - 380	200	2.500
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	3.200	5.000	2.500	200
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh <sub>th</sub> /a]	2.880.000	1.700.000	500.000	544.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	51	30	9	10
Verbrauch	[kWh <sub>th</sub> /a]	3.273.000	-	556.000	572.000
Verbrauch	[Liter/a]	-	-	-	82.000
Verbrauch	[t/a]	935	-	110	44
Verbrauch	[kWh <sub>el</sub> /a]	-	539.000	-	-

#### 4.1.4 Variante 1.3: Hackgutkesselanlage; Abwärme Biogasanlage; Pelletkesselanlage; Luft-/Wasser-Wärmepumpenanlage; Flüssiggaskesselanlage

Vor dem Hintergrund der weiteren Minimierung des Einsatzes von Holz als Hauptenergieträger wird abschließend die Einbindung der örtlichen Biogasanlage bzw. der verfügbaren Abwärmepotenziale aus dieser Anlage dargestellt und geprüft. Die lt. Anlagenbetreiber nahezu ganzjährige (bis zu 8.000 h/a), bereitgestellte Wärmeleistung liegt im Bereich zwischen 320 und 350 kW<sub>th</sub>. Zur Berücksichtigung der Anlagenparameter und als Sicherheitspuffer erfolgt die Darstellung zunächst auf Basis einer Nennwärmeleistung von 350 kW<sub>th</sub> bei einer konservativ angesetzten Betriebszeit von min. 6.000 h/a (Grundlastdeckung; vgl. Abbildung 16).

Als weitere Anlagen kommen auch in dieser Versorgungsstrategie Biomassekessel zur Deckung des mittleren Lastbereichs zum Einsatz. Die in der Heizzentrale am Bauhof verortete Hackgutkesselanlage bietet eine Gesamtleistung von rund 600 kW<sub>th</sub> und wird durch die ebenfalls bereits beschriebene Pelletkesselanlage in der Grundschule ergänzt (ca. 200 kW<sub>th</sub>; Abwärme Biogasanlage + Pelletkesselanlage im „Übergangsbetrieb“).

Wie auch in Variante 1.1 ist die Einbindung einer Luft-/Wasser-Wärmepumpenanlage für den ausschließlichen Sommerbetrieb vorgesehen. Das Wärmepumpenaggregat bzw. die Wärmepumpenkaskade bietet lt. Betrachtung eine Wärmeleistung von rund 380 kW<sub>th</sub> und bildet das Bindeglied zwischen der Wärmeproduktion und der Stromproduktion mittels PV-Anlagen. Das solare Strahlungspotenzial, welches mittels Dachanlagen auf den Liegenschaften des Bauhofes verfügbar ist (ca. 191.000 kWh<sub>el</sub>/a), kann somit anteilig zur Wärmeversorgung genutzt werden.

Die Spitzenlastabdeckung erfolgt auch in dieser Variante mittels einer Flüssiggaskesselanlage mit rund 2.500 kW<sub>th</sub> Nennleistung.

Die Nutzwärmebereitstellung erfolgt unter den angelegten Parametern zu rund 46 % auf Grundlage des regenerativen Energieträgers Holz (davon ca. 37 % Hackgut). Hierzu kann mit einem Bedarf von rund 680 t Hackgut (ca. 2.700 srm) sowie ca. 110 t Pellets kalkuliert werden. Die Abwärmenutzung der Biogasanlage stellt mit rund 37 % Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf die zweite wichtige Säule der Versorgungsstrategie dar. Hierzu werden rund 2.100.000 kWh<sub>th</sub> Wärme aus dieser bezogen.

Für die sommerliche Wärmebereitstellung werden nach ersten Berechnungen rund 228.000 kWh<sub>el</sub> Strom zum Betrieb der Wärmepumpenanlagen benötigt (JAZ<sub>WP</sub> ca. 3,5; ca. 14 % Anteil an der Wärmebereitstellung). Nach den Ergebnissen der Modellrechnung kann von einem direkt gedeckten Eigenstromanteil in Höhe von bis zu 35 % (ca. 80.000 kWh<sub>el</sub>) ausgegangen werden (PV-Aufdachanlagen).

Die fossile Spitzenlastkesselanlage benötigt lediglich ca. 30.000 Liter Flüssiggas pro Jahr, um knapp 3 % des Wärmebedarfs abzubilden.

Anschließend zeigt die Jahresdauerlinie mit den installierten Wärmeerzeugern.

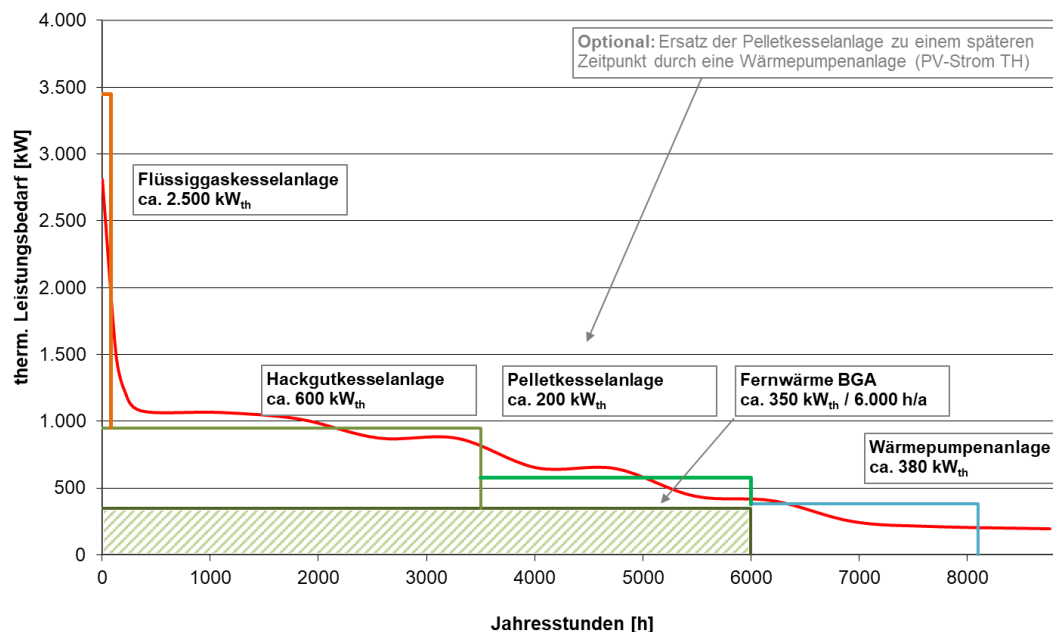


Abbildung 16: Nahwärmeverbundlösung – Versorgungsvariante 1.3 – Jahresdauerlinie

Neben der Errichtung einer Heizzentrale auf dem Bauhofgelände sind in dieser Variante auch notwendige Lagermöglichkeiten für einen gesicherten Anlagenbetrieb, z. B. über 10 Tage Volllastbetrieb, zu berücksichtigen (ca. 190 m<sup>3</sup> Brennstoffbedarf).

Um Schwankungen im Leistungsbedarf auszugleichen sowie einen effizienten Anlagenbetrieb zu gewährleisten, ist ein ausreichend dimensionierter Pufferspeicher zu verwenden (näherungsweise ca. 50 – 60 m<sup>3</sup> Speichervolumen; ggf. Fördermittelrelevant).

Anschließende Tabelle zeigt eine Übersicht der wesentlichen Eckdaten der Energieumsätze in der abgebildeten Versorgungsstrategie der Variante 1.3.

Tabelle 5: Nahwärmeverbundlösung – Versorgungsvariante 1.3 – Eckdaten

Wärmeerzeuger		Abwärme Biogasanlage	Hackgutkessel	L-/W- Wärmepumpe	Pelletkessel (Schule)	Flüssiggaskesselanlage
Nennwärmeleistung	[kW <sub>th</sub> ]	350	600	ca. 380	200	2.500
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	6.000	3.500	2.100	2.500	100
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh <sub>th</sub> /a]	2.100.000	2.100.000	798.000	500.000	199.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	37	37	14	9	3
Verbrauch	[kWh <sub>H</sub> /a]	-	2.386.000	-	556.000	209.000
Verbrauch	[Liter/a]	-	-	-	-	30.000
Verbrauch	[t/a]	-	680	-	110	16
Verbrauch	[kWh <sub>el</sub> /a]	-	-	228.000	-	-
Verbrauch	[kWh <sub>th</sub> /a]	2.100.000	-	-	-	-

## 4.2 Ökonomische Bewertung

Für die Durchführung der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 gelten die in Anhang A erläuterten Grundannahmen. Abweichend festgelegte Randbedingungen zur ökonomischen Bewertung werden im Folgenden ergänzend erläutert und dargestellt.

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung gelten zusätzlich folgende Grundannahmen:

Für **Abwärme aus der Biogasanlage** ist bei Umsetzung zudem eine Kostenpauschale für bezogene Wärme in Abhängigkeit der Jahreszeit denkbar. So stellen die in der Kalkulation berücksichtigten Kosten pro kWh<sub>th</sub> einen nach derzeitigen Randbedingungen darstellbaren Mittelwert in Abhängigkeit der Bezugszeiten dar. So kann in den Sommermonaten (Juni – August) nach Angabe des Anlagenbetreibers mit günstigeren Bezugskosten kalkuliert werden (ca. 5 Cent/kWh<sub>th</sub>). In der Übergangszeit beträgt der anzusetzende Wert ca. 6 Cent/kWh<sub>th</sub>, während im Winterbetrieb (Oktober – März) 7 Cent/kWh<sub>th</sub> für bezogene Abwärme anfallen. Durch diesen „gleitenden“ **Bezugspreis** ergibt sich in Summe je nach Betriebszeit ein etwas niedrigerer, mittlerer Bezugspreis für Abwärme aus der Biogasanlage (Ø 6,7 Cent/kWh<sub>th</sub>). Der nach dem Schema anzusetzende Wert kann im Stadium der generellen Machbarkeitsprüfung noch nicht klar differenziert abgebildet werden, weshalb es sich bei dem Mittelwert um eine Prognose handelt, die in der Detailplanung nochmals genauer zu bewerten ist. In der Kalkulation wird von einem Bezugszeitraum mit Fokus auf die Wintermonate sowie die Übergangszeiträume ausgegangen.

Bezüglich der Abbildung einer **Anschlusskostenpauschale** je Hausanschluss wird sich an folgendem Schemata orientiert.

- **Grundpreis für Hausanschluss bis 20 kW<sub>th</sub>** Anschlussleistung: **5.000 €**
- Gestaffelter Zuschlag für **Anschlussleistung > 20 kW<sub>th</sub>**: **250 €/kW<sub>th</sub>**

In Summe können so rund 920.000 € als Beitrag der Anschlussnehmer für die Erschließung bzw. die Erstellung der Hausanschlüsse in der Kalkulation berücksichtigt werden. Bei den angesetzten Werten handelt es sich nicht um fixe Anschlusskostenbeiträge, die Betrachtungen sollen jedoch den Einfluss einer finanziellen Beteiligung künftiger Anschlussnehmer auf die Jahresgesamtkosten zeigen.

Selbst **produzierter Strom mittels PV-Aufdachanlagen** wird je nach ermittelter Eigenstromquote anhand der rechnerischen Stromgestehungskosten anteilig in der Kalkulation der Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten berücksichtigt.

*Hinweis:*

*Kosten für Tiefbau weisen in der jüngeren Vergangenheit eine z. T. hohe Volatilität auf. Die Kostenkalkulation beinhaltet mittlere Kosten pro Meter Wärmetrasse inkl. Material, Einbringung und Erdarbeiten in Höhe von **ca. 1.000 €/m<sub>Trasse</sub>** (niedriger angesetztes Kostenniveau da Straßenausbauarbeiten am Trassenverlauf geplant sind). Bei Umsetzung ist in jedem Fall auf eine kosteneffiziente Trassenführung zu achten (z. B. möglichst kurze Anbindung; unversiegelte Flächen nutzen; Querungen weiterer Versorgungsleitungen minimieren; Leitungsverlegung in Zusammenspiel mit geplanten Baumaßnahmen).*

## 4.2.1 Investitionskostenprognose

In Abbildung 17 sind die prognostizierten Investitionskosten der einzelnen Varianten für eine netzgebundene Wärmeversorgung im Betrachtungsgebiet gegenübergestellt.

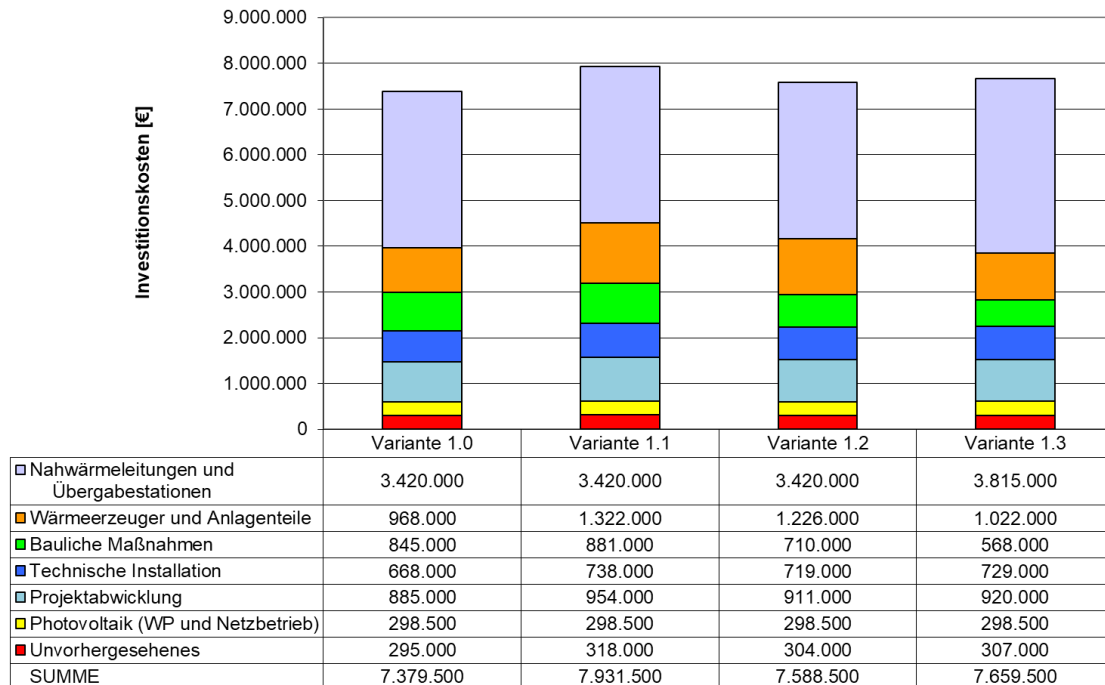


Abbildung 17: Nahwärmeverbundlösung – prognostizierte Investitionskosten je Versorgungsvariante

Folgende Parameter sind bei der Interpretation der Investitionskosten zu berücksichtigen:

- Kosten für bauliche Maßnahmen berücksichtigen eine technisch orientierte Ausführung
- Gebäudeinvestitionskosten in Anlehnung an den Bundesanzeiger Sachwertrichtlinie / Kostenschätzung Hallenbau (rund 1.200 €/m<sup>2</sup> spezifische Investitionskosten)
- Mittlere Investitionskosten pro Meter Nahwärmetrasse ca. 1.000 €/m im Mittel (Richtwerte; Haupt- und Anschlussleitungen in Metallausführung; Anbindung BGA ca. 750 €/m)
- Synergieeffekte durch die Umsetzung der Maßnahmen aus dem ISEK sind durch niedrigere Erschließungskosten in Bezug auf die Einbringung der Wärmetrasse mit abgebildet
- KWK-Varianten mit Berücksichtigung einer Transformatorstation bzw. notwendigen Umbaumaßnahmen zur elektrischen Anbindung (ca. 70.000 €)
- Biomasseanlagen mit entsprechender Abgasaufbereitung / Entaschung etc. (vgl. E-Filter)
- Kosten für die Erstellung der Photovoltaikanlage werden pauschal berücksichtigt (es erfolgt keine Darstellung einer detaillierten Wirtschaftlichkeitsrechnung der PV-Aufdachanlagen)
- Zunächst keine Berücksichtigung von Fördermitteln zur Verringerung der Investitionsvolumina

- Zunächst keine Berücksichtigung von Anschlusskostenbeiträgen / Hausanschlusskosten seitens möglicher Anlieger zur Verringerung der Investitionsvolumina

Faktoren, wie z. B. die aktuelle Marktsituation im Baugewerbe können nur schwer abgeschätzt werden, was je nach Region z. T. deutliche Abweichungen nach sich ziehen kann. Ebenso ist der angestrebte Gebäudestandard ein großer Kostenfaktor.

Vor diesem Hintergrund wurden für die unterschiedlichen Varianten Sensitivitätsanalysen erarbeitet, welche den Einfluss einzelner Parameter, wie z. B. die kapitalgebundenen Kosten auf die spezifischen Wärmegestehungskosten, darstellen.

*Hinweis:*

*In diesem Planungsstadium kann der Aufwand für die Errichtung der Wärmeversorgungsstruktur nur näherungsweise festgelegt werden, wodurch die kalkulierten Kosten von den realen Kosten abweichen können. Die im Rahmen der vorliegenden Machbarkeitsstudie angenommenen Nettoinvestitionskosten basieren ebenso wie die Wärme- und Betriebskosten auf durchschnittlichen Marktpreisen und nicht auf konkreten Angebotsvorlagen. In der tatsächlichen Umsetzung, die von einer Ausschreibung eingeleitet wird, können die Kosten daher von den hier kalkulierten abweichen.*

## 4.2.2 Jährliche Ausgaben und Einnahmen

Aus den Investitionskosten werden nach der Annuitätenmethode die jährlichen Kapitalkosten gebildet, die sich zusammen mit den Betriebskosten, den verbrauchsgebundenen Kosten und den sonstigen Kosten, die nach den wirtschaftlichen Grundannahmen berechnet werden, zu den Jahresgesamtkosten addieren. Auf Basis der Kalkulation ergeben sich für den Betrieb des Nahwärmeverbundes unter Berücksichtigung der genannten Randbedingungen folgende Kostenfaktoren (gerundet).

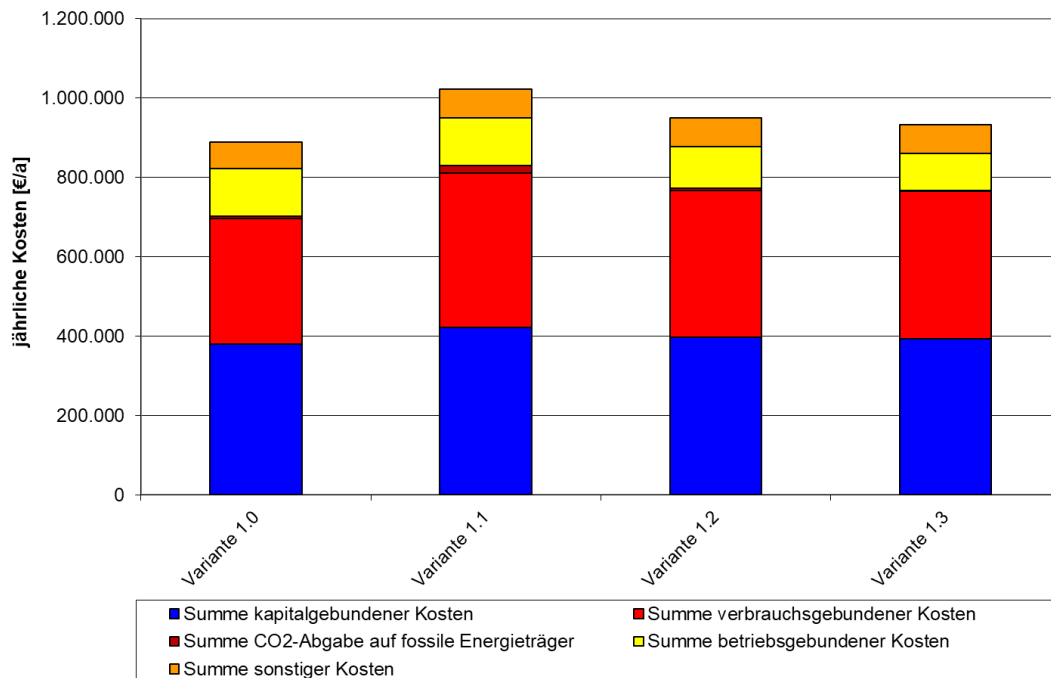


Abbildung 18: Nahwärmeverbundlösung – jährliche Ausgaben nach Kostenfaktoren

### Einnahmen aus KWK-Anlagen:

Über die je nach Variante zu berücksichtigenden, jährlichen Ausgaben hinaus ergeben sich in Variante 1.1 aufgrund des Betriebs einer hocheffizienten KWK-Anlage Einnahmen durch Strom einspeisung in das öffentliche Netz sowie direkte Eigenstromnutzung (vermiedene Netzbezugskosten). Diese werden anhand der aus dem KWK-G hervorgehenden Randbedingungen (siehe Anlage) kalkuliert und sind im Mittel mit einem Betrag von rund 110.000 €/a zu berücksichtigen.

Etwaige Einnahmen durch die Stromproduktion aus den möglichen PV-Aufdachanlagen werden nicht näher betrachtet, zumal diese in jeder der genannten Varianten generiert werden können. Eine Berücksichtigung des Betriebs dieser Anlagen in der Kalkulation der Wärmegestehungskosten erfolgt anhand mittlerer zu erwartender Stromgestehungskosten und auf Basis des zu erwartenden Eigenstromanteils je Versorgungsvariante.



### 4.2.3 Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten

Anschließende Abbildungen geben die kalkulierten Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten der Varianten zunächst ohne Berücksichtigung möglicher Fördermittel und Baukostenzuschüsse der Anlieger, dann mit Investitionsförderungen und möglichen Anschlussbeiträgen, wieder. Die Jahresgesamtkosten ergeben sich aus der Summe der jährlichen kapitalgebundenen-, betriebsgebundenen-, verbrauchsgebundenen und sonstigen Kosten abzüglich der erzielten Einnahmen. Aus den Jahresgesamtkosten werden die spezifischen Wärmegestehungskosten ermittelt, die die Kosten pro Kilowattstunde bereitgestellter Nutzwärme beziffern. Die spezifischen Wärmegestehungskosten dienen als wichtigste Kenngröße zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit von Wärmeversorgungsanlagen. So müssen sich alternative Konzepte zur Wärmebereitstellung stets an den spezifischen Wärmegestehungskosten der Referenzvariante, in vorliegendem Fall neben der Nahwärme-Referenzvariante 1.0 auch mit den mittleren dezentralen Wärmegestehungskosten (siehe Kapitel 5), messen.

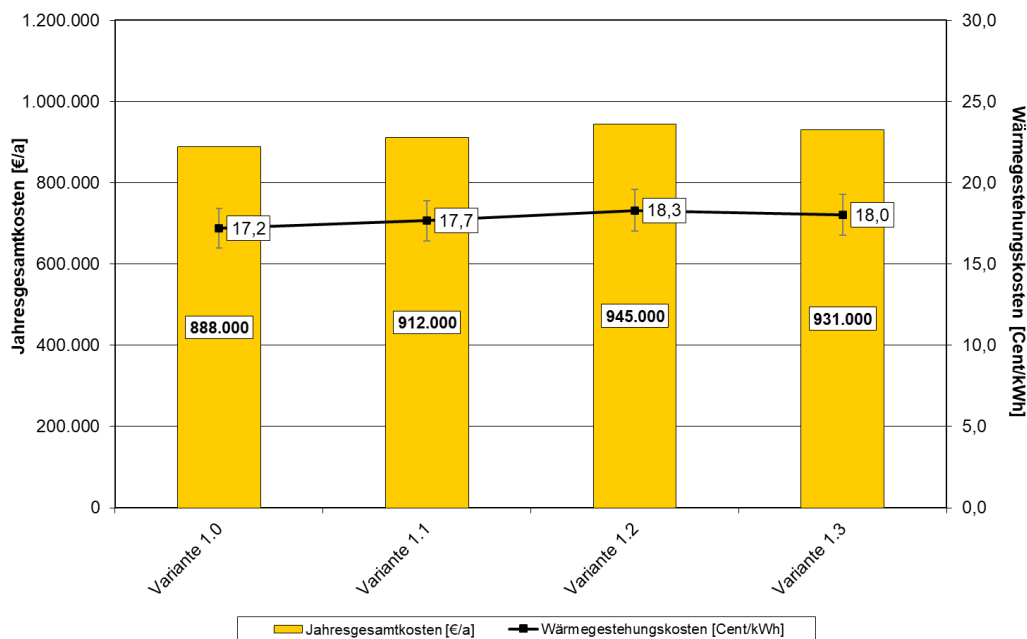


Abbildung 19: Nahwärmeverbundlösung – Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten (exkl. Fördermittel / exkl. Anschlusskostenbeiträge)

Abbildung 19 zeigt die prognostizierten Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten ohne Berücksichtigung von möglichen Investitionsfördermitteln und Anschlusskostenbeiträgen der Anlieger anhand der den Betrachtungen zugrunde liegenden Randbedingungen.

Unter Beachtung zuvor genannter Investitionsfördermittel des BEW (bis zu 40 % der förderfähigen Kosten) reduzieren sich die jährlichen sowie die spezifischen Kosten nach folgender Abbildung.

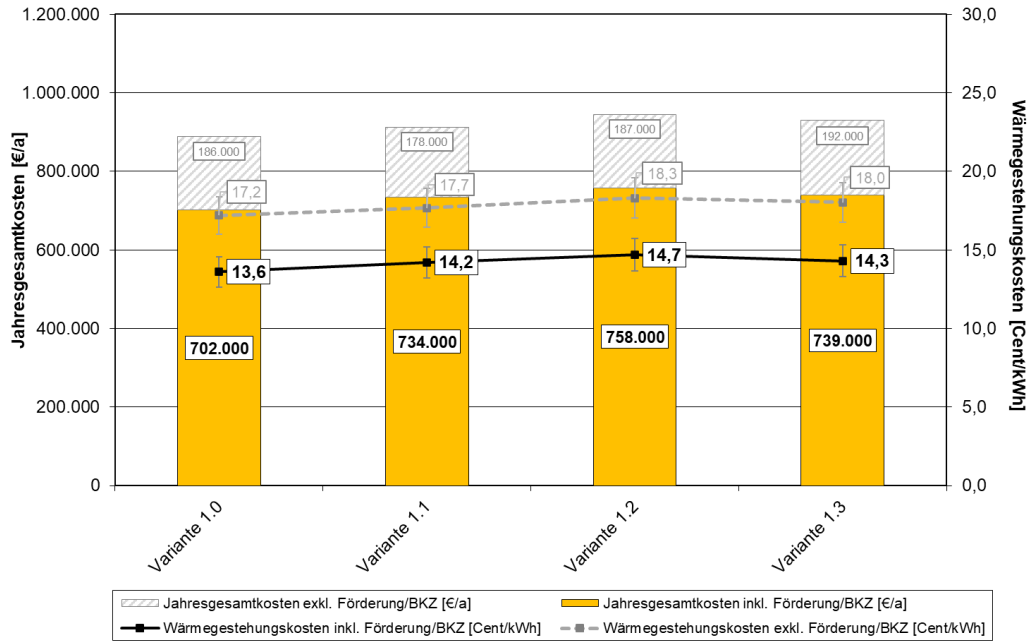


Abbildung 20: Nahwärmeverbundlösung – Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten (inkl. Fördermittel / exkl. Anschlusskostenbeiträge)

Werden zudem die zuvor genannten Investitionsfördermittel des BEW mit den pauschal den Berechnungen zugrunde gelegten Anschlusskostenpauschalen beachtet, kann der jährlich aufzuwendende Betrag nochmals deutlich reduziert werden (vgl. Abbildung 21).

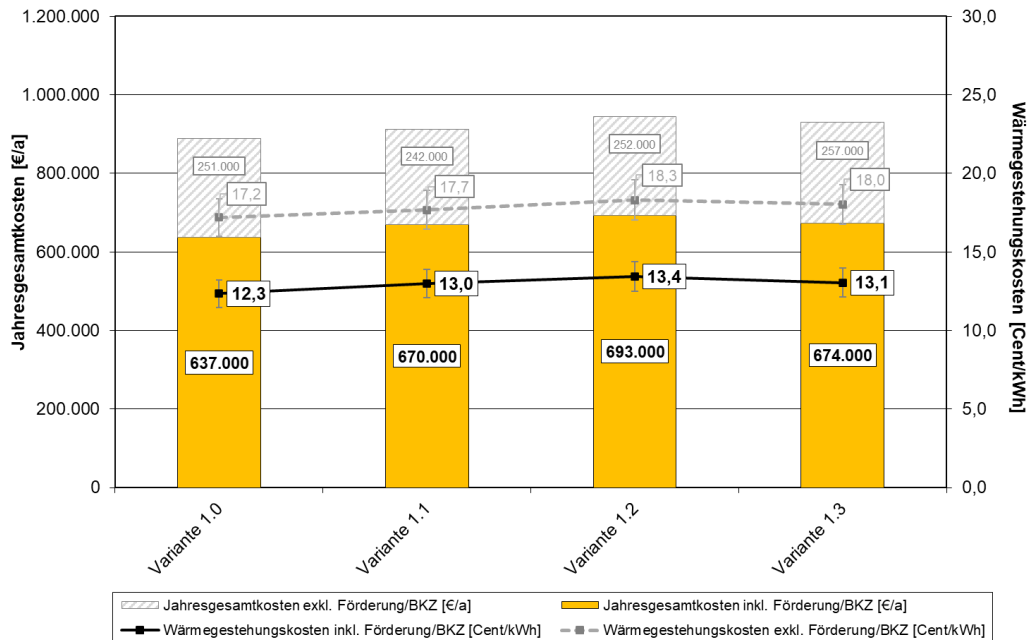


Abbildung 21: Nahwärmeverbundlösung – Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten (inkl. Fördermittel / inkl. Anschlusskostenbeiträge)

Um die anhand der Kalkulation ermittelten Wärmegestehungskosten (Vollkosten) ggf. noch weiter abzusenken, sind verschiedene Ansätze möglich.

1. Prüfung und Inanspruchnahme weiterer, kommunenspezifischer Fördermittel (z. B. Dorferneuerung, Kommunalrichtlinie etc.) zur Absenkung des Eigenanteils der Investitionssumme
2. Detaillierte Prüfung möglicher Synergieeffekte in Bezug auf die geplanten Maßnahmen aus dem ISEK heraus (Straßenerneuerungen, Erdarbeiten etc.)
3. Anhebung der Baukostenzuschüsse / Anschlusskostenbeiträge zur Senkung der Kapitalkosten und so letztendlich auch der WGK (Eigenanteil Investitionssumme ↓)
4. Erhöhung des Nutzwärmeabsatzes entlang der Wärmetrasse durch Einbindung weiterer Liegenschaften entlang des Trassenverlaufs oder in direkter Umgebung (vgl. Gebiet „Stiegelwiesen“ in Variante 1.3 mit Einbindung der Biogasanlage)

*Hinweis:*

*Bei den genannten Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten handelt es sich um prognostizierte Gestehungskosten unter Berücksichtigung aller anzusetzenden Kostenfaktoren jedoch ohne mögliche Gewinnanteile bspw. für Rücklagen etc.*

#### 4.2.4 Sensitivitätsbetrachtung

Zur Berücksichtigung von Änderungen hinsichtlich der Höhe der Kapitalkosten sowie potenziellen Preisänderungen beim Wärmebezug (bzw. Bezug notwendiger Energieträger) wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt (vgl. folgende Abbildungen). Diese simuliert den Einfluss des jeweiligen Parameters auf die Wärmegestehungskosten (in Abhängigkeit der prozentualen Steigerung des Kostenfaktors).

Beispiel anhand **Variante 1.0**:

Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 17,2 Cent/kWh<sub>th</sub> auf 20,3 Cent/kWh<sub>th</sub> (+ 3,1 Cent/kWh<sub>Hi</sub>). Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten auf 20,9 Cent/kWh<sub>th</sub> (+ 3,7 Cent/kWh<sub>Hi</sub>). Die Abhängigkeit der WGK dieser Variante ist somit im Falle gesteigerter Anlagen- bzw. Wärmenetzkosten stärker ausgeprägt, als dies bei einem Anstieg der Brennstoffkosten der Fall ist.

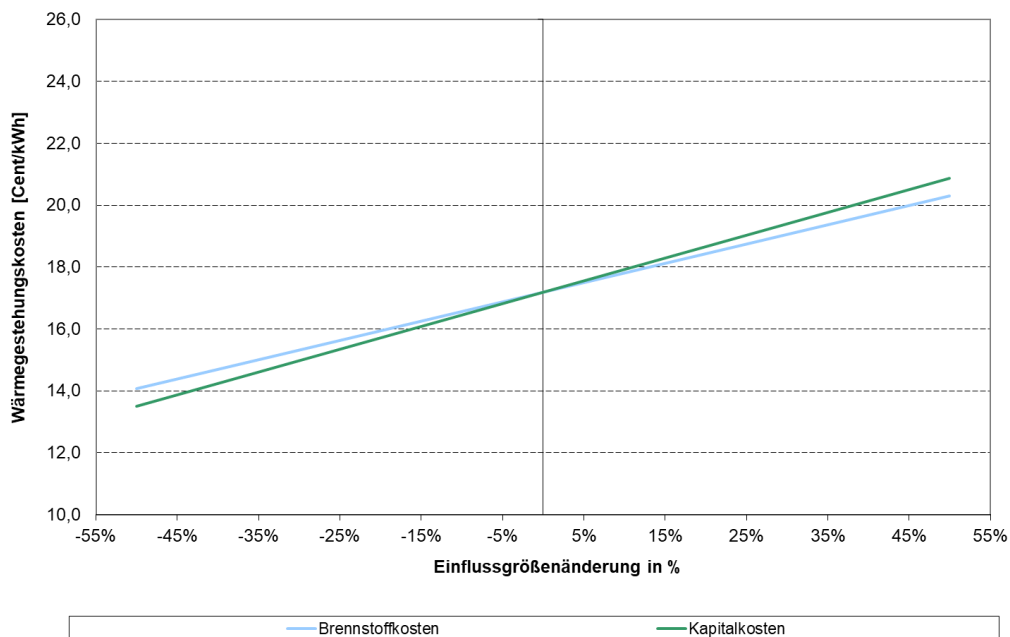


Abbildung 22: Nahwärmeverbundlösung Variante 1.0 –Sensitivitätsbetrachtung

Variante 1.0 stellt die Referenzlösung mit Blick auf den Aufbau einer Wärmeverbundlösung unter nahezu ausschließlichem Einsatz von Biomasse dar.

Da die Gesamtinvestitionssumme für den Wärmeverbund mit prognostizierten Kosten in Höhe von 7,3 – 7,9 Mio. € sowie einem angesetzten kalkulatorischen Zinssatz von 3,5 % für Fremdkapital über die Kapitalkosten teilweise bis zu 50 % der jährlichen Kosten verursachen, haben diese auf alle Varianten einen entsprechend hohen Einfluss auf die Wärmegestehungskosten.

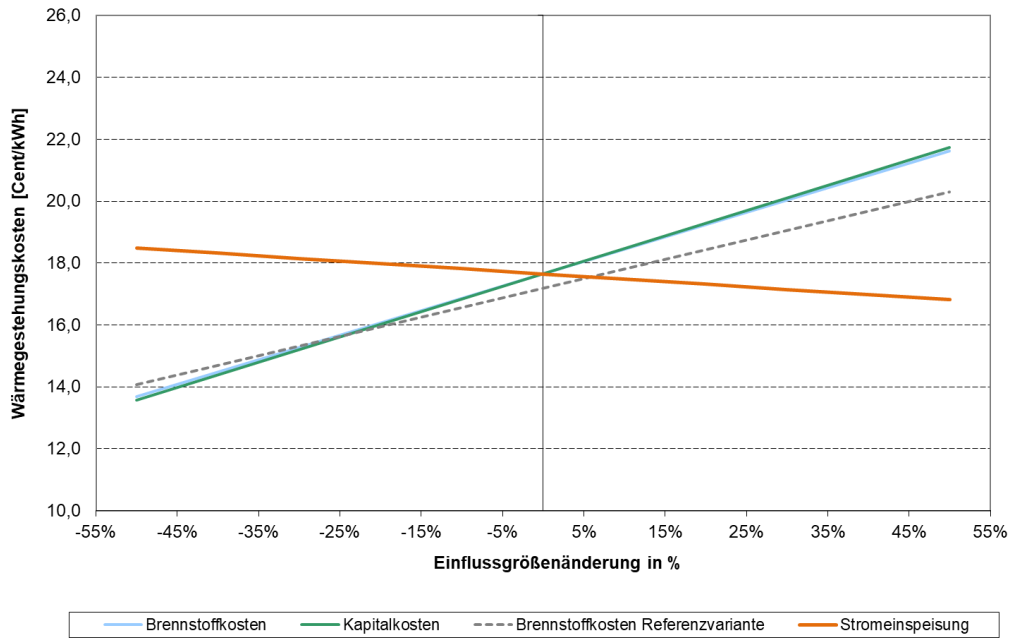


Abbildung 23: Nahwärmeverbundlösung Variante 1.1 – Sensitivitätsbetrachtung

Variante 1.1 zeigt im Zusammenhang mit der betrachteten KWK-Anlage, dass bei steigendem Anteil selbst genutzten Stromes aus der Anlage bzw. steigenden Erträgen für die Rückspeisung und Vermarktung der produzierten Energiemengen einen positiven Effekt auf die Wärmegestehungskosten haben.

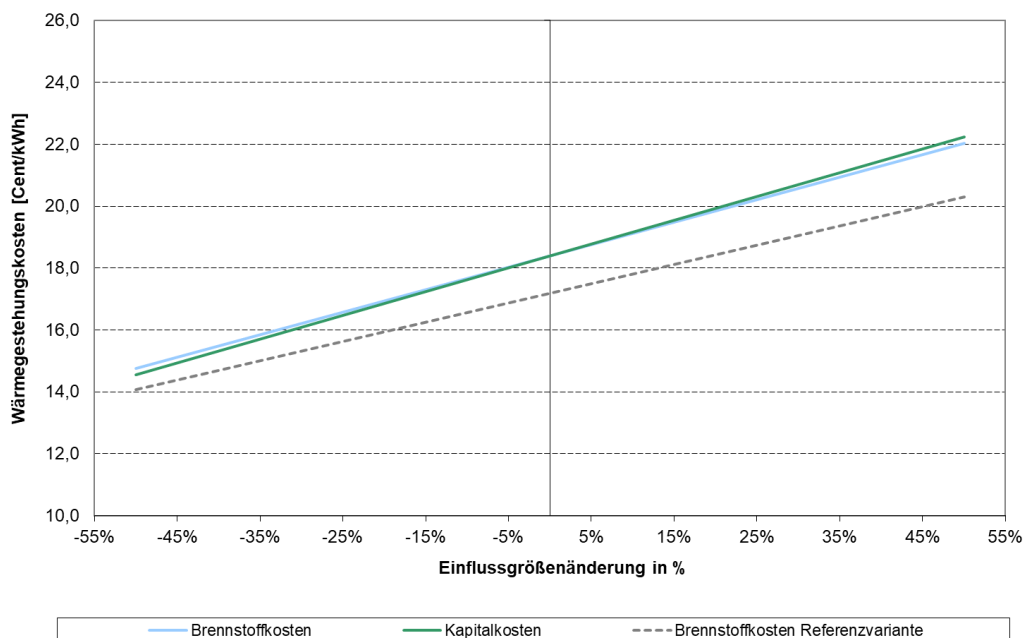


Abbildung 24: Nahwärmeverbundlösung Variante 1.2 – Sensitivitätsbetrachtung

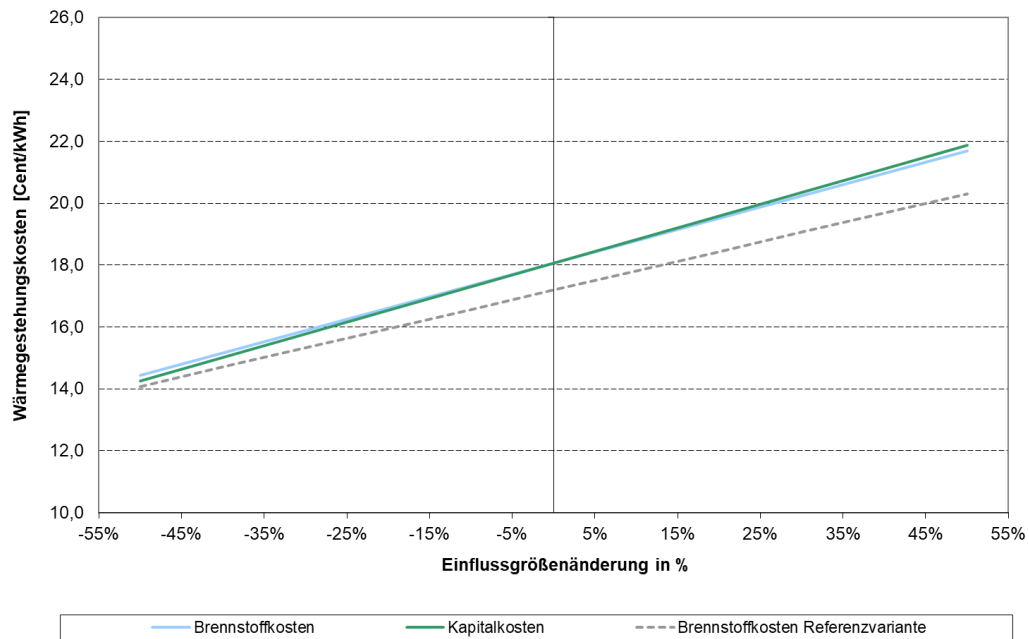


Abbildung 25: Nahwärmeverbundlösung Variante 1.3 – Sensitivitätsbetrachtung

Aus den Grafiken erkennbar ist, dass die Lösungsansätze 1.1 bis 1.3 selbst bei steigenden / fallenden Kostenfaktoren höhere Wärmegestehungskosten als die „einfache“ Ausführung auf Basis einer größeren Hackgutanlage (Variante 1.0) vermuten lassen. Einzig die Variante 1.1 kann je nach Entwicklung der Kosten für Energieträger oder mittels höheren Erträgen durch den produzierten Strom aus der KWK-Anlage, günstigere Wärmegestehungskosten darstellen.

Das Vorgehen zum Ablesen der Graphen ist in Anhang C exemplarisch dargestellt.

### 4.3 Ökologische Bewertung (CO<sub>2</sub>-Bilanz)

Zur Beurteilung der ökologischen Verträglichkeit wird für die verschiedenen Energieversorgungsvarianten eine Bilanzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen durchgeführt. Die Durchführung der ökologischen Bewertung hinsichtlich auftretender Treibhausgas- bzw. CO<sub>2</sub>-Emissionen (sog. CO<sub>2</sub>-Äquivalent) erfolgt auf Grundlage der in Anhang B erläuterten Randbedingungen. Kalkulatorische Eigenstromanteile aus den beschriebenen PV-Aufdachanlagen des Bauhofes sind in der Berechnung bereits enthalten (0 g<sub>CO2</sub>/kWh<sub>el</sub>). Für den Bezug von Abwärme aus der Biogasanlage in Variante 1.3 wird „Nah- und Fernwärme aus Heizwerken: Erneuerbarer Brennstoff“ beachtet (40 g<sub>CO2</sub>/kWh<sub>th</sub>).

Das Ergebnis der Berechnungen für den Nahwärmeverbund ist in anschließender Abbildung ablesbar.

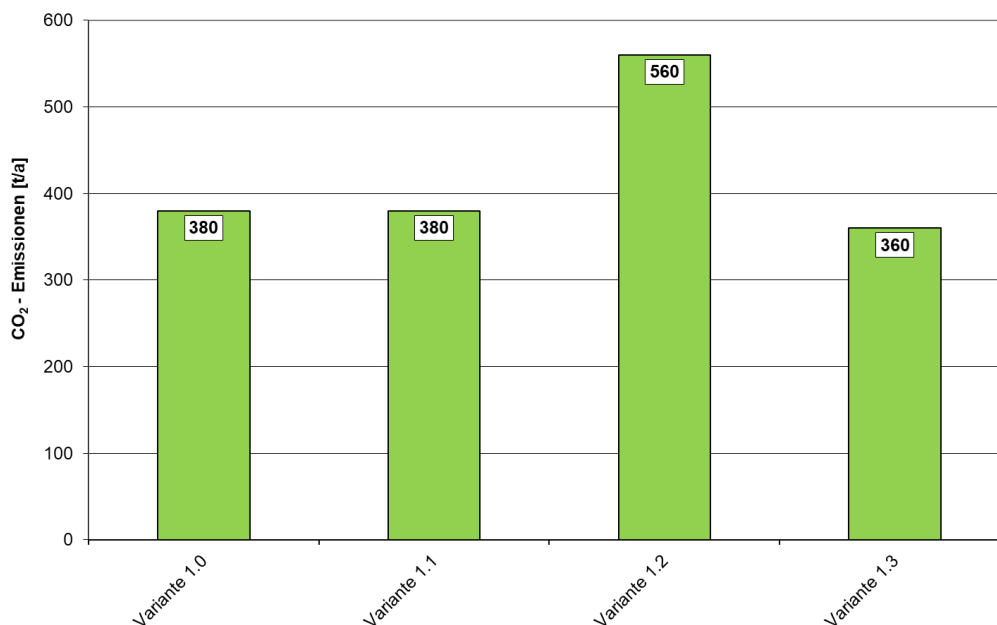


Abbildung 26: Nahwärmeverbundlösung – Treibhausgasemissionen als CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Darstellung

Für den Vergleich mit der derzeitigen, **dezentralen Energieversorgung** und den daraus hervorgehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen werden diese auf Grundlage der Ergebnisse der Datenerhebung im Modellgebiet anhand einer Hochrechnung ermittelt. Für das Betrachtungsgebiet sind aktuell **rund 1.370 t<sub>CO2</sub>** pro Jahr allein auf die Wärmeversorgung der Liegenschaften auf Basis der derzeitigen Heizanlagen zurückzuführen (Bezug auf Gesamtwärmebedarf interessierter Anlieger inkl. AQ 40 %; ohne Einzelfeuerstätten).

Rechnerisch ergibt sich so im Bereich der leitungsgebundenen Wärmeversorgung der Liegenschaften des Untersuchungsgebietes ein Einsparpotenzial von bis über 70 % bzw. ca. 1.000 t<sub>CO2</sub> pro Jahr.

## 5 Dezentrale Versorgungslösungen (Einzelversorgung)

Im Rahmen der Erstellung des Teil-Energienutzungsplanes Pleystein wird als Referenz zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung mittels Nahwärme ebenso eine Betrachtung verschiedener, dezentraler Anlagensysteme zur Wärmeversorgung erstellt (je Liegenschaft ein Heizsystem – aktueller Ist-Zustand).

### 5.1 Beschreibung der Modellgebäude

Zum Vergleich mit den bereits berechneten Nahwärmeverbundvarianten wird eine Berechnung der zu erwartenden, mittleren Wärmegestehungskosten zur dezentralen Versorgung einzelner Liegenschaften angestellt. Hierzu werden für Modellgebäude unterschiedlicher Größenordnung, bezogen auf den Energiebedarf, verschiedene Energieversorgungssysteme dimensioniert und anschließend in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 und unter Berücksichtigung möglicher Fördermittel nach dem BEG ökonomisch bewertet. Ebenso werden für diese Kalkulationen zur ökologischen Wertigkeit anhand einer CO<sub>2</sub>-Bilanz nach den Vorgaben aus Anhang B erstellt.

Folgende Wärme- und Leistungsbedarfsdaten werden den Gebäudekategorien zur Berechnung der dezentralen Versorgungslösungen zugeordnet:

Gebäudekategorie 1 – Einfamilien-, Reihenhaus:	ca. 22.500 kWh <sub>th</sub> /a / ca. 15 kW <sub>th</sub> (ca. 2.500 Liter Heizölbedarf)
Gebäudekategorie 2 – Ein- oder Zweifamilienhaus:	ca. 36.000 kWh <sub>th</sub> /a / ca. 25 kW <sub>th</sub> (ca. 4.000 Liter Heizölbedarf)
Gebäudekategorie 3 – Mehrparteienhaus / Gewerbe:	ca. 55.000 kWh <sub>th</sub> /a / ca. 40 kW <sub>th</sub> (ca. 6.500 Liter Heizölbedarf)

Bei den Modellgebäuden handelt es sich in allen Fällen um ein bestehendes Gebäude mit einem Heizsystem, welches überwiegend auf Radiatoren basiert. Die Warmwasserbereitstellung erfolgt zudem über den zentralen Wärmeerzeuger. Die ermittelten Ergebnisse sind als Richtwerte zu verstehen, da eine detaillierte Kostenschätzung für jede Liegenschaft individuell anhand deren Beschaffenheit und Rahmenbedingungen anzufertigen ist (z. B. im Zuge einer Gebäudeenergieberatung).

Die auf Wärmepumpen basierenden Varianten sind aufgrund der mittlerweile ebenso größeren Nachfrage bei Bestandsgebäuden mit abgebildet. Diese sollten jedoch nur dann zum Einsatz kommen, wenn die Rahmenbedingungen im dafür vorgesehenen Gebäude einen effizienten Betrieb zulassen. Ferner ist bei der Wahl des künftigen Wärmeerzeugers darauf zu achten, welchen energetischen Standard die Liegenschaft bspw. durch eine einhergehende Sanierung erlangen soll (ggf. Fördermittelrelevant).



Hierzu ist grundsätzlich eine detaillierte Bewertung des Gebäudes zu empfehlen (z. B. Energieberater).

Aufbauend auf den anzusetzenden Wärmebedarf der Modellgebäude werden konkurrierend zu einer zentralen, leitungsgebundenen Wärmeversorgung dezentrale Wärmeversorgungskonzepte dimensioniert und auf ihre Wirtschaftlichkeit hin geprüft.

#### Bewertete Heizungsanlagen:

- Pelletkessel
- Pelletkessel + Solarthermieanlage
- Luft-/Wasser - Wärmepumpe
- Luft-/Wasser – Wärmepumpe + Solarthermieanlage
- Sole-/Wasser – Wärmepumpe (Erdsonden)
- Sole-/Wasser – Wärmepumpe (Erdkollektor)
- Wasser-/Wasser-Wärmepumpe (Brunnen)
- Gas-Brennwertkessel/-therme + Solarthermieanlage
- Gas-Brennwertkessel/-therme
- Heizöl-Brennwertkessel/-therme

## 5.2 Ökonomische Bewertung

Anschließende Abbildungen zeigen durchschnittlich zu erwartende Wärmegestehungskosten (brutto) für eine dezentrale Wärmeerzeugung in den drei Energiebedarfsklassen. Bei den WGK handelt es sich um durchschnittliche Richtwerte, die jedoch je nach Gebäude und individueller Anlagentechnik in beide Richtungen variieren können. Zur besseren Vergleichbarkeit für den Endkunden / die Endkundin sind die WGK in den dezentralen Einzellösungen als Bruttokosten inkl. MwSt. ausgewiesen.

Darüber hinaus sind für die Ermittlung möglicher Wärmebezugskosten durch den Wärmeverbund exemplarisch folgende Randbedingungen angesetzt:

- |                             |  |
|-----------------------------|--|
| - Versorgungsvariante 1.3:  | WGK ca. 15,0 Cent/kWh <sub>th</sub> (brutto)                               |
|                             | inkl. ca. 1 Cent/kWh <sub>th</sub> „Gewinnmarge“ zur Bildung von Rücklagen |
| - Anschlusskostenpauschale: | min. 5.000 €   |
|                             | + 250 €/kW <sub>th</sub> für Anschlussnehmer mit > 20 kW <sub>th</sub>     |
| - Fördermittel lt. BEG:     | 40 % für den Anschluss an ein Wärmenetz                                    |
| - Grundgebühr pro Jahr:     | 120 €/a (vgl. Messpreis)   |
| - Leistungspreis:           | 15 €/kW <sub>th</sub> pro Jahr   |

Für eingesetzte Energieträger werden folgende Brutto-Preise herangezogen:

Flüssiggas:	8,6 Cent/kWh <sub>Hi</sub>	≈ 60 Cent/Liter
Heizöl (Mittelwert):	9,9 Cent/kWh <sub>Hi</sub>	≈ 99 Cent/Liter
Heizöl (Hochpreis):	14,8 Cent/kWh <sub>Hi</sub>	≈ 147 Cent/Liter
Pellets* <sup>1</sup> :	8,0 Cent/kWh <sub>Hi</sub>	≈ 400 Euro/t
Allgemeinstrom:	38,0 Cent/kWh <sub>el</sub>	
Wärmestrom:	32,0 Cent/kWh <sub>el</sub>	

\*<sup>1</sup> Heizwert >5,0 kWh<sub>Hi</sub>/kg

**Mittlere, dezentrale Wärmegestehungskosten Gebäudekategorie 1:**

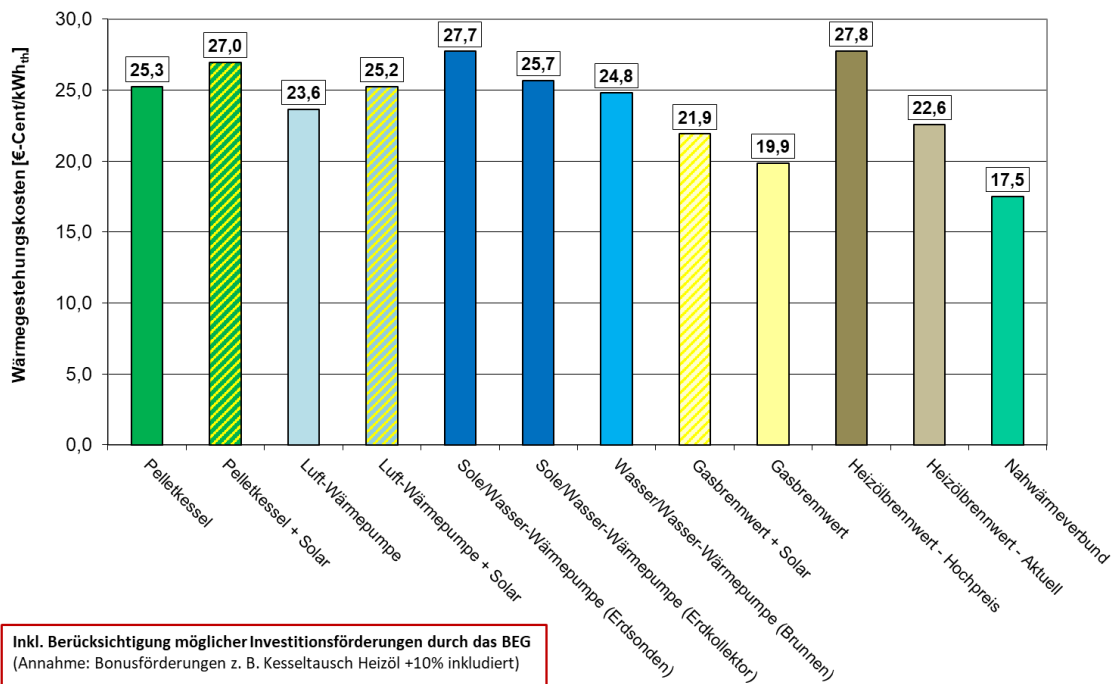


Abbildung 27: Mittlere Wärmegestehungskosten nach Wärmeerzeuger – Gebäudekategorie 1 (15 kW<sub>th</sub> / 22.500 kWh<sub>th</sub>)

### Mittlere, dezentrale Wärmegestehungskosten Gebäudekategorie 2:

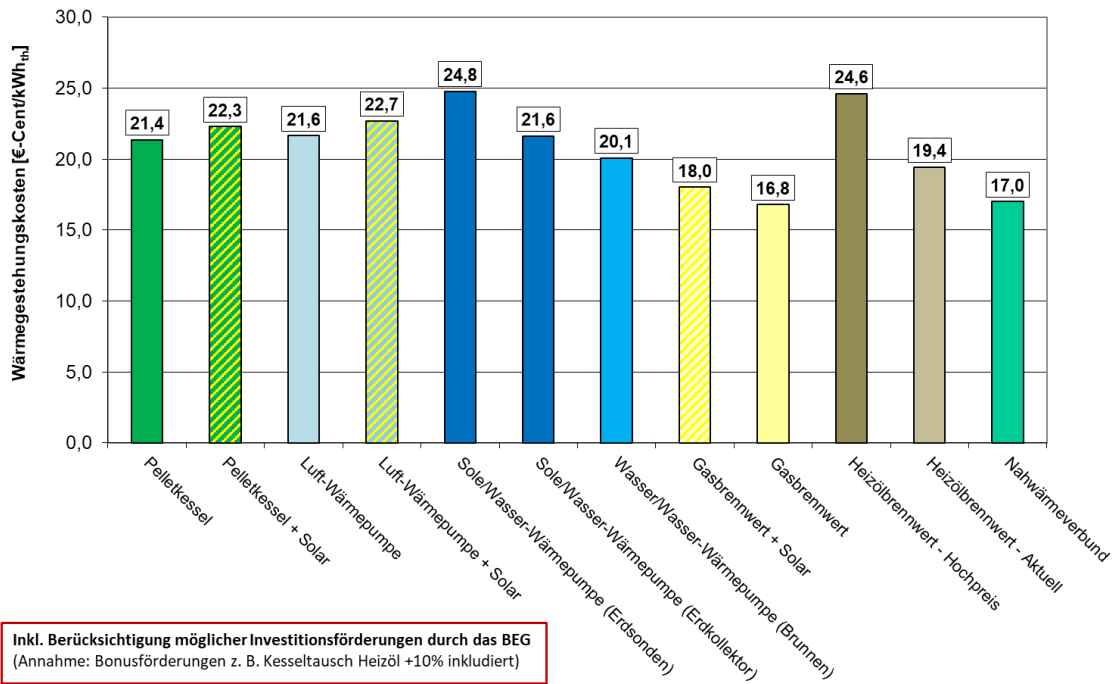


Abbildung 28: Mittlere Wärmegestehungskosten nach Wärmeerzeuger – Gebäudekategorie 2 (25 kW<sub>th</sub> / 36.000 kWh<sub>th</sub>)

### Mittlere, dezentrale Wärmegestehungskosten Gebäudekategorie 3:

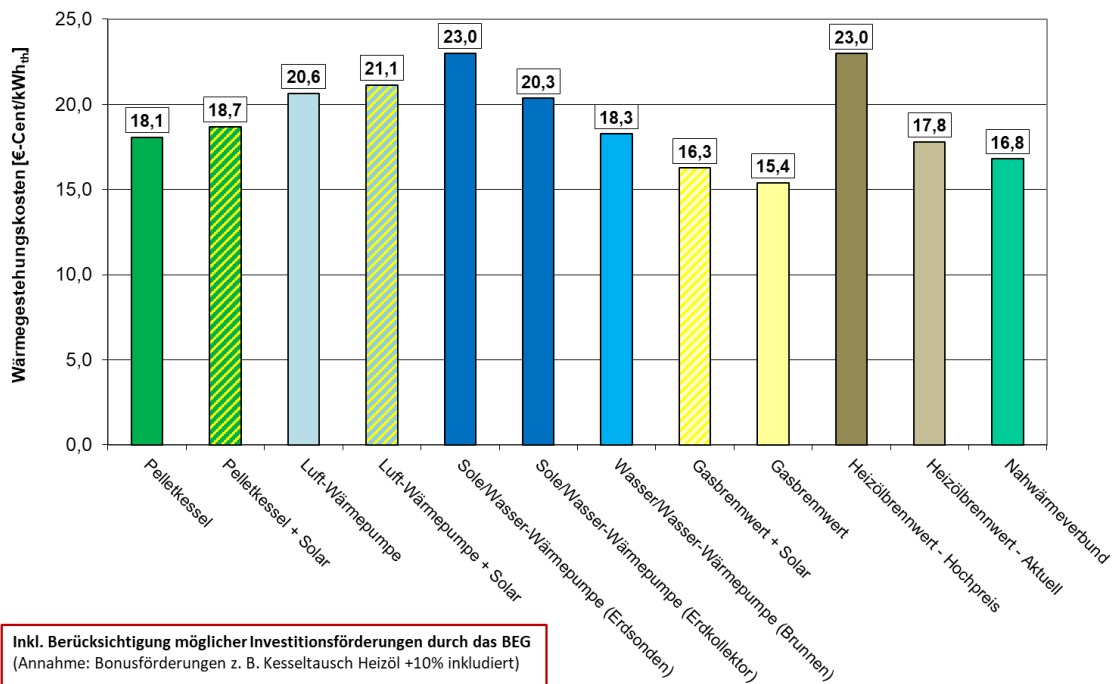


Abbildung 29: Mittlere Wärmegestehungskosten nach Wärmeerzeuger – Gebäudekategorie 3 (40 kW<sub>th</sub> / 55.000 kWh<sub>th</sub>)

### 5.3 Ökologische Bewertung (CO<sub>2</sub>-Bilanz)

Ebenso wie in den vorangegangenen Kapiteln wird auch für die Kalkulationen zur dezentralen Versorgung der Modellgebäude eine ökologische Bewertung anhand einer CO<sub>2</sub>-Bilanz nach den Vorgaben des Anhangs B erstellt. Das Ergebnis der Berechnungen für den dezentralen Wärmeverbund ist in anschließenden Abbildungen aufgezeigt.

#### Mittlere, dezentrale CO<sub>2</sub>-Emissionen Gebäudekategorie 1:

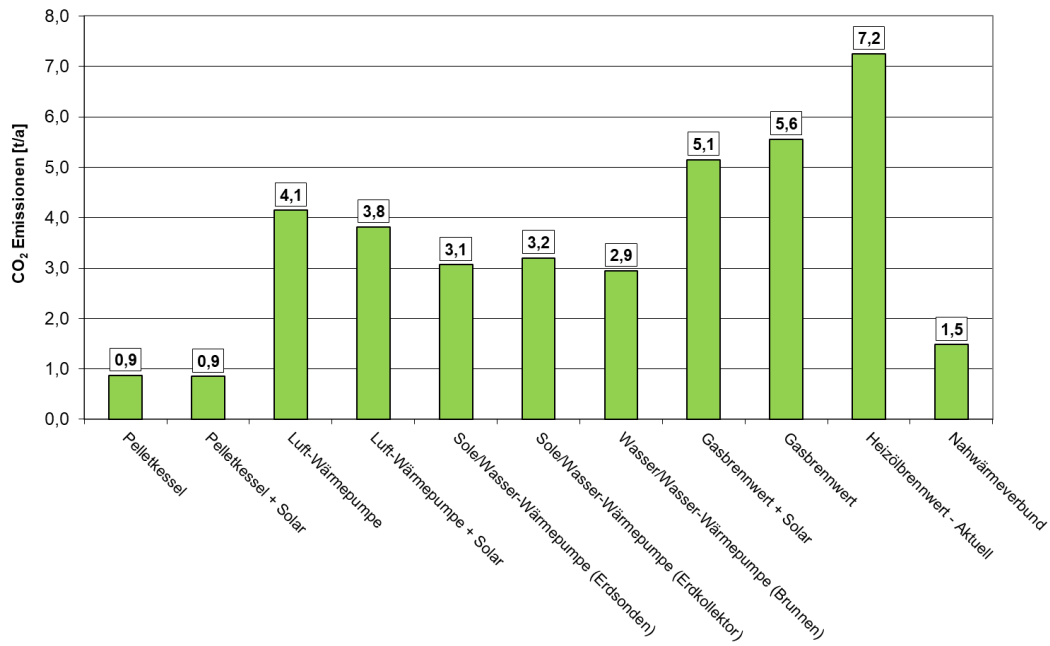


Abbildung 30: Mittlere CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Wärmeerzeuger – Gebäudekategorie 1 (15 kW<sub>th</sub> / 22.500 kWh<sub>th</sub>)

**Mittlere, dezentrale CO<sub>2</sub>-Emissionen Gebäudekategorie 2:**

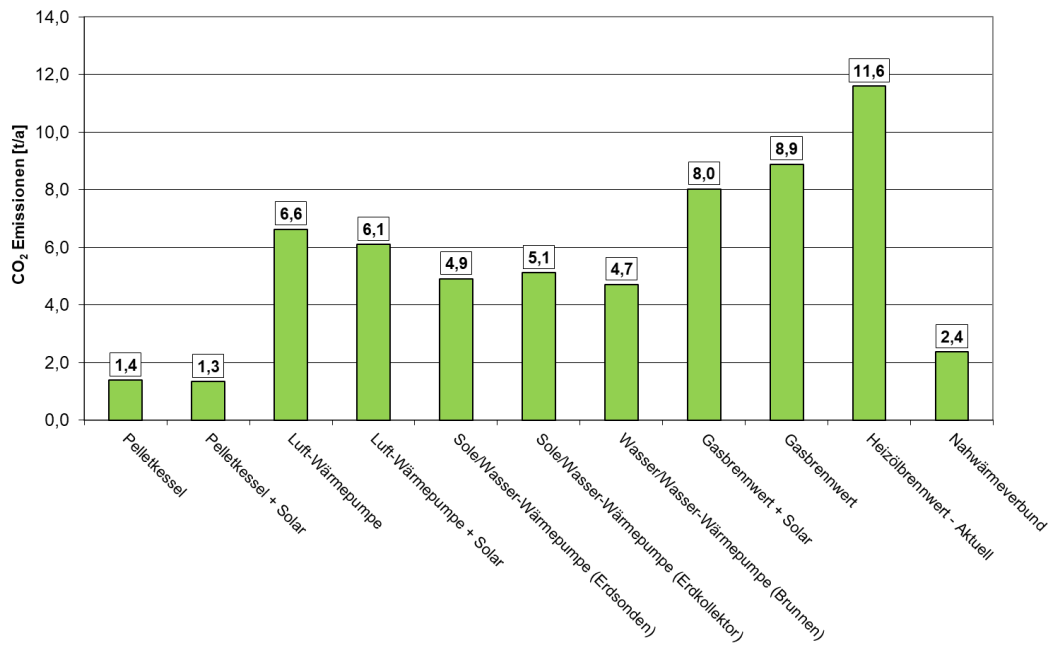


Abbildung 31: Mittlere CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Wärmeerzeuger – Gebäudekategorie 2 (25 kW<sub>th</sub> / 36.000 kWh<sub>th</sub>)

**Mittlere, dezentrale CO<sub>2</sub>-Emissionen Gebäudekategorie 3:**

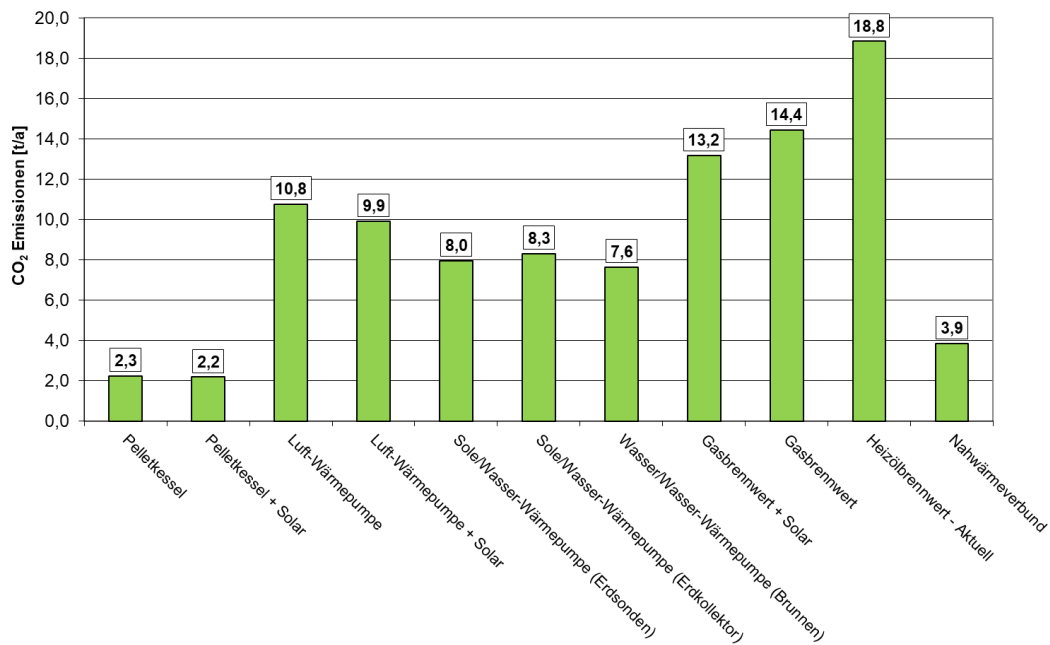


Abbildung 32: Mittlere CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Wärmeerzeuger – Gebäudekategorie 3 (40 kW<sub>th</sub> / 55.000 kWh<sub>th</sub>)

Global betrachtet bietet eine Wärmeversorgung mittels Holzpellets, unter Berücksichtigung der Umsetzbarkeit, die rechnerisch niedrigsten zu erwartenden Treibhausgasemissionen. Solarthermieanlagen in der beachteten Größenordnung verringern den CO<sub>2</sub>-Ausstoß im Mittel um rund 10 %.

Bei den angeführten Wärmepumpenanlagen wird mit einem Bezug des zum Betrieb notwendigen elektrischen Stromes aus dem Niederspannungsnetz („deutscher Strommix“) gerechnet. In direkter Verbindung mit PV-Aufdachanlagen, welche zur überwiegenden Eigenstromnutzung betrieben werden, ergeben sich für diese Art der Wärmeerzeugung nochmals niedrigere Emissionswerte (nicht beachtet).

#### Vergleich mit zentralen Versorgungslösungen:

Ein direkter Vergleich mit den in Kapitel 4 betrachteten, zentralen Energieversorgungsstrategien ist anhand einer näherungsweisen Beachtung der anzusetzenden CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren je Versorgungslösung möglich.

Wie zu erwarten kann davon ausgegangen werden, dass sich aufgrund des hohen Anteils regenerativer Energieträger im Energiemix der Nahwärmeversorgungs-lösungen ebenfalls sehr niedrige Emissionswerte darstellen lassen.

## 6 Endergebnis – Zusammenfassung

In Tabelle 6 (Folgeseite) sind die Ergebnisse der angestellten Berechnungen zur Prüfung der Machbarkeit einer Nahwärmeverbundlösung in Pleystein zusammenfassend dargestellt. Die niedrigsten WGK bzw. Jahresgesamtkosten ergeben sich sowohl mit als auch ohne Fördermittel, bei der Variante 1.0. Von wesentlicher Bedeutung hierbei ist jedoch der zur Erlangung der Fördermittel der BEW der ausschließliche Einsatz von Biomasse nach der Brennstoffliste aus Anhang 1 (vgl. „nicht verwertbare Resthölzer“ etc.). Basierend auf zwei unterschiedlich großen Hackgutkesseln sowie der in der Schule bereits installierten Pelletkesselanlage (Sommerbetrieb) kann hier eine Wärmeversorgung mit rund 90 %-igem Anteil des regenerativen Energieträgers Holz realisiert werden. Gefolgt wird diese, unter Berücksichtigung möglicher Fördermittel, von den Varianten 1.1 und 1.3. Variante 1.1 basiert dabei auf einem Energieträgermix aus Biomasse (Hackgut und Pellets), Kraft-Wärme-Kopplung (Flüssiggas) und Umweltwärme bzw. el. Strom. Variante 1.3 hingegen bezieht rund 1/3 des benötigten Gesamtwärmebedarfs als Abwärme aus der örtlichen Biogasanlage. Ergänzt wird auch diese Versorgungslösung durch die Energieträger Holz (Hackgut und Pellets) sowie Umweltwärme bzw. el. Strom.

Insbesondere unter ökologischen Gesichtspunkten sollte zudem Variante 1.3 bei einer möglichen Umsetzung des Nahwärmeverbundes näher geprüft werden, da hier als Hauptenergieträger ebenfalls Biomasse zum Einsatz kommt, jedoch zu großen Teilen in Form von Abwärme aus einer bereits bestehenden Biogasanlage in unmittelbarer Umgebung (ca. 750 m). Dies ermöglicht eine deutliche Reduktion des Bedarfs vor allem von Hackgut (Stichworte: nachhaltige Biomassenutzung / örtliches Biomassepotenzial).

Zur Absicherung der Spitzenlastanforderung sowie zur Redundanz der Wärmeversorgung kommt in allen Varianten eine Gaskesselanlage unter Nutzung von Flüssiggas als Energieträger zum Einsatz.

Ebenso wird bei jeder der betrachteten Varianten davon ausgegangen, dass die zur Verfügung stehenden Dachflächen auf dem Bauhofgelände mittels PV-Aufdachanlagen zur Eigenstromproduktion genutzt und in das Versorgungskonzept integriert werden.

Eine Absenkung der Wärmegestehungskosten durch den Erhalt möglicher Investitionsfördermittel ist aufgrund der Anlagenstruktur und dem klaren Fokus auf die Nutzung regenerativer Energieträger in allen Varianten möglich (BEW; BioWärme Bayern; KWK-G). Des Weiteren sind in der Kalkulation exemplarisch Anschlusskostenbeiträge bzw. Baukostenzuschüsse seitens der Anschlussnehmer beachtet und dargestellt (Fremdkapitalbedarf sinkt).

Blickt man auf die kalkulatorisch bestimmten Treibhausgasemissionen in Form einer CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Bewertung, nach den Vorgaben des GEG, kann für die Varianten 1.0, 1.1 und 1.3 ein mittleres Einsparpotenzial in Höhe von mehr als 70 %, bezogen auf den derzeit im Ist-Zustand vorhandenen Energiemix, ausgewiesen werden (absolut ca. -1.000 t/a). Für Variante 1.2 sind aktuell etwas höhere, rechnerische CO<sub>2</sub>-Emissionen auszuweisen, da für den Betrieb der Wärmepumpenaggregate größere Strommengen aus dem öffentlichen Netz benötigt werden. Perspektivisch sinken auch hier mit Zunahme des Anteils regenerativer Energien im deutschen Strommix die kalkulatorischen Emissionswerte.

Tabelle 6: Ergebniszusammenfassung Nahwärmeverbundlösung inkl. Investitionsfördermittel / exkl. Anschlusskostenbeitrag

		Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3
<b>Anlagentechnik</b>		Hackgutkessel	Hackgutkessel	Hackgutkesselskaskade	Abw ärme Biogasanlage
		Hackgutkessel	Hackgutkessel	L-/W-Wärmepumpe	Hackgutkessel
		Pelletkessel (Schule)	L-/W-Wärmepumpe	Pelletkessel (Schule)	L-/W-Wärmepumpe
		Flüssiggaskesselanlage	Flüssiggas-BHKW	Flüssiggaskesselanlage	Pelletkessel (Schule)
		-	Flüssiggaskesselanlage	-	Flüssiggaskesselanlage
<b>REFERENZ</b>					
<b>ohne mögliche Förderungen</b>					
Investitionskosten - Wärmeverbund	[€]	7.082.000	7.634.000	7.292.000	7.362.000
→ zzgl. Investitionskosten - Photovoltaik	[€]	299.000	299.000	299.000	299.000
Jahresgesamtkosten	[€]	890.000	920.000	950.000	940.000
<b>Wärmegestehungskosten</b>	[€-Cent/kWh]	<b>17,2</b>	<b>17,7</b>	<b>18,3</b>	<b>18,0</b>
<b>mit möglichen Förderungen (BEW bis zu 40%)</b>					
maximale Projektförderung	[€]	2.649.000	2.520.000	2.739.000	2.759.000
Jahresgesamtkosten	[€]	710.000	740.000	760.000	740.000
<b>Wärmegestehungskosten</b>	[€-Cent/kWh]	<b>13,6</b>	<b>14,2</b>	<b>14,7</b>	<b>14,3</b>
<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen</b> (inkl. PV-Eigenstrom)	[t/a]	<b>380</b>	<b>380</b>	<b>560</b>	<b>360</b>

Tabelle 7: Ergebniszusammenfassung Nahwärmeverbundlösung inkl. Investitionsfördermittel / inkl. Anschlusskostenbeitrag

		Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3
<b>Anlagentechnik</b>		Hackgutkessel	Hackgutkessel	Hackgutkesselskaskade	Abw ärme Biogasanlage
		Hackgutkessel	Hackgutkessel	L-/W-Wärmepumpe	Hackgutkessel
		Pelletkessel (Schule)	L-/W-Wärmepumpe	Pelletkessel (Schule)	L-/W-Wärmepumpe
		Flüssiggaskesselanlage	Flüssiggas-BHKW	Flüssiggaskesselanlage	Pelletkessel (Schule)
		-	Flüssiggaskesselanlage	-	Flüssiggaskesselanlage
<b>REFERENZ</b>					
<b>ohne mögliche Förderungen</b>					
Investitionskosten - Wärmeverbund	[€]	7.082.000	7.634.000	7.292.000	7.362.000
→ zzgl. Investitionskosten - Photovoltaik	[€]	299.000	299.000	299.000	299.000
Jahresgesamtkosten	[€]	890.000	920.000	950.000	940.000
<b>Wärmegestehungskosten</b>	[€-Cent/kWh]	<b>17,2</b>	<b>17,7</b>	<b>18,3</b>	<b>18,0</b>
<b>mit möglichen Förderungen (BEW bis zu 40%) und Anschlusskostenbeiträgen</b>					
maximale Projektförderung	[€]	2.649.000	2.520.000	2.739.000	2.759.000
<b>Anschlusskostenbeiträge</b>	[€]			<b>923.000</b>	
Jahresgesamtkosten	[€]	640.000	670.000	700.000	680.000
<b>Wärmegestehungskosten</b>	[€-Cent/kWh]	<b>12,3</b>	<b>13,0</b>	<b>13,4</b>	<b>13,1</b>
<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen</b> (inkl. PV-Eigenstrom)	[t/a]	<b>380</b>	<b>380</b>	<b>560</b>	<b>360</b>

Als Referenzversorgung, mit derer sich eine leitungsgebundene Wärmeversorgung in Form eines Nahwärmeverbundes messen muss, ist die eigenständige, dezentrale Versorgung der Liegenschaften.



Hierzu wurden im Rahmen der Machbarkeitsprüfung dezentrale Heizungsanlagen für verschiedene Gebäude- bzw. Energieverbrauchskategorien erstellt und exemplarisch der Versorgungsvariante 1.3 gegenüber gestellt. Anschließend zeigen die Abbildungen die Ergebnisse sowohl der ökonomischen als auch der ökologischen Vergleichsrechnungen.

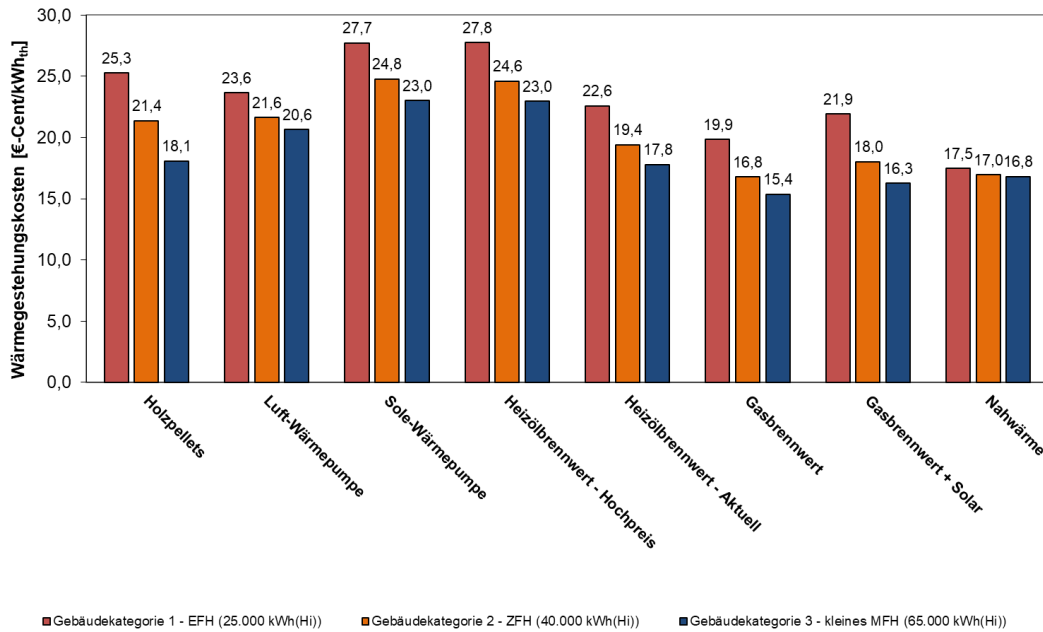


Abbildung 33: Mittlere Wärmegestehungskosten nach Wärmeerzeuger und je Gebäudekategorie

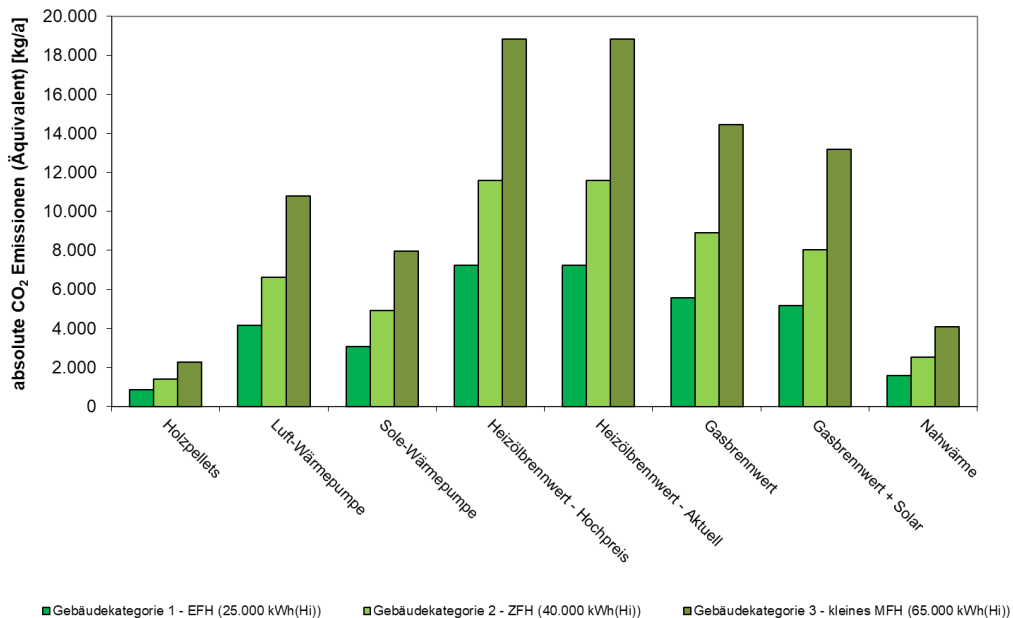


Abbildung 34: Mittlere CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Wärmeerzeuger und je Gebäudekategorie

Wie die Zusammenfassung der Ergebnisse zur dezentralen Einzelversorgung der Modellgebäude zeigt, kann unter Berücksichtigung der getroffenen (konservativen) Grundannahmen derzeit meist von einem niedriger anzusiedelnden Kostenniveau gegenüber einer dezentralen Einzelversorgung ausgegangen werden. Vor allem mit Blick auf die eingesetzten Energieträger bzw. vor dem Hintergrund der ökologischen Bewertung sowie gesetzlicher Rahmenbedingungen erscheint der Aufbau bzw. Anschluss an die betrachtete Wärmeverbundlösung sinnvoll.

## Anhang

### A. Anhang 1: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Anlehnung an die Richtlinie VDI 2067

Für die Durchführung der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 gelten im Wesentlichen die hier erläuterten Grundannahmen. Abweichend festgelegte Randbedingungen zur ökonomischen Bewertung werden im Kapitel ergänzend erläutert und dargestellt.

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung gelten folgende Grundannahmen:

- Bezugsjahr ist 2023; Betrachtungszeitraum 20 Jahre
- Lineare Abschreibung nach spezifischen Vorgaben der DIN 2076
- Alle Preise sind Nettopreise (exkl. MwSt.)
- Der kalkulatorische Zinssatz für Fremdkapital beträgt konstant 3,5 %
- Die Brennstoffkosten bleiben im Betrachtungszeitraum konstant, Preisänderungen werden gesondert über eine Sensitivitätsbetrachtung erfasst
- Kostenfaktoren sind an die in der VDI 2067 hinterlegten Richtwerte angelehnt (z. B. Bedienzeiten, Faktoren für Wartung und Instandhaltung, etc.)

Folgende Kosten bzw. Erlöse werden berücksichtigt:

- Kapitalkosten  
(Investitionskosten auf Basis durchschnittlicher Nettomarktpreise für einzelne Komponenten)
- Betriebsgebundene Kosten  
(Wartung, Instandhaltung, Betriebsführung, Technische Überwachung, inkl. Personalkosten)
- Verbrauchsgebundene Kosten (Brennstoffe und Hilfsenergie)
- Sonstige Kosten (z. B. Versicherung und Verwaltung – Aufwandsbezogene Pauschale)
- Einnahmen durch Stromeinspeisung in das öffentliche Netz sowie für selbst genutzte Stromanteile aus KWK-Anlagen

Die Investitionskosten umfassen im Einzelnen (je nach Variante angepasst):

- Wärmeverteilnetz (Bauarbeiten und Material)
- Wärmeerzeuger
- Energiezentrale (Heizhaus, Heizraum) bzw. Umbaumaßnahmen falls nötig
- benötigte Anlagentechnik zur Einbindung der Wärmeerzeuger (HLS, Elektro, MSR)
- notwendige Pufferspeicher

- Brennstoffversorgung, Brennstofflager ggf. mit Austragung und mit Zuführung
- Technische Installationskosten
- Projektabwicklung (Planungskosten je nach Art und Umfang der Maßnahme 15 – 20 %)
- Sicherheitszuschläge

Die Investitionskosten sind nicht als konkrete Angebotspreise, sondern lediglich als durchschnittliche Marktpreise zu verstehen und können in der tatsächlichen Umsetzung je nach Hersteller, Modell und eventuellen Zusatzkomponenten nach oben oder unten abweichen.

Die Installation einer übergeordneten Gebäudeleittechnik sowie eine stromseitige Anbindung der öffentlichen Liegenschaften oder sonstige, weitere Anlagentechnik, welche nicht explizit genannt sind, werden an dieser Stelle nicht berücksichtigt.

Standzeiten bzw. die rechnerische Nutzungsdauer von Anlagenteilen werden in Anlehnung an die Vorgaben aus der VDI 2067 sowie ergänzt durch Erfahrungswerte in den Kalkulationen beachtet.

So ist zu beachten, dass notwendige Wärmetrassen mit einer mittleren Standzeit von 40 Jahren sowie Heizgebäude bzw. bauliche Maßnahmen im Zusammenhang mit Heizzentralen/-räumen mit 50 Jahren anteilig mit dem zuzuordnenden Restwert bei linearer Abschreibung im Betrachtungszeitraum berücksichtigt werden.

Jährliche, **betriebsgebundene Kosten** für Wartung und Instandhaltung der einzelnen Baugruppen bzw. Anlagentechnik (Ausnahme: KWK-Anlagen) werden in Anlehnung an die VDI 2067 als prozentualer Anteil an den Investitionskosten ermittelt. Diese pauschal hinterlegten Kostenfaktoren enthalten u. a. Wartungs- und Reparaturarbeiten, sowie Ersatzteile und Betriebsstoffe, die für einen gesicherten Anlagenbetrieb über den rechnerischen Nutzungszeitraum benötigt werden (inkl. Personal- und Materialkosten). Bei Blockheizkraftwerken werden die Wartungs- und Instandhaltungskosten als spezifische Kosten anhand der erzeugten elektrischen Energie in Cent/kWh<sub>el</sub> angesetzt. In diesen Kosten sind alle Wartungs- und Reparaturarbeiten, sowie Ersatzteile und Betriebsstoffe, die für die BHKW-Anlage benötigt werden, im Sinne eines Vollwartungsvertrages enthalten.

Diese Kosten werden über Näherungsgleichungen ermittelt oder basieren auf mittleren, herstellereitig zur Verfügung gestellten Datensätzen. Die Gleichungen wurden von der Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE) ermittelt.

Kosten für Kaminkehrer und Technische Überwachung werden pauschal je nach Art und Anzahl der Energieerzeugungsanlagen angesetzt.

**Verbrauchsgebundene Kosten** setzen sich aus den jährlichen Kosten für Brennstoff- und Hilfsenergiebezug zusammen.

Für eingesetzte Energieträger werden folgende Netto-Preise herangezogen:

Flüssiggas:	50,4 Cent/Liter	≈ 7,2 Cent/kWh <sub>Hi</sub>
Hackgut* <sup>1</sup> :	103 Euro/t	≈ 2,9 Cent/kWh <sub>Hi</sub>
Pellets* <sup>2</sup> :	375 Euro/t	≈ 7,5 Cent/kWh <sub>Hi</sub>
Allgemeinstrom:	35,3 Cent/kWh <sub>el</sub>	
Wärmestrom:	28,6 Cent/kWh <sub>el</sub>	
Abwärme Biogasanlage:	ca. 6,7 Cent/kWh <sub>th</sub>	

\*<sup>1</sup> Heizwert >3,5 kWh<sub>Hi</sub>/kg

\*<sup>2</sup> Heizwert >5,0 kWh<sub>Hi</sub>/kg

Mittlere **Stromgestehungskosten** für Eigenstromanteile aus den Energieerträgen der **PV-Anlage(n)** werden mit ca. 8,5 Cent/kWh<sub>el</sub> in den Kalkulationen berücksichtigt.

Bei einer zentralen Versorgung und damit einhergehenden, größeren Energiebezugsmengen, kann ggf. von kostengünstigeren Bezugspreisen vor allem bei langfristigen Liefervereinbarungen ausgegangen werden.

Die seit Januar 2021 abzuführende **CO<sub>2</sub>-Abgabe** auf den Einsatz fossiler Energieträger wird über den Untersuchungszeitraum hinweg mit einem mittleren Preisniveau von **65 €/t<sub>CO2</sub>** berücksichtigt (derzeit gültig: 2023 = 30 €/t).

**Einnahmen** durch den Betrieb von KWK-Anlagen (BHKW-Module) hinsichtlich Eigenstromnutzung und Stromeinspeisung in das öffentliche Stromverteilnetz sind anhand folgender Randbedingungen beachtet.

Für KWK-Anlagen gelten zusätzlich folgende Grundannahmen:

- Die Stromeinspeisevergütungen bleiben im Betrachtungszeitraum konstant, Änderungen werden gesondert über eine Sensitivitätsanalyse erfasst.
- Strom aus Flüssiggas-Blockheizkraftwerken wird nach dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWK-G) in der aktuell gültigen Fassung vergütet, für das eingesetzte Flüssiggas kann die Energiesteuer rückerstattet werden.

Erlöse ergeben sich aus der Stromeinspeisung, der Zuschlagszahlung nach dem **KWK-Gesetz (Stand 2022)** und der Energiesteuerrückerstattung. Bei der Verwendung von Flüssiggas in BHKW-Anlagen wird eine Steuerrückerstattung auf den eingesetzten Brennstoff in Höhe von 0,312 Cent/kWh<sub>HS</sub>, bezogen auf die Feuerungswärmeleistung der Anlage, gewährt.

Die Höhe der KWK-Zuschläge wird durch das "Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2512) geändert worden ist" geregelt.

Die wichtigsten Punkte bezüglich der Zuschläge nach dem KWK-Gesetz 2023 sind in Abbildung 36 und Abbildung 37 auf der Folgeseite dargestellt.

Darüber hinaus kann der Anlagenbetreiber eine zusätzliche Vergütung durch die Vermarktung des eingespeisten Stromes in das öffentliche Versorgungsnetz erzielen. Hier wird üblicherweise der Strompreis für Baseload-Strom an der Strombörse (EEX) angesetzt. In Abbildung 35 ist eine Entwicklung des Preises der einzelnen Quartale seit dem Jahr 2009 dargestellt.

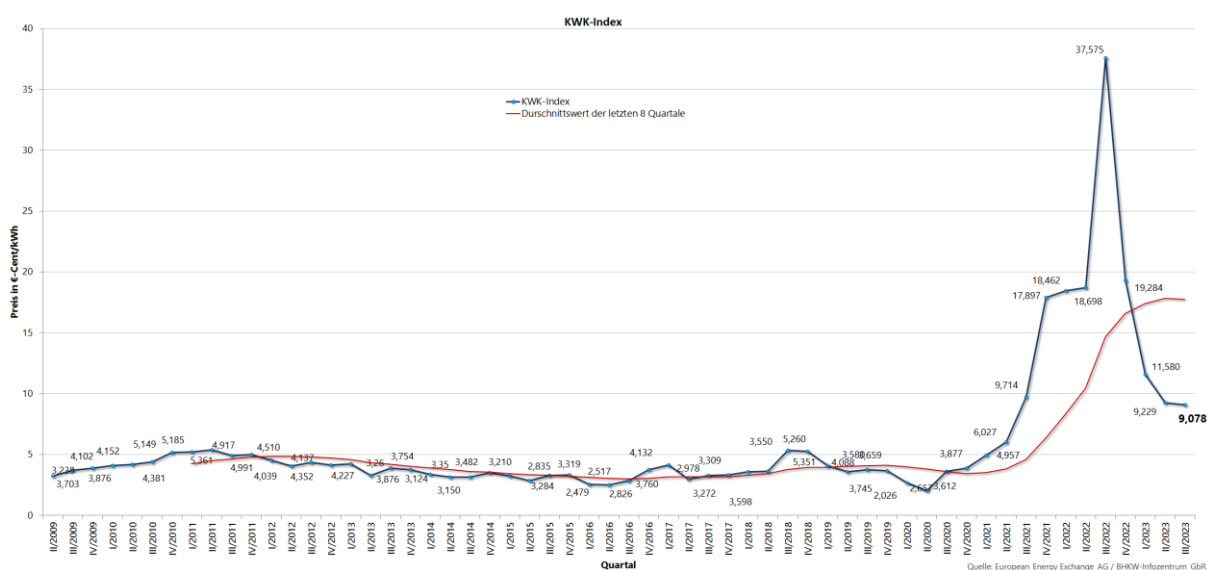


Abbildung 35: EEX-Preis - Entwicklung für die KWK-Stromvergütung [BHKW-Infozentrum]

Die durchschnittliche Vergütung, gemittelt über vier Quartale (Q4-2022 bis Q3-2023), betrug demnach 12,3 Cent/kWh<sub>el</sub>. Für die vorliegende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird der Durchschnittswert dieses Zeitraumes angesetzt, da es ab der zweiten Jahreshälfte 2021 zu sehr starken Kursschwankungen gekommen ist. Es ist davon auszugehen, dass sich der Baseload-Strompreis mittelfristig wieder auf einem etwas stabileren Niveau einpendeln wird (vgl. Q3 und Q4-2023).

	KWK-Zuschläge in ct/kWh					
	≤ 50 kW	> 50 bis ≤ 100 kW	> 100 bis ≤ 250 kW	> 250 bis ≤ 2 MW	> 2 MW bis ≤ 50 MW*	> 50 MW
<b>In das öffentliche Netz eingespeister Strom</b>						
§ 7 Abs. 1 <sup>1</sup>	8,0	6,0	5,0	4,4	3,1 / 3,4 / 3,9 <sup>1</sup>	3,1 / 3,4 / 3,9 <sup>2</sup>
<b>Nicht in das öffentliche Netz eingespeister Strom</b>						
§ 7 Abs. 2 Nr. 1 Eigenversorgung ohne Lieferung an Dritte	4,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0
§ 7 Abs. 2 Nr. 2 Objektversorgung mit Lieferung an Dritte	4,0	3,0	2,0	1,5	1,0	1,0
§ 7 Abs. 2 Nr. 3 Stromkostenintensive Industrie	5,41	4,0	4,0	2,4	1,8	1,8
§ 7 Abs. 3 Stromkosten- oder handelsintensive Unternehmen nach Anlage 4 EEG	wird in der Verordnung nach § 33 Abs. 2 Nr. 1 festgelegt <sup>2</sup>					

\* Pflicht zur Ausschreibung in diesen Segmenten für neue und modernisierte Anlagen, die einen KWK-Zuschlag für eingespeiste Strommengen erhalten wollen. Rot markierte Werte gelten daher nur für nachgerüstete Anlagen.

<b>Gesonderte KWK-Zuschläge für Mini-BHKW bis 50 kW in ct/kWh</b>	
<b>In das öffentliche Netz eingespeister Strom</b>	
§ 7 Abs. 3a Nr. 1	16,0
<b>Nicht in das öffentliche Netz eingespeister Strom</b>	
§ 7 Abs. 3a Nr. 2 Eigenversorgung ohne Lieferung an Dritte	8,0
§ 7 Abs. 3a Nr. 2 Objektversorgung mit Lieferung an Dritte	8,0
§ 7 Abs. 3a Nr. 2 Stromkostenintensive Industrie	8,0
§ 7 Abs. 3a Nr. 2 Stromkosten- oder handelsintensive Unternehmen nach Anlage 4 EEG	8,0

- Der Wert 3,1 gilt nur für nachgerüstete Anlagen, für neue und modernisierte Anlagen gilt der Wert 3,4. Ab dem 01.02.2023 erhöht sich ausschließlich für neue Anlagen der Wert auf 3,9 (§ 7 Abs.1 Nr.5 a KWKG).
- Nach § 33 Abs. 2 Nr. 1 KWKG kann die Bundesregierung eine Verordnung erlassen, um stromkosten- bzw. handelsintensive Unternehmen (einer Branche nach Anlage 4 EEG) gesondert zu fördern. Eine entsprechende Verordnung wurde bisher nicht erlassen.

Für Mikro-BHKW und Brennstoffzellen bis 2 kW elektrischer Leistung gilt eine optionale Sonderregelung, nach der die gesamten KWK-Zuschläge für 4 ct/kWh für 60.000 Vollbenutzungsstunden pauschal ausgezahlt werden können (§ 9 Abs. 1 KWKG).

Abbildung 36: KWK-Zuschläge nach KWK-G 2020 [Quelle: ASUE: KWK-G 2023 in Zahlen; März 2023]

<b>Neuanlagen</b> (§ 8 Abs. 1)		30.000 VBh
<b>Anlagenmodernisierungen</b> (§ 8 Abs. 2)	Nach 2 Jahren und 10 % der Kosten einer Neuanlage*	6.000 VBh*
	Nach 5 Jahren und 25 % der Kosten einer Neuanlage	15.000 VBh
	Nach 10 Jahren und 50 % der Kosten einer Neuanlage	30.000 VBh
<b>Anlagen nachrüstungen</b> (§ 8 Abs. 3)	10 – 25 % der Kosten einer Neuanlage	10.000 VBh
	25 – 50 % der Kosten einer Neuanlage	15.000 VBh
	>50 % der Kosten einer Neuanlage	30.000 VBh

<b>Jährliche Begrenzung der Zuschlagszahlungen</b>	
<b>ab 2023</b>	4.000 VBh/a
<b>ab 2025</b>	3.500 VBh/a
<b>ab 2026</b>	3.300 VBh/a
<b>ab 2027</b>	3.100 VBh/a
<b>ab 2030 (mit Verweis auf § 8 Abs. 4)</b>	2.500 VBh/a

\* Gilt nur für Dampfsammelschienen-KWK.

Abbildung 37: Übersicht der KWK-Förderdauern nach KWK-G 2020 [Quelle: ASUE: KWK-G 2023 in Zahlen; März 2023]

**Steuerrückerstattung KWK-Anlage:**

Bei der Verwendung von Flüssiggas in BHKW-Anlagen wird eine Steuerrückerstattung auf den eingesetzten Brennstoff gewährt. Diese Steuerrückerstattung wird im Energiesteuergesetz geregelt. Als Voraussetzung für die Steuerrückerstattung muss die BHKW-Anlage einen mittleren Monats- bzw. Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 % erreichen und hocheffizient, nach den Kriterien des Anhangs III der Richtlinie 2004/8/EG, sein. Bei der Anschaffung der KWK-Anlage muss darauf geachtet werden, dass der Hersteller diese „Hocheffizienz-Kriterien“ bestätigt.

Folgende Rückerstattungen sind möglich:

1. Vollständige Steuerentlastung: 60,60 Euro/1.000 kg bezogen auf die Feuerungswärmeleistung der Anlage während des Abschreibungszeitraums
2. Teilweise Steuerentlastung: 19,60 Euro/1.000 kg bezogen auf die Feuerungswärmeleistung der Anlage nach dem Abschreibungszeitraum

Werden Hauptbestandteile erneuert und die Kosten der Erneuerung belaufen sich auf mindestens 50 % der Kosten für die Neuerrichtung der Anlage, dann verlängert sich die Frist, innerhalb welcher die volle Steuerrückerstattung von 60,60 Euro/1.000 kg möglich ist, solange bis die neuen Hauptbestandteile vollständig abgeschrieben sind. Bei den Berechnungen wird von einer über den Betrachtungszeitraum gemittelten Energiesteuerrückerstattung von 40,10 Euro/1.000 kg ausgegangen ( $\approx 0,312$  Cent/kWh<sub>HS</sub>).

*Hinweis:*

*Das in der Kalkulation abgebildete Kostenniveau für den Bezug der einzelnen Energieträger bezieht sich (mit in den Kapiteln gesondert ausgewiesenen Abweichungen) auf ein durchschnittliches Kostenniveau, welches einen Zeitraum von 1 bis 3 Jahre widerspiegelt.*

*Die aktuelle Situation am Energiemarkt (seit Ende 2021) weist eine sehr starke Volatilität auf, so dass sich z. T. deutliche Abweichungen zum durchschnittlichen Kostenniveau für den Bezug unterschiedlicher Energieträger ergeben. Es wird daher empfohlen, vor Umsetzung einer favorisierten Variante entsprechende Änderungen nochmals gesondert zum Planungszeitpunkt zu prüfen und in die Entscheidungsfindung einfließen zu lassen.*

*Die Einnahmen durch eine KWK-Anlage sind nicht über den Betrachtungszeitraum festgeschrieben. Deshalb wird der Einfluss von Änderungen der Einnahmen durch die Stromproduktion auf die Wärmegestehungskosten bei Varianten mit KWK in der Sensitivitätsanalyse zusätzlich beachtet.*



## B. Anhang 2: Treibhausgasemissionen – Ökologische Bewertung

Zur Beurteilung der ökologischen Verträglichkeit wird für die verschiedenen Energieversorgungsszenarien bzw. -varianten eine Bilanzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen durchgeführt. Dabei wird neben dem jährlichen Energiebedarf für den Wärmeerzeuger (Brennstoffe, elektrische Energie als „Wärmestrom“) auch der Hilfsenergiebedarf (elektrische Energie für den Anlagenbetrieb z. B. Pumpen, Brennstoffzuführung etc.) berücksichtigt. Je nach Energieträger werden alle bei der Nutzung frei gesetzten Emissionen auf das Treibhausäquivalent von CO<sub>2</sub> umgerechnet und als spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen dargestellt. In den Emissionsfaktoren werden alle anfallenden Emissionen von der Gewinnung bis zur Energiewandlung des jeweiligen Energieträgers in der Anlagentechnik bilanziert.

Die Faktoren der CO<sub>2</sub>-Äquivalente wurden auf Basis der im Gebäudeenergiegesetz verankerten Werte in den Kalkulationen berücksichtigt (vgl. Abbildung 38).

Nummer	Kategorie	Energieträger	Emissionsfaktor [g CO <sub>2</sub> -Äquivalent pro kWh]
1	Fossile Brennstoffe	Heizöl	310
2		Erdgas	240
3		Flüssiggas	270
4		Steinkohle	400
5		Braunkohle	430
6	Biogene Brennstoffe	Biogas	140
7		Biogas, gebäudenah erzeugt	75
8		Biogenes Flüssiggas	180
9		Bioöl	210
10		Bioöl, gebäudenah erzeugt	105
11		Holz	20
12	Strom	netzbezogen	560
13		gebäudenah erzeugt (aus Photovoltaik oder Windkraft)	0
14		Verdrängungsstrommix	860
15	Wärme, Kälte	Erdwärme, Geothermie, Solarthermie, Umgebungswärme	0
16		Erdkälte, Umgebungskälte	0
17		Abwärme aus Prozessen	40
18		Wärme aus KWK, gebäudeintegriert oder gebäudenah	nach DIN V 18599-9: 2018-09
19		Wärme aus Verbrennung von Siedlungsabfällen (unter pauschaler Berücksichtigung von Hilfsenergie und Stützfeuerung)	20
20	Nah-/Fernwärme aus KWK mit Deckungsanteil der KWK an der Wärmeerzeugung von mindestens 70 Prozent	Brennstoff: Stein-/Braunkohle	300
21		Gasförmige und flüssige Brennstoffe	180
22		Erneuerbarer Brennstoff	40
23	Nah-/Fernwärme Heizwerken aus	Brennstoff: Stein-/Braunkohle	400
24		Gasförmige und flüssige Brennstoffe	300
25		Erneuerbarer Brennstoff	60

Abbildung 38: CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren lt. GEG (Ausfertigungsdatum: 08.08.2020; Anlage 9 Nr.3 GEG)

### C. Anhang 3: Sensitivitätsanalyse – Vorgehen

Bei der Ermittlung der spezifischen Netzdurchleitungs- bzw. Wärmegestehungskosten wird über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg von konstanten Brennstoffpreisen (statisch) ausgegangen. Da dies in der Regel nicht der Fall ist, wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, welche die Abhängigkeit der spezifischen Wärmegestehungskosten von den Brennstoffkosten untersucht. Zusätzlich wird eine Änderung des Kapitaldienstes in die Betrachtung aufgenommen, um dessen Einfluss zu erfassen. Von den „statisch“ ermittelten Wärmegestehungskosten ausgehend, werden prozentuale Steigerungen und Minderungen im Brennstoffpreis sowie in den Kapitalkosten berechnet und anschließend deren Auswirkungen auf die Netzdurchleitungs- bzw. Wärmegestehungskosten ermittelt. Werden die jeweiligen Sensitivitätsanalysen der einzelnen Varianten untereinander verglichen, lässt sich eine Aussage hinsichtlich einer gegebenenfalls eintretenden Parität der Varianten in Abhängigkeit der Brennstoffkosten (oder der Kapitalkosten) treffen.

Exemplarisch ist in Abbildung 39 eine Sensitivitätsanalyse dargestellt. Statisch berechnet, ergeben sich Wärmegestehungskosten von 16,1 Cent/kWh<sub>th</sub> (1). Auf der X-Achse sind die prozentualen Änderungen des Parameters, hier des Brennstoffpreises, angegeben. Steigt der Brennstoffpreis um +50 % (2), steigen auch die Wärmegestehungskosten von 16,1 Cent/kWh<sub>th</sub> auf 22,9 Cent/kWh<sub>th</sub> (3) (≈42 %).

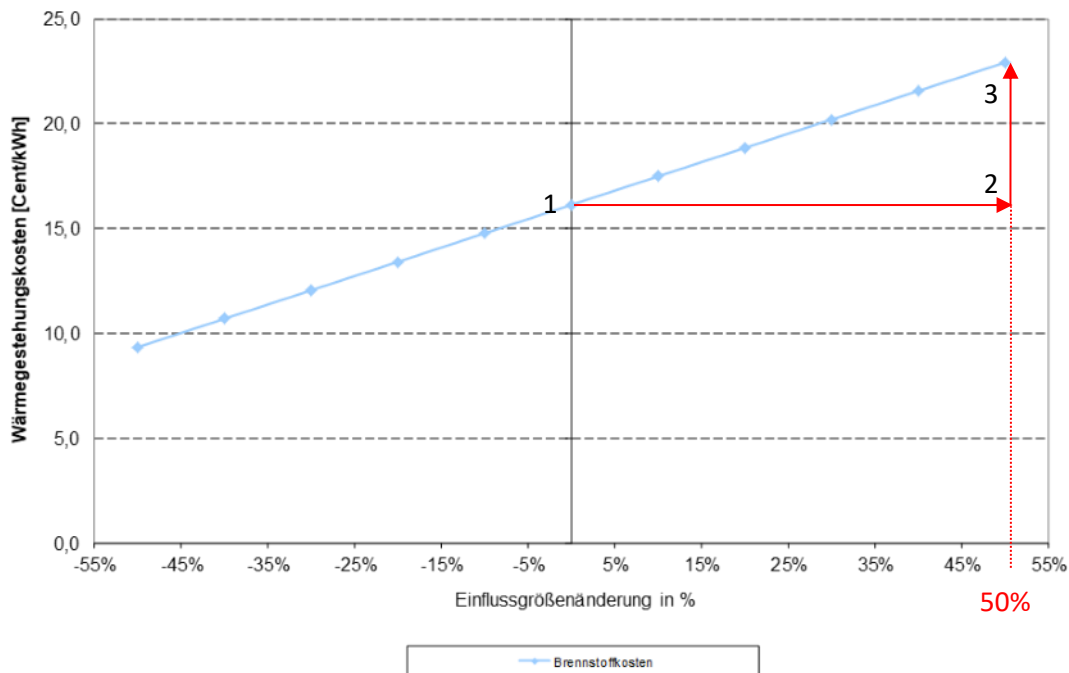


Abbildung 39: Exemplarische Sensitivitätsanalyse

## **D. Anhang 4: Förderprogramme**

Anschließend wird ein Überblick über derzeitige Förderprogramme, welche die Energie- bzw. Wärmeversorgung von Liegenschaften sowie den Aufbau und die Erweiterung von Wärmeverbundlösungen betreffen, vermittelt. Im Wesentlichen werden Förderprodukte dargestellt, welche auch in den Kalkulationen Anwendung finden und für die vorgestellten Versorgungsoptionen in Frage kommen.

Da die Förderung nach der BEW aktuell die höchste Förderquote zur Umsetzung von Wärmeverbundlösungen unter den angesetzten Randbedingungen bietet, wird diese in den Kalkulationen bereits berücksichtigt. Weitere Fördermöglichkeiten wie z. B. das KWK-G oder die Richtlinie BioWärme Bayern bieten hinsichtlich der Förderintensität lediglich verringerte Förderquoten bzw. beziehen diese nicht alle Anlagenteile des Wärmeverbundes in die förderfähigen Kosten mit ein.

Die folgende Übersicht stellt keine detaillierte Produktbeschreibung dar, diese ist in jedem Fall vor Umsetzung den technischen Merkblättern sowie den ausführlichen Fördermittelleitfäden und deren Gesetzesgrundlagen zu entnehmen.

*Hinweis:*

*Ein Rechtsanspruch des Antragstellers auf Zuwendung besteht nicht. Die Zukunft-Umwelt-Gesellschaft ZUG, die KfW Fördermittelbank und das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle entscheiden aufgrund ihres pflichtgemäßen Ermessens. Die Gewährung der Zuwendung steht unter dem Vorbehalt der Verfügbarkeit der veranschlagten Haushaltsmittel.*

*Anspruch auf Vollständigkeit aller Fördermittel besteht nicht. Die genauen Zuwendungsbedingungen sind den entsprechenden Förderprogrammen zu entnehmen und auf die endgültigen Investitionskosten (Ermittlung im Rahmen einer Ausschreibung) sowie den aktuellen Stand der Förderprogramme zum Umsetzungszeitpunkt anzupassen.*

*Über die hier genannten Investitionsförderungen hinaus erfolgt für Anlagen zur Stromerzeugung eine indirekte Förderung anhand von Vergütungssätzen, welche in den entsprechenden Gesetzestexten festgelegt sind. So erfolgt eine Vergütung von Strom aus KWK anhand fossiler Energieträger auf Basis der Vorgaben des KWK-G (vgl. Anhang A), während Strom aus regenerativen Energiequellen (Biomasse-KWK, PV, Wasser- und Windkraft) anhand der Vergütungssätze aus dem EEG vergütet werden.*

*Über die genannten Fördermittel hinaus können bei Umsetzung einer der genannten Maßnahmen u. U. weitere Förderprogramme hinsichtlich einer Inanspruchnahme geprüft werden. Zu nennen sind hier*

*z. B. die Dorferneuerungsrichtlinien zum Vollzug des Bayerischen Dorfentwicklungsprogramms (DorfR) und die überarbeitete bzw. ergänzte Kommunalrichtlinie.*

*Ein umfassender Überblick über derzeit verfügbare Fördermittel kann u. a. dem Förderkompass der bayerischen Energieagenturen entnommen werden.*

### **Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)**

Über das BEG hinaus bzw. als Ergänzung zur Förderung eines Wärmeverbundes im BEG (bis 16 Liegenschaften / 100 Wohneinheiten) ist seitens des Bundes die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze aufgelegt worden.

Diese ermöglicht mittels einer Investitionsförderung (sowie einer Betriebskostenförderung) den Auf- und Ausbau von Wärmenetzen auf Basis regenerativer Energien. Ebenso erfolgt im Zusammenhang mit dem BEW eine Förderung zur Transformation bestehender, fossil befeuerter Nah- und Fernwärmenetze hin zur Treibhausgasneutralität. Weiterhin sollen Anreize geschaffen werden, Abhängigkeiten von fossilen Rohstoffen zu verringern.

Als wesentliche Kenngröße zur Einordnung der Förderbarkeit dient in einem ersten Schritt die Anzahl der zu versorgenden Gebäude bzw. Wohneinheiten. Hierbei erfolgt ein nahtloser Übergang von der BEG hin zum BEW. So ist eine Förderung im BEW möglich, sobald 17 oder mehr Gebäude bzw. mehr als 100 Wohneinheiten versorgt werden sollen.

Darüber hinaus wird ein Mindestanteil regenerativer Energien im Verbund von 75 % definiert.

Die BEW schafft Anreize für Wärmenetzbetreiber in den Neubau von Wärmenetzen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien zu investieren und bestehende Netze zu dekarbonisieren.

Kommunen können beispielsweise Zuschüsse erhalten, wenn diese ein Nahwärmenetz mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien im Neubau- und Bestandsgebiet errichten oder auch gefördert werden, wenn diese bestehende Fernwärmenetze auf erneuerbare Energien und Abwärme umrüsten.

Der Förderansatz wird zudem an geeigneter Stelle durch Einzelmaßnahmen ergänzt. Zusätzlich wird für die Erzeugung von erneuerbaren Wärmemengen aus Solarthermieanlagen sowie aus strombetriebenen Wärmepumpen, die in Wärmenetze einspeisen, sowohl in neuen wie in zu transformierenden Wärmenetzen eine Betriebskostenförderung gewährt.

Das Förderprogramm ist in vier sog. Module untergliedert, welche die einzelnen Projektphasen zur Entwicklung einer nachhaltigen bzw. ökologisch wie ökonomisch sinnvollen Energieversorgung umfassen. Die möglichen Fördersätze unterscheiden sich je nach Modul und Umfang.

- Modul 1 bis zu 50 % (Transformationsplan / Machbarkeitsstudie / Planungsleistungen)
- Modul 2 bis zu 40 % (Systemische Förderung – Projektumsetzung)
- Modul 3 bis zu 40 % (Einzelmaßnahmen – nur Bestandsnetze)
- Modul 4 (Betriebskostenförderung Solarthermie / Wärmepumpen)

Anmerkung:

Hinsichtlich des Einsatzes von **Biomasseheizanlagen**, welche eine Feuerungswärmeleistung von **mehr als 1 MW<sub>th</sub>** vorsehen sind die Vorgaben bezüglich des eingesetzten Brennstoffes aus Anhang 1 der Förderrichtlinie (Brennstoffliste) zu beachten.

Lt. Auszug aus dem technischen Merkblatt sind demnach zulässige Brennstoffe:

- Landschaftspflegereste von privaten, kommunalen, Siedlungs- und Naturschutzflächen,
- Straßenbegleitgrün,
- Stroh und strohähnliche Biomasse,
- Ernterückstände
- Treibgut aus Gewässerpflege (Treibholz),
- Feste industrielle Substrate (Schalen, Hülsen, Trester),
- Sägeresth Holz (Späne, Schwarten, Spreisel),
- Unbehandelte Resthölzer, wenn stofflich nicht nutzbar
- Altholz der Kategorie A1,
- Altholz der Kategorie A2 und
- Altholz der Kategorie A3

Alle Weiterverarbeitungsstufen der Brennstoffe sind miteingeschlossen.

Bei Nichteinhaltung der in der Brennstoffliste vorgegebenen Einsatzstoffe erfolgt keine Förderung auf Grundlage der BEW.

Detaillierte Informationen zu den förderfähigen Maßnahmen und Leistungen sowie technischen Mindestanforderungen zur Einhaltung der Förderbedingungen können online unter [https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente\\_Waermenetze/effiziente\\_waermenetze\\_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html) abgerufen werden.

## **Bundesförderung für effiziente Gebäude BEG – Einzelmaßnahmen**

### **(Anlagen zur Wärmeerzeugung)**

Zum 01.01.2023 wurde das seit 2021 laufende Förderprogramm „Bundesförderung für effiziente Gebäude – BEG“ in der aktuell gültigen, überarbeiteten Fassung und den damit einhergehenden Rahmenparameter und Förderhöhen vorgestellt.

Vorgabe ist die Versorgung von Liegenschaften mit Wärme, welche einen Mindestanteil von 65 % des gesamten Wärmebedarfs aus regenerativen Energiequellen aufweisen.

Stand: 01.01.2023

### **Geförderte Wärmeerzeugungsanlagen:**

- Biomasseheizung (Pellets, Hackgut) – 10 %
  - Nur in Kombination mit Solarthermieanlagen oder Wärmepumpenanlagen (Warmwasserbereitung und / oder Raumheizungsunterstützung)
- Luft-/Wasser-Wärmepumpe – 25 % (JAZ min. 2,7)
- Sole-/Wasser-Wärmepumpe – 25 % + 5 %\*  
(\*Bonusförderung bei Wärmequelle Wasser, Erdreich oder Abwasser)
- Errichtung, Erweiterung und Umbau von Gebäudenetzen
  - Ohne Einsatz von Biomasse 30 %
  - Biomasse (max. 25 % Anteil) als Spitzenlastaggregat 25 %
  - Unter Einsatz von Biomasse (max. 75 % Anteil) 20 %
  - Einsatz von Biomasse >75 % - keine Förderung
- Anschluss an ein Gebäudenetz – 25 %
- Anschluss an ein Wärmenetz – 30 %

Für den Einsatz eines natürlichen Kältemittels in Wärmepumpenanlagen kann eine Bonusförderung in Höhe von 5 % erlangt werden (nicht kumulierbar mit Bonusförderung Wärmequelle).

Beim Austausch eines Öl-, Gas-, Kohle- und Nachtspeichersystems kann zusätzlich der „Heizungs-Tausch-Bonus“ in Höhe von 10 % in Anspruch genommen werden (Gaskessel/-therme > 20 Jahre, Ausnahme Gasetagenheizanlagen). Kein Einsatz fossiler Energieträger im Gebäude oder bei gebäudenaher Erzeugung (z. B. Gebäudenetz).

Es erfolgt keine Investitionsförderung für Anlagen und Anlagenteile, welche einer fossilen Energieversorgung zuzurechnen sind.

In der nachfolgenden Abbildung sind die Fördersätze der Einzelmaßnahmen dargestellt.

Einzelmaßnahmen zur Sanierung von Wohngebäuden (WG) und Nichtwohngebäuden (NWG)		Fördersatz	iSFP-Bonus	Heizungs-Tausch-Bonus	Wärmepumpen-Bonus*	max. Fördersatz	Fachplanung und Baubegleitung
Gebäudehülle	Dämmung von Außenwänden, Dach, Geschossdecken und Bodenflächen; Austausch von Fenstern und Außentüren; sommerlicher Wärmeschutz	15 %	5 %			20 %	50 %
Anlagentechnik (außer Heizung)	Einbau/Austausch/Optimierung von Lüftungsanlagen; WG: Einbau „Efficiency Smart Home“; NWG: Einbau Mess-, Steuer- und Regelungstechnik, Kältetechnik zur Raumkühlung und Einbau energieeffizienter Innenbeleuchtungssysteme	15 %	5 %			20 %	
Anlagen zur Wärmeerzeugung (Heizungstechnik)	Solar Kollektoranlagen	25 %		10 %		35 %	
	Biomasseheizungen	10 %		10 %		20 %	
	Wärmepumpen	25 %		10 %	5 %	40 %	
	Brennstoffzellenheizungen	25 %		10 %		35 %	
	Innovative Heizungstechnik auf Basis erneuerbarer Energien	25 %		10 %		35 %	
	Errichtung, Umbau und Erweiterung eines Gebäudenetzes (ohne Biomasse)	30 %				30 %	
	Errichtung, Umbau und Erweiterung eines Gebäudenetzes (mit max. 25 % Biomasse für Spitzenlast)	25 %				25 %	
	Errichtung, Umbau und Erweiterung eines Gebäudenetzes (mit max. 75 % Biomasse)	20 %				20 %	
	Anschluss an ein Gebäudenetz	25 %		10 %		35 %	
	Anschluss an ein Wärmenetz	30 %		10 %		40 %	
Heizungsoptimierung	Maßnahmen zur Optimierung bestehender Heizungsanlagen in Bestandsgebäuden	15 %	5 %			20 %	

\* Der Wärmepumpen-Bonus beträgt maximal 5 %, auch wenn gleichzeitig die Anforderungen an die Wärmequelle und an das Kältemittel erfüllt werden.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)  
Dieses Werk ist lizenziert unter einer Creative Commons Namensnennung - Keine Bearbeitungen 4.0 International Lizenz (CC BY-ND4.0)

Stand: 1. Januar 2023

Abbildung 40: BAFA-Förderübersicht Stand 01.01.2023

Detaillierte Informationen zu den förderfähigen Maßnahmen und Leistungen sowie technischen Mindestanforderungen zur Einhaltung der Förderbedingungen können online unter [https://www.bafa.de/DE/Energie/Effiziente\\_Gebaeude/Sanierung\\_Wohngebaeude/Anlagen\\_zur\\_Waermeerzeugung/anlagen\\_zur\\_waermeerzeugung\\_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Effiziente_Gebaeude/Sanierung_Wohngebaeude/Anlagen_zur_Waermeerzeugung/anlagen_zur_waermeerzeugung_node.html) sowie [https://www.bafa.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Energie/beq\\_infoblatt\\_foerderfaehige\\_kosten.html?nn=15253620](https://www.bafa.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Energie/beq_infoblatt_foerderfaehige_kosten.html?nn=15253620) abgerufen werden. Die genauen Details zu den technischen Mindestanforderungen hinsichtlich der Einhaltung festgelegter Förderbedingungen können online unter [https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/ee\\_merkblatt\\_technische\\_anforderungen.html](https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/ee_merkblatt_technische_anforderungen.html) nachgelesen werden.

Darüber hinaus ist die „Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM)“ auf der Website des Bundesanzeigers zu finden.

## **Richtlinie zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien und der Vermeidung von Kohlendioxidemissionen durch Biomasseheizwerke und zugehörige Wärmenetze**

### **(Förderprogramm BioWärme Bayern)**

Zum 28. April 2023 wurde das neue Förderprogramm des Freistaates Bayern zur Stärkung der Wärmeversorgung mit Erneuerbaren Energien, Schwerpunkt einheimische Bioenergie, bekannt gegeben.

**Gefördert werden** hierbei Investitionen in neue, umweltschonende **Biomasseheizwerke ab einer Nennleistung von 60 kW<sub>th</sub>** sowie die Errichtung von neuen, energieeffizienten Wärmenetzen oder deren Erweiterung (bei bestehenden Wärmeverbundnetzen).

**Antragsberechtigt** sind natürliche Personen, juristische Personen des Privatrechts, Personengesellschaften, kirchliche Einrichtungen und juristische Personen des öffentlichen Rechts der mittelbaren Landes- und Bundesverwaltung mit eigener Rechtsträgerschaft (insbesondere kommunale Gebietskörperschaften, Anstalten, Stiftungen, Kammern).

Als Brennstoffe dürfen ausschließlich naturbelassene Holzbrennstoffe sowie naturbelassene halmgutartige Biomasse eingesetzt werden.

#### **Zuwendungsfähige Kosten:**

Zuwendungsfähig sind die Investitionsmehrkosten des Biomasseheizwerks nach Art. 41 Abs. 6 Buchst. b) AGVO. Zur Berechnung der Investitionsmehrkosten werden die Kosten anhand eines Vergleichs mit einer ähnlichen, weniger umweltschonenden Investition ermittelt, die ohne Beihilfe durchaus hätte durchgeführt werden können. Die Differenz zwischen den Kosten dieser beiden Investitionen entspricht den zuwendungsfähigen Kosten.

#### **Umfang der Förderung:**

Die Beihilfeintensität beträgt für Investitionen in neue umweltschonende Biomasseheizwerke höchstens 30 Prozent der zuwendungsfähigen Kosten, bei mittleren Unternehmen (gemäß Anhang I AGVO) beträgt die Beihilfeintensität nach diesen Richtlinien höchstens 35 Prozent, bei kleinen Unternehmen (gemäß Anhang I AGVO) höchstens 40 Prozent der zuwendungsfähigen Kosten.

Zusätzlich zur genannten Grundförderung und in den Grenzen der maximalen Beihilfehöchstintensitäten nach Art. 41 Abs. 7 und 8 AGVO sind bis zu einer Höchstgrenze von höchstens 45 Prozent, bei



mittleren Unternehmen bis zu einer Höchstgrenze von höchstens 55 Prozent und bei kleinen Unternehmen bis zu einer Höchstgrenze von höchstens 65 Prozent der zuwendungsfähigen Kosten.

Des Weiteren sind kumulierbare Zusatzförderungen innerhalb der Richtlinie möglich, welche sich u. a. auf die Punkte „Fuel-Switch“ (fossil → erneuerbar; +10%), Kombination mit Solarthermieanlagen oder Wärmepumpen (+10%) sowie Biomasseanlagen mit Abgaswärmetauscher oder Abgaskondensationsanlagen (+5%) beziehen.

Eine Kumulierung mit anderen Förderprodukten ist im Einzelfall im Zuge einer detaillierten Vorplanung zu prüfen.

### **Förderung von Wärmenetzen nach dem KWK-G (BAFA)**

Im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWK-G 2023) wird vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) u. a. der Neubau und Ausbau von Wärmenetzen gefördert.

Fördervoraussetzung ist unter anderem, dass spätestens 36 Monate nach der Inbetriebnahme des Netzes mindestens 75 % der Wärmeversorgung der an das Netz angeschlossenen Abnehmer in Kraft-Wärme-Kopplung nach Voraussetzungen des KWK-Gesetzes erfolgen muss (z. B. Einsatz eines BHKW).

Weiterhin ist die Erlangung dieser Investitionsbeihilfe möglich sofern ein Mindestanteil von 10 % der Wärme aus einer KWK-Anlage und insgesamt mindestens 75 % aus regenerativen Energien, industrieller Abwärme und KWK-Anlagen, bereitgestellt werden (z. B. Kombination von Biomassekessel und BHKW).

Die Regelungen im Bereich Wärme- und Kältenetze sehen folgende Fördersätze vor:

- Netze mit mindestens 75 % KWK-Anteil oder einer Kombination mit Wärme aus KWK-Anlagen, erneuerbaren Energien und industrieller Abwärme:
  - o 40 % der ansatzfähigen Investitionskosten

Hausübergabestationen fallen nicht in den förderfähigen Teil dieses Programmes. Die Nachweise sind durch einen Wirtschaftsprüfer zu erbringen

*Weitere Informationen unter [www.bafa.de](http://www.bafa.de).*