

ENERGIEKONZEPT

für die

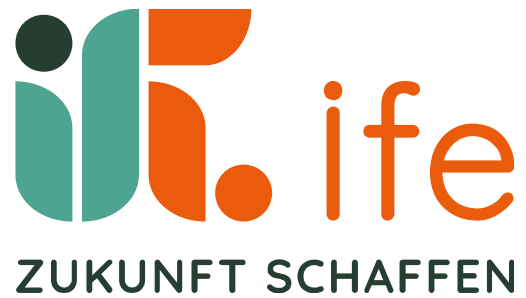
Bayerische Verwaltungsschule (BVS)

Bildungszentrum Holzhausen

am Ammersee

Projektleiter:

Raphael Fronhofer
Kommunalunternehmen



Betriebl. ENERGIEKONZEPT

**für die Bayerische Verwaltungsschule Bildungszentrum Holz-
hausen am Ammersee**

Auftraggeber:

**BVS-Bildungszentrum Holzhausen
Anna und Benno Arnold-Platz 1 - 3
86919 Utting am Ammersee**

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 und Medien, Energie und Technologie

Bearbeitungszeitraum:

Oktober 2024 bis August 2025

INHALTSVERZEICHNIS

INHALTSVERZEICHNIS	I
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	IV
TABELLENVERZEICHNIS	VII
NOMENKLATUR	VIII
1 Allgemeine Informationen.....	10
2 Beschreibung des Standortes.....	11
3 Rahmenbedingungen der Energieversorgung	13
3.1 Gesetzliche Rahmenbedingungen.....	13
3.1.1 Gebäudeenergiegesetz.....	13
3.1.2 Brennstoffemissionshandelsgesetz	14
3.1.3 Allgemeine Hinweise zur Entwicklung der Energiepreise.....	15
3.2 Prüfung von Fördermöglichkeiten.....	16
3.2.1 Förderprogramm „BioWärme Bayern“ des Freistaates Bayern durch das Technologie-Förderzentrum (TFZ).....	17
3.2.2 Förderprogramm „Bundesförderung für effiziente Gebäude“	19
4 Erfassung und Analyse vom Energieverbrauch im Ist-Zustand.....	22
4.1 Thermische Energie.....	22
4.2 Elektrische Energie	28
5 Potenzialermittlung erneuerbare Energien	31
5.1 Voruntersuchung.....	31
5.2 Erweiterte Untersuchung	32
5.2.1 PV/Solarthermie	32
5.2.1.1 Solarthermie.....	34
5.2.1.2 Photovoltaik	36

5.2.2	Umweltwärme	38
5.2.2.1	Luft-Wasser-Wärmepumpe	38
5.2.2.2	Oberflächennahe Geothermie	40
5.2.2.3	Oberflächenwasser	42
5.2.2.4	Abwasser	44
5.2.3	Biomasse	46
5.2.4	Wärmespeicher	51
6	Konkrete Dimensionierung verschiedener Energieversorgungsvarianten	52
6.1	Erneuerung der thermischen Infrastruktur	52
6.1.1	Umrüstung des Gebäudenetzes	52
6.1.2	Varianten zum Ersatz der bestehenden Wärmeversorgung im Gebäudenetz ...	53
6.1.3	Ersatz der bestehenden Wärmeversorgung im Verwaltungsleiterhaus	65
6.2	Aufbau von PV-Anlagen auf den Dächern	66
7	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Vollkostenrechnung	68
7.1	Wirtschaftliche Grundannahmen	68
7.2	Gebäudenetz	69
7.2.1	Investitionskosten	70
7.2.2	Betriebs-, verbrauchsgebundene und sonstige Kosten	74
7.2.3	Wirtschaftlichkeitsanalyse	75
7.2.4	Risikoanalyse	76
7.3	Verwaltungsleiterhaus	79
8	CO₂- und Primärenergiebilanz	81
9	Maßnahmenkatalog und weitere Potenziale zu Effizienzsteigerungen als Empfehlung	84

9.1	Sanierung und Dämmung der Gebäudehülle.....	84
9.1.1	Sanierungsmaßnahme Fassadendämmung.....	85
9.1.2	Sanierungsmaßnahme Dämmung oberer Gebäudeabschluss.....	86
9.1.3	Sanierungsmaßnahme Kellerdämmung.....	86
9.1.4	Gesamtbetrachtung der Sanierung und Dämmung der Gebäudehülle.....	87
9.2	Effizienzsteigerung der Anlagentechnik.....	87
9.2.1	Maßnahmen zur Effizienzsteigerung der Heizungstechnik.....	88
9.2.1.1	Gebäudenetz und Heizungsunterstationen	88
9.2.1.2	Pumpen, Rohrleitungs- und Anlagentechnik.....	92
9.2.1.3	Hydraulischer Abgleich.....	94
9.2.2	Maßnahmen zur Verbesserung an der RLT-Technik.....	95
9.3	Einsatz energieeffizienter Beleuchtungstechnik.....	97
9.4	Mitarbeiterschulung zur Steigerung des Bewusstseins zur Energieeffizienz.....	99
9.5	System- und Maßnahmenempfehlung auf Vorzugsvariante.....	100
10	Ausblick und Zusammenfassung.....	102

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Übersicht das Areal der Bayerischen Verwaltungsschule in Holzhausen [1].....	12
Abbildung 2: CO ₂ -Bepreisung nach BEHG und Annahmen	14
Abbildung 3: Mehrkosten durch die CO ₂ -Bepreisung nach Heizenergieträger.....	15
Abbildung 4: Heizölkessel des Gebäudenetzes.....	22
Abbildung 5: Ausgangsbasis Gebäudenetz [1]	24
Abbildung 6: Monatlicher Gesamtwärmebedarf des Gebäudenetzes	25
Abbildung 7: Jahresdauerlinie des thermischen Leistungsbedarfs Gebäudenetz	26
Abbildung 8: Jahresdauerlinie des thermischen Leistungsbedarfs mit bestehender Erzeugungsstruktur.....	27
Abbildung 9: Jahresdauerlinie des thermischen Leistungsbedarfs Verwaltungsleiterhaus.....	28
Abbildung 10: Lastgang Strom BVS aus dem Jahr 2023	29
Abbildung 11: Jahresdauerlinie des elektrischen Leistungsbedarfs	30
Abbildung 12: geeignete Dachflächen zur solaren Nutzung auf dem Gelände der BVS [1].....	33
Abbildung 13: Lastgang PV-Erzeugung (braun) und Strombedarf BVS (grün)	37
Abbildung 14: Jahresdauerlinie Lufttemperatur der Wetterstation Wielenbach für 2021 [2].....	39
Abbildung 15: Ersteinschätzung für oberflächennahe Entzugssysteme am Standort [3]	40
Abbildung 16: Jahresdauerlinie Wassertemperatur Ammersee in 1 m Tiefe für 2021 gemessen an der Ammerseeboje [8].....	43
Abbildung 17: Hargassner Energiemodul beispielhaft [10]	48
Abbildung 18: Mögliche Position des Heizcontainers	49

Abbildung 19: Individuelles Heizhaus [11]	50
Abbildung 20: Mögliche Abmessungen Heizhaus [11]	50
Abbildung 21: alternativer Leitungsverlauf Gebäudenetz [1]	53
Abbildung 22: thermische Jahresdauerline mit Wärmeerzeugern der Variante 1.0	55
Abbildung 23: thermische Jahresdauerline mit Wärmeerzeugern der Variante 1.1	57
Abbildung 24: thermische Jahresdauerline mit Wärmeerzeugern der Variante 1.2	58
Abbildung 25: thermische Jahresdauerline mit Wärmeerzeugern der Variante 1.3	60
Abbildung 26: Lastgang PV-Stromerzeugung (braun) gegenübergestellt zum Allgemeinstromverbrauch (grün) und Stromverbrauch der Luft- Wärmepumpe (rot)	61
Abbildung 27: thermische Jahresdauerline mit Wärmeerzeugern der Variante 2.0	62
Abbildung 28: Lastgang PV-Stromerzeugung (braun) gegenübergestellt zum Allgemeinstromverbrauch (grün) und Stromverbrauch der Grundwasser/Uferfiltrat-Wärmepumpe (rot)	63
Abbildung 29: thermische Jahresdauerline mit Wärmeerzeugern der Variante 2.2	64
Abbildung 30: thermische Jahresdauerline mit Wärmeerzeugern der dezentralen Versorgung im Verwaltungsleiterhaus	66
Abbildung 31: Investitionskosten der Varianten	71
Abbildung 32: Investitionskosten der Varianten mit Einbeziehung von Fördermitteln	73
Abbildung 33: jährlich anfallende Kosten und Wärmegestehungskosten aller Varianten	76
Abbildung 34: Sensitivitätsanalyse bezüglich der Energiekosten	78
Abbildung 35: Sensitivitätsanalyse bezüglich der Investitionskosten	79
Abbildung 36: totale CO ₂ -Emissionen der betrachteten Gebäudenetzvarianten	83
Abbildung 37: Erweitertes Gebäudenetz [1]	89
Abbildung 38: Heizungsunterstation (Gebäude Sieben Eichen Mittelbau)	90

Abbildung 39: Übergabestation und Frischwasserstation [13].....	91
Abbildung 40: Bestand Heizungsunterstation Sieben Eichen Südgebäude.....	94
Abbildung 41: RLT-Anlage Zentralgebäude	97
Abbildung 42: Beispiel EU-Energielabel	100

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Übersicht der Potenziale erneuerbarer Energien und Abwärme	31
Tabelle 2: Ergebnisse Voruntersuchung EE- und Abwärmepotenzial	31
Tabelle 3: Nutzbare Dachflächen auf den Gebäuden	34
Tabelle 4: Potenzial Solarthermie auf den Dachflächen der BVS.....	35
Tabelle 5: Potenzial PV auf den Dachflächen der BVS	36
Tabelle 6: Ergebnis erweiterte Untersuchung Solarthermie/PV	37
Tabelle 7: Bodenparameter für Erdwärmekollektoren am Standort.....	41
Tabelle 8: Ergebnisse erweiterte Untersuchung Umweltwärmequellen	45
Tabelle 9: Ergebnis erweiterte Untersuchung Biomasse.....	47
Tabelle 10: Ergebnis erweiterte Untersuchung Wärmespeicher	51
Tabelle 11: Wärmeversorgungsvarianten für das Gebäudenetz.....	54
Tabelle 12: Energiemengen Variante 1.0	55
Tabelle 13: Energiemengen Variante 1.1	57
Tabelle 14: Energiemengen Variante 1.2	59
Tabelle 15: Energiemengen Variante 1.3	60
Tabelle 16: Energiemengen Variante 2.0	62
Tabelle 17: Energiemengen Variante 2.2	64
Tabelle 18: verbrauchsgebundene Kosten der einzelnen Varianten	75
Tabelle 19: Primärenergie- und CO ₂ -Bilanz für Ist-Zustand und Varianten des Gebäudenetzes und Verwaltungsleiterhauses.....	82

NOMENKLATUR

AELF	Amt für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BVS	Bayerische Verwaltungsschule
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
COP	Coefficient of Performance
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
el	Elektrisch
EM	Einzelmaßnahmen
fp-Faktor	Primärenergiefaktor
FU	Frequenzumrichter
GEG	Gebäudeenergiegesetz
HLS	Heizung, Lüftung und Sanitär
IfE	Institut für Energietechnik
iSFP	Individueller Sanierungsfahrplan
JDL	Jahresdauerlinie
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KMR	Kunststoffmantelrohr
KSG	Klimaschutzgesetz
MSR	Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik
NGF	Nettogrundfläche
NWG	Nichtwohngebäude
P _{th}	Thermische Leistung
PV	Photovoltaik
RLM	Registrierende Leistungsmessung

RLT	Raumlufttechnik
SHK	Sanitär-, Heizungs- und Klimatechnik
SPL	Spitzenlast
TFZ	Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe
th	Thermisch
UG	Untergeschoss
U-Wert	Wärmedurchgangskoeffizient
VBH	Vollbenutzungsstunden
WG	Wohngebäude
WP	Wärmepumpe
WRG	Wärmerückgewinnung
WW	Warmwasser

1 Allgemeine Informationen

Die Bayerische Verwaltungsschule (BVS) betreibt mit dem Bildungszentrum Holzhausen am Ammersee eine ihrer zentralen Einrichtungen zur Aus- und Fortbildung von Beschäftigten im öffentlichen Dienst. Inmitten des oberbayerischen Fünfseenlands gelegen, bietet das Bildungszentrum moderne Schulungsräume, Unterkünfte und eine Infrastruktur, die konsequent auf praxisnahe und zukunftsorientierte Weiterbildung ausgerichtet ist.

Die BVS hat sich das Ziel gesetzt, ihre Standorte nach und nach energieeffizienter und nachhaltiger zu gestalten. Am Bildungszentrum Holzhausen wurde bereits eine Vielzahl energetischer Maßnahmen betrachtet. Nun soll im Rahmen der weiteren energetischen Optimierung der Einsatz von Effizienzsteigerungsmaßnahmen, neuer Energieversorgungsanlagen und weiterer Systemempfehlungen geprüft und schrittweise eingeführt werden. Der Standort am Ammersee soll dabei als Pilotprojekt und Vorbild für die weiteren Standorte der BVS dienen.

Ziel ist es, neben der Steigerung der Energieeffizienz auch eine höhere Unabhängigkeit von klassischen Energieversorgungsstrukturen zu erreichen und dadurch die Liegenschaften auf den zukünftigen Energiemarkt vorzubereiten. Besonderes Augenmerk liegt auf der Sektorenkopplung zwischen Strom- und Wärmeversorgung, um Synergien optimal zu nutzen. Im Rahmen des Energiekonzeptes soll dabei zunächst die Ist-Situation in der bestehenden Energieversorgung detailliert geprüft werden und verschiedene Maßnahmen zur Optimierung und Umstellung auf eine klimaneutrale Versorgung untersucht werden. Das Gesamtenergiekonzept ist als Entscheidungsgrundlage für Investitionen zur Energieeinsparung, zur Effizienzsteigerung und zum Einsatz erneuerbarer Energien geplant. Dabei sollen sowohl die Wärmeversorgung als auch die Stromversorgung mitberücksichtigt werden.

2 Beschreibung des Standortes

Die Bayerische Verwaltungsschule betreibt fünf Bildungszentren in Bayern. Diese sind über den Freistaat in den Ortschaften Holzhausen am Ammersee, München, Nürnberg, Lauingen (Donau) und Neustadt a.d. Aisch verteilt. Das Bildungszentrum befindet sich in Holzhausen, einem Ortsteil der Gemeinde Utting und ist seit Jahrzehnten ein fester Bestandteil der Fort- und Weiterbildung in der bayerischen Verwaltung. Die Lage ist direkt am Ufer des Ammersees und mit einer Fläche von über 40.000 m² ist ein hohes Potenzial zur Integration von Erneuerbaren Energien in die Energieversorgung möglich. Auf dem Grundstück befinden sich mehrere Gebäude mit unterschiedlicher Nutzung. Im Zentralgebäude sind unter anderem das Foyer, die Mensa und der Verwaltungsbereich untergebracht. In den Gebäudeteilen Panorama Föhreneck und Sieben Eichen sind insgesamt 14 Seminarräume und 145 Gästezimmer mit 200 Betten zu finden. Zusätzlich gibt es noch zwei weitere Gebäude am Grundstück mit dem Dozentenhaus und dem Verwaltungsleiterhaus. Der Standort wurde kontinuierlich modernisiert und erweitert, zuletzt etwa durch die Sanierung von Unterkünften und Seminarräumen. Nachhaltigkeit und Energieeffizienz spielen dabei eine zentrale Rolle.

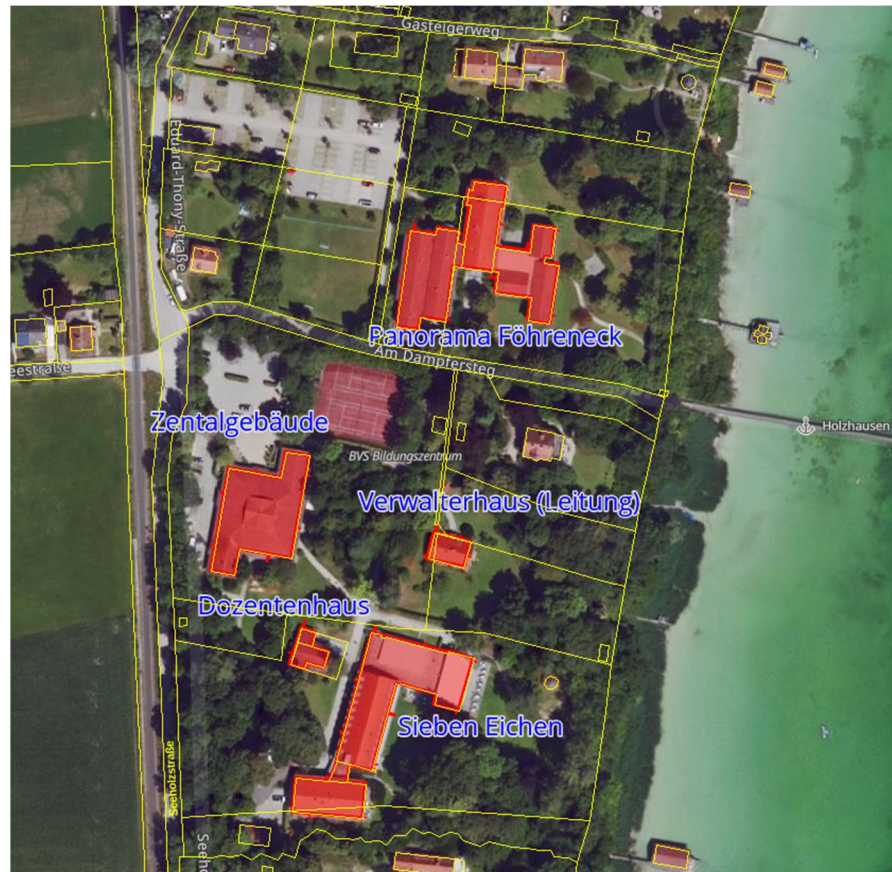


Abbildung 1: Übersicht das Areal der Bayerischen Verwaltungsschule in Holzhausen [1]

3 Rahmenbedingungen der Energieversorgung

3.1 Gesetzliche Rahmenbedingungen

3.1.1 Gebäudeenergiegesetz

Das Gebäudeenergiegesetz (GEG) ist seit dem 01.11.2020 in Kraft und wurde zuletzt zum 01.01.2024 novelliert. Es bildet die zentrale rechtliche Grundlage für die energetische Bewertung von Gebäuden in Deutschland und regelt sowohl den sparsamen Einsatz von Energie als auch den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien zur Wärmeversorgung. Für die Wärmeerzeugung der Liegenschaft der Bayerischen Verwaltungsschule in Utting sind insbesondere die Vorgaben des § 71 GEG relevant: Seit dem 01.01.2024 muss jede neu eingebaute Heizungsanlage – sowohl im Neubau als auch im Bestand, bei Wohn- wie Nichtwohngebäuden – mindestens 65 % erneuerbare Energien oder unvermeidbare Abwärme nutzen. Eigentümer können diesen Nachweis durch individuelle Lösungen oder durch die im Gesetz vorgesehenen pauschalen Erfüllungsoptionen erbringen, wie etwa den Anschluss an ein Wärmenetz (§ 71b), elektrisch angetriebene Wärmepumpen (§ 71c), solarthermische Anlagen (§ 71e), Biomasseheizungen oder Hybridlösungen (§§ 71f–71h). Bestehende fossil betriebene Heizungen dürfen grundsätzlich weiterbetrieben und im Schadensfall repariert werden; ist eine Anlage jedoch irreparabel defekt oder älter als 30 Jahre, muss sie ersetzt werden. Für Bestandsgebäude wie die BVS in Utting gilt die 65 %-EE-Anforderung erst nach Abschluss der kommunalen Wärmeplanung, spätestens jedoch ab Juli 2028, da es sich bei Utting um eine Kommune mit weniger als 100.000 Einwohnern handelt. Darüber hinaus sind stufenweise steigende Anteile erneuerbarer Energien auch für weiterhin betriebene fossile Anlagen vorgeschrieben: ab 2029 mindestens 15 %, ab 2035 mindestens 30 %, ab 2040 mindestens 60 % und spätestens ab 2045 vollständige Klimaneutralität. Die Nutzung fossiler Brennstoffe zur Wärmeerzeugung ist nach dem GEG nur noch bis zum 31.12.2044 zulässig. Eigentümer können in Härtefällen eine Befreiung von der Pflicht zum Heizen mit erneuerbaren Energien erlangen. Grundsätzlich setzt aber das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) eine Netto-Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 fest. Es ist nicht davon auszugehen, dass das Verbrennungsverbot ab 2045 durch die neue Bundesregierung abgeschafft wird. Für die

derzeitige Wärmeversorgung der Bayerischen Verwaltungsschule mit zwei Ölkesseln bedeutet dies, dass mittelfristig eine Umstellung auf erneuerbare Energien oder die Anbindung an ein klimaneutrales Wärmenetz erforderlich wird.

3.1.2 Brennstoffemissionshandelsgesetz

Im Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) wird durch den Gesetzgeber seit dem Jahr 2021 der Emissionshandel für die Sektoren Wärme und Verkehr geregelt. Hierbei schreibt der Gesetzgeber für den Zeitraum von 2021 bis einschließlich 2025 einen stetig steigenden Festpreis pro Tonne CO₂ u.a. für die Verbrennung von fossilen Energieträgern zur Wärmeversorgung vor und definiert für den Zeitraum danach ein Handelssystem mit einem Preiskorridor zwischen zunächst 55 € und 65 € pro Tonne CO₂. Die im Modell hinterlegten Preise sind nachfolgend in Abbildung 2 dargestellt.

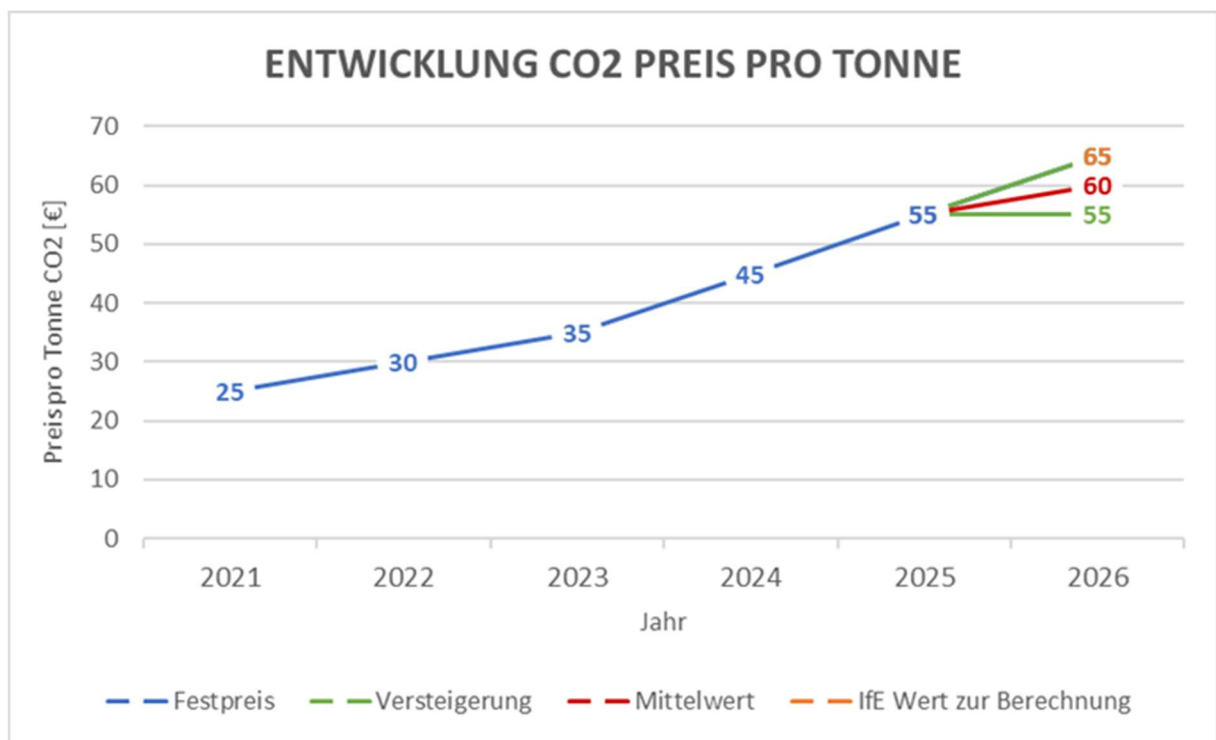


Abbildung 2: CO₂-Bepreisung nach BEHG und Annahmen

Abbildung 3 zeigt die Mehrkosten in ct/kWh je Energieträger für Heizöl, Erdgas und Flüssiggas, die durch die CO₂-Bepreisung entstehen. Für das Jahr 2026 sind dabei verschiedene Szenarien dargestellt.

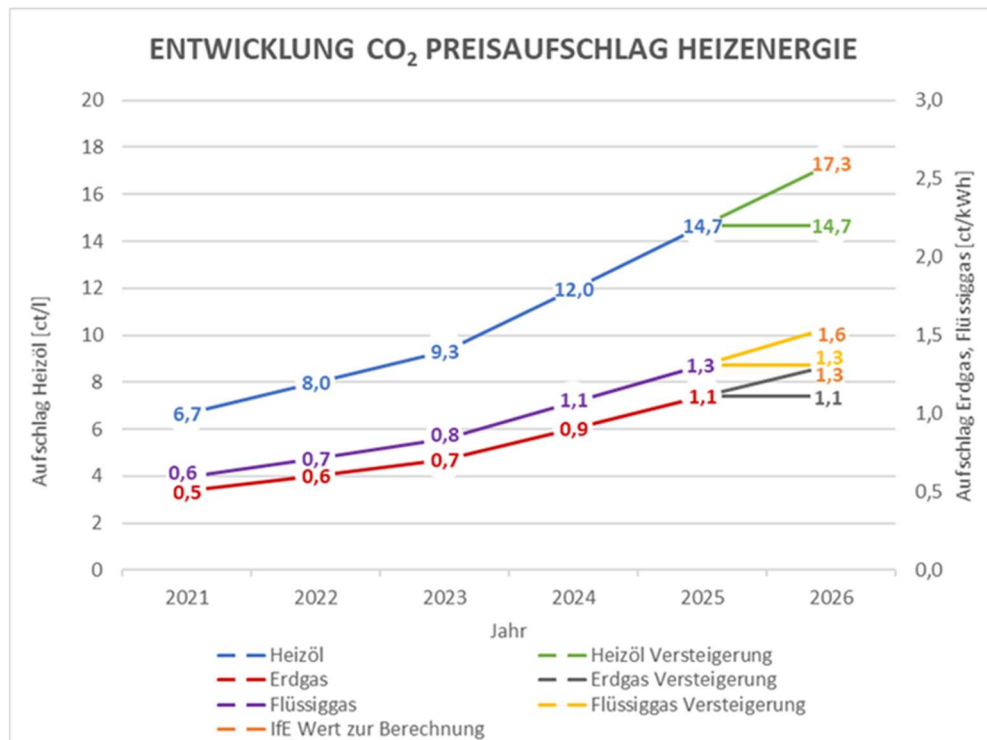


Abbildung 3: Mehrkosten durch die CO₂-Bepreisung nach Heizenergieträger

3.1.3 Allgemeine Hinweise zur Entwicklung der Energiepreise

Im Rahmen der derzeitigen Entwicklungen im energie- und geopolitischen sowie energiewirtschaftlichen Umfeld ist es derzeit nicht möglich, die mittel- bis langfristige preisliche Entwicklung der Kosten bei Energieträgern und Brennstoffen abzuschätzen.

Die Preise für z.B. Erdgas und Strom haben sich gegenüber dem Allzeithoch 2022 deutlich erhöht, teilweise mehr als halbiert. Allerdings liegen die Energiepreise noch deutlich über den Werten von 2020. Auch die Preise für regenerative Brennstoffe wie Pellets oder Hackgut sind wieder deutlich gesunken, aber preislich deutlich über den Werten von 2020. Das vorherrschende Preisniveau wird sich auch in absehbarer Zeit nach derzeitigem Stand der Dinge kaum mehr verringern. Die Verschärfung durch den momentan herrschenden Krieg in der Ukraine ist nunmehr weniger deutlich zu spüren.

Der Trend bei der Energieversorgung im Wärmesektor sowie die politischen Weichenstellungen gehen derzeit in Richtung Wärmepumpen. Beispielsweise setzt die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) mit einer erstmaligen Betriebskostenförderung für Wärmepumpen Anreize in diese Richtung. Die CO₂-Emissionen von Wärmepumpen werden sich

jedoch auch unabhängig von einer möglichen, direkten PV-Stromnutzung in Zukunft sukzessive verringern. Das geschieht im Zuge des weiteren Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Stromnetz, d.h. je „grüner“ der deutsche Strommix wird, desto stärker sinken die CO₂-Emissionen von Wärmepumpen.

3.2 Prüfung von Fördermöglichkeiten

Im Rahmen des Energiekonzepts wurden verschiedene Fördermöglichkeiten betrachtet und geprüft, auf welche Förderprogramme zugegriffen werden kann. Nachfolgend werden verschiedene Förderprogramme vorgestellt, mit denen derzeit die Errichtung von Energieversorgungsanlagen gefördert werden können. Die Gewährung der Fördermittel ist dem Fördermittelgeber überlassen und ist im Einzelfall detailliert zu prüfen.

Hinweise zu den Förderungen

Ein Rechtsanspruch des Antragstellers auf Zuwendungen besteht nicht. Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle sowie das Technologie- und Förderzentrum 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 anzupassen.

Sonderförderungen wie beispielsweise eine Innovationsförderung (Staubemissionen) werden nicht berücksichtigt. Hier sind zur Gewährung Referenzmessungen erforderlich, die im Rahmen der Studie nicht erfolgen können.

Über die hier genannten Investitionsförderungen hinaus erfolgt für Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung eine indirekte Förderung anhand von Vergütungssätzen, welche in den entsprechenden Gesetzestexten festgelegt sind. So erfolgt eine Vergütung von Strom aus PV-Anlagen anhand der Vergütungssätze aus dem EEG.

Die nachfolgenden Förderprogramme kommen für die vorliegende Konstellation aus Gebäudenetz sowie zugehöriger Energieerzeugung in Frage und wurden auf ihre Eignung hin geprüft.

3.2.1 Förderprogramm „BioWärme Bayern“ des Freistaates Bayern durch das Technologie-Förderzentrum (TFZ)

Gefördert werden im Förderprogramm BioWärme Neuinvestitionen zur Errichtung von automatisch beschickten Biomasseheizanlagen mit einer thermischen Nennleistung ab 60 kW_{th} (z.B. Hackschnitzel- oder Pelletheizungen) und zugehörigen energieeffizienten Wärmenetzen.

Zuwendungsfähig sind die Investitionskosten des Biomasseheizwerks, einschließlich der biomassespezifischen Anlagenteile, des Wärmespeichers, der hydraulischen Anlagen, der notwendigen baulichen Anlagen sowie anteiliger Planungskosten. Diese Kosten müssen durch detaillierte Angebote belegt und deren Plausibilität nachgewiesen werden. Die Bagatellgrenze beträgt 5.000 € für das Projekt. Die Förderobergrenze beträgt für Biomasseheizwerke 350.000 € und für zugehörige Wärmenetze 100.000 €.

Es dürfen andere staatliche Mittel für denselben Zweck in Anspruch genommen werden, sofern der Subventionswert aller ausgereichten staatlichen Mittel 45 - 65 % der förderfähigen Kosten nicht übersteigt (nach Unternehmensgröße gestaffelt). Falls eine Kumulierung mit der aktuellen Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) angestrebt wird, ist es zu empfehlen sich frühzeitig mit dem TFZ in Verbindung zu setzen, damit kein vorzeitiger Vorhabenbeginn in Bezug auf die BioWärme Bayern eintritt und die Fördermittel dadurch nicht mehr bewilligt werden können. **Sofern für das Projekt bereits ein Antrag nach aktueller BEG ge-**

stellt wurde, bevor ein vollständiger schriftlicher Antrag für das Förderprogramm Bio-Wärme Bayern am TFZ eingegangen ist, führt dies zu einem Förderausschluss für das Programm BioWärme Bayern.

Die wichtigsten Rahmenbedingungen für das Biomasseheizwerk:

- Vor der Antragstellung ist grundsätzlich eine Projektbesprechung erforderlich
- Das Vorhaben darf vor Bewilligung der Förderung noch nicht begonnen werden
- Die Biomassekessel müssen eine Auslastung von mindestens 1.500 Vollbetriebsstunden im Jahr erreichen (außer die Anlage läuft nur über einen begrenzten Jahreszeitraum)
- Pufferspeicher mit Mindestspeichervolumen von 30 l/kW Nennwärmeleistung
- Effizienter Netzbetrieb des Wärmenetzes mit weniger als 15 % Netzverlusten des Jahresenergiebedarfs oder einer Wärmebelegungsichte von mindestens 1,5 MWh/(m*a)
- Zweckbindung der geförderten Anlage von mindestens acht Jahren nach Inbetriebnahme
- Genehmigte Brennstoffe: naturbelassene Holzbrennstoffe und halmgutartige Biomasse (kein Einsatz von Gebraucht- und Althölzern)
- Spätestens zwei Jahre nach Vorhabenbeginn müssen alle Wärmeabnehmer Wärme abnehmen
- Die Grundförderung beträgt höchstens 20 %, bei mittleren Unternehmen höchstens 25 % und bei kleinen Unternehmen höchstens 30 % der zuwendungsfähigen Kosten. (Zusatzboni können die Förderung erhöhen)
- Fuel-Switch Bonus von 10 % der zuwendungsfähigen Kosten, falls zuvor mindestens 50 % des Jahresenergiebedarfs fossil erzeugt wurde und jetzt zu 100 % die Energie aus erneuerbaren Energien oder Abwärme bezogen wird
- Zusatzförderung von 5 % der zuwendungsfähigen Kosten für Biomasseheizsysteme mit Abgaswärmetauscher oder Abgaskondensationsanlage

Die wichtigsten Rahmenbedingungen für das zugehörige Wärmenetz:

- Wärme muss mindestens zu 75 % aus erneuerbaren Energien, Abwärme oder einer Kombination beider Quellen stammen
- Zuwendungsfähige Kosten sind hierbei Investitionskosten des Verteilnetzes und Hausübergabestationen für Bestandsgebäude
- Förderung für das Netz beträgt maximal 100 € pro Trassenmeter und maximal 1.800 € pro Hausübergabestation für Bestandsgebäude
- Schwellenwert der De-minimis-Verordnung: maximal 300.000 € innerhalb von drei Steuerjahren pro Unternehmen

Hinweis: Weitere Informationen können unter www.tfz.bayern.de/foerderung/ abgefragt werden.

3.2.2 Förderprogramm „Bundesförderung für effiziente Gebäude“

Die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) ist ein zentrales Instrument der Bundesregierung zur Unterstützung von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors. Die Förderung erfolgt seit 2024 nicht mehr über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), sondern über die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) und wurde zuletzt zum 01.01.2025 reformiert und an die aktuellen Klimaziele angepasst.

Die BEG gliedert sich aktuell in drei Teilprogramme:

- BEG WG – Wohngebäude Energieberatungen (Effizienzhaus KfW)
- BEG NWG – Nichtwohngebäude Energieberatungen (Effizienzhaus KfW)
- BEG EM – Einzelmaßnahmen für Wohn- und Nichtwohngebäude

Für die Bayerische Verwaltungsschule in Utting sind insbesondere die Programme BEG NWG (Nichtwohngebäude) sowie BEG EM (Einzelmaßnahmen) relevant.

Das Programm BEG NWG fördert umfassende Sanierungen von Nichtwohngebäuden als Effizienzgebäude mittels Zuschusses oder Kredit mit Tilgungszuschuss, wobei öffentliche Einrichtungen antragsberechtigt sind. Im Gegensatz zur WG-Förderung wird in der NWG-Förderung die Begrenzung der förderfähigen Ausgaben anhand der Nettogrundfläche (NGF) des Gebäudes statt pro Wohneinheit festgelegt. So gelten z. B. für Heizungsmaßnahmen bei Gebäuden bis 150 m² NGF Höchstbeträge von 30.000 €, bei größeren Flächen gestaffelte Werte (z. B. 200 €/m² bis 400 m² NGF u. a.). Für andere Effizienzmaßnahmen liegt die Obergrenze bei bis zu 500 €/m² NGF.

Im Rahmen der BEG EM werden gezielt Einzelmaßnahmen zur Effizienzsteigerung und zur Umstellung auf erneuerbare Energien gefördert. Dazu zählen unter anderem:

- Einzelmaßnahmen an der Gebäudehülle (z. B. Dämmung, Fenster, Türen)
- Anlagentechnik (außer Heizung) (z. B. Lüftung, MSR-Technik)
- Anlagen zur Wärmeerzeugung (Heizungstechnik), darunter:
 - Solarkollektoranlagen
 - Biomasseheizungen
 - Wärmepumpen
 - Brennstoffzellenheizungen
 - Innovative Heiztechnik auf Basis erneuerbarer Energien
 - Errichtung, Umbau und Erweiterung eines Gebäudenetzes
 - Anschluss an ein Wärmenetz
- Heizungsoptimierung
- Fachplanung und Baubegleitung

Damit bestehen attraktive Fördermöglichkeiten für den perspektivisch notwendigen Ersatz der bestehenden Ölkessel durch erneuerbare Wärmeerzeugung.

Für die Maßnahme zum Heizungstausch gelten folgende **Fördersätze**:

- **Grundförderung:** 30 % der förderfähigen Kosten

- **Klimageschwindigkeitsbonus:** +20 % bei frühzeitigem Austausch fossiler Heizungen für selbstnutzende Eigentümer; **bei der BVS nicht anwendbar**
- **Einkommensbonus:** +30 % für selbstnutzende Eigentümer mit Einkommen < 40.000 €/Jahr; **bei der BVS nicht anwendbar**
- **iSFP-Bonus:** +5 % bei Umsetzung im Rahmen eines individuellen Sanierungsfahrplans
- **Maximale Förderquote:** bis zu 70 %
- **Förderfähige Kosten:** max. 30.000 € für Gebäude mit 150 m² Nettogrundfläche, danach gestaffelt in Abhängigkeit der NGF

Die Antragstellung erfolgt **vor Maßnahmenbeginn** über das BAFA (für Gebäudenetz und Einzelmaßnahmen) bzw. über die KfW (für Ergänzungskredite und Effizienzhaus-Sanierungen).

4 Erfassung und Analyse vom Energieverbrauch im Ist-Zustand

Hier wird der aktuelle Stand der Energieinfrastruktur und der Energieverbrauch dargestellt und erläutert.

4.1 Thermische Energie

Die Wärmeversorgung des gesamten Areals erfolgt zentral über ein Gebäudenetz, bei dem alle Gebäude bis auf das Verwaltungsleiterhaus angebunden sind. Im Zentralgebäude befindet sich die Heizzentrale, von welcher das Netz durch zwei baugleiche Heizölkessel gespeist wird. Bei den Kesseln handelt es sich um den Buderus SK 635 mit einer Nennleistung von 485 kW aus dem Jahre 2005. In Abbildung 4 ist ein Teilbereich der Heizzentrale mit den beiden Heizölkesseln zu sehen.



Abbildung 4: Heizölkessel des Gebäudenetzes

Zur Auswertung des Ölverbrauchs der BVS wurde der Öltankstand zum 9.1.2023 und zum 8.1.2024 verwendet und durch die Betankungen während des Jahres auf einen Ölverbrauch von rund 117.000 l geschlossen. Über den Verbrauch wurde unter Einbezug eines Faktors zur Witterungsbereinigung für das Jahr 2023, dem Heizwert von Heizöl und dem Wirkungsgrad des Kessels auf den Wärmebedarf des Gebäudenetzes geschlossen. Dieser beträgt etwa 1.146.000 kWh/a.

Von den beiden Kesseln ausgehend wird über einen Verteiler die Wärme zu den verschiedenen Bereichen im Zentralgebäude und zu den Wärmeleitungen des Gebäudenetzes transportiert. Bei den Leitungen handelt es sich um Kunststoffmantelverbundrohre (KMR). Diese haben ein Mediumrohr aus Stahl, umgeben von einer Wärmedämmung aus hartem Polyurethanschaum und ein Mantelrohr aus Polyethylen. Historisch gesehen wurde zuerst die Gebäudegruppe Panorama Föhreneck an das Gebäudenetz angebunden mit zwei Einzelrohren für jeweils Vor- und Rücklauf, welche einen Nenndurchmesser von jeweils DN 100 haben und von einem Mantelrohr mit DN 200 umgeben sind. Für diesen Leitungsabschnitt liegen die jeweiligen Pläne mit Leitungsverlauf vollständig für die Bearbeitung vor. Später wurden noch der Gebäudekomplex Sieben Eichen und das Dozentenhaus an die zentrale Wärmeversorgung angebunden. Das Dozentenhaus ist ausgehend vom Mittelgebäude von Sieben Eichen an das Netz angebunden. Hierbei liegen jedoch die Pläne der Leitungen nicht vor und es werden Annahmen für die Ausarbeitung des Ist-Zustandes getroffen. Als Nenndurchmesser der Leitung zur Anbindung von Sieben Eichen wurde von DN 80 und für die Verbindung von Sieben Eichen zum Dozentenhaus von DN 32 ausgegangen. In Abbildung 5 ist das Gebäudenetz mit Vor- und Rücklauf nach angenommenen Leitungsverlauf in der Webkarte des BVS-Geländes hinterlegt.



Abbildung 5: Ausgangsbasis Gebäudenetz [1]

Ausgehend von dem angenommenen Leitungsverlauf und Leitungsdimensionen wurden die Wärmeverluste über die Trasse näherungsweise bestimmt. Basierend auf der uns genannten Betriebsweise von 80/60 °C Vorlauf- und Rücklauftemperatur. Über diese Berechnung wurde auf Netzverluste in Höhe von ca. 53.000 kWh/a geschlossen.

Mit Hilfe der so genannten Gradtagmethode können anschließend monatliche Bedarfswerte aus dem Jahresheizwärmebedarf abgeleitet werden. Die Grundidee der Gradtagmethode basiert auf empirisch ermittelten Monatsbedarfswerten und deren Anteil am Jahresbedarf. In Abbildung 6 ist der monatliche Wärmebedarf für Heizung und Warmwasser der Liegenschaften inkl. des prozentualen Anteils der Wärmeverluste bezogen auf den Gesamtwärmeabsatz im Netz detailliert dargestellt.

Für den Energieanteil, welcher zur WW-Bereitung notwendig ist, wird aus Erfahrungswerten heraus für alle Liegenschaften ein prozentualer Anteil von 15 % des Wärmebedarfs angesetzt. Dieser beträgt somit etwa 164.000 kWh/a.

Der Wärmebedarfsanteil zur Trinkwarmwasserbereitung wird, wie auch die Leitungsverluste im Wärmenetz, vereinfacht konstant über die einzelnen Tage im Jahr hinweg verteilt.

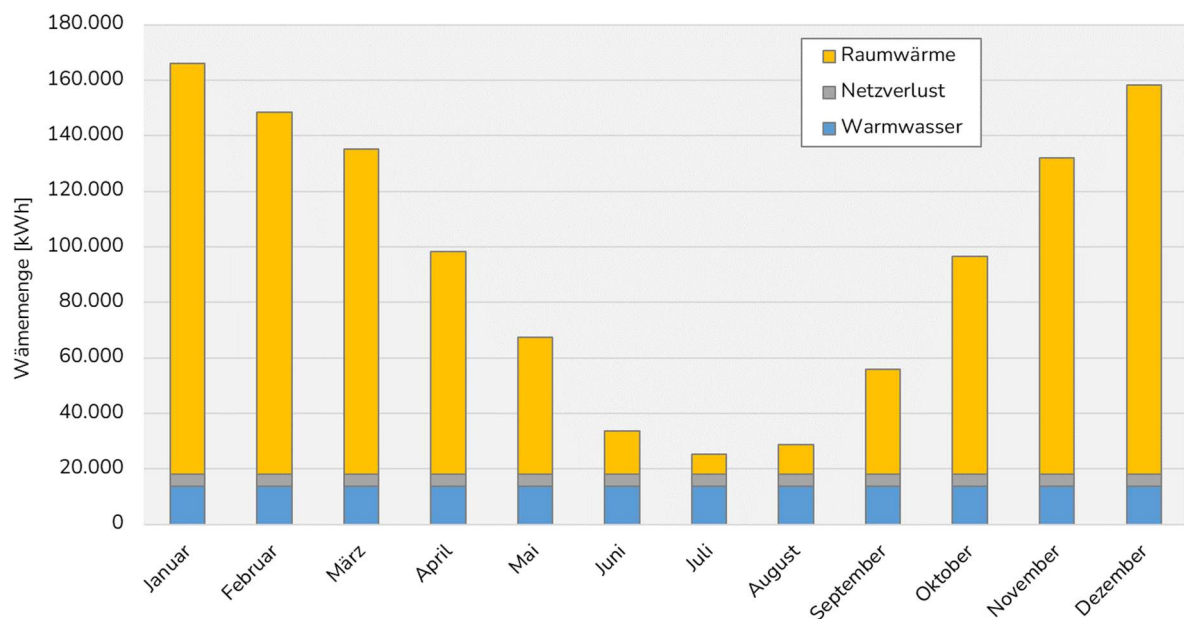


Abbildung 6: Monatlicher Gesamtwärmebedarf des Gebäudenetzes

Die Grundlast für Netzverluste und Warmwasserbereitung liegt konstant bei etwa 18.100 kWh_{th} pro Monat. Der Raumwärmebedarf schwankt zwischen 7.200 kWh_{th} je Monat im Sommer und 147.900 kWh_{th} je Monat im Winter.

Anhand des monatlichen Gesamtwärmebedarfs wird die geordnete Jahresdauerlinie des thermischen Energiebedarfs erstellt. Die geordnete thermische Jahresdauerlinie ist das zentrale Instrument für den Anlagenplaner. Die Fläche unter der Jahresdauerlinie entspricht dem Jahresnutzwärmebedarf inkl. der Wärmeverluste. Idealerweise sollten sich die meist modular aufgebauten, d.h. in Grund-, Mittel- und Spitzenlastmodule unterteilten Heizanlagenysteme 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 12831 und ersetzt nicht die technische Detailplanung.

In Abbildung 7 ist die geordnete thermische Jahresdauerlinie des Leistungsbedarfs des Gebäudenetzes dargestellt. Sie zeigt den geordneten Verlauf der thermischen Leistung über die Stunden eines gesamten Jahres (8.760 h). Die Sommermonate mit nahezu ausschließlich Trinkwarmwasserbedarf und der benötigten Wärme, um die Netzverluste zu decken, sind rechts außen zu finden, während der höchste Anforderungswert an den kältesten Tagen des Jahres auf der linken Seite des Graphen abzulesen ist.

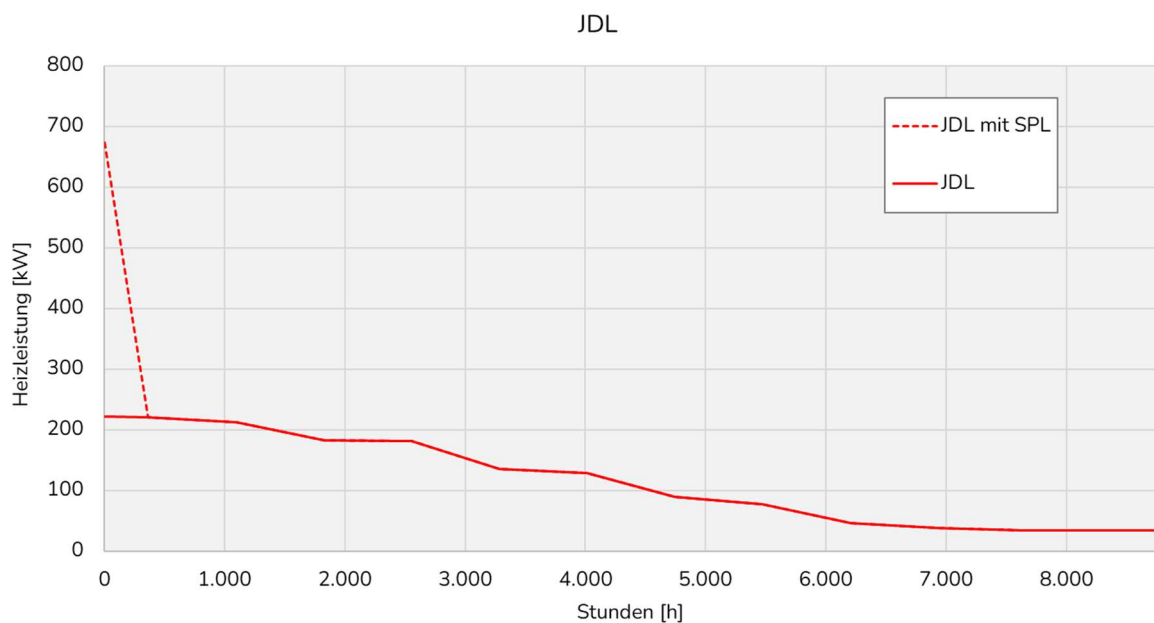


Abbildung 7: Jahresdauerlinie des thermischen Leistungsbedarfs Gebäudenetz

Zur Deckung der Grundlast ist eine Heizleistung von etwa 50 kW notwendig. Die Spitzenlast, welche über nur wenige Stunden im Jahr benötigt wird, beträgt ca. 670 kW.

Um den Ist-Zustand der Wärmeversorgung mit Ersatzvarianten vergleichen zu können wurde eine Referenzvariante mit den beiden bestehenden Heizölkesseln aufgestellt. Die thermische

Jahresdauerlinie der Referenzvariante mit den Wärmeerzeugern im Bestand ist in Abbildung 8 dargestellt.

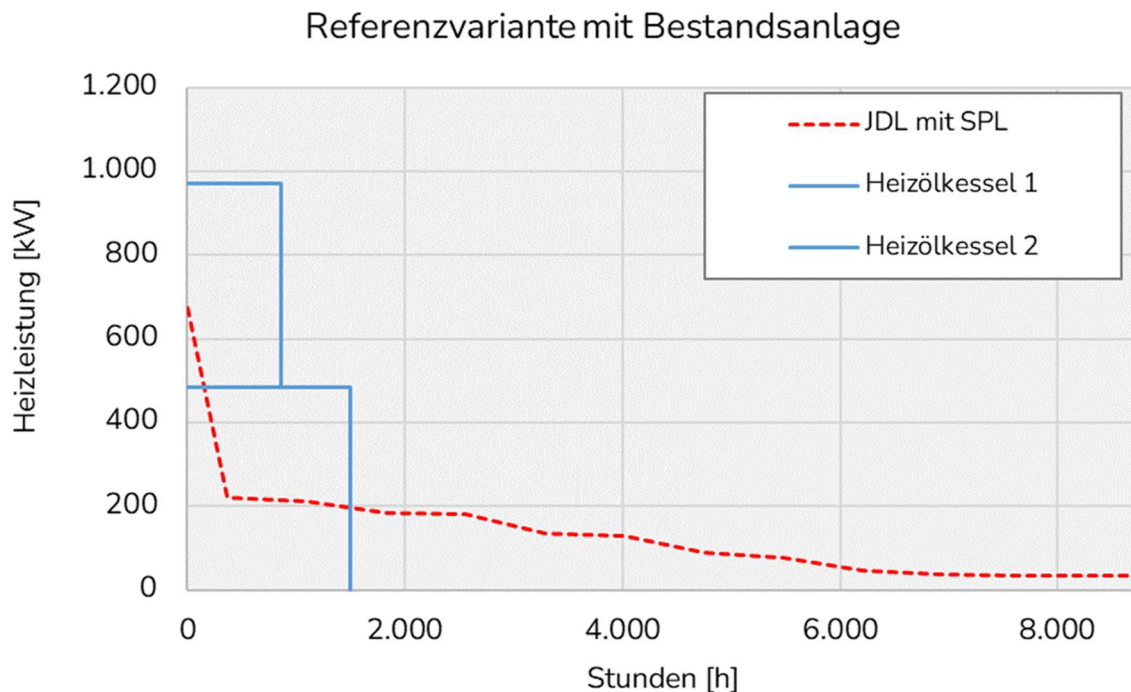


Abbildung 8: Jahresdauerlinie des thermischen Leistungsbedarfs mit bestehender Erzeugungsstruktur

Die genauen jährlichen Betriebsstunden der Heizkessel sind unbekannt und wurden für diese Variante angenommen.

Die Aufteilung des Wärmebedarfs auf die einzelnen Gebäude im Areal zum Vergleich der zentralen Versorgung mit dezentralen Optionen konnte nur über die beheizten Flächen der Gebäude näherungsweise bestimmt werden. Es sind zwar Wärmemengenzähler in den einzelnen Gebäuden installiert, jedoch liegen die Daten dazu über die letzten Jahre nicht vor.

Derzeit besteht keine hydraulische Trennung zwischen den einzelnen Gebäuden; das Wärmenetz ist als durchgehender Verbund ohne Entkopplung durch Hausübergabestationen ausgeführt. Vor einigen Jahren ist bereits ein Leckagefall aufgetreten, welcher aufgrund der fehlenden Entkopplung schwer zu lokalisieren war. Dadurch kam es zu einem erheblichen Wasserschaden, woraufhin eine Erneuerung des Netzes bereits in Erwägung gezogen wurde.

Im Gebäude des Verwaltungsleiters erfolgt die Wärmeversorgung noch dezentral über einen Heizölkessel des Modells Vitoladens 300-C der Firma Viessmann mit einer Nennleistung von 18 kW aus dem Jahre 2009. Dieser wird durch einen Trinkwasserspeicher unterstützt. Für die Berechnung des Wärmebedarfs des Verwaltungsleiterhauses wurden die vorhandenen Daten zum Ölverbrauch von 2020 bis 2022 zugrunde gelegt. Über den Einbezug des Witterungsfaktors dieser Jahre und dem Wirkungsgrad des Kessels wurde ein durchschnittlicher Wärmebedarf von ca. 22.300 kWh über diese Jahre berechnet.

Analog zum Gebäudenetz wurde auch für diese Liegenschaft eine Jahresdauerlinie des thermischen Leistungsbedarfs gebildet und ist in Abbildung 9 einsehbar.

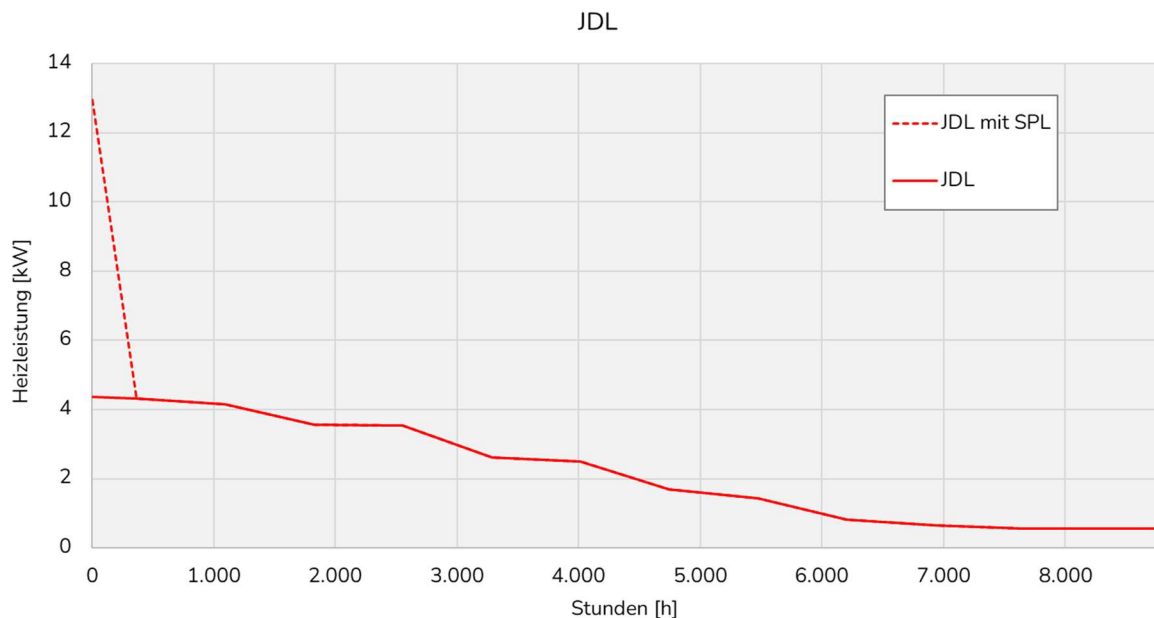


Abbildung 9: Jahresdauerlinie des thermischen Leistungsbedarfs Verwaltungsleiterhaus

Die Spitzenlast beträgt hierbei ca. 13 kW_{th} und über die meiste Zeit im Jahr werden Leistungen zwischen 1 kW_{th} und 4 kW_{th} benötigt.

4.2 Elektrische Energie

Die Bayerische Verwaltungsschule in Utting wird aktuell zu 100% über das Stromnetz der Bayernwerk Netz GmbH fremdversorgt. Da das BVS-Bildungszentrum einen jährlichen Stromverbrauch von über 100.000 kWh aufweist, ist eine registrierende Leistungsmessung

(RLM) vorgeschrieben. Die elektrische Energie wird daher in 15-Minuten-Intervallen erfasst und bildet die Grundlage für ein transparentes Lastprofil sowie eine netzdienliche Verbrauchsoptimierung. Die Ergebnisse dieser RLM für das Jahr 2023 sind als Lastgang in Abbildung 10 dargestellt.

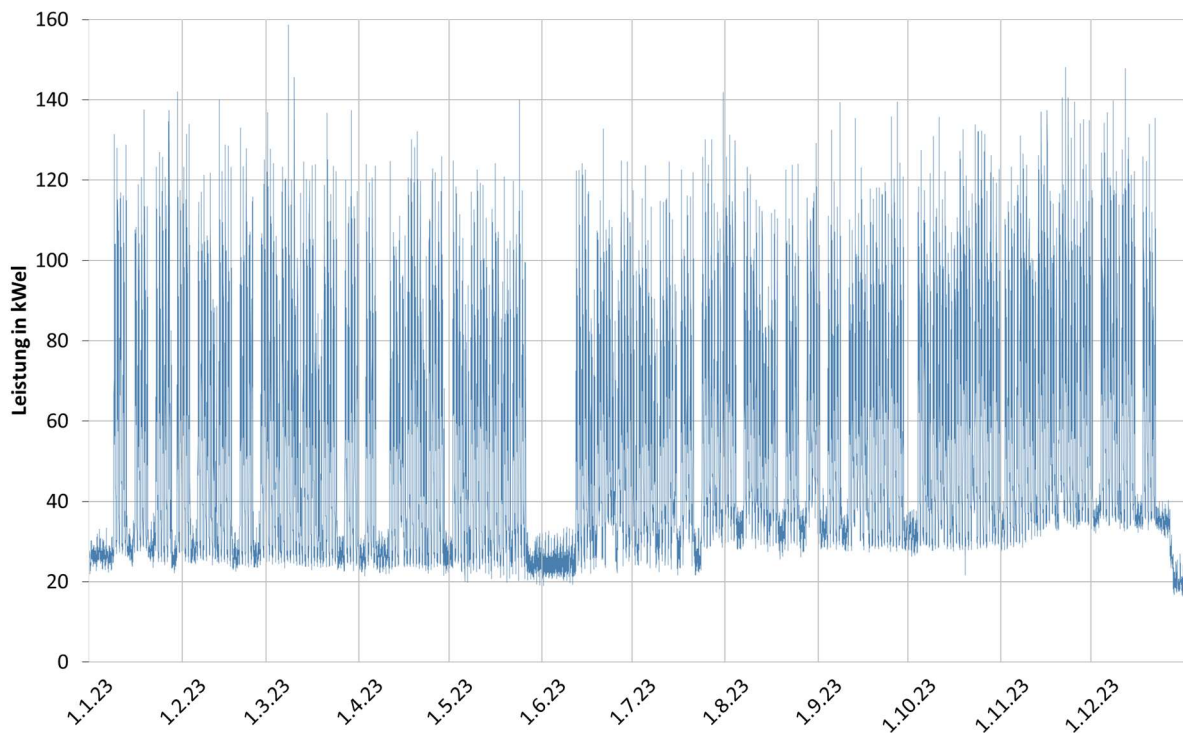


Abbildung 10: Lastgang Strom BVS aus dem Jahr 2023

Die Auswertung der Strombezugsdaten zeigt einen gleichmäßigen Verbrauchsverlauf mit einer Grundlast, die durch den Gebäudebetrieb und die Schulungsnutzung geprägt ist. Die Grundlast beträgt dabei immer mindestens 16 kW_{el} und hat ihren Minimalwert am 31.12.2023 zur Mittagszeit erreicht. Die maximale Leistungsspitze liegt bei rund 159 kW. Es sind keine großen Unterschiede in den Tagesverläufen über das Jahr zu erkennen.

Die Jahresdauerlinie des elektrischen Leistungsbedarfs ist in Abbildung 11 abgebildet.

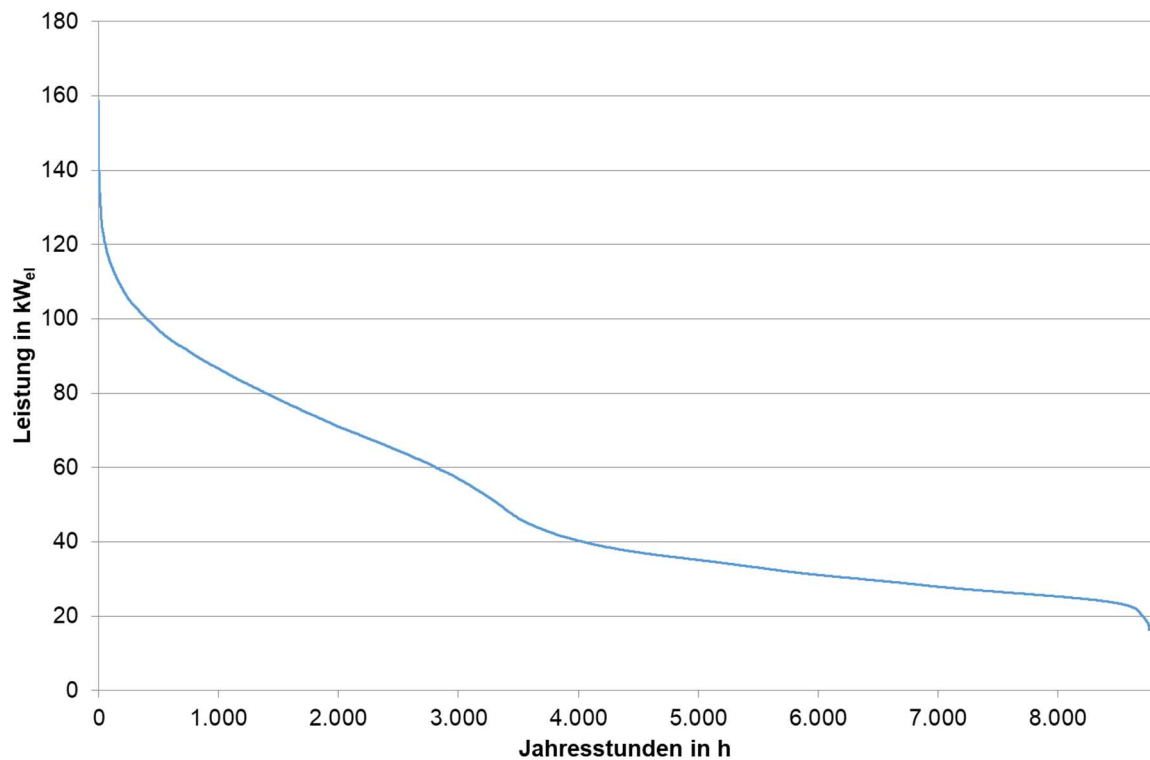


Abbildung 11: Jahresdauerlinie des elektrischen Leistungsbedarfs

Für zukünftige Erweiterungen und Modernisierungen der Strominfrastruktur – beispielsweise den Ausbau erneuerbarer Eigenerzeugung durch Photovoltaik – ist eine Anpassung der Infrastruktur erforderlich.

5 Potenzialermittlung erneuerbare Energien

Im Energiekonzept sollen Potenziale diverser Energiequellen überprüft werden. Bei jedem Potenzial erfolgt zuerst eine Voruntersuchung. Stellt sich hierbei heraus, dass für den Standort BVS Utting ein grundsätzliches Potenzial vorliegt, wird in einem weiteren Schritt eine detaillierte Untersuchung durchgeführt. Ergibt sich in der Voruntersuchung keine Nutzungsmöglichkeit, ist die Potenzialermittlung abgeschlossen. In Tabelle 1 sind alle zu prüfende Potenziale aufgelistet.

Tabelle 1: Übersicht der Potenziale erneuerbarer Energien und Abwärme

Potenziale erneuerbarer Energien und Abwärme
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien
Solarthermie
Tiefe Geothermie und sonstige geothermische Anlagen
Umweltwärme (Luft, Erdwärmekollektor, Erdwärmesonden, Grundwasser, Flusswasser, Seewasser, Abwasser, Niedertemperatur Abwärme)
Biomasse
Hochtemperatur-Abwärme
Integration von (Groß-)Wärmespeicher

5.1 Voruntersuchung

Bereits bei der Voruntersuchung der verschiedenen zu prüfenden Potenziale fallen mehrere EE- bzw. Abwärmepotenziale aufgrund der geografischen Lage bzw. der lokalen Gegebenheiten am Standort weg.

Tabelle 2: Ergebnisse Voruntersuchung EE- und Abwärmepotenzial

Untersuchtes Potenzial	Wärmequelle	Ergebnis der Voruntersuchung	Anmerkung
Solarthermie/PV	Solar	Potenzial vorhanden	Potenzial für Solaranlagen auf den Dächern der Gebäude
tiefe Geothermie	Erdreich	kein Potenzial	Aus Gründen des Grundwasserschutzes ist laut Umweltatlas Bayern nach derzeitigem

			Kenntnisstand eine tiefere Bohrung nicht erlaubt
Wärmepumpe 1	Umgebungsluft	Potenzial vorhanden	Wegen Effizienzgründen Betrieb nur in Sommer- und Übergangsmonaten sinnvoll
Wärmepumpe 2	Erdwärmekollektoren	Potenzial vorhanden	Potenzial zur Nutzung oberflächennaher Geothermie über Erdwärmekollektoren laut Umweltatlas Bayern vorhanden
Wärmepumpe 3	Erdwärmesonden < 100m	kein Potenzial	Aus Gründen des Grundwasserschutzes ist laut Umweltatlas Bayern nach derzeitigem Kenntnisstand eine tiefere Bohrung nicht erlaubt
Wärmepumpe 4	Grundwasser	Potenzial vorhanden	Potenzial zur Grundwassernutzung laut Umweltatlas Bayern vorhanden
Wärmepumpe 5	Oberflächengewässer	Potenzial vorhanden	Ammersee befindet sich direkt am Grundstück der BVS
Wärmepumpe 6	Abwasser	Potenzial vorhanden	BVS ist an die öffentliche Kanalisation angeschlossen
Wärmepumpe 7	Niedertemperatur Abwärme	kein Potenzial	keine Abwärmequelle im näheren Gebietsumgriff bekannt
Biomasse	Hackschnitzel	Potenzial vorhanden	Prüfung von Bezugsquellen / Energiemengen notwendig
Abwärme	Industrie	kein Potenzial	keine Abwärmequelle im näheren Gebietsumgriff bekannt
Wärmespeicher	Warmwasser	Potenzial vorhanden	Im Heizraum muss Platz für einen Pufferspeicher berücksichtigt werden

5.2 Erweiterte Untersuchung

5.2.1 PV/Solarthermie

Auf den Dächern der Gebäude sind bisher keine Solaranlagen installiert, weshalb dazu noch viel Potenzial auf den Dachflächen gegeben ist. Nachfolgende Abbildung und Tabelle zeigen das theoretische Potenzial in einer ersten Flächeneinschätzung des gesamten Standortes. Es wurden alle Dachflächen berücksichtigt, die nicht nach Norden ausgerichtet sind. Vor der Installation von Solaranlagen müsste die statische Tüchtigkeit des Daches noch überprüft werden.

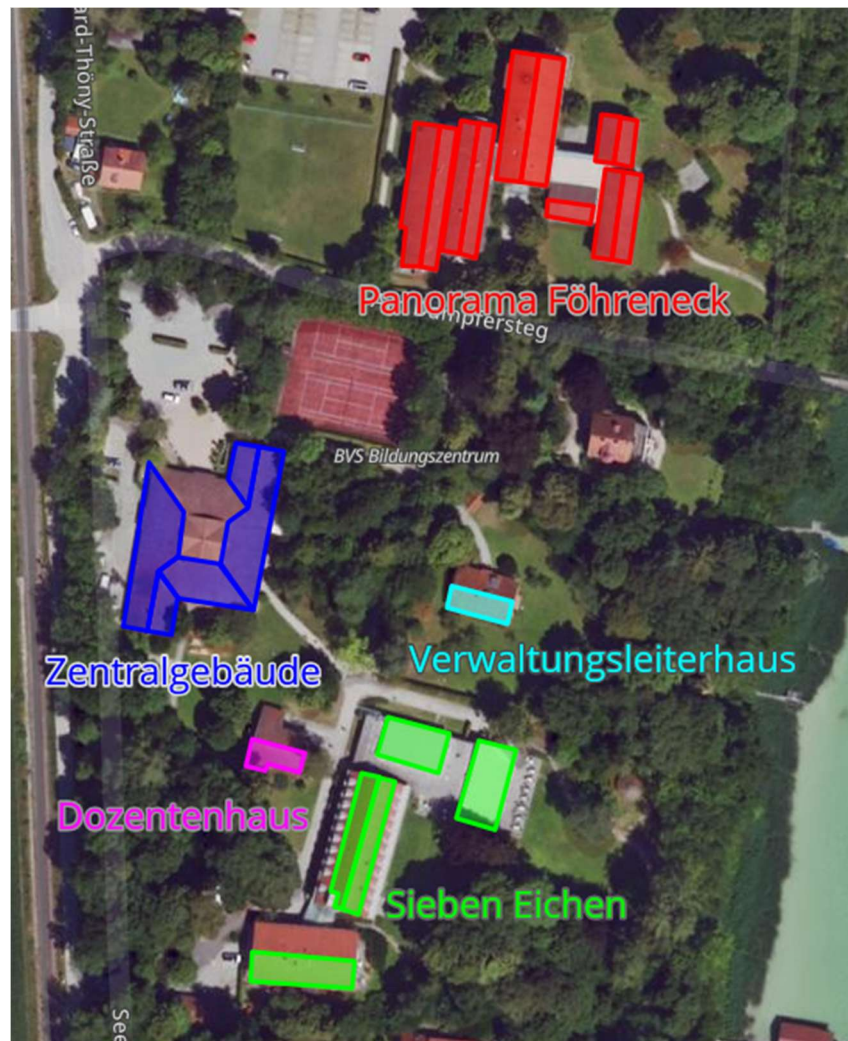


Abbildung 12: geeignete Dachflächen zur solaren Nutzung auf dem Gelände der BVS [1]

Zur Berechnung der nutzbaren Dachflächen wurden folgende Annahmen getätigt:

- Dachneigungswinkel:
 - Zentralgebäude: 10°
 - Panorama Föhreneck: 30°
 - Verwaltungsleiterhaus, Dozentenhaus, Sieben Eichen: 40°
 - Auf Flachdächern Südaufständigung (Solarthermie mit 40° und PV mit 10°)
- Faktor nutzbare Fläche des Daches: 0,85

Tabelle 3: Nutzbare Dachflächen auf den Gebäuden

Gebäude	Himmelsrichtung	nutzbare Dachfläche [m2]
Panorama Föhreneck	Osten	715
	Süden	55
	Westen	755
Zentralgebäude	Osten	330
	Süden	160
	Westen	345
Verwaltungsleiterhaus	Süden	105
Dozentenhaus	Süden	70
Sieben Eichen	Osten	170
	Süden	230
	Westen	150
	Südaufständigung	340
Summe nutzbarer Dachflächen		3.425

Das theoretisch zur Verfügung stehende Flächenangebot wurde mittels Simulation in mögliche auszukoppelnde Energiemengen und Leistungen umgewandelt. Dabei wurden allgemein folgende Annahmen hinterlegt:

- Spezifischer Ertrag anhand Globalstrahlungsdaten für Starnberg
- Annahmen für den Verschattungsgrad

Die Ergebnisse der Potenzialermittlung für Solarenergie werden in den nachfolgenden beiden Kapiteln näher erläutert.

5.2.1.1 Solarthermie

Zur Bestimmung des Solarthermiekapazitäts wurde zusätzlich ein Wärmespeicher für die Wärme mit 100 l pro Quadratmeter Kollektorfläche in der Simulation berücksichtigt, um die Wärmeerzeugung der Anlage von dem aufkommendem Wärmebedarf zeitlich zu entkoppeln. In einem ersten Schritt wurden alle Dächer vollständig mit Solarthermiekollektoren belegt, um das maximale Potenzial am Standort aufzuzeigen. Bei einer Vollbelegung wäre ein theo-

retischer Ertrag von ca. 1.670 MWh/a möglich, wodurch rein rechnerisch gesehen der gesamte Wärmebedarf am Areal gedeckt werden könnte. Der Ertrag aufgeschlüsselt auf die einzelnen Dachflächen wird in Tabelle 4 aufgezeigt.

Tabelle 4: Potenzial Solarthermie auf den Dachflächen der BVS

Gebäude	Himmelsrichtung	erzeugte Wärme Kollektor [kWh/a]
Panorama Föhreneck	Osten	343.000
	Süden	34.000
	Westen	305.000
Zentralgebäude	Osten	157.000
	Süden	84.000
	Westen	154.000
Verwaltungsleiterhaus	Süden	65.000
Dozentenhaus	Süden	37.000
Sieben Eichen	Osten	80.000
	Süden	144.000
	Westen	56.000
	Südaufständigung	213.000
Summe erzeugte Wärme		1.672.000

Da jedoch der Großteil der Solarenergie in den Sommermonaten wirksam wird und der größte Teil der Wärme im Winter benötigt wird, kann nicht die gesamte Menge genutzt werden. Die nutzbare Menge unter den gegebenen Voraussetzungen mit Berücksichtigung des Pufferspeichers liegt bei nur ca. 310 MWh/a. Es gibt also ohne größere saisonale Wärmespeicher sehr viel Wärme, die nicht genutzt werden kann. Solarthermieanlagen in diesem Größenbereich würden nur Sinn ergeben, wenn die sommerlichen Überschüsse in einem saisonalen Speicher in die Heizperiode transferiert werden können. Dieser Speicher müsste dabei so groß dimensioniert sein, dass immense Kosten anfallen würden, was wirtschaftlich nicht darstellbar wäre. In einem weiteren Schritt wurde versucht diesen Anteil deutlich zu verringern, indem nur die nach Süden ausgerichteten Dächer und die Flachdächer zur Aufständigung berücksichtigt wurden, welche das größte Potenzial zur Nutzung von Solarenergie haben. Über diese Flächen würde sich ein Ertrag von ca. 575 MWh/a erzielen lassen, von denen etwa 255 MWh/a direkt bilanziell und über den Speicher genutzt werden könnten.

5.2.1.2 Photovoltaik

Bei der Simulation des PV-Potentials wurde von 400 W Modulen ausgegangen. Ein Stromspeicher wurde bisher in der Simulation nicht berücksichtigt. Wird wieder die gesamte nutzbare Dachfläche zur PV-Belegung berücksichtigt, können nach Auswertung der Simulationsergebnisse etwa 650 kWp Leistung installiert werden. Der Gesamtstromertrag, den diese PV-Anlage erbringen würde, liegt bei etwa 635 MWh/a. Der Ertrag aufgeschlüsselt auf die einzelnen Dachflächen wird in Tabelle 5 aufgezeigt.

Tabelle 5: Potenzial PV auf den Dachflächen der BVS

Gebäude	Himmelrichtung	erzeugter Strom PV [kWh/a]
Panorama Föhreneck	Osten	131.400
	Süden	12.100
	Westen	142.200
Zentralgebäude	Osten	64.200
	Süden	34.300
	Westen	67.600
Verwaltungsleiterhaus	Süden	24.600
Dozentenhaus	Süden	14.600
Sieben Eichen	Osten	29.700
	Süden	52.700
	Westen	27.000
	Südaufständigung	34.500
Summe erzeugter Strom		634.900

Von dem erzeugten Strom könnten bilanziell etwa 230.000 kWh/a selbst genutzt werden, was somit einer Eigenverbrauchsquote von 36 % entspricht. Die restlichen 405.000 kWh Strom würden in das Stromnetz eingespeist werden. Durch die Installation einer PV-Anlage in diesem Umfang müssten damit nur noch 205.000 kWh/a Strom vom öffentlichen Stromnetz bezogen werden. Der PV-Erzeugungslastgang und der Strombedarfslastgang der BVS sind in Abbildung 13 gegenübergestellt

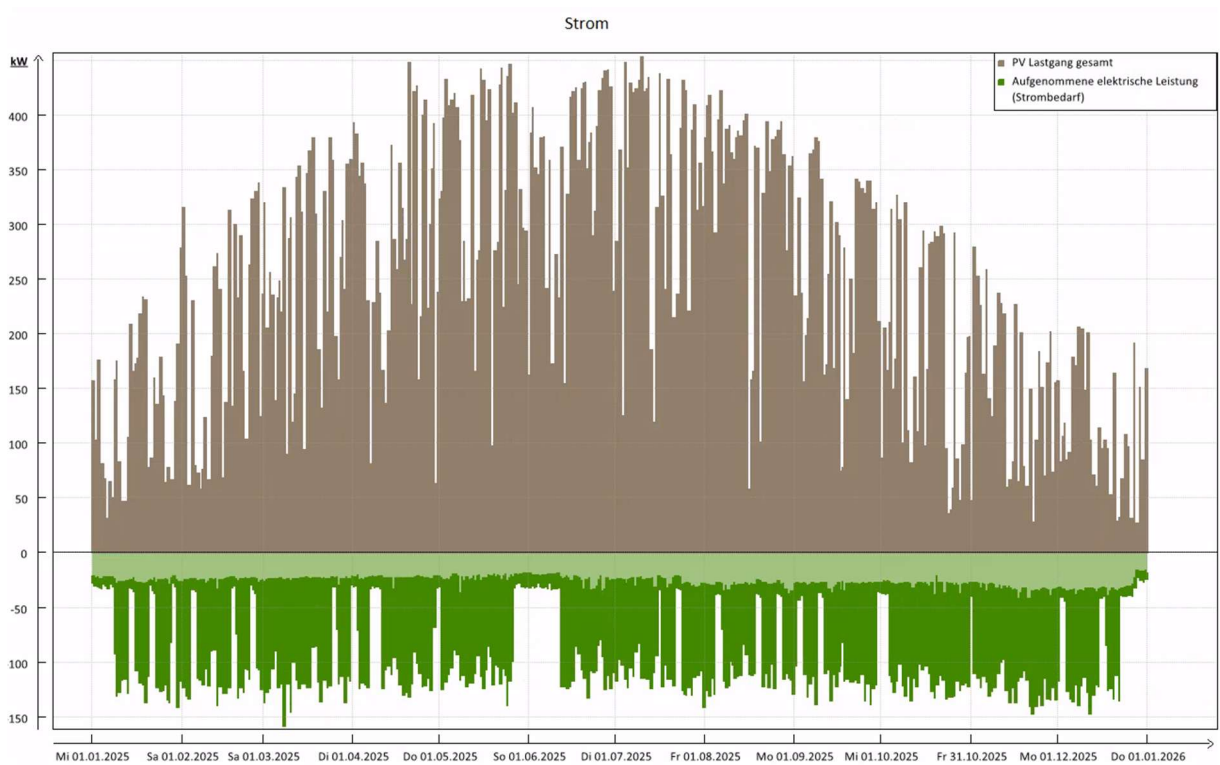


Abbildung 13: Lastgang PV-Erzeugung (braun) und Strombedarf BVS (grün)

Durch das Einbringen von Wärmepumpen in den Wärmeerzeugerpark würde der Strombedarf stark ansteigen und es könnten sich höhere Eigenverbrauchsquoten realisieren. Eine Analyse der Nutzung von konkret dimensionierten Wärmepumpen in Kombination mit PV-Anlagen erfolgt in Kapitel 6.

Fazit Untersuchung Solaranlagen

Die theoretisch erzeugbaren Energiemengen durch die vollständige Belegung der Dachflächen mit jeweils Solarthermie oder Photovoltaik sind in Tabelle 6 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 6: Ergebnis erweiterte Untersuchung Solarthermie/PV

Untersuchtes Potenzial			Ergebnis der erweiterten Untersuchung		
Potenzial Energie- erzeuger	Energie- quelle	Standort	Theoreti- sche Leis- tung	Theoretisch nutz- bare Energiemenge	Sonstiges
Solarthermie	Solar	Vollbelegung Dachflächen		1.672.000 kWh _{th}	

Photovoltaik	Solar	Vollbelegung Dachflächen	ca. 650 kWp	635.000 kWh _{el}	
--------------	-------	-----------------------------	-------------	---------------------------	--

Da die Solarthermieanlagen in Flächenkonkurrenz mit den PV-Anlagen stehen und diese auch dann einen Nutzen bringen, wenn der Strom nicht am Standort benötigt wird, der Strom flexibler genutzt werden kann, und außerdem einen wirtschaftlichen Vorteil haben und die Dachflächen nur begrenzt tatsächlich zur Verfügung stehen wird auch mit Ausblick auf die zukünftige Nutzung von Wärmepumpen eine vorrangige Nutzung der Dachflächen mit PV-Anlagen empfohlen.

5.2.2 Umweltwärme

In diesem Unterkapitel werden alle verfügbaren Umweltwärmequellen analysiert. Neben der Umgebungstemperatur, welche stets als EE-Potenzial gesehen werden kann, werden verschiedene oberflächennahe geothermische Energiequellen (Erdsonden, Erdkollektoren) untersucht. Die Umweltwärme kann mittels Wärmepumpen auf das benötigte Temperaturniveau für das Wärmenetz angehoben werden.

5.2.2.1 Luft-Wasser-Wärmepumpe

Ein ökonomisch und ökologisch sinnvoller Betrieb von Luft-Wärmepumpen kann nur bei ausreichend hohen Außenlufttemperaturen und möglichst geringen Netz-Vorlauftemperaturen bzw. Systemtemperaturen der Wärmesenke garantiert werden. Um die Sinnhaftigkeit eines Luft-Wasser-Wärmepumpenbetriebs ermitteln zu können, wurde anhand der Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes für die zum Standort der potenziellen Heizzentrale nächstgelegene Wetterstation Wielenbach das kälteste Jahr der letzten 5 Jahre ermittelt. Durch eine absteigende Sortierung der stündlichen Außenlufttemperaturen ergibt sich eine Jahresdauerlinie. Mithilfe dieser Darstellung können die Betriebsstunden bei bestimmten Quelltemperaturen abgelesen werden (s. Abbildung 14).

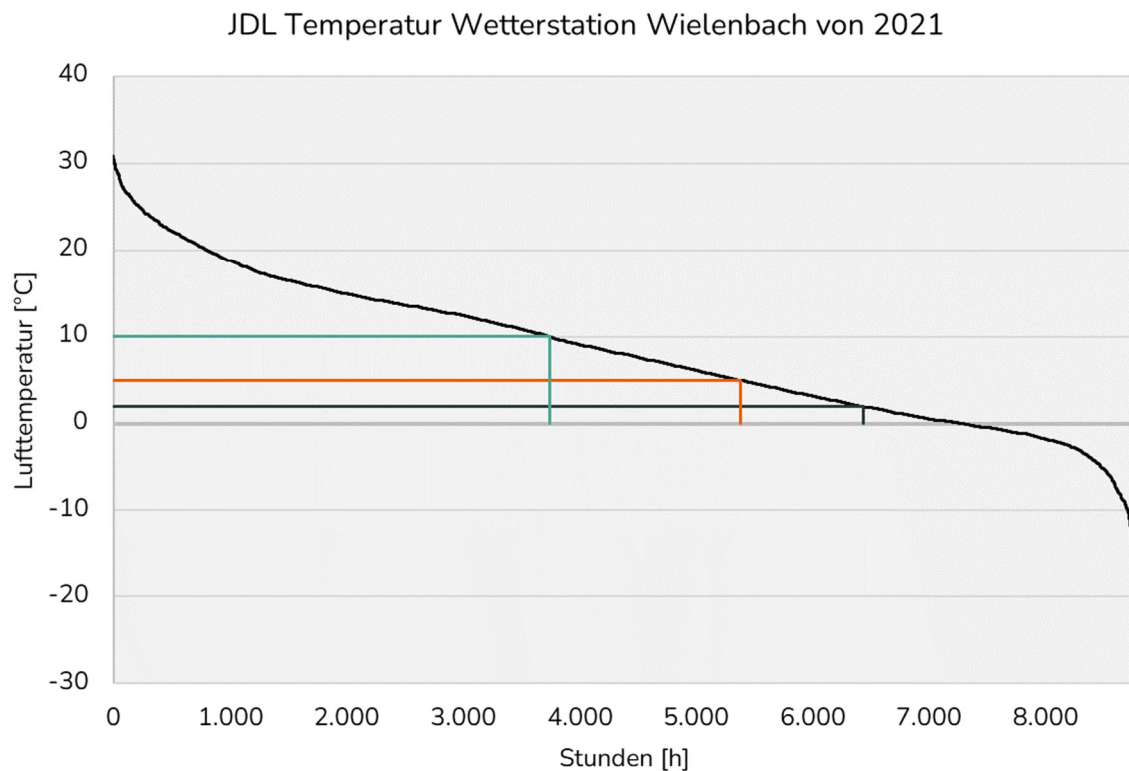


Abbildung 14: Jahresdauerlinie Lufttemperatur der Wetterstation Wielenbach für 2021 [2]

Aus Abbildung 14 geht hervor, dass für rund 6.440 Stunden pro Jahr eine Lufttemperatur von 2 °C oder mehr vorherrscht, für jährlich etwa 5.380 Stunden beträgt die Lufttemperatur mindestens 5 °C und an 3.740 Stunden pro Jahr wird eine Lufttemperatur von 10 °C oder mehr erreicht.

Auf Grundlage der meteorologischen Daten und des Wissens, dass im Gebäudenetz im Winter hohe Vorlauftemperaturen benötigt werden, ist die Nutzung einer Luft-Wasser-Wärmepumpe vor allem in den Sommermonaten und den Übergangszeiten hauptsächlich zur Bereitstellung von Warmwasser, als sinnvoll zu sehen. In den Wintermonaten sinkt die Effizienz aufgrund der hohen Netztemperaturen und geringen Außentemperaturen deutlich.

5.2.2.2 Oberflächennahe Geothermie

Abhängig von dem jeweiligen Entzugssystem werden verschiedene geologische Parameter für die Beurteilung der Sinnhaftigkeit der Erschließung der Wärmequellen benötigt. Eine thermische Nutzung von oberflächennaher Geothermie kann durch verschiedene Entzugssysteme ermöglicht werden. Neben Sondenbohrungen zur Erdwärmeerschließung besteht die Möglichkeit, Erdwärmekollektoren in einer Verlegetiefe von ca. 1,50 m zu verlegen.

Eine grobe Ersteinschätzung zur Nutzung oberflächennaher Geothermie kann aus dem Umweltatlas Bayern gewonnen werden.

Gemäß dieser Ersteinschätzung (siehe Abbildung 15) eignet sich der Standort vor allem für die Nutzung von Erdwärmekollektoren oder Grundwasserwärmepumpen nach einer Einzelfallprüfung durch die Fachbehörde. Die Umsetzung von Erdwärmesonden und damit einhergehende tiefere Bohrungen sind laut Ersteinschätzung aufgrund des Grundwasserschutzes nicht erlaubt. Aufgrund dieser Bedingungen wurde die Nutzung von Sondenbohrungen zur Erschließung der Erdwärme als Umweltwärmequelle in der Studie nicht näher betrachtet.



Abbildung 15: Ersteinschätzung für oberflächennahe Entzugssysteme am Standort [3]

Auf Basis der Ersteinschätzung werden im Folgenden die einzelnen geeigneten Entzugssysteme genauer untersucht.

Erdwärmekollektoren

Das nutzbare Potenzial von Erdwärmekollektoren hängt vor allem von der spezifischen Wärmeleitfähigkeit und der Korngrößenverteilung ab. Auch die Sickerwasserrate ist in Bezug auf die Bodenregeneration nicht zu vernachlässigen. Standortsspezifische Werte sind aus Tabelle 7 zu entnehmen.

Tabelle 7: Bodenparameter für Erdwärmekollektoren am Standort [4]

Bodenparameter bis 1,5 m Tiefe	Ergebnis am Standort
spezifische Wärmeleitfähigkeit [W/(m*K)]	> 1,2 - 1,4
Trockenrohdichte [g/cm³]	1,5
Korngrößenverteilung [%]	24/54/23 (Sand/Schluff/Ton)
Feldkapazität [Vol.%]	20
Sickerwasserrate [mm]	> 200 bis 250 mm

Die spezifische Wärmeleitfähigkeit von 1,2 – 1,4 W/m*K ist als mittleres Potenzial zur Nutzung von Erdwärmekollektoren einzustufen. Allerdings ist aufgrund der geringen Installationsiefe und der aufgrund des großen Wärmebedarfs hohen benötigten Entzugsleistung ein großer Flächenbedarf notwendig, um eine ausreichende, sich nicht negativ auf die Regeneration des Erdbodens auswirkende Anzahl an Betriebsstunden sicherstellen zu können. Die Erschließung dieser Fläche ist auf dem Areal nur durch das Entfernen von sehr vielen Bäumen zu erreichen, wodurch von einer Umsetzung von Erdwärmekollektoren abzuraten ist.

Grundwasser

Die potenzielle Grundwassernutzung hängt in erster Linie von den hydrogeologischen Verhältnissen am Standort und von der Grundwassertemperatur ab. Zusätzlich wird das Grundwasser stark vom Ammersee beeinflusst.

Am Standort liegt als hydrologische Einheit hauptsächlich Moränen aus dem Alpenvorland vor, welche durch Gletscher abgelagert wurden und überwiegend tonig bis schluffig sind. Diese werden als Grundwassergeringleiter ohne nennenswerte Durchlässigkeiten eingestuft

und sind somit nachteilhaft für die Grundwasserwärmenutzung. [5] Jedoch wurden im Norden von Utting bereits mehrere Grundwasserwärmepumpen erbaut, was auf trotzdem gegebenes Potenzial schließen lässt. [6] Besonders in Ufernähe könnten höhere Ergiebigkeiten gegeben sein. Die Ausleitung von Wasser über Brunnen am Uferrand, dass aus Grund- und Seewasser besteht, wird Uferfiltratnutzung genannt. Das Potenzial des Uferfiltrats am Standort kann nicht pauschal bestimmt werden und müsste über einen Pumpversuch von einer hydrogeologischen Fachfirma bestimmt werden.

Neben des erschließbaren Volumenstroms ist auch das Temperaturniveau des Uferfiltrats ein wichtiger Punkt, um das Potenzial zu bestimmen. Da sich im näheren Umkreis des Standortes keine Messstellen zur Grundwassertemperaturmessung befinden kann auch darüber keine nähere Aussage getroffen werden. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die Temperaturen stark vom saisonalen Temperaturverlauf des Ammersees beeinflusst werden. Auf die Temperatur des Ammersees wird in Kapitel 5.2.2.3 näher eingegangen.

Bei weiterer gewünschter Umsetzung einer Wärmepumpe mit Grundwasser bzw. Uferfiltrat als Wärmequelle wäre die Durchführung einer Probebohrung zur Ermittlung der Fündigkeit, der Grundwassergüte und des Volumenstroms anzustreben.

5.2.2.3 Oberflächenwasser

Die prinzipielle Nutzung des Ammersees als Umweltwärmequelle (Seethermie) ist grundsätzlich möglich, die praktische Eignung am Standort hängt jedoch entscheidend von mehreren technischen, hydrologischen und rechtlichen Faktoren ab. Maßgeblich sind das Temperaturniveau und die saisonale Temperaturschwankung des Seewassers, die Verfügbarkeit geeigneter Flächen und Uferabschnitte für Ein- und Ausleitungsbauwerke sowie strikte Gewässerschutz- und Naturschutzauflagen, da sich das Gelände des BVS am Ufer in einem Vogelschutzgebiet befindet. [7]

Um Aussagen zum Temperaturniveau treffen zu können wurden die gemessenen Temperaturdaten an der Ammerseeboje ausgewertet. Es wurde sich dabei analog zu den Außentemperaturdaten für die Luft-Wärmepumpe auf das Betrachtungsjahr 2021 bezogen. In diesem

Jahr wurden die Temperaturdaten in jeweils 0,5 m und 1 m Tiefe aufgezeichnet. Die stündlichen Wassertemperaturwerte in 1 m Tiefe wurden wieder absteigend zu einer Jahresdauerlinie sortiert:

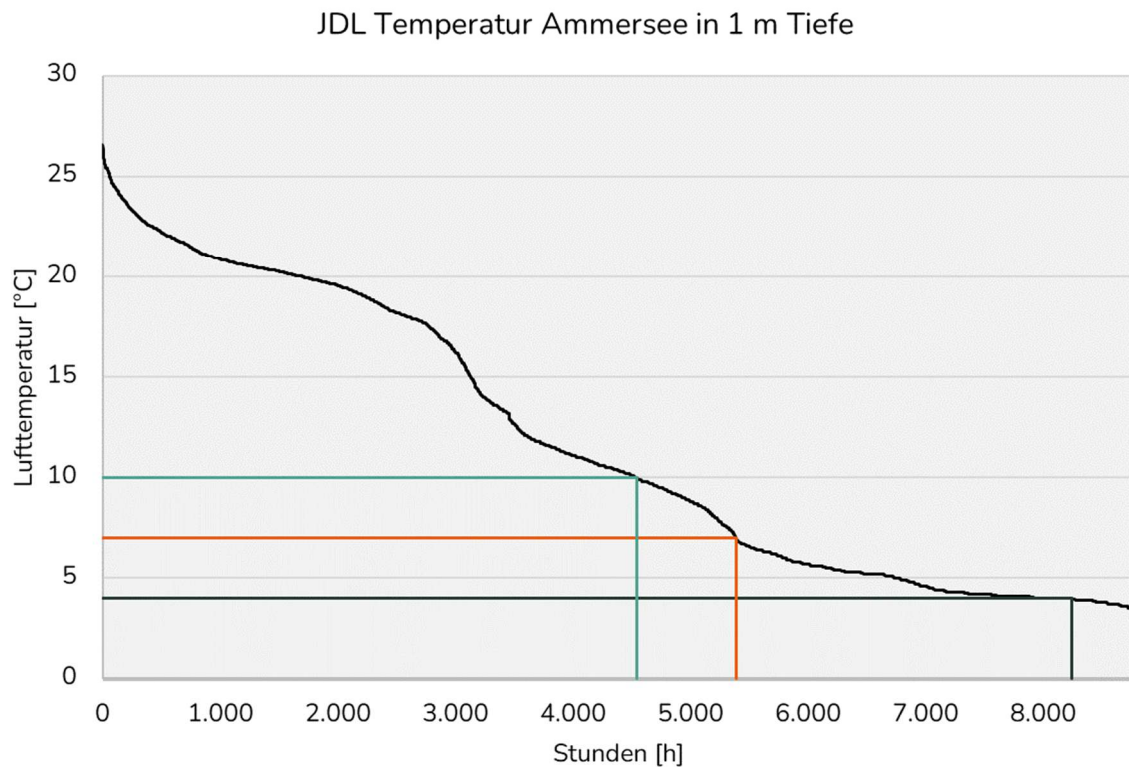


Abbildung 16: Jahresdauerlinie Wassertemperatur Ammersee in 1 m Tiefe für 2021 gemessen an der Ammerseeboje [8]

Aus Abbildung 16 geht hervor, dass fast ganzjährig für rund 8.245 Stunden eine Wassertemperatur von 4 °C oder mehr vorherrscht, für jährlich etwa 5.385 Stunden beträgt die Wassertemperatur mindestens 7 °C und an 4.540 Stunden pro Jahr wird eine Wassertemperatur von 10 °C oder mehr erreicht. Die niedrigste Temperatur im Jahr 2021 betrug 3,4 °C. Es wird ersichtlich, dass im Vergleich zur Außenluft als Umweltwärmequelle ein deutlich konstanteres Temperaturniveau zur Verfügung steht und vor allem im Winter auf höhere Quelltemperaturen zurückgegriffen werden kann. Die Nutzung des Seewassers als Umweltwärmequelle würde somit einen fast ganzjährig sehr effizienten Betrieb der Wärmepumpe gewährleisten.

Aus den durchgeführten Recherchen und Abstimmungen mit den zuständigen Behörden ergibt sich ein hoher Klärungsbedarf: Für eine direkte Seewassernutzung wären in der Regel

Einleit- und Ausleitungsbrunnen bzw. andere bauliche Eingriffe am Ufer notwendig, die zahlreiche Prüfungen, wasserwirtschaftliche und naturschutzrechtliche Genehmigungen sowie Abstimmungen mit dem Wasserwirtschaftsamt, der Wasser- und Schifffahrtsverwaltung, der Bayerischen Schlösser- & Seenverwaltung, der Gemeinde (Tiefbau), dem Umweltamt und der Naturschutzbehörde erfordern. Nach Auskunft der Bayerischen Schlösser- & Seenverwaltung befindet sich insgesamt am Ammersee derzeit eine konzeptionelle Erarbeitung eines Fahrplans zur Seennutzung; konkrete Genehmigungen für Seewasser-Wärmepumpen sind aktuell zurückgestellt. Aufgrund der Lage im Schutzgebiet und der damit verbundenen Einschränkungen erscheint die direkte Seewassernutzung weniger aussichtsreich; Uferfiltrat- bzw. Grundwasserlösungen werden von Seiten der Behörden zunächst bevorzugt geprüft.

Die Umsetzung einer direkten Seewassernutzung am Standort wird aufgrund der naturschutzrechtlichen Restriktionen, des hohen Abstimmungs- und Genehmigungsaufwands sowie der zu erwartenden hohen Investitionskosten als schwer umsetzbar eingestuft. Für private Liegenschaften ist eine Realisierung häufig generell auszuschließen; eine Einzelfallprüfung ist jedoch möglich. Soll die Thematik weiterverfolgt werden, sind als nächste Schritte die Beauftragung eines geologischen Ingenieurbüros für Probebohrung und Pumpversuch, eine detaillierte Genehmigungsstrategie sowie eine frühe Abstimmung mit den genannten Behörden zu empfehlen; alternativ sollte die Nutzung von Uferfiltrat oder Grundwasser als praktikablere Lösung vertieft untersucht werden.

5.2.2.4 Abwasser

Es sind keine Daten zum Kanalkataster oder zu Abfluss- bzw. Temperaturwerten des Kanals in der Seeholzstraße vorhanden. Da sich jedoch die nächste Kläranlage erst in etwa 8 km Entfernung am Nordufer des Ammersees befindet, lässt sich davon ausgehen, dass kein nutzbares Potenzial vorhanden ist. Als unterste Grenze für die Nutzung von Abwasser zur Wärmebereitstellung kann eine Durchflussmenge bei Trockenwetter von min. 10 l/s gesehen werden. Die meisten Standardlösungen von Herstellern von Abwasserwärmetauschern wer-

den ab Kanalisationsnenndurchmessern von mindestens DN 800 angeboten. Bei beiden Kriterien kann davon ausgegangen werden, dass diese voraussichtlich nicht am Standort gegeben sind.

Untersuchungsergebnis Umweltwärme

Eine Zusammenfassung der Ergebnisse der erweiterten Potenzialuntersuchung zur Nutzung von Umweltwärme ist in Tabelle 8 aufgeführt.

Tabelle 8: Ergebnisse erweiterte Untersuchung Umweltwärmequellen

Untersuchtes Potenzial			Ergebnis der erweiterten Untersuchung		
Potenzial förderfähiger Wärmezeuger	Wärmequelle	Standort	Theoretische Leistung	Theoretisch nutzbare Wärmemenge	Sonstiges
Wärmepumpe 1	Umgebungsluft	Wärmepumpe in Heizzentrale mit Außeneinheit	1 Anlage mit ca. 150 kW _{th}	ca. 375.000 kWh _{th} /a (33%)	
Wärmepumpe 2	Erdwärmekollektor			Nicht möglich	
Wärmepumpe 3	Grundwasser/Uferfiltrat	Brunnen voraussichtlich in Ufernähe	1 Anlage mit ca. 700 kW _{th}	1.146.000 kWh _{th} /a (100%)	Pumpversuch notwendig
Wärmepumpe 4	Oberflächengewässer	Ein- und Ausleitwerk am Ufer	1 Anlage mit ca. 700 kW _{th}	1.146.000 kWh _{th} /a (100%)	Würde höchstwahrscheinlich nicht genehmigt werden
Wärmepumpe 5	Abwasser			Nicht möglich	

Die Nutzung von Umgebungsluft als Wärmequelle ist möglich. Durch eine Luft-Wasser-Wärmepumpe lässt sich der sommerliche Wärmebedarf vollständig und in der Übergangszeit teilweise decken, allerdings gilt es die Temperaturabhängigkeit des COP in den kälteren Monaten zu beachten. Aufgrund des hohen Wärmebedarfs und dem fehlenden Platz zur Erschließung von Erdwärmekollektoren ist diese Umweltwärmequelle nicht zielführend.

Grundwasser bzw. Uferfiltrat bietet sich ebenfalls am Standort an. Dafür muss jedoch zunächst ein Pumpversuch durchgeführt werden, um das genaue Potenzial ergreifbar zu machen. Die Direktnutzung von Seewasser aus dem Ammersee wäre zwar technisch gesehen eine sehr effiziente und gut geeignete Umweltwärmequelle, jedoch ist dies mit einem sehr hohen genehmigungstechnischen Aufwand verbunden und aus Erstgesprächen mit verantwortlichen Behörden stellte sich heraus, dass die thermische Energienutzung von Wasser aus dem Ammersee in nächster Zeit nicht für private Liegenschaften vorgesehen ist, sondern bei Projekten mit größerem Umfang bevorzugt werden soll. Das Potenzial von Abwasser kann aufgrund der fehlenden Datenbasis zu Temperatur- und Abflusswerten nicht näher bestimmen. Jedoch ist aufgrund der Lage des BVS nicht von hohem Potenzial auszugehen. Für eine wirtschaftliche Nutzung der intern anfallenden Abwasserwärme ist die Größe des BVS nicht ausreichend.

5.2.3 Biomasse

Zur Sicherstellung einer ökologisch vertretbaren thermischen Nutzung von Biomasse muss lokal verfügbare Biomasse als Brennstoff genutzt werden. Um den Wärmebedarf für das Wärmenetz abzudecken, werden mit Berücksichtigung des Wirkungsgrades eines potenziellen Biomassekessels ca. 1.245.000 kWh_{th} Biomasse benötigt.

Als Informationsquelle für die Biomassepotenziale in einzelnen Regionen in Bayern können Energie- und Umweltatlas Bayern, sowie das Amt für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (AELF) genutzt werden. Wird Bezug auf das ausgewiesene Gesamtpotenzial für die Gemeinde Utting am Ammersee genommen, liegt ein Energiepotenzial aus Waldderbholz von ca. 21.700 GJ/a und ein Energiepotenzial aus Flur- und Siedlungsholz von ca. 8.200 GJ/a vor [9]. Dies führt zu einem jährlichen Gesamtpotenzial von umgerechnet etwa 8.310 MWh, was über 6-mal dem Wärmebedarf des Wärmenetzes entspricht.

Anhand der angestellten Betrachtungen zum verfügbaren Biomassepotenzial innerhalb der Gemeinde ist davon auszugehen, dass der Rohstoff als regional eingestuft werden kann und mittelfristig in ausreichender Menge zur Verfügung steht.

Aus Gründen der Nachhaltigkeit, Wirtschaftlichkeit und der Wertschöpfungssteigerung vor Ort wird empfohlen, auf diese regionalen Bezugsquellen zurückzugreifen. Weiterhin sind grundsätzlich die Belange einer nachhaltigen Forstwirtschaft und insbesondere des Umweltschutzes zu beachten sowie eine Überschreitung verfügbarer, regionaler Potenziale zu vermeiden.

Tabelle 9 zeigt die Ergebnisse der erweiterten Potenzialuntersuchung.

Tabelle 9: Ergebnis erweiterte Untersuchung Biomasse

Untersuchtes Potenzial			Ergebnis der erweiterten Untersuchung		
Potenzial förderfähiger Wärmeerzeuger	Wärmequelle	Standort	Theoretische Leistung	Theoretisch nutzbare Wärmemenge	Sonstiges
Biomasse	Holz	Heizzentrale oder Heizcontainer außerhalb		8.310 MWh	laut Energieatlas aus Gemeinde Utting am Ammersee

Für die potenzielle Heizzentrale mit Biomassekesseln wird eine umfangreiche Brennstofflogistik mit Biomasselager und Biomassebeschickung der Kessel benötigt. Die Integration einer solchen Anlage in die bestehenden Räumlichkeiten der Heizzentrale im UG des Zentralgebäudes, kann durch entsprechende Umbaumaßnahmen erfolgen. Dies obliegt einer Prüfung und Planung durch Fachplaner oder Fachfirmen.

Nach Besprechungen mit dem Auftraggeber, soll eine externe Heizcontainerlösung samt Brennstofflagerung neben dem Zentralgebäude am Grundstück betrachtet und aufgezeigt werden. Diese Möglichkeit soll untersucht werden, da die Integration der Heizkessel samt Brennstofflagerung und Brennstoffbeförderung/-beschickung (Hackschnitzel oder Pellets) sich als aufwendig und kostenintensiv äußern würde. In der folgenden Abbildung wird somit eine mögliche Umsetzungsvariante als Heizmodullösung in Systembauweise gezeigt. Das System bietet in der Einfachheit der Umsetzung und Genehmigungen (Brandschutz, Statik, EN-Norm, usw.) seine Vorteile an.

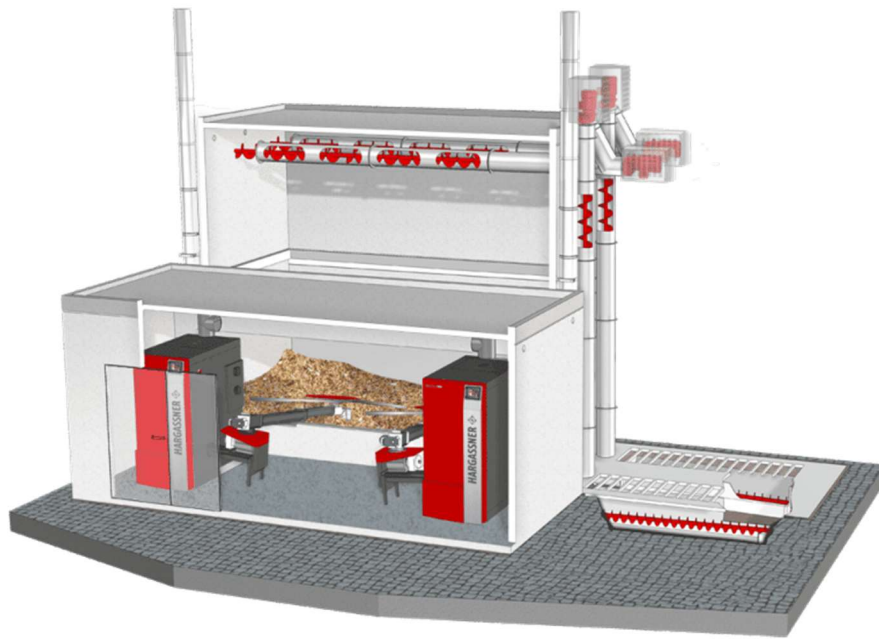


Abbildung 17: Hargassner Energiemodul beispielhaft [10]

Mit seinen kompakten Abmessungen kann es in den Leistungsbereichen von 140 bis 900 kW an die notwendige Anlagenkonfiguration angepasst werden und könnte sich südlich vom Zentralgebäude errichten lassen. Die Anfahrtslogistik wäre hier umsetzbar und eine Anbindungsmöglichkeit über eine erdverlegte Nahwärmeleitung zum Anschluss an die bestehende Heizungsverteilung zur Speisung des Gebäudenetzes wäre gegeben. Die folgende Abbildung zeigt die eingefügte Anlage vom Grundriss der Systemlösung am Gelände des BVS. Im Bereich der Fassadenverkleidung des Containers gibt es unterschiedliche Lösungen und man könnte sich an die Fassade des Zentralgebäudes anpassen.

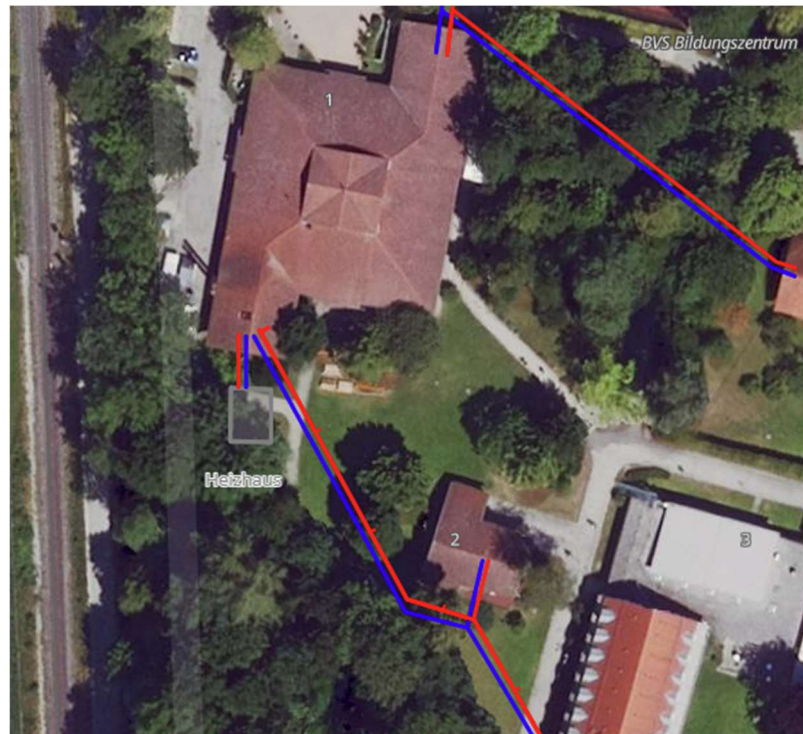


Abbildung 18: Mögliche Position des Heizcontainers

Die Abmessungen der Systemlösung würden am orientierten Ist-Leistungsbereich (Heizungsanlage) des BVS bei 8 m x 6 m x 5 m (Länge x Breite x Höhe) liegen. Ein weiterer sich ergebender Vorteil wäre, dass neben dem Heizhauscontainer sich ein externer Energiespeicher zur Außenaufstellung (Pufferspeicher) errichten lassen könnte.

Neben den Containerlösungen lassen sich auch individuell zu errichtende Heizhäuser realisieren. Das ist eine weitere Möglichkeit, um eine Biomasseheizzentrale gut in das Grundstück und an die Errichtungssituation einzupassen. Zur Veranschaulichung dienen die nächsten Abbildungen. In diesem Fall ist ein Systemhaus des Herstellers Enerpipe gewählt und als Quelle verwendet worden.



Abbildung 19: Individuelles Heizhaus [11]

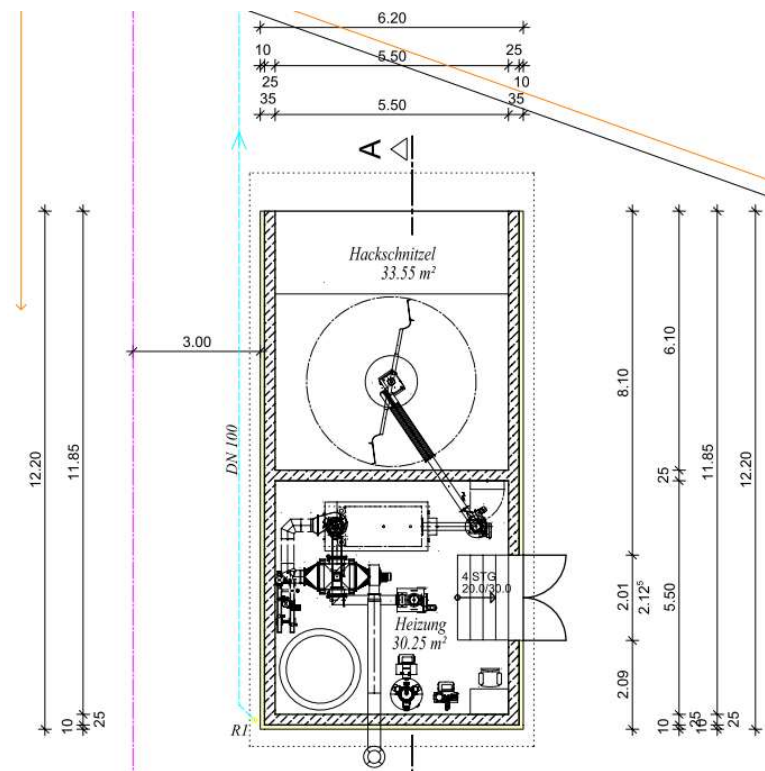


Abbildung 20: Mögliche Abmessungen Heizhaus [11]

Die Einbindung von weiterer Wärmeerzeuger auf EE-Basis, wie zum Beispiel eine Wärmepumpe ist durch die individuelle Planung vorausschaubar zu wählen.

5.2.4 Wärmespeicher

Die Installation eines Großwärmespeicher zur saisonalen Wärmespeicherung ist bei der vorliegenden Netzgröße und der maximal benötigten thermischen Leistung unverhältnismäßig. Zum Abpuffern von Spitzenlasten sowie der optimierten Betriebsweise von Grund- und Mittellastwärmeerzeugung bietet sich die Integration eines Pufferspeichers an. Für Biomassekessel eignet sich etwa ein Pufferspeichervolumen von 30 l pro kW_{th}. Für Wärmepumpen wird eine Kapazität von 60 l pro kW_{th} empfohlen. Bei einer Auslegung der Wärmeerzeuger auf den Spitzenlastfall wären folglich je nach installierten Wärmeerzeugern etwa 20 m³ bis 40 m³ Pufferspeichervolumen sinnvoll.

Dieser würde wie in Tabelle 10 dargestellt je nach Ladevorgang etwa 1.050 bis 2.100 kWh_{th} zwischenspeichern können. Die endgültige Entscheidung über die Installation eines Wärmespeichers sowie dessen Dimensionierung erfolgt in einer späteren Projektphase. Im Detail sind künftig folgende Rahmenbedingungen/Parameter relevant:

- Finale Auslegung Wärmeerzeuger
- Rahmenbedingungen im Strommarkt (Hochlastzeitfenster, dynamische Strompreise, Abschaltzeiten, usw... → Strommarktdesign der Zukunft)
- Platzsituation für die Pufferspeicher

Tabelle 10: Ergebnis erweiterte Untersuchung Wärmespeicher

Untersuchtes Potenzial			Ergebnis der erweiterten Untersuchung		
Potenzial förderfähiger Wärmeerzeuger	Wärmequelle	Standort	Theoretische Leistung	Theoretisch nutzbare Wärmemenge	Sonstiges
Wärmespeicher	Wasser			1.050 bis 2.100 kWh _{th}	20 bis 40 m ³

6 Konkrete Dimensionierung verschiedener Energieversorgungsvarianten

6.1 Erneuerung der thermischen Infrastruktur

Der Fokus bei den Betrachtungen zur Umstrukturierung der thermischen Infrastruktur lag auf dem Gebäudenetz als Hauptwärmeverbraucher auf dem Areal. Während des Projektverlaufs wurde auch ein Rückbau des Gebäudenetzes und Ersatz durch dezentrale Versorgungsvarianten geprüft, was jedoch aus einer ersten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ökonomisch nicht zielführend war und deshalb nicht weiter betrachtet, wurde.

6.1.1 Umrüstung des Gebäudenetzes

Wie bereits bei der Analyse des Ist-Zustands in Kapitel 4.1 beschrieben, wurde bereits in Vergangenheit eine Ertüchtigung der Leitungen des Gebäudenetzes erwägt. Zur Erhöhung der Betriebssicherheit, Effizienz und Wartungsfreundlichkeit des bestehenden Wärmenetzes wird eine Umrüstung der Leitungen und eine hydraulische Entkopplung der Gebäude empfohlen. Der aktuelle Netzaufbau als durchgehender Verbund ohne Hausübergabestationen erschwert nicht nur die Lokalisierung von Leckagen, sondern führt auch zu einem ineffizienteren Betrieb. Eine Erneuerung der Leitungen sollte daher parallel zur Einführung einer Systemtrennung über Hausübergabestationen in jedem Gebäude erfolgen.

Die neuen Leitungen sind so auszulegen, dass sie die Wärmeverluste gegenüber dem aktuellen System deutlich reduziert werden. Erste überschlägige Berechnungen zeigen, dass durch optimierte Rohrdimensionierung, verbesserte Dämmung und kürzere Leitungslängen die jährlichen Netzverluste auf etwa 19.000 kWh reduziert werden können. Neben der Effizienzsteigerung verbessert dies auch die steuerbare Regelbarkeit der Gebäudeheizungen, da jede Einheit über ihre eigene Übergabestation individuell betrieben werden kann. Der Leitungsverlauf des für die Berechnungen angenommenen gekürzten Netzes ist in Abbildung 21 eingezeichnet.

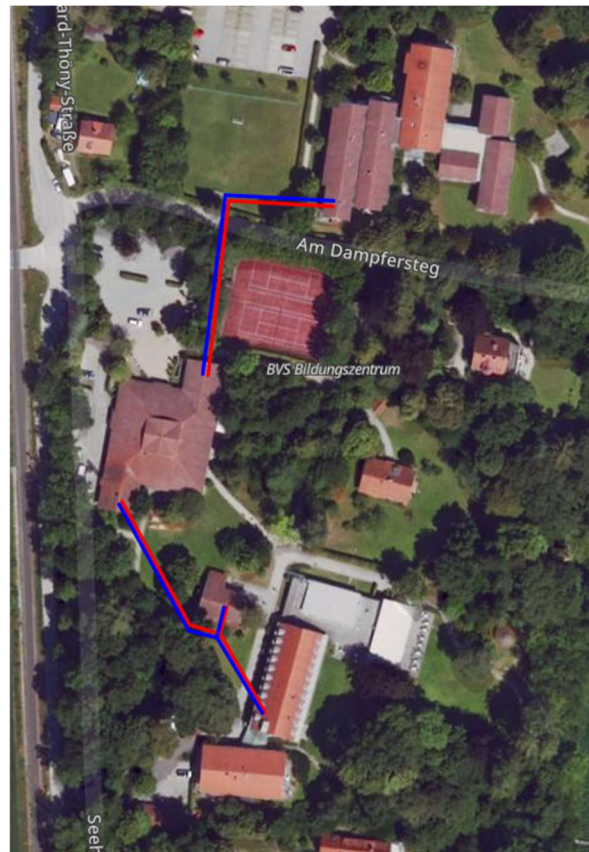


Abbildung 21: alternativer Leitungsverlauf Gebäudenetz [1]

Ein weiterer entscheidender Aspekt der Leitungsumrüstung ist die historisch belegte Schadensanfälligkeit des bestehenden Netzes. Frühere Leckagen haben gezeigt, dass die fehlende Entkopplung und die fehlende Überwachung zu langwierigen Störungen und erheblichen Wasserschäden geführt haben.

6.1.2 Varianten zum Ersatz der bestehenden Wärmeversorgung im Gebäudenetz

Als Basis für die Variantenbetrachtung dient das bestehende Netz, welches in Kapitel 4.1 ausgearbeitet wurde.

Die Potentialanalyse der Erneuerbaren Energien und die Grobanalyse ergaben am Ende folgende Varianten, welche in der Feinanalyse genauer betrachtet wurden. Diese sind in nachfolgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 11: Wärmeversorgungsvarianten für das Gebäudenetz

	Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 2.0	Variante 2.1	Variante 2.2
Bezeichnung WEZ 1	Hackgutkessel	Hackgutkessel	Pelletkessel	Pelletkessel	Hackgutkessel	Pelletkessel	Pelletkessel
Bezeichnung WEZ 2	Hackgutkessel	Luft-WP	Grundwasser/Uferfiltrat-WP	Pelletkessel	Luft-WP	Grundwasser/Uferfiltrat-WP	Luft-WP
thermische Leistung WEZ 1	200 kW	700 kW	450 kW	200 kW	700 kW	450 kW	700 kW
thermische Leistung WEZ 2	500 kW	150 kW	250 kW	500 kW	150 kW	250 kW	150 kW
PV-Anlagen					650 kWp	650 kWp	650 kWp

Es werden reine Biomassevarianten mit Pellets und Hackgut als Energieträger sowie Varianten mit einer Kombination aus Luft-Wärmepumpen bzw. Grundwasser/Uferfiltrat-Wärmepumpen und Biomassekesseln betrachtet. Zusätzlich wurden ab Variante 2.0 Szenarien betrachtet, bei denen die Vollbelegung der Dächer mit PV-Anlagen berücksichtigt wurden.

Nachfolgend sind die thermischen Jahresdauerlinien und die zugehörigen Energiemengen der verschiedenen Varianten dargestellt:

Variante 1.0

Bei der Variante 1.0 wird eine reine Biomasseversorgung über Hackschnitzel in zwei Hackgutkesseln mit einer thermischen Leistung von 200 kW_{th} und 500 kW_{th} untersucht. Der kleinere Kessel dient zur Abdeckung der Grund- und Mittellastbereiche und der größere Kessel dient unterstützend in Zeiten, in denen größere Lasten anfallen.

In Abbildung 22 ist die thermische Jahresdauerlinie des Wärmeleistungsbedarfs mit den installierten Wärmeerzeugern dargestellt. Zur Deckung des Wärmebedarfs werden etwa 405 Tonnen Hackschnitzel pro Jahr benötigt.

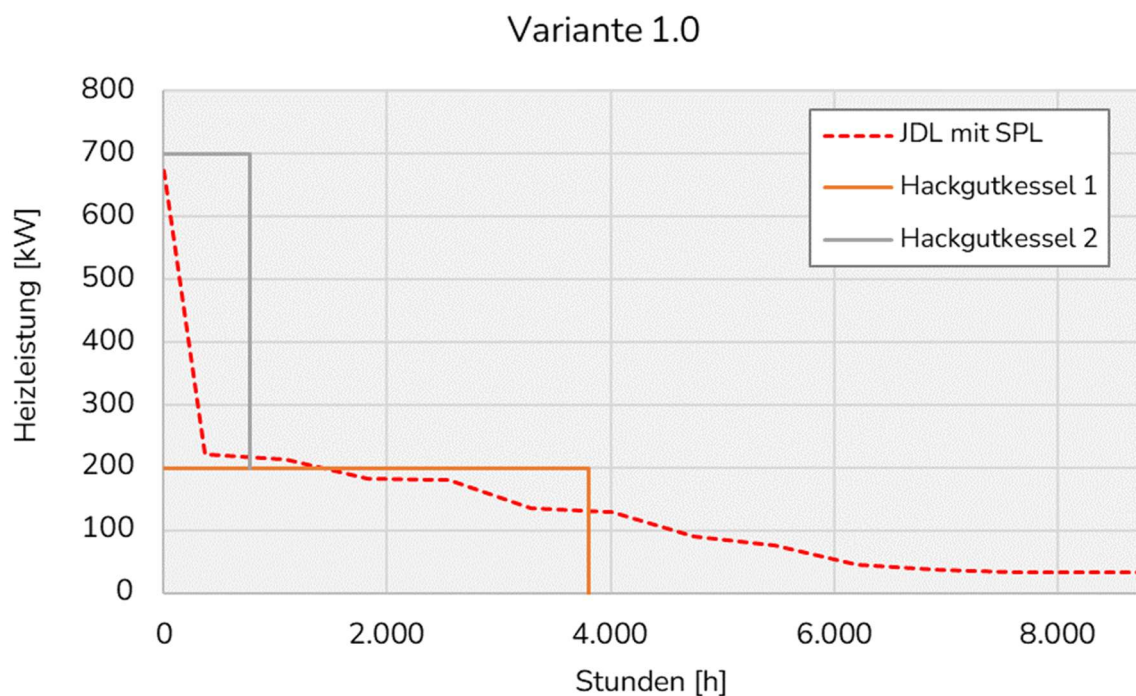


Abbildung 22: thermische Jahresdauerlinie mit Wärmeerzeugern der Variante 1.0

Tabelle 12 zeigt eine Übersicht über die wesentlichen Zahlen der Energieumsätze in der Variante 1.0.

Tabelle 12: Energiemengen Variante 1.0

Variante 1.0				
		P _{th} [kW]	VBH [h]	Wärme [kWh]
Biomasse	Hackgut	200	3.800	760.000
	Hackgut	500	772	386.000
	Gesamt			1.146.000

Variante 1.1

Variante 1.1 besteht aus einer Wärmeerzeugung kombiniert aus einem Hackgutkessel und einer Luft-Wärmepumpe. Die Wärmepumpe in dieser Variante soll ausschließlich in den Sommer- und Übergangsmonaten betrieben werden, da aufgrund kalter Außentemperaturen und hoher benötigter Vorlauftemperaturen die Effizienz im Winter einbrechen würde. Die

Wärmepumpe wurde mit einer durchschnittlichen thermischen Leistung von $150 \text{ kW}_{\text{th}}$ ausgelegt, um den Wärmebedarf in den wärmeren Monaten komplett decken zu können. Der Hackgutkessel mit einer thermischen Leistung von $700 \text{ kW}_{\text{th}}$ kann als alleinstehender Wärmeerzeuger die Spitzenlast abdecken und soll die Wärmeerzeugung in den kälteren Monaten übernehmen.

In Abbildung 23 ist die thermische Jahresdauerlinie des Wärmeleistungsbedarfs mit den installierten Wärmeerzeugern der Variante 1.1 dargestellt. In diesem Szenario werden ca. 139.000 kWh Strom zum Betrieb der Wärmepumpe benötigt und der Hackgutbedarf verringert sich durch die Unterstützung der Wärmepumpe auf etwa 272 Tonnen.

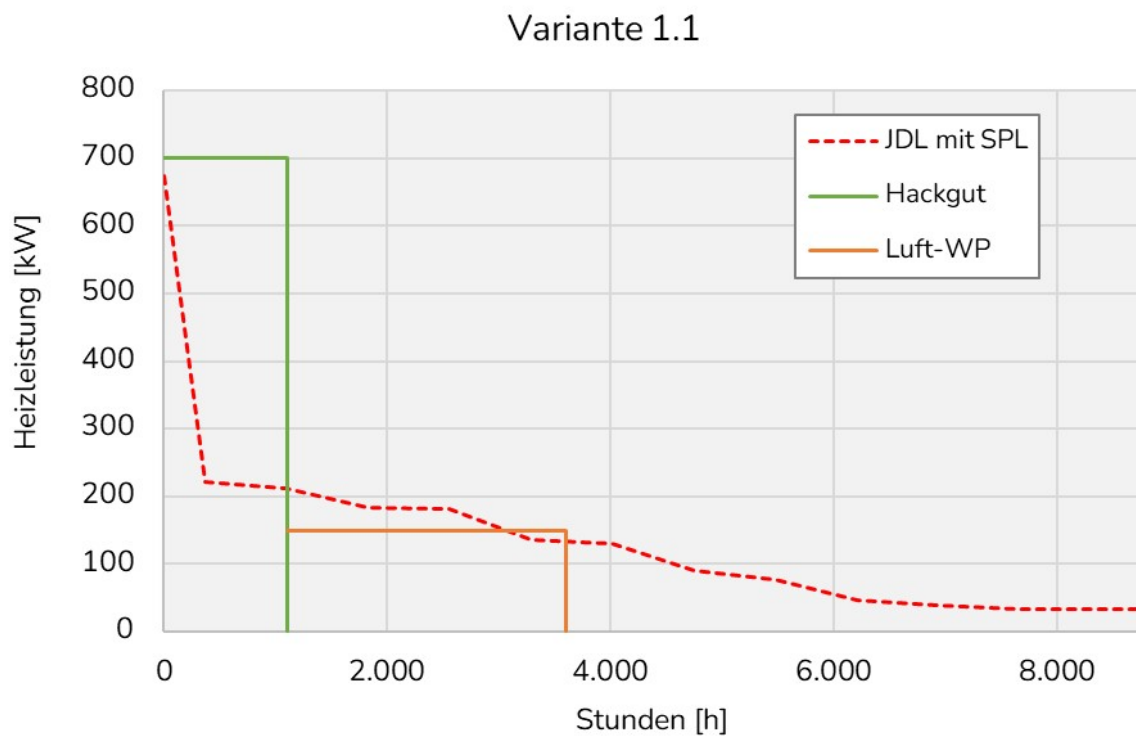


Abbildung 23: thermische Jahresdauerlinie mit Wärmeerzeugern der Variante 1.1

Tabelle 13 zeigt eine Übersicht über die wesentlichen Zahlen der Energieumsätze in der Variante 1.1.

Tabelle 13: Energiemengen Variante 1.1

Variante 1.1				
		P _{th} [kW]	VBH [h]	Wärme [kWh]
<i>Biomasse</i>	Hackgut	700	1.101	771.000
<i>WP</i>	Luft-WP	150	2.500	375.000
Gesamt				1.146.000

Variante 1.2

Der Hauptwärmeerzeuger in Variante 1.2 ist eine Grundwasser- bzw. Uferfiltrat-Wärmepumpe, welche in dem Szenario mit einer durchschnittlichen thermischen Leistung von 250

kW_{th} fast 90% der benötigten Wärme abdecken kann. Zur Deckung der Spitzenlasten dient diesmal ein Pelletkessel, welcher zwar höhere Verbrauchskosten wie ein Hackgutkessel hat, jedoch nicht so viele umfangreiche Umbaumaßnahmen für die Brennstofflogistik mit sich führt und aufgrund der geringen Betriebsstunden als sinnvollere Option angesehen wird.

In Abbildung 24 ist die thermische Jahresdauerlinie des Wärmeleistungsbedarfs mit den installierten Wärmeerzeugern der Variante 1.2 dargestellt. Hierbei liegt der Hauptenergiebedarf beim Strom mit etwa 333.000 kWh, die benötigt werden um die Wärmepumpe zu betreiben. Im Pelletkessel werden ca. 32 Tonnen Pellets pro Jahr verfeuert.

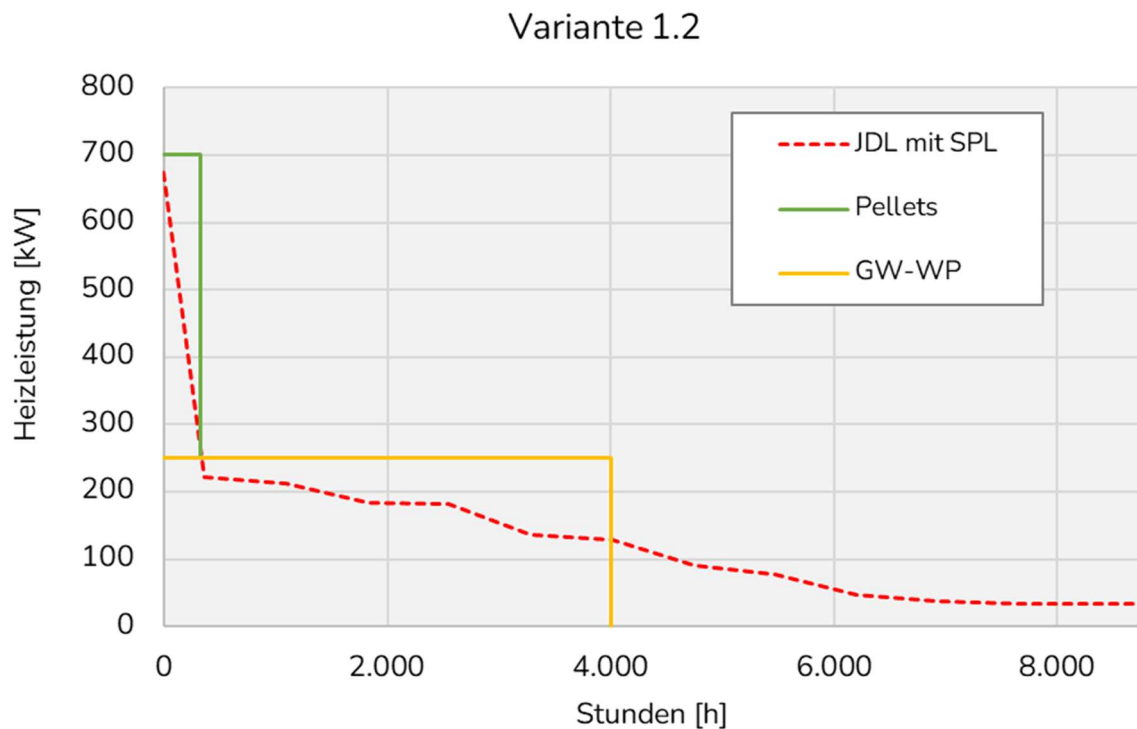


Abbildung 24: thermische Jahresdauerlinie mit Wärmeerzeugern der Variante 1.2

Tabelle 14 zeigt eine Übersicht über die wesentlichen Zahlen der Energieumsätze in der Variante 1.2.

Tabelle 14: Energiemengen Variante 1.2

Variante 1.2				
		P _{th} [kW]	VBH [h]	Wärme [kWh]
<i>Biomasse</i>	Pellets	450	324	146.000
<i>WP</i>	GW-WP	250	4.000	1.000.000
Gesamt				1.146.000

Variante 1.3

Variante 1.3 wurde analog zu Variante 1.0 aufgestellt mit dem Unterschied, dass als Brennstoff Pellets gewählt werden. Falls die örtlichen Gegebenheiten in der Detailplanung zu wenig Platz zum Aufbau einer Hackgutlogistik aufweisen, können auch stattdessen Pellets als Brennstoff genutzt werden, welche deutlich weniger Umbaumaßnahmen erfordern würden. Nachfolgend ist auch die thermische Jahresdauerlinie für diese Variante aufgeführt. Der Pelletverbrauch beträgt jährlich rund 244 Tonnen.

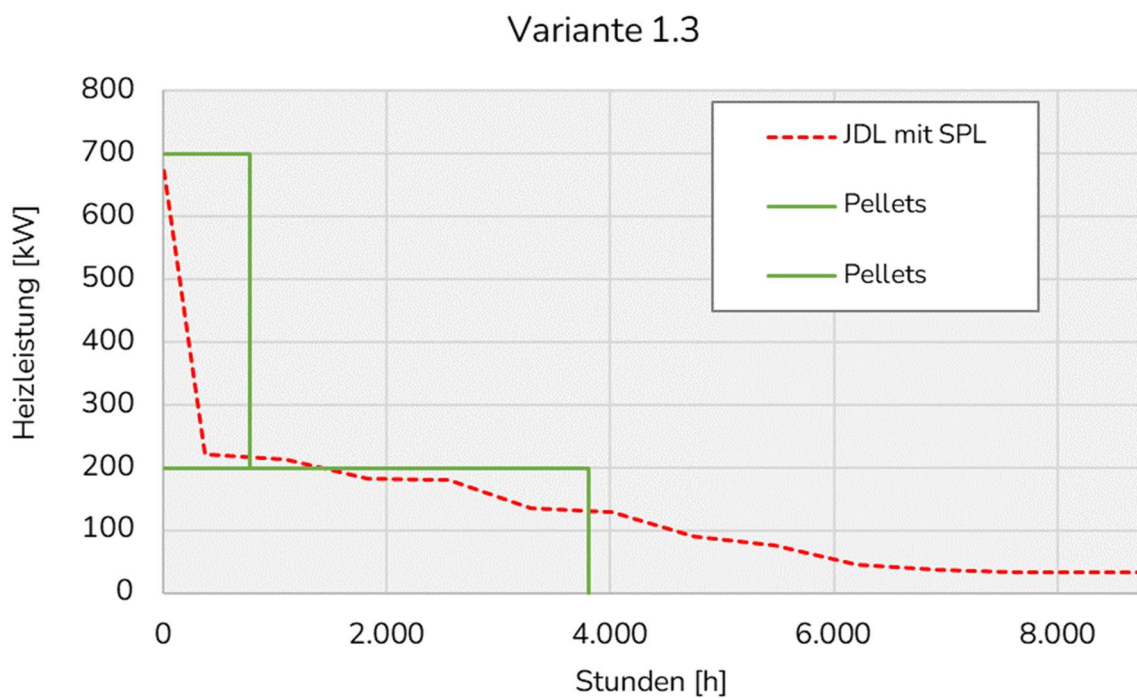


Abbildung 25: thermische Jahresdauerline mit Wärmeerzeugern der Variante 1.3

Tabelle 15 zeigt eine Übersicht über die wesentlichen Zahlen der Energieumsätze in der Variante 1.3.

Tabelle 15: Energiemengen Variante 1.3

Variante 1.3				
		P_th [kW]	VBH [h]	Wärme [kWh]
Biomasse	Pellets	200	3.800	760.000
	Pellets	500	772	386.000
	Gesamt			1.146.000

Variante 2.0

Diese Variante wurde analog zur Variante 1.1 ausgelegt, jedoch wurden die Betriebsstunden der Wärmepumpen so angepasst, dass diese nur läuft, wenn die PV-Anlage Überschussstrom produziert, der sonst in das öffentliche Netz eingespeist werden würde. In Abbildung

26 ist der generische Erzeugungslastgang der PV-Anlage (braun) dem Verbrauchslastgang des Allgemeinstrombedarfs der BVS (grün) und dem Stromverbrauch der Luft-Wärmepumpe (rot) gegenübergestellt.

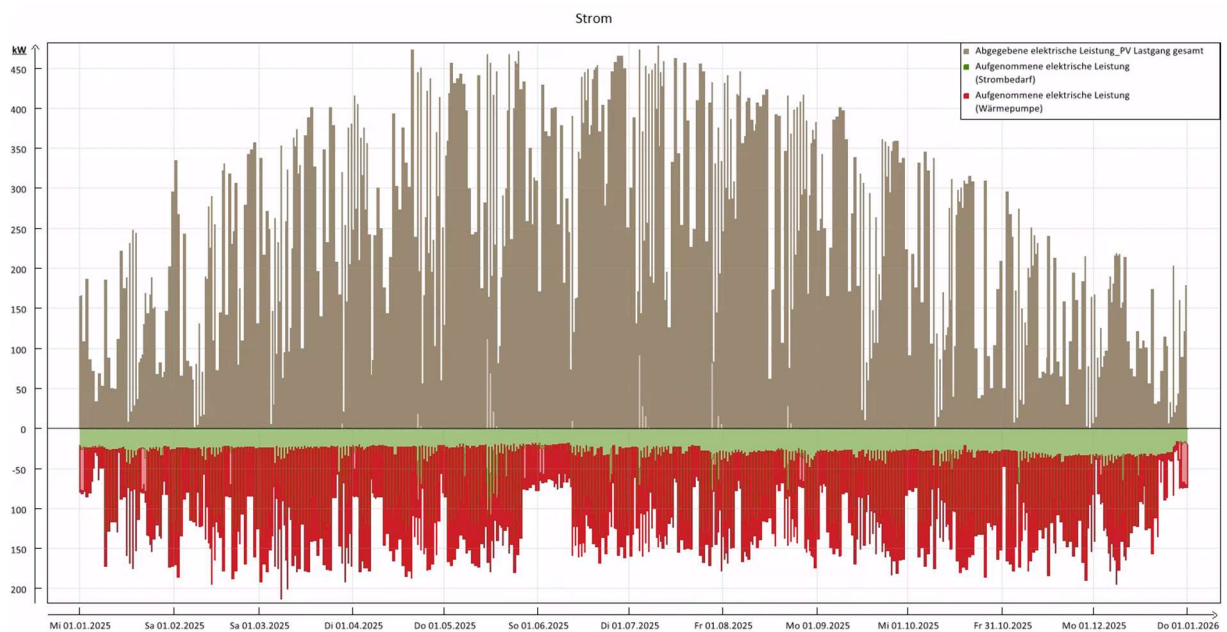


Abbildung 26: Lastgang PV-Stromerzeugung (braun) gegenübergestellt zum Allgemeinstromverbrauch (grün) und Stromverbrauch der Luft-Wärmepumpe (rot)

Aus der Analyse ergab sich eine Volllaststundenanzahl der Wärmepumpe von etwa 2.000 Stunden pro Jahr.

In nachfolgender Abbildung ist die Wärmepumpe mit dieser Vollbenutzungsstundenzahl und der Hackgutkessel zur Erzeugung der restlichen Wärme in der thermischen Jahresdauerlinie eingezeichnet. Der Verbrauch des Hackgutkessels beträgt dabei ca. 300 Tonnen pro Jahr.

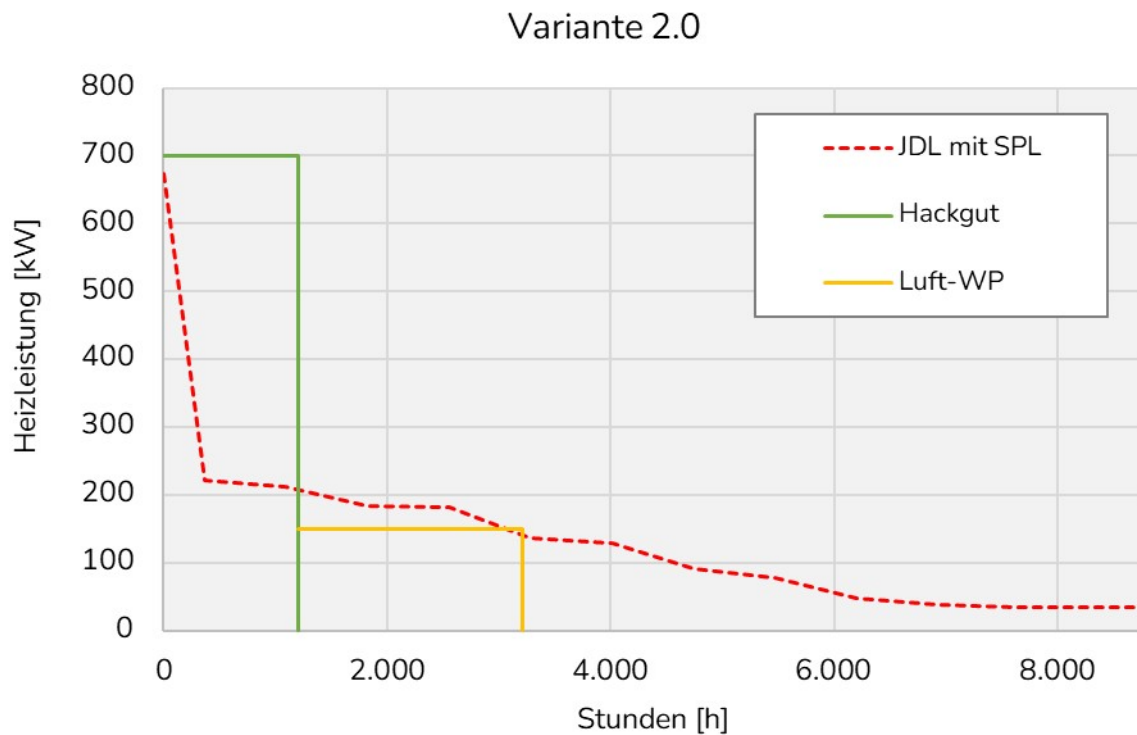


Abbildung 27: thermische Jahresdauerline mit Wärmeerzeugern der Variante 2.0

Tabelle 16 zeigt eine Übersicht über die wesentlichen Zahlen der Energieumsätze in der Variante 2.0.

Tabelle 16: Energiemengen Variante 2.0

Variante 2.0				
		P _{th} [kW]	VBH [h]	Wärme [kWh]
<i>Biomasse</i>	Hackgut	700	1.209	846.000
<i>WP</i>	Luft-WP	150	2.000	300.000
Gesamt				1.146.000

Variante 2.1

Diese Variante wurde analog zu Variante 1.2 aufgestellt mit den gleichen thermischen Leistungen der Grundwasser/Uferfiltrat-Wärmepumpe und des Pelletkessels und den gleichen

Energieumsätzen. In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde jedoch bei dieser Variante die Eigennutzung von PV-Strom berücksichtigt.

Dazu wurden wieder der Erzeugungslastgang der PV-Anlage und die Lastgänge der elektrischen Bezugsleistung der Wärmepumpe und des elektrischen Leistungsbedarfs der BVS für Allgemeinstrom gegenübergestellt und bilanziert. Die Bilanzierung ist grafisch in Abbildung 28 dargestellt.

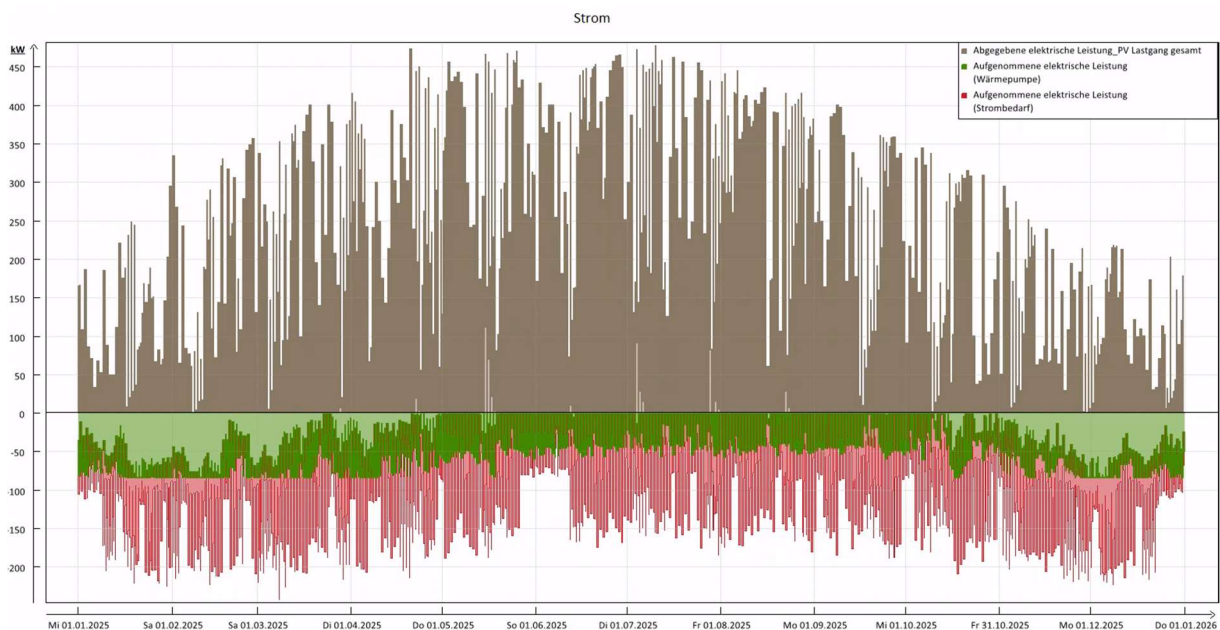


Abbildung 28: Lastgang PV-Stromerzeugung (braun) gegenübergestellt zum Allgemeinstromverbrauch (grün) und Stromverbrauch der Grundwasser/Uferfiltrat-Wärmepumpe (rot)

Aus der Analyse ergab sich eine Eigenverbrauchsquote des Stroms aus der PV-Anlage von 56 %. Dieser Wert wurde später in der Wirtschaftlichkeit für die Berechnung des durchschnittlichen Strompreises, der in den Wärmepumpen eingesetzt wird, angesetzt.

Die Jahresdauerlinie mit installierten Wärmeerzeugern dieser Variante und die Energieumsätze sind aus Variante 1.2 zu entnehmen.

Variante 2.2

In dieser Variante wurde noch überprüft um wie viel sich jährlichen Kosten erhöhen würden, sollte anstatt des Hackschnitzelkessels in Variante 2.0 ein Pelletkessel genutzt werden. Sollten Platzprobleme bei der Integration eines Hackgutkessels auftreten kann somit diese Variante gegenüber Variante 2.0 vorgezogen werden.

Die Jahresdauerlinie mit den Wärmeerzeugern dieser Variante ist in Abbildung 29 abgebildet. Der Pelletkessel hat einen Jahresverbrauch von 180 Tonnen.

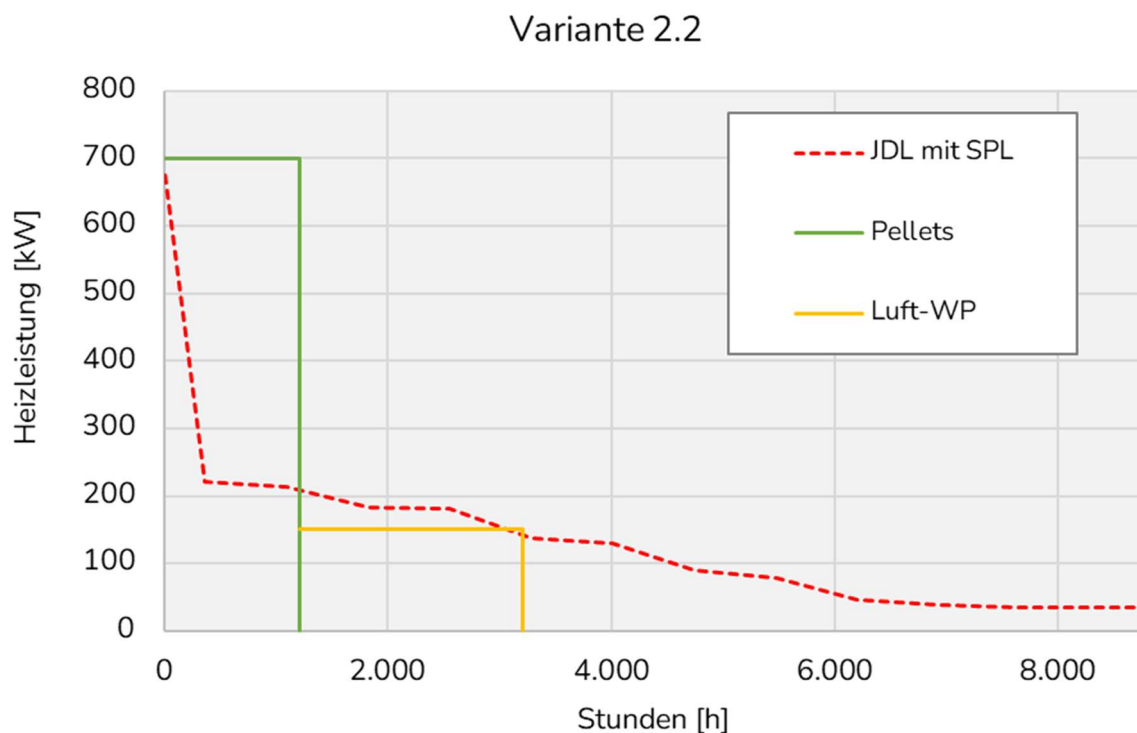


Abbildung 29: thermische Jahresdauerlinie mit Wärmeerzeugern der Variante 2.2

Tabelle 17 zeigt eine Übersicht über die wesentlichen Zahlen der Energieumsätze in der Variante 2.2.

Tabelle 17: Energiemengen Variante 2.2

Variante 2.2				
		P _{th} [kW]	VBH [h]	Wärme [kWh]
Biomasse	Pellets	700	1.209	846.000
	Luft-WP	150	2.000	300.000
Gesamt				1.146.000

6.1.3 Ersatz der bestehenden Wärmeversorgung im Verwaltungsleiterhaus

Das Verwaltungsleiterhaus ist das einzige Gebäude am Areal, dass dezentral und nicht durch das Gebäudenetz versorgt wird. Der Ölkessel im Gebäude ist 16 Jahre alt und muss noch nicht zwingend ersetzt werden. Mit Blick auf die Zukunft wurden jedoch 2 Varianten in Aussicht gestellt, mit deren das Verwaltungsleiterhaus auch künftig klimaneutral beheizt werden kann. Zum einen kann das Gebäude auch an das Gebäudenetz angebunden werden. Dazu müsste das Netz je nach Anschlusspunkt etwa um 60 Trassenmeter erweitert werden, über welche je nach verwendetem Rohrtyp und Dämmstärke zusätzlich ca. 6.000 kWh Wärmeverluste auftreten würden. Alternativ kann auch der Ölkessel durch einen anderen Wärmeerzeuger ersetzt werden. Aufgrund der geringeren benötigten Vorlauftemperaturen als im Gebäudenetz bietet sich der Einsatz einer Wärmepumpe an. Um die Erschließungskosten für die im Verhältnis zum restlichen Areal eher kleine Liegenschaft geringer zu halten, wurde die Einbringung Wärmepumpe mit Umweltwärmequelle Außenluft untersucht. Die Luft-Wärmepumpe wurde dazu zunächst mit 15 kW_{th} auf die Spitzenlast ausgelegt. Es wäre auch eine Hybrid-Lösung denkbar, bei der der Heizölkessel zunächst bestehen bleibt und die Spitzenlasten abdeckt. Bei so einer Kombilösung müsste die Wärmepumpe nach den Vorschriften des GEGs mindestens 65 % des Wärmebedarfs decken. In Abbildung 30 ist die thermische Jahresdauerlinie mit der dezentralen Versorgung über eine Luft-Wärmepumpe abgebildet. Durch den Betrieb der Luft-Wärmepumpe würden im Jahr ca. 9.600 kWh Strom verbraucht werden.

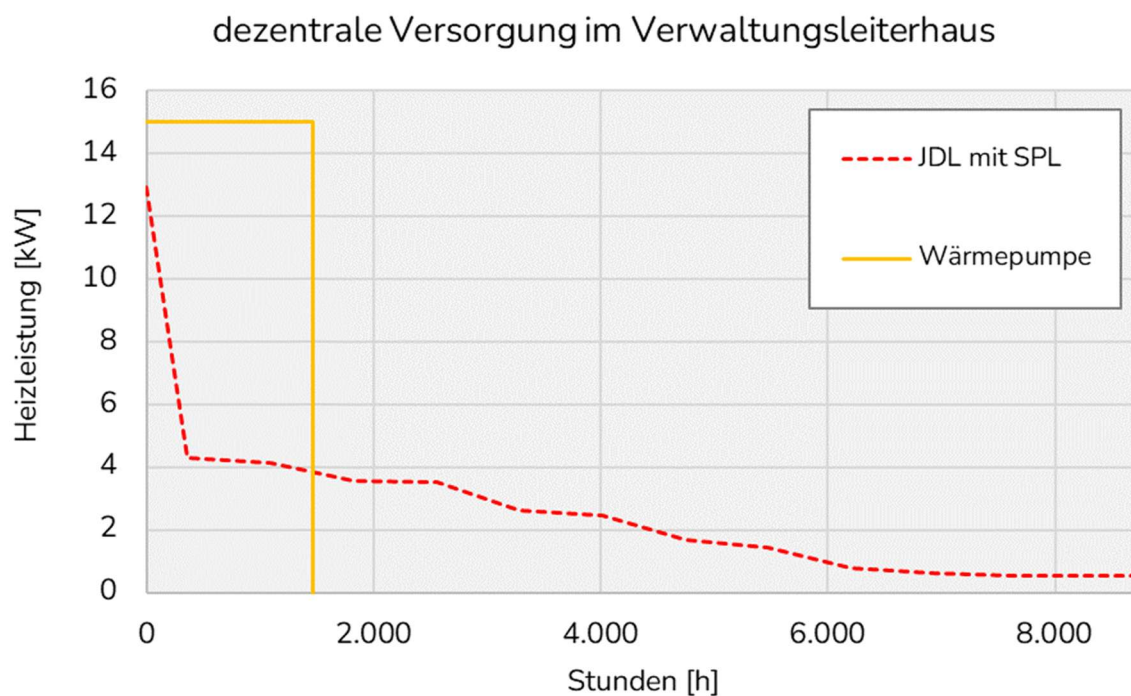


Abbildung 30: thermische Jahresdauerline mit Wärmeerzeugern der dezentralen Versorgung im Verwaltungsleiterhaus

6.2 Aufbau von PV-Anlagen auf den Dächern

Das maximale Potenzial bei Nutzung aller Dachflächen wurde bereits in der Potenzialermittlung erneuerbarer Energien in Kapitel 5.2.1.2 beschrieben. In der Analyse wurde ein maximales Potenzial von 650 kWp installierter Leistung und einem Ertrag von 635.000 kWh/a. Zusätzlich wurde noch eine PV-Variante simuliert, bei welcher nur die Dachflächen der größeren Liegenschaften berücksichtigt wurden. Die Dächer des Dozentenhauses, des Verwaltungsleiterhauses und die aufgeständerten Flächen vom Anbau der Liegenschaft Sieben Eichen wurden nicht in diese Betrachtung mit aufgenommen. Über dieses Szenario können 561.000 kWh/a erzeugt werden. Von dem erzeugten Strom könnten bilanziell etwa 224.000 kWh/a selbst genutzt werden, was somit einer Eigenverbrauchsquote von 40% entspricht. Die restlichen 337.000 kWh Strom würden in das Stromnetz eingespeist werden. Durch die Installation einer PV-Anlage in diesem Umfang müssten damit nur noch 210.000 kWh/a Strom vom

öffentlichen Stromnetz bezogen werden. Eine höhere Eigenverbrauchsquote könnte durch einen Batteriespeicher erzielt werden. Dies sollte in weiteren Planungsschritten geprüft werden, nachdem feststeht wie viel PV-Leistung auf den Dächern installiert werden soll.

7 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Vollkostenrechnung

Basierend auf den in den vorausgegangenen Kapiteln entwickelten Energieversorgungsvarianten wird eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zur Ermittlung der ökonomisch günstigsten Variante durchgeführt.

Die Analyse soll eine Unterstützung zur Entscheidung für eine Energieversorgungsvariante geben. Dafür werden im Rahmen einer Vollkostenrechnung (Annuitätenmethode) in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 die Jahresgesamtkosten ermittelt.

7.1 Wirtschaftliche Grundannahmen

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Variante gelten folgende Annahmen:

- Alle Beträge sind Nettopreise (ohne Mehrwertsteuer)
- Abschreibungszeiträume: 12a, 20a, 40a, 50a
- Lineare Abschreibung nach spezifischen Vorgaben der VDI 2067
- Kalkulatorischer Zinssatz für Fremdkapital: 3,5 %
- Die Brennstoffkosten bleiben im Betrachtungszeitraum konstant, Preisänderungen werden gesondert über eine Sensitivitätsbetrachtung erfasst
- Die angesetzten Kosten für Wartung – und Instandhaltung basieren auf Erfahrungswerten in Anlehnung an die VDI 2067
- Energiepreise (Bezugskosten):
 - Heizöl: 85 ct/l
 - Hackschnitzel: (Wassergehalt: 35 %) 90 €/t (2,9 ct/kWh)
 - Pellets: 300 €/t (6 ct/kWh)
 - Arbeitspreis Allgemeinstrom: 12,5 ct/kWh_{el} (Arbeitspreis aus aktuellen Stromrechnungen)
 - Netznutzungsentgelte laut Preisblatt Strom Bayernwerk (Preisblatt gültig ab 01.01.2025)
 - Steigerung CO₂-Abgabe auf fossile Brennstoffe: 10 €/t

Es werden folgende Kosten berücksichtigt:

- Investitionskosten bzw. kapitalgebundene Kosten
- Verbrauchsgebundene Kosten
- Betriebsgebundene Kosten
- Sonstige Kosten (z.B. Versicherung)
- Planungskosten anteilig zu den Investitionskosten
- Unvorhergesehenes

Folgende Abschreibungsdauern der einzelnen Komponenten wurden festgelegt:

- 12 a Druckhaltung, Netzpumpen
- 20 a Wärmeerzeuger, Brennstofflager, Erschließung Wärmequelle
Einbindung, MSR-Technik, Erweiterung Strominfrastruktur,
Montage, Inbetriebnahme, Demontage alter Kessel
- 40 a Hausübergabestation, Wärmeleitung, Tiefbau, Pufferspeicher
- 50 a Umbaumaßnahmen am Heizhaus und der Kaminanlage

7.2 Gebäudenetz

In diesem Kapitel wird die Wirtschaftlichkeit der Wärmeerzeugungsvarianten zum Ersatz der bestehenden Ölkessel im Gebäudenetz beschrieben. Als Referenz wurde zusätzlich Variante 0 gebildet, bei der die Wärmeerzeugungsstruktur unverändert zur Aktuellen bleibt. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der verschiedenen Erzeugungsvarianten wurde auf Grundlage des Bestandsnetzes ohne die Berücksichtigung einer Aufnahme des Verwaltungsleiterhauses in das Gebäudenetz durchgeführt. Es wurden für alle Varianten inklusive der Referenzvariante eine Netzerhöhung mit neuen kleineren dimensionierten Leitungen in den Kosten berücksichtigt und für die Systemtrennung des Gebäudenetzes über Hausübergabestationen wurden Preise hinterlegt. Zur Vollständigkeit wurde auch die grobe erste Wirtschaftlichkeitsberechnung für eine dezentrale Wärmeversorgung ergänzt. Dabei ist von einer Einzelversorgung jeder Liegenschaft über Luft-Wärmepumpen ausgegangen worden. Im ersten Entwurf dieser Variante wurde noch keine Spitzenlastabdeckung zur Sicherstellung der

Versorgungssicherheit integriert. Da diese Variante bereits zu Beginn ausgeschlossen werden konnte wurden keine vertiefteren Betrachtungen durchgeführt.

7.2.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten umfassen alle zum Betrieb des Wärmenetzes notwendigen Komponenten und können in fünf Hauptbestandteile gegliedert werden.

- Gebäudeumbaumaßnahmen und Brennstofflager
- Gebäudenetz
 - Übergabestationen, Leitungen, Tiefbau, Anschluss
- Anlagentechnik
 - Wärmeerzeuger, Erschließung Umweltwärmequellen, Fördereinrichtungen, Pufferspeicher, Demontage alter Kessel
- Einbindung (Elektro, HLS, MSR)
 - Elektrotechnik
 - HLS
 - MSR
- Planung, Projektabwicklung.

Die Investitionskosten für den Aufbau einer PV-Anlage werden getrennt zu den Wärmeversorgungsvarianten aufgeführt und werden in den einzelnen Varianten nicht berücksichtigt. Die PV-Anlagen dienen auch zur Allgemeinstromdeckung der BVS, bringen Gewinn aus Erlösen von der Überschussstromeinspeisung und können nicht komplett der thermischen Versorgung zugerechnet werden. Stattdessen wurden die Stromgestehungskosten der PV-Anlage berechnet und in die Varianten 2.0 bis 2.2 einbezogen. Nähere Beschreibungen dazu folgen in Kapitel 7.2.2.

Nachfolgend zeigt Abbildung 31 die prognostizierten Investitionskosten der Wärmeversorgungsvarianten, aufgeteilt auf die oben genannten fünf Hauptbestandteile.

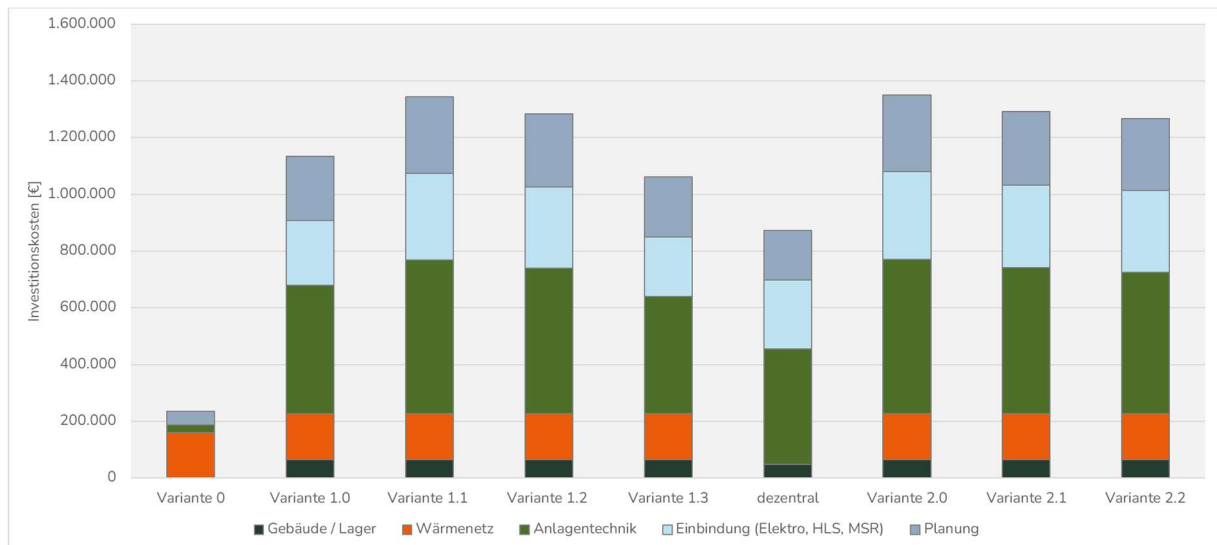


Abbildung 31: Investitionskosten der Varianten

Die Investitionskosten für die aufgestellten neuen zentralen Versorgungsvarianten betragen ungefördert je nach Variante etwa zwischen 1,06 und 1,35 Mio. €. Eine neue dezentrale Lösung hätte die niedrigsten Investitionskosten in Höhe von etwa 870.000 €, da bei dieser Variante keine Kosten für das Wärmenetz anfallen. Die Kosten für die Ertüchtigung des Netzes sind aus der Referenzvariante zu entnehmen und betragen etwa 240.000 €. Für das Wärmenetz wurde mit etwa 670 €/m gerechnet. Darin sind Kosten für das Material, die nötigen Tiefbaumaßnahmen und die Planungsleistungen berücksichtigt. Die spezifischen Kosten wurden anhand von Vergleichsprojekten und deren vorliegenden Angebote sowie aus weiteren Erfahrungswerten ermittelt. Die Kosten können jedoch aufgrund der Verlegesituation vor Ort und weiteren standortspezifischen Faktoren deutlich abweichen. Auch die Wahl eines anderen Rohrtyps oder eines anderen Leitungsverlaufs bei der Umsetzung des Projekts kann zu anderen Kosten führen. Die Kosten der benötigten Anlagentechnik und Einbindung dieser wurde ebenfalls anhand von Vergleichsprojekten bestimmt. Für die Planung wurden zusätzlich 25% der Investitionskosten berücksichtigt. Die angesetzten Kosten bilden die Preissituation im Sommer des Jahres 2025 ab. Bei Realisierung des Vorhabens ist mitunter von erhöhten Preisen auszugehen. Der Einfluss von sich ändernden Investitionskosten wird nachgehend in einer Sensitivitätsanalyse dargestellt.

Bislang wurde die Möglichkeit zur Reduktion des Kapitaleinsatzes in Form von Förderungen außer Acht gelassen. Im Nachfolgenden soll dieses Potenzial ergänzt werden. Bundesförderung für Effiziente Gebäude und die Förderung Biowärme Bayern bieten attraktive investive Fördermöglichkeiten. Entsprechend soll für jede Variante das Förderpotenzial bewertet werden. Für die reinen Biomassevarianten Variante 1.0 und 1.3 können nur Fördermittel der Förderung Biowärme Bayern in Anspruch genommen werden, da eine reine Biomasseversorgung in Gebäudenetzen nicht nach BEG förderfähig ist. Dabei wurde der Grundfördersatz von 20 % und der Fuel-Switch Bonus wegen der Umstellung von fossiler Wärmeversorgung auf komplett erneuerbare Erzeugung berücksichtigt. Der Bonus für den Einbau von Abgaswärmetauscher oder Abgaskondensationsanlage wurde nicht berücksichtigt, da dies in der Regel in dieser Leistungsgröße nicht durchgeführt wird. Der kombinierte Fördersatz von 30 % gilt für alle Maßnahmen zum Umbau der Wärmeversorgung bis auf das Netz und die Hausübergabestationen. Für das Netz wurde die maximale Förderung von 100 €/m und für die Hausübergabestationen 1.800 € pro Hausübergabestation angesetzt. Durch diese Vorgehensweise ergibt sich eine Förderquote von ca. 27 % auf die gesamten Investitionskosten. Die Varianten, in denen neben des Biomassekessels noch Wärmepumpen zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden, können voraussichtlich nicht über dieses Förderprogramm gefördert werden, da der Biomassekessel durch die Unterstützung der Wärmepumpen nicht die geforderten Mindestlaufzeiten nach der Förderrichtlinie erfüllen kann. Jedoch haben diese Varianten in den aufgestellten Szenarien einen Biomasseanteil von unter 75 % und sind somit in der BEG förderfähig. Die Varianten 1.2 und 2.1 mit einer Grundwasser-Wärmepumpe als Grundlastwärmeerzeuger haben einen rechnerischen Biomasseanteil von unter 25 % und erhalten somit über das BEG eine Förderquote von 25 %. Die Varianten 1.1, 2.0 und 2.2 mit Luft-Wärmepumpe zur Unterstützung und Biomassekessel zum Abdecken der höheren Lasten in den kälteren Monaten haben einen Biomasseanteil von unter 75 % und erhalten somit einen Fördersatz in Höhe von 20 % der förderfähigen Investitionskosten nach BEG. Bei den dezentralen Wärmepumpenvarianten wurde der Grundfördersatz von 30% angesetzt. Weitere Bonusförderungen über das BEG wie der Klimageschwindigkeitsbonus, Einkommensbonus und Effizienzbonus konnten für das BVS nicht angewandt werden. Über die Berücksich-

tigung der Fördermittel mit zuvor genannten Bedingungen reduzieren sich die Investitionskosten je nach Variante um bis zu etwa 320.000 €. Die Ergebnisse sind in Abbildung 32 dargestellt. Die Kosten mit Fördermittel sind dabei mit den entsprechenden Zahlenwerten beschriftet und als gelbe Punkte hinterlegt.

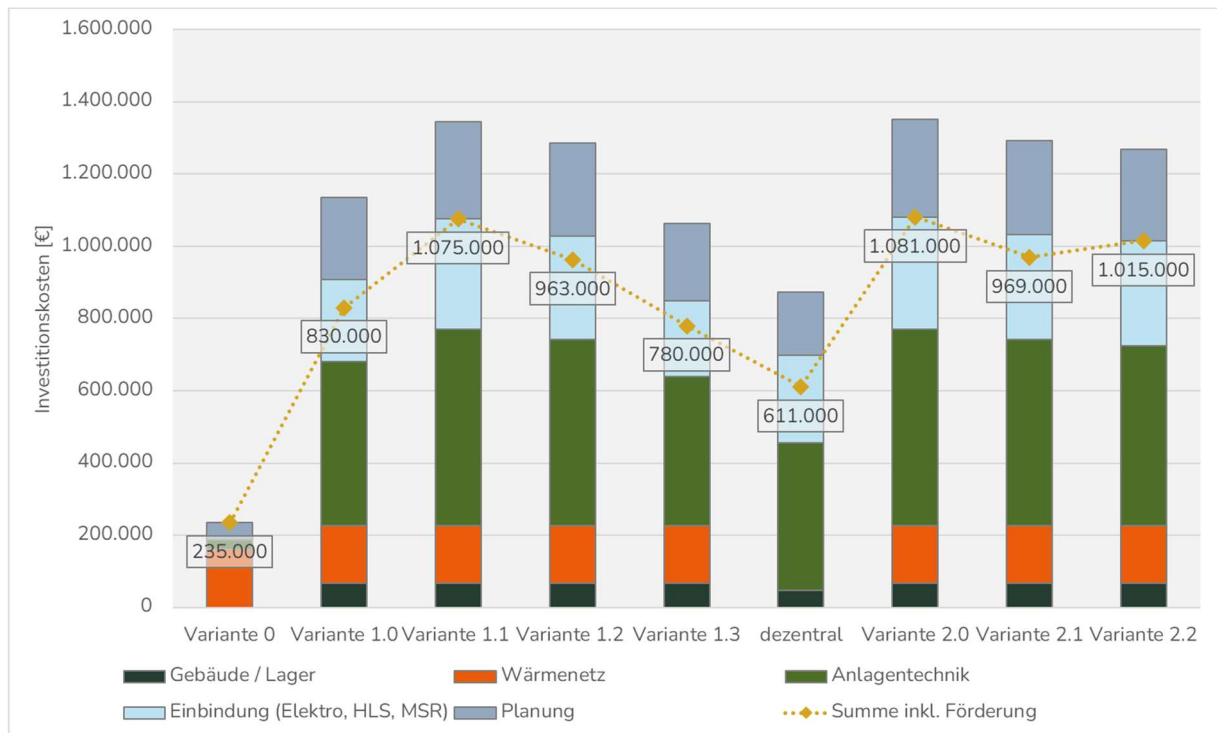


Abbildung 32: Investitionskosten der Varianten mit Einbeziehung von Fördermitteln

Um das genaue Fördervolumen zu bestimmen wäre in weiteren Planungsschritten ein Förderkonzept notwendig, in welchem die genauen Fördersätze- und Obergrenzen für jede Variante bestimmt werden. Auch eine Kumulierbarkeit der Förderprogramme ist zu prüfen. Die in dem Energiekonzept berechneten Fördermittel sollen eine Einschätzung zum Fördervolumen geben. Wenn die Umsetzung einer Variante erfolgt, müssen nochmal die aktuellen Förderbedingungen geprüft werden.

7.2.2 Betriebs-, verbrauchsgebundene und sonstige Kosten

Zu den betriebsgebundenen Kosten zählen Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen sowie die Kosten für die Bedienung der Wärmeerzeuger. Die Berechnung dieser Kosten erfolgt in Anlehnung an die Richtlinie VDI 2067. Verbrauchsgebundene Kosten umfassen typischerweise die Ausgaben für Brennstoffe bzw. Strom. Die zugrunde gelegten Energiepreise basieren auf aktuellen Marktwerten und sind bereits in Kapitel 7.1 aufgeführt. Abweichend von den dort aufgeführten Strompreisen wurde der Strom aus der PV-Anlage betrachtet. Um diese Preise konkret bewerten zu können wurden Stromgestehungskosten von der Anlage berechnet. Dazu wurden folgende Annahmen getroffen:

- Spezifischer Preis der PV-Anlage: 850 €/kWp
- Abschreibungszeitraum: 20 Jahre
- Prozentualer Anteil jährlicher Wartungskosten an den Investitionskosten: 1%

Über diese Annahmen betragen die jährliche abzuschreibenden Kapitalkosten einer Vollbelegung aller Dachflächen ca. 40.700 € und die Wartungskosten ca. 5.500 €, wodurch die Jahresgesamtkosten der Anlage rund 46.200 € betragen. Teilt man die Jahresgesamtkosten durch den Ertrag der PV-Anlage von 635.000 kWh erhält man die Stromgestehungskosten in Höhe von 7,3 ct/kWh. In den Varianten 2.0 und 2.2, in welchen die Luft-Wärmepumpen ausschließlich mit PV-Strom betrieben werden, wurden dafür auch komplett die Kosten anstatt des regulären Bezugspreises für Strom angesetzt. In Variante 2.1 in der die Wärmepumpe mit sowohl netzbezogenem als auch mit PV-Strom betrieben wird, wurde ein Mischpreis für den Wärmepumpenstrom berechnet, in welchen die in Kapitel 6.1.2 beschriebene Eigenverbrauchsquote von 56 % einberechnet wurde.

Tabelle 18 enthält eine Übersicht über die jährlich anfallenden verbrauchs- und betriebsgebundenen Kosten. Für die betriebsgebundenen Kosten – bestehend aus Instandhaltung, Wartung und Bedienung – wurden die in VDI 2067 empfohlenen Berechnungsansätze verwendet. Diese basieren entweder auf einem Prozentsatz der Investitionskosten oder auf einer definierten jährlichen Stundenzahl.

Tabelle 18: verbrauchsgebundene Kosten der einzelnen Varianten

		Variante 0	Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	dezentral	Variante 2.0	Variante 2.1	Variante 2.2
Summe Energiekosten	€/a	115.400	38.900	61.600	92.400	75.600	122.900	37.300	60.000	64.300
Summe Betriebskosten	€/a	14.700	32.600	35.300	29.200	30.000	15.800	35.500	29.500	32.900
Summe Betriebs- und Verbrauchskosten	€/a	130.100	71.500	96.900	121.600	105.600	138.700	72.800	89.500	97.200

Aus Tabelle 18 ist ersichtlich, dass die Varianten mit Einbezug des PV-Stroms deutlich geringere Verbrauchskosten als die Wärmepumpen-Varianten ohne PV-Unterstützung aufweisen. Die geringste Summe an Verbrauchs- und Betriebskosten entsteht jedoch bei Variante 1.0 basierend auf einer reinen Hackgutversorgung.

7.2.3 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Auf Grundlage der verschiedenen, zuvor festgelegten Kostenpunkte erfolgt die Bestimmung der jährlich anfallenden Kosten sowie der Wärmegestehungskosten. Bei den Kapitalkosten werden die beschriebenen Investitionskostenförderungen berücksichtigt. Die Ergebnisse werden in Abbildung 33 aufgezeigt.

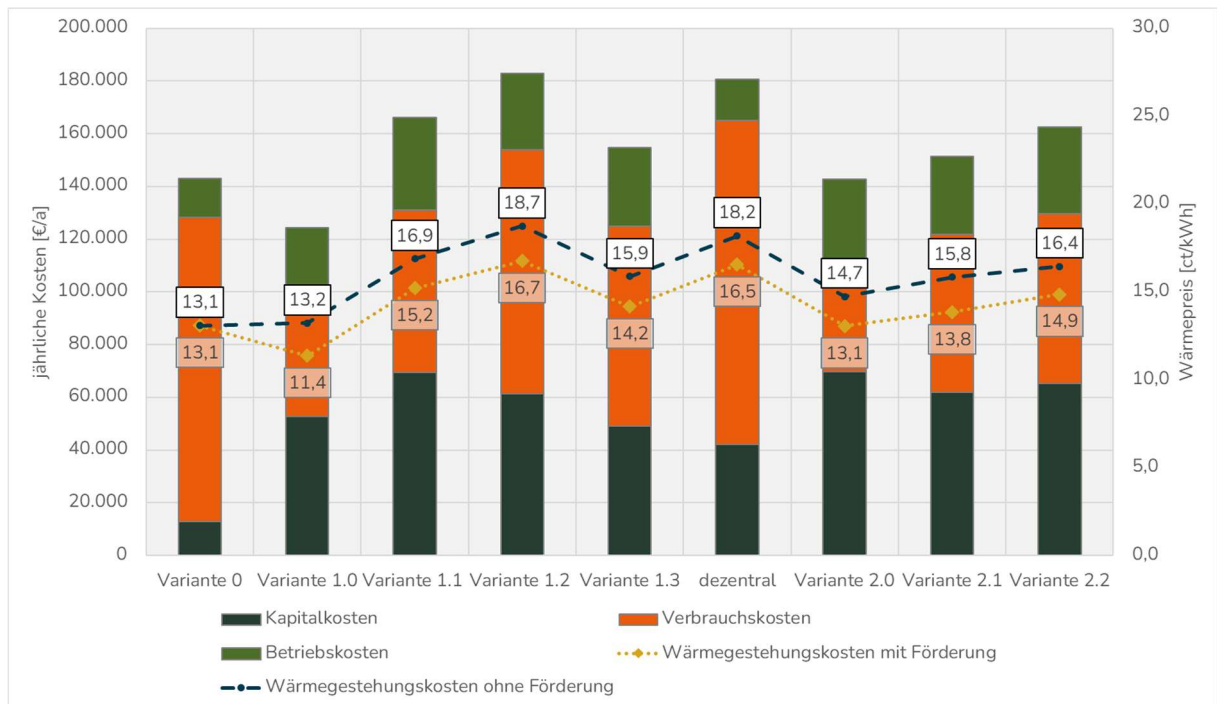


Abbildung 33: jährlich anfallende Kosten und Wärmegestehungskosten aller Varianten

Die jährlich anfallenden Kapitalkosten wurden aus den angesetzten Investitionen, dem Betrachtungszeitraums und Zinssatz ermittelt. Dabei fallen je nach Variante jährliche Kosten in Höhe von maximal 70.000 € an. Rechnet man noch die in dem vorherigen Kapitel beschriebenen laufenden Kosten dazu erhält man die Jahresgesamtkosten für das Wärmenetz. Mit den Jahresgesamtkosten können über die gelieferte Nutzwärme die spezifischen Wärmegestehungskosten berechnet werden. Diese betragen für die neuen Varianten ohne Einbezug möglicher Fördermittel je nach Variante zwischen 13,2 ct/kWh_{th} und 18,7 ct/kWh_{th}. Werden die beschriebenen Fördermittel berücksichtigt, reduzieren sich die Wärmegestehungskosten auf 11,4 ct/kWh_{th} bis 16,7 ct/kWh_{th}.

7.2.4 Risikoanalyse

Zur Bewertung des Investitionsrisikos und dem Einfluss bei Veränderung der Energiekosten wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Die Variablen wurden jeweils um bis zu 50% erhöht bzw. reduziert. Die sich dadurch ändernden Wärmegestehungskosten zeigen die

nachfolgenden Abbildungen. Bei der Sensitivitätsanalyse wurden keine Fördermittel berücksichtigt, weshalb die Investitionskosten einen hohen Einfluss auf die Schwankung der Wärmegestehungskosten haben.

Beispiel anhand **Variante 1.0 2x Hackschnitzelkessel**

Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 13,2 ct/kWh auf 15,0 ct/kWh (+ 1,8 ct/kWh). Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten auf 16,6 ct/kWh (+ 3,4 ct/kWh). Die Abhängigkeit der WGK dieser Variante ist somit im Falle gesteigerter Kapitalkosten deutlich stärker ausgeprägt, als dies bei einem Anstieg der Brennstoffkosten der Fall ist.

Die gesamten Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse sind in den nachfolgenden Abbildungen Abbildung 34 und Abbildung 35 dargestellt.

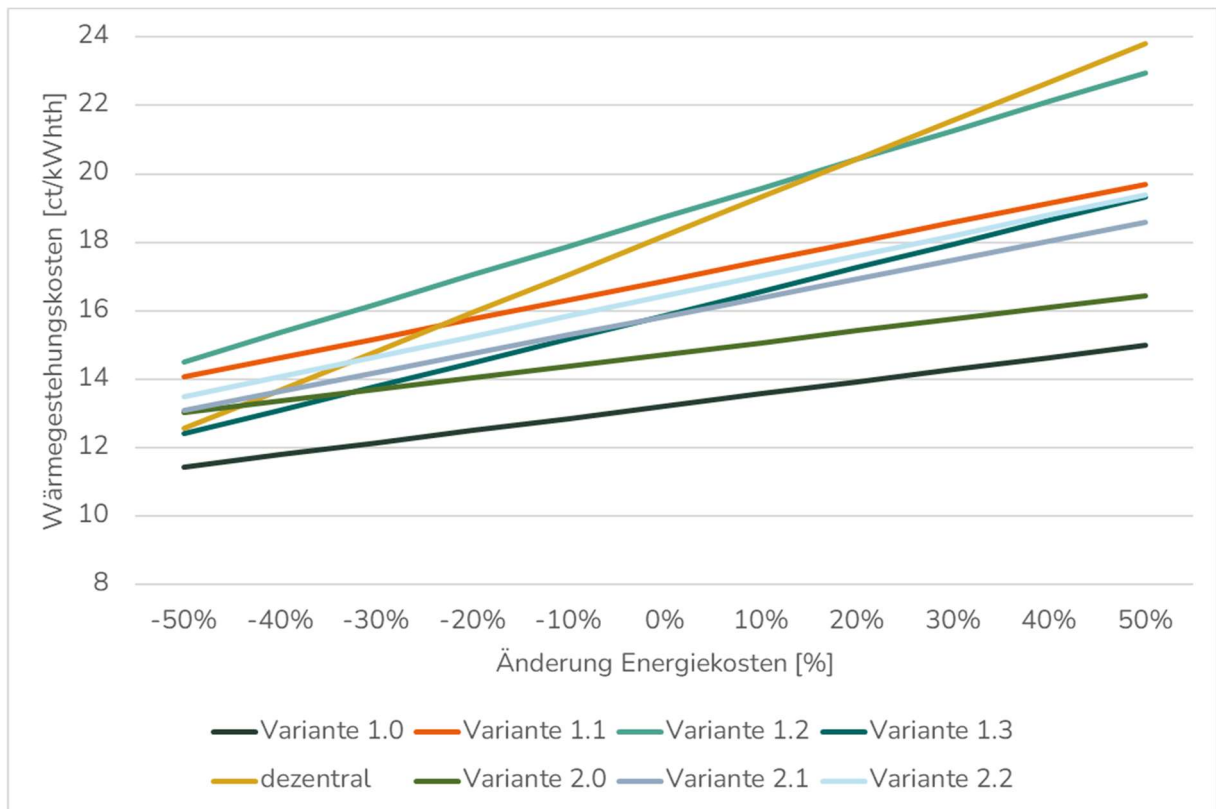


Abbildung 34: Sensitivitätsanalyse bezüglich der Energiekosten

Aus der Sensitivitätsanalyse bezüglich der Energiekosten ist zu entnehmen, dass die dezentrale Variante aufgrund der hohen Verbrauchskosten die größten Änderungen erfährt.

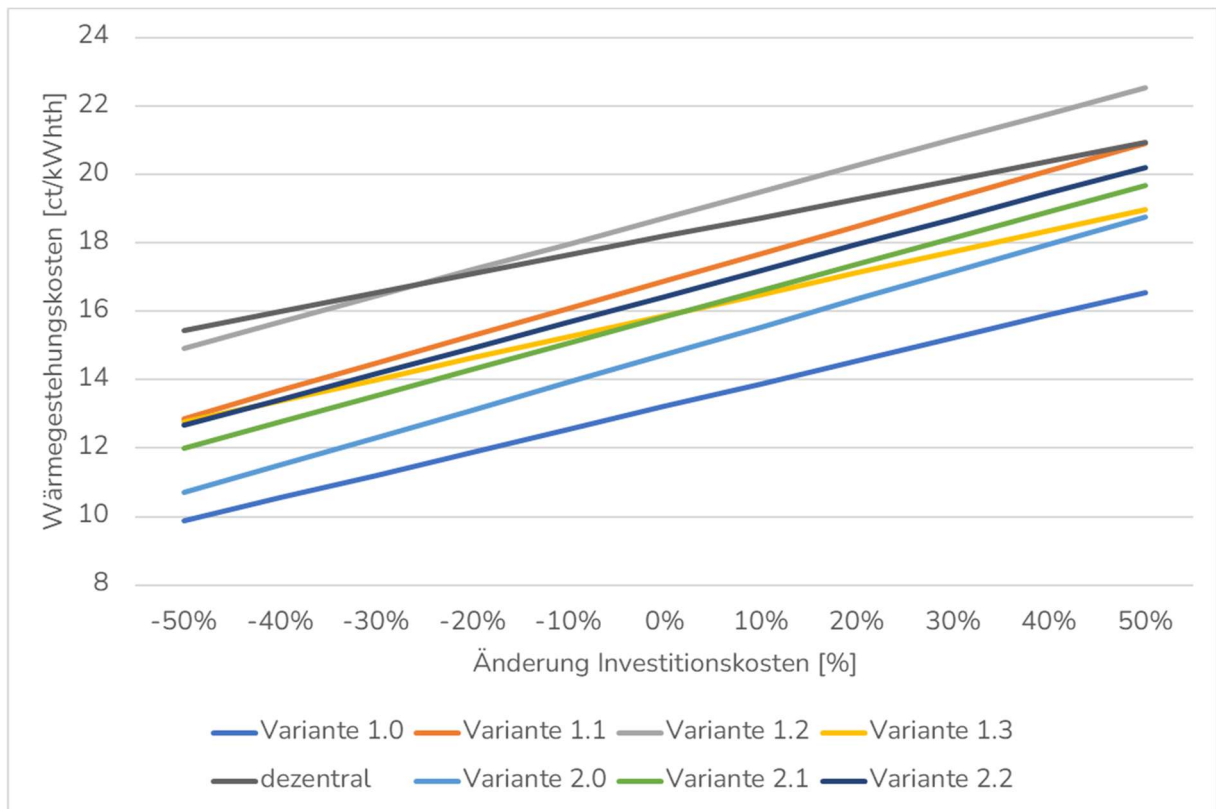


Abbildung 35: Sensitivitätsanalyse bezüglich der Investitionskosten

Allgemein ist unter anderem aus der Analyse zu entnehmen, dass selbst bei großen allgemeinen Preisänderungen auf die einzelnen Varianten die Variante 1.0 am wirtschaftlichsten bleibt.

7.3 Verwaltungsleiterhaus

Wie in Kapitel 6.1.3 beschrieben besteht die Möglichkeit vorerst den Ölkessel in dem Gebäude weiterzubetreiben, sich an das Gebäudenetz anzuschließen oder den Ölkessel beispielsweise durch eine Luft-Wärmepumpe zu ersetzen. Sollte das Gebäude an das Gebäudenetz angeschlossen werden, würden Kosten für die zusätzlichen Wärmeleitungen und die neue Hausübergabestation anfallen. Je nach gewähltem Leitungsverlauf würden etwa 60 m zusätzliche Anbindeleitung gebaut werden, für welche bei einer Ertüchtigung des Gesamtnetzes je nach Rohrmaterial und gewünschter Dämmstärke etwa 35.000 € Kosten anfallen würden. Die zusätzliche Hausübergabestation kostet je nach Hersteller ca. 5.000 €.

Der Einbau einer Luft-Wasserwärmepumpe würde ebenfalls je nach gewünschter Leistung ca. 30.000 € bis 40.000 € kosten. Beim Einbau einer Wärmepumpe sollte zusätzlich versucht werden über Optimierung der Gebäudehülle und der Wärmeübertragung die Vorlauftemperatur im Gebäude zu verringern, um die Effizienz der Wärmepumpe zu verbessern.

8 CO₂- und Primärenergiebilanz

Durch den Aufbau eines regenerativen Wärmeerzeugerportfolios reduzieren sich neben dem Primärenergieeinsatz auch die jährlichen CO₂-Emissionen gegenüber dem Ist-Zustand.

Für die verschiedenen Wärmeversorgungsvarianten erfolgt ein Vergleich zum Ist-Zustand bezüglich des Primärenergiebedarfs und der Entwicklung der jährlichen CO₂-Emissionen.

Auf Grundlage der Verbrauchsauswertung in der Ist-Analyse wurden die CO₂-Emissionen im Ist-Zustand ermittelt. Zur Berechnung wurden die Emissions- und Primärenergiefaktoren nach GEG verwendet [12]. Dabei wird neben dem jährlichen Brennstoffbedarf auch der Hilfsenergiebedarf (elektrische Energie für Pumpen, Fördertechnik, ...) berücksichtigt. Folgende Faktoren wurden berücksichtigt:

- Heizöl:
 - Emissionsfaktor: 310 g/kWh
 - Primärenergiefaktor: 1,1
- Holz:
 - Emissionsfaktor: 20 g/kWh
 - Primärenergiefaktor: 0,2
- Strom (netzbezogen):
 - Emissionsfaktor: 560 g/kWh
 - Primärenergiefaktor: 1,8
- Strom (unmittelbar aus Photovoltaik):
 - Emissionsfaktor: 0 g/kWh
 - Primärenergiefaktor: 0
- Umweltwärme (Umgebungswärme, Grundwasserwärme)
 - Emissionsfaktor: 0 g/kWh
 - Primärenergiefaktor: 0

Für den Strom, der nicht direkt aus PV-Anlagen stammt, wurde in der Berechnung der Emissionsfaktor für netzbezogenen Strom verwendet. Mit Einbringung von „grünem Strom“ würde sich die Bilanz vor allem bei Varianten mit Wärmepumpen stark positiv verändern.

Nach GEG werden f_p -Faktoren $< 0,3$ und $> 1,3$ sowie CO_2 -Faktoren < 0 im Gutachten gekappt ausgewiesen. Durch den EE-Anteil können diese Faktoren nochmals um bis zu 0,1 gesenkt werden. Unter Berücksichtigung dieser Standard-Primärenergiefaktoren und CO_2 -Faktoren ergeben sich die in Tabelle 19 aufgelisteten Werte.

Tabelle 19: Primärenergie- und CO_2 -Bilanz für Ist-Zustand und Varianten des Gebäudenetzes und Verwaltungsleiterhauses

Variante	CO ₂ -Einsparung			Primärenergieeinsparung		
	CO ₂ -Emissionen	CO ₂ -Faktor	Einsparung ggü. Ist-Zustand	Primärenergie	f_p -Faktor	Einsparung ggü. Ist-Zustand
Gebäudenetz						
Ist-Zustand	408 t/a	374 g/kWh	-	1.420 MWh/a	1,30	-
Variante 1.0	31 t/a	28 g/kWh	377 t/a	220 MWh/a	0,20	1.200 MWh/a
Variante 1.1	99 t/a	90 g/kWh	309 t/a	340 MWh/a	0,31	1.080 MWh/a
Variante 1.2	194 t/a	178 g/kWh	214 t/a	570 MWh/a	0,52	850 MWh/a
Variante 1.3	30 t/a	27 g/kWh	378 t/a	220 MWh/a	0,20	1.200 MWh/a
dezentral	266 t/a	243 g/kWh	142 t/a	750 MWh/a	0,68	670 MWh/a
Variante 2.0	21 t/a	19 g/kWh	387 t/a	230 MWh/a	0,21	1.190 MWh/a
Variante 2.1	88 t/a	80 g/kWh	321 t/a	250 MWh/a	0,23	1.170 MWh/a
Variante 2.2	20 t/a	19 g/kWh	388 t/a	230 MWh/a	0,21	1.190 MWh/a
Verwaltungsleiterhaus						
Ist-Zustand	7,8 t/a	344 g/kWh	-	28 MWh/a	1,22	-
Wärmepumpe	5,4 t/a	236 g/kWh	2,4 t/a	15 MWh/a	0,66	13 MWh/a

Durch den Betrieb einer alternativen Wärmeversorgung für das Gebäudenetz, lassen sich am Gelände des BVS je nach Variante zwischen 142 t und 388 t CO_2 und zwischen 670 MWh und 1.200 MWh Primärenergie jährlich einsparen. Im Gebäude des Verwaltungsleiter lassen sich durch die Integration einer Luft-Wärmepumpe ca. 2,4 t CO_2 und 13 MWh Primärenergie pro Jahr einsparen.

Abschließend sind die totalen CO_2 -Emissionen im Vergleich zur Referenzvariante noch in Abbildung 36 grafisch dargestellt.

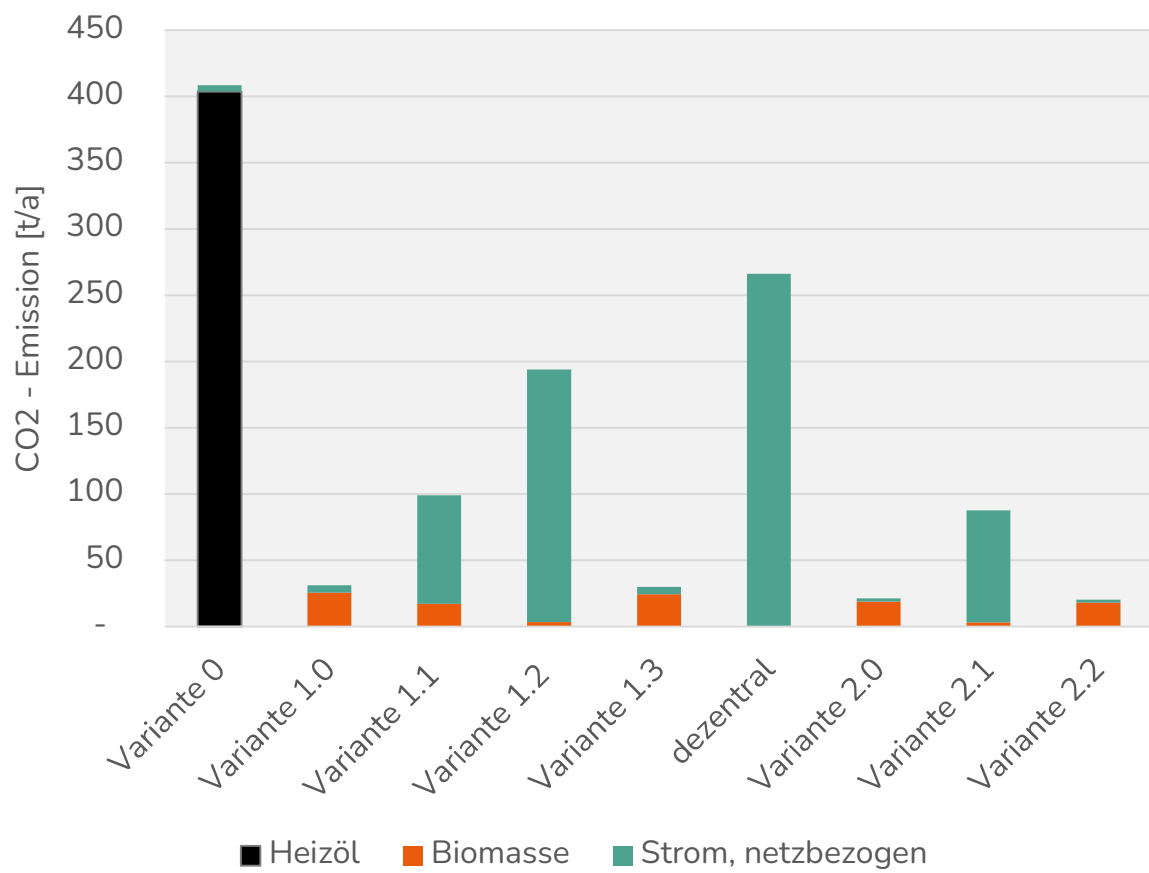


Abbildung 36: totale CO₂-Emissionen der betrachteten Gebäudenetzvarianten

9 Maßnahmenkatalog und weitere Potenziale zu Effizienzsteigerungen als Empfehlung

In diesem Kapitel werden die verschiedenen Maßnahmen des Energiekonzepts in sinnvoller Reihenfolge näher erläutert. Dabei unterteilen sich die Maßnahmen in die Themenbereiche Sanierung und Dämmung der Gebäudehülle, Effizienzsteigerung durch Optimierung der Anlagentechnik im Bereich Heizung, Lüftung, Kältetechnik, thermische und elektrische Energiebereitstellung. Da sich die Sanierung und Dämmung der Gebäudehülle direkt auf den Raumwärmebedarf auswirkt, werden diese Themengebiete gemeinsam betrachtet. Schwerpunkt des Energiekonzeptes liegt in der Gesamtheit auf wärmetechnischen Betrachtungen und Optimierung an den Gebäuden hinsichtlich des Energieverbrauchs und der Schadstoffemissionen.

Als Datengrundlage für das Referenzszenario, an dem die energetischen Einsparungen und die Wirtschaftlichkeit der Investitionen betrachtet wird, werden die aktuellen energetischen Verbräuche aus dem Jahr 2023 herangezogen, die bereits in den vorhergegangenen Kapiteln des energetischen Ist-Zustandes dargelegt wurden.

Die unterschiedlichen Gebäude am Grundstück des BVS weisen unterschiedliche Baujahre, Sanierungsfahrpläne und Zustände auf. Die unterschiedlichen Bauteilaufbauten und die damit verbundenen U-Werte (Wärmedurchgangskoeffizienten) werden im Detail nicht genauestens berücksichtigt, da dies den Umfang des Energiekonzeptes übersteigen würden. Auch lagen die Aufbauten der Außenwände, Decken und Dächer im Detail nicht vor. Somit beziehen sich die Maßnahmenempfehlungen auf Werte zu Gebäudetypologie und Baualtersklasse. Der allgemeine Nutzen im Aufzeigen des Potenzials auf Verbesserung der Effizienz und Minderung der Transmissionswärmeverluste bleibt hiervon unverändert gegeben.

9.1 Sanierung und Dämmung der Gebäudehülle

Prinzipiell gilt es in Bezug auf Maßnahmen an der Gebäudehülle zu beachten, dass bei einem Eingriff an Bauteilen bei dem mehr als 10 % der Fläche des Bauteils betroffen sind, die Anforderungen des GEG an den Wärmeschutz gesetzlich eingehalten werden müssen. Bei der

Erwägung zur Antragstellung von Förderungen aus dem BEG-EM müssen die Werte aus der aktuell geltenden Richtlinie eingehalten werden.

9.1.1 Sanierungsmaßnahme Fassadendämmung

Als Grundlage zur Einordnung der baulichen Beschaffenheit der Außenwände wurde neben der Aufnahme beim Vororttermin, der vom BVS zur Verfügung gestellte Gebäudezustandsbericht verwendet. Die Baujahre der Gebäude gehen laut diesem weit auseinander, auch die durchgeführten Sanierungen an den Gebäuden weisen sehr unterschiedliche Zustände und zeitliche Abläufe auf.

Die zu sanierende Fassadenflächen der Gebäude lassen sich nach einer Einordnung der Gebäudetypologie und der Baujahre mit U-Werten zwischen $1,44 \text{ W/m}^2\text{K}$ und $0,66 \text{ W/m}^2\text{K}$ einteilen. Hieraus lässt sich ein Mittelwert von gerundet $1,00 \text{ W/m}^2\text{K}$ errechnen. Genaue Bewertungen der einzelnen Außenwände der Gebäude sollten durch ein Energieberatungsbüro oder ein Fachplanungsbüro genau bewertet und errechnet werden. Dies trägt einer genauen Bewertung für Sanierungsmaßnahmen, samt Förderkulisse, in Bezug auf Effizienz und Wirtschaftlichkeit bei. Die gesetzlich vorgeschriebenen Wärmedurchgangskoeffizient einer Gebäudefassade betragen nach dem GEG $0,24 \text{ W/m}^2\text{K}$ und nach der BEG EM $0,20 \text{ W/m}^2\text{K}$. Infolge der Sanierungsmaßnahmen wird empfohlen ein modernes Wärmeverbundsystem mit einer Dämmung von $0,035 \text{ W/m}^2\text{K}$ zu verbauen. Damit kann der Wärmedurchgangskoeffizient der Gebäude, je nach Dämmstoffdicke, reduziert werden. Durch die Umsetzung dieser Maßnahmen können geschätzte Werte zwischen 15 und 20 % des Endenergiebedarfs des einzelnen Gebäudes eingespart werden.

Bei dem Wärmedämmverbundsystem ist auf einen wärmebrückenminimierenden Einbau zu achten. Die Luftdichtheitsebene ist zu prüfen und zu verbessern, insbesondere in Bereichen eines vorliegenden Versatzes. Weiter ist zu beachten, dass die Wärmedurchgangskoeffizienten der Wände, die der Fenster aufgrund des Feuchteschutz nicht unterschreiten dürfen. Für eine zusätzliche Optimierung kann Dämmung in vorhandenen Heizkörpernischen an der Wandinnenseite mit angebracht werden.

9.1.2 Sanierungsmaßnahme Dämmung oberer Gebäudeabschluss

Der Dachbestand der einzelnen Gebäude weist Potenzial zur Ertüchtigung auf. Als ergänzender Punkt kann bei gewünschter Installation von Photovoltaikmodulen zur Aufdachmontage als Vorfeldmaßnahme eine Dachsanierung angestrebt werden. In diesem Zuge können bestehende Undichtigkeiten beseitigt werden und Maßnahmen zur Einbindung der PV-Anlagen und Ertüchtigung der Dachstühle und Deckungen samt einer Dämmung genutzt werden. Bei einer Sanierung müssen die Werte nach mindestens GEG-Standard eingehalten werden, welcher bei Dächern gegen unbeheizte Räumlichkeiten bei einem Wärmedurchgangskoeffizient von $0,35 \text{ W/m}^2\text{K}$ liegt und bei angrenzenden beheizten Dachstühlen bei $0,24 \text{ W/m}^2\text{K}$ liegt. Zum Erreichen der Mindestanforderungen nach BEG-EM gilt $0,14 \text{ W/m}^2\text{K}$ als Grenzwert an angrenzende beheizte Dachstühle.

Die gesetzlich vorgeschriebenen Wärmedurchgangskoeffizient für den oberen Gebäudeabschluss entsprechen nach dem GEG $0,20 \text{ W/m}^2\text{K}$ und nach dem BEG EM $0,14 \text{ W/m}^2\text{K}$. Im Zuge von genauen Bewertungen der einzelnen Dächer der Gebäude, sollte durch ein Energieberatungsbüro oder ein Fachplanungsbüro die U-Werte der Bestandsaufbauten genau bewertet und errechnet werden. Dies trägt einer genauen Bewertung für Sanierungsmaßnahmen, samt Förderkulisse, in Bezug auf Effizienz und Wirtschaftlichkeit bei.

Durch die Dämmung des oberen Gebäudeabschlusses kann der Endenergiebedarf des jeweiligen Gebäudes nach Schätzungen im Bereich um die 5 – 8 % gesenkt werden.

9.1.3 Sanierungsmaßnahme Kellerdämmung

Um die Wärmeverluste durch die Kellerwände zu minimieren, empfiehlt es sich diese ebenfalls zu sanieren. Die gesetzlich vorgeschriebenen Wärmedurchgangskoeffizient für Wände gegen Erdreich oder unbeheizte Räume sowie Decken nach unten gegen Erdreich, Außenluft oder unbeheizte Räume entsprechen nach dem GEG $0,30 \text{ W/m}^2\text{K}$ und nach dem BEG EM $0,25 \text{ W/m}^2\text{K}$. Im Zuge von genauen Bewertungen der einzelnen Kellerwände, Kellerdecken und Bodenplatten der Gebäude, sollte durch ein Energieberatungsbüro oder ein Fachplanungsbüro die U-Werte der Bestandsaufbauten genau bewertet und errechnet werden. Dies

trägt einer genauen Bewertung für Sanierungsmaßnahmen, samt Förderkulisse, in Bezug auf Effizienz und Wirtschaftlichkeit bei.

Derzeit sind die Wärmedurchgangskoeffizient der Kellerwände zwischen $1,65 \text{ W/m}^2\text{K}$ und $0,67 \text{ W/m}^2\text{K}$ nach Baujahr und Gebäudetypologie anzusetzen. Die zu sanierenden Kellerwandflächen können als Maßnahme mit einer Innendämmung mit einer Wärmedurchlässigkeit von $0,035 \text{ W/m}^2\text{K}$ versehen werden. Auch die Kellerdecke kann mit diesem Dämmwert ertüchtigt werden. Mithilfe dieser Maßnahmen lässt sich eine Endenergieeinsparung von geschätzten 3 % vom gesamten Endenergieverbrauch des Gebäudes ansetzen.

9.1.4 Gesamtbetrachtung der Sanierung und Dämmung der Gebäudehülle

In der Gesamtbetrachtung, bei Umsetzung aller zuvor genannten Sanierungsmaßnahmen auf die Gebäude des BVS kann der aktuelle Wärmebedarf deutlich reduziert werden. Damit verbunden verringern sich ebenfalls die CO_2 Emissionen und die Heizkosten. Ausgehend von der jetzigen Wärmeversorgung mittels Heizölkessel kann der spezifische Primärenergiebedarf im Zuge der Gesamtmaßnahmen deutlich reduziert werden. Die Transmissionsverluste des Gebäudes können durch die verbesserte Dämmung ebenfalls deutlich gesenkt werden.

Bei einer Umsetzung der Maßnahmen entfaltet sich der volle Effekt auf die Auslegung der neuen Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien bezogen auf die notwendigen Leistungen und Möglichkeit zur Senkung des Temperaturniveaus. Gerade in Bezug auf die betrachteten Varianten der Erzeugung mit Wärmepumpentechnik und PV-Anlage kann durch diese Maßnahmen das Fundament für eine zukünftige effiziente und nachhaltige Wärmetechnik samt einen entsprechend reduzierter Wärmeverbrauch gelegt werden.

9.2 Effizienzsteigerung der Anlagentechnik

In diesem Kapitel werden verschiedene Maßnahmen an der Anlagentechnik der einzelnen Gebäude aufgezeigt. Die Auslegungen der einzelnen Varianten zur zentralen und dezentralen Wärmeversorgung wurden bereits genau im Kapitel 6 des Energiekonzeptes beschrieben.

Die folgenden Unterpunkte dienen der Empfehlung auf effizienzsteigernde Maßnahmen der Haustechnik. Hierunter zählen die RLT-Geräte, die Heizungstechnik in und außerhalb der Heizungszentrale im Zentralgebäude, sowie weitere technische Komponenten und Anlagentechnik. Dabei werden die Anlagenparameter und Energieverbrauchsdaten der Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen, Biomassekessel, gegenübergestellt. Als Referenz wird der aktuelle Wärmebedarf der Liegenschaft angenommen, welcher durch die derzeitigen Erdölkessel im Zentralgebäude und den dezentralen Erdölkessel im Verwaltungsleiterhaus bereitgestellt werden.

9.2.1 Maßnahmen zur Effizienzsteigerung der Heizungstechnik

Das Potential an erneuerbaren Wärmequellen ist bereits ausführlich im Kapitel 5 beschrieben. Die Möglichkeiten auf die Erneuerung zur thermischen Infrastruktur sind unter Kapitel 6 genau erfasst und dargestellt.

Die nächsten Punkte beschreiben eine Steigerung der Effizienz in puncto auf weitere Anlagenteile, wie Verteilung und Speicherung und Komponenten der Heizungstechnik am Standort der BVS Holzhausen am Ammersee.

9.2.1.1 Gebäudenetz und Heizungsunterstationen

Am Standort werden die einzelnen Gebäudekomplexe über die Nahwärmeleitungen des Gebäudenetzes von der Hauptzentrale im Zentralgebäude aus mit Wärme versorgt. Siehe dazu Abbildung 5 in Kapitel 4.1. Erweiternd dazu wird in der nächsten Abbildung das erweiterte und optimierte Gebäudenetz aufgezeigt. Es umfasst auch eine Integration des Verwaltungsleiterhauses, welches aktuell noch dezentral versorgt wird.

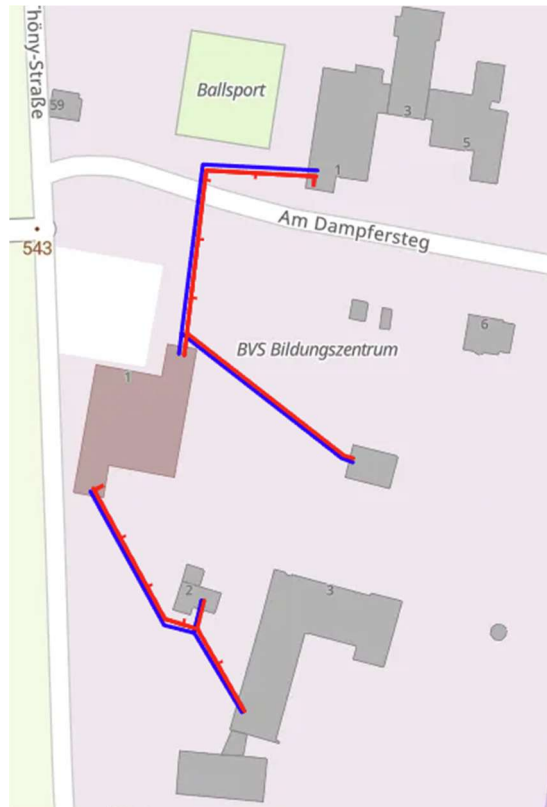


Abbildung 37: Erweitertes Gebäudenetz [1]

Ein wesentlicher Schwachpunkt im Netz und in der Art der Verteilung ist die konstante Temperaturfahrweise zur Belieferung der Unterstationen mit Wärme, auf einem gleichbleibenden Temperaturniveau unabhängig von der Anforderung der Heizkreise und der Außentemperatur. Bei der Aufnahme vor Ort wurde eine Fahrweise von ca. 80/60 °C Vorlauf- u. Rücklauf-temperatur an den analogen Thermometern des Fernwärmeanschlusses am Heizungsverteiler abgelesen. Ein weiterer Schwachpunkt in der Anbindung der Nahwärmeleitung, ist eine bereits erkannte direkte Einbindung der Nahwärmeleitungen an den Heizungsverteiler. Es wurde keine systemtrennende Anlagentechnik (Wärmetauscher, hydraulische Weiche, Pufferspeicher, Übergabestation) installiert. Siehe nachfolgende Fotos von der Vorortaufnahme.



Abbildung 38: Heizungsunterstation (Gebäude Sieben Eichen Mittelbau)

Dies liefert zwei Systemempfehlungen zur Verbesserung der Effizienz und der Anlagensicherheit. Mit der Installation und Integration von Nahwärmeübergabestationen samt Pufferspeicher und einem neuen System zur Warmwasserbereitung. Hier empfiehlt sich die Kombination einer Frischwasserstation oder ein Speicherladesystem zur zukünftigen Warmwasserbereitung umzusetzen. Die Frischwasserstation bringt noch den Vorteil der Hygiene mit sich, da WW nur im Bedarfsfall im Durchflusssprinzip zur Verfügung erzeugt wird. In der folgenden Abbildung zeigt eine mögliche Konstellation der Anlagentechnik.



Abbildung 39: Übergabestation und Frischwasserstation [13]

Die Heizkreise von der Hauptheizzentrale und dem Nahwärmenetz und den Heizkreisen der Unterstationen der jeweiligen Gebäude, werden durch einen Plattenwärmetauscher am Pufferspeicher und der dazugehörigen Beladung getrennt. Im Falle einer Leckage im Wärmenetz oder in der Hauptheizzentrale würde eine „Leerlaufen“ des gesamten Netzes verhindert werden. Der auf das zu versorgende Gebäude ausgelegte Pufferspeicher bürgt noch den Vorteil zur Entlastung des Netzes bei Spitzen in der Versorgung (Lastmanagement). Es kann auch im Sommer ein Dauerbetrieb des Nahwärmenetzes vermieden werden, da die Warmwasserbereitung zuerst auf die gepufferte Energie des Speichers zurückgreifen kann, bevor dieser erneut über das Nahwärmenetz wieder beladen wird. Im Falle einer Umsetzung dieser Anlagentechnik auf alle Unterstationen in den Gebäuden lässt sich noch eine neue Regelung und

Möglichkeit zur gebäudeübergreifenden Schnittstelle in der Gebäudeautomation, des Energiemonitorings in puncto auf Überwachung und Auslesung aller Energiebedarfe der einzelnen Gebäudekomplexe erzielen. Dies ist durch eine Kommunikationsleitung möglich. Eine neue witterungsgeführte Regelung der Übergabestation lässt auch eine individuelle außen-temperaturgesteuerte Regelung der Vorlauftemperaturen zu. Dies hat gegenüber der aktuell im Bestand betriebenen konstanten Temperaturfahrweise deutliche Effizienzsteigerungen zur Auswirkung.

Die Umsetzung würde sich auf die folgenden Gebäude beziehen:

- „Sieben Eichen“ Mittelbau
- „Sieben Eichen“ Neubau
- „Sieben Eichen“ Südgebäude
- Dozentenhaus
- „Föhreneck“ und Gebäudeteil Lehrsäle
- „Panorama“
- Verwaltungsleiterhaus (Bei Anbindung an zentrale Heizungstechnik und dazugehörigem Gebäudenetz)

9.2.1.2 Pumpen, Rohrleitungs- und Anlagentechnik

Das BVS hatte im Zuge jüngster Erneuerungsarbeiten von defekten und veralteten Heizungs-pumpen, auf energiesparende Pumpen gewechselt. Beim Tausch der Pumpen wurden auch teilweise die alten Absperrungen (Ventile, Absperrschieber) getauscht. Hier empfiehlt es sich im Zuge weiterer Auswechslungen Strangreguliertventile mit zugehöriger Einstellmöglichkeit zur Volumenstrombegrenzung einzubauen. Dies empfiehlt sich als effizienzsteigernde Maßnahme in der Hauptheizzentrale und allen Unterstationen samt den betroffenen Heizkreisen der Gebäude vorzunehmen. Der elektrische Hilfsstrom verringert sich durch den Einsatz von Hocheffizienzpumpen deutlich. Auch eine Schnittstelle zur Integration in eine Fernsteuerung sowie ein Energiemonitoring ist dadurch umsetzbar.

Weitere anlagentechnische Verbesserungsmöglichkeiten fielen im Zuge der Aufnahme im Bereich der zentralen Heizungswassernachbefüllung (Systemtrennung) und der zentralen

Druckhaltung auf. Diese sollte gegen dezentrale, kleinere automatisierte Heizungsnachspeisungen und Druckhaltungen in den jeweiligen Gebäuden (Unterstationen) getauscht werden. Aufbereitetes Heizungswasser nach VDI 2035 erhöht die Effizienz und Langlebigkeit der Anlage. Außerdem empfiehlt es sich im Zuge der Umbauarbeiten auf der Sekundärseite (Heizungsnetz Heizkörper, Fußbodenheizung, Heizregister der RLT-Geräte) im Rücklauf einen Schlammabscheider sowie einen Mikroblasenabscheider einzubauen. Diese entfernen metallische und weitere Rückstände aus dem alten Bestandsnetz und die Komponenten tragen somit auch zur Energieeffizienz und Langlebigkeit der Anlage und Anlagenkomponenten (z.B. Pumpen) bei.

Der Dämmstoff der wärmeführenden Rohrleitungen und Armaturen sowie die Blechummantelungen sind bereits in die Jahre gekommen. Teilweise fielen unvollständig isolierte Rohrstrecken und Armaturen auf. Diese gilt es aus Prävention vor Wärmeverlusten auszubessern. Es empfiehlt sich im Zuge von zukünftigen Umbauarbeiten die Isolierung GEG konform zu erneuern.

Das folgende Bild aus der Heizungsunterstation „Sieben Eichen Südgebäude“ veranschaulicht die aufgezählten Systemempfehlungen.



Abbildung 40: Bestand Heizungsunterstation Sieben Eichen Südgebäude

9.2.1.3 Hydraulischer Abgleich

Warmwasserpumpenheizungen sind aus verzweigten Rohrleitungssystemen aufgebaut. Durch diese Systeme muss überall gleich viel Wasser fließen, um ein gleichmäßiges Aufheizen zu gewährleisten und einem schlechten Regelverhalten der Thermostatventile vorzubeugen. Durch die Rohrreibung und verschiedene Einbauten in dieses Rohrsystem kommt es zum Druckverlust. Die Folge kann sein, dass nicht mehr durch alle Heizkörper die gleiche Menge an Warmwasser fließt und einige Heizkörper und einige Heizkreise der Fußbodenheizung mehr Wärme, andere weniger Wärme abgeben. Dies hat zur Folge, dass der Pumpendruck erhöht wird (höhere Pumpenstufe, größere Pumpe). Die Folge falsch dimensionierter Pumpen sind Fließgeräusche, denen durch sogenannte Überströmventile entgegengewirkt werden

kann, d. h. überschüssige Energie wird vernichtet. Zudem steigt bei erhöhtem Druck die Rücklauftemperatur, wodurch der Brennwert (bei Brennwertheizungen) nicht genutzt werden kann. Aus diesen Gründen ist es sinnvoll die Heizanlage gesamtheitlich hydraulisch abzugleichen. Dies erfolgt durch Begrenzung des Durchflusses an den entsprechenden Stellen des Rohrleitungssystems. Durch diese Begrenzung wird erreicht, dass jedem Heizkörper und jedem Heizkreis der tatsächlich benötigte Volumenstrom zur Verfügung gestellt wird. Anschließend sollten die Pumpenleistungen überprüft werden und gegen elektronisch geregelte Pumpen ausgetauscht werden.

Zur Sicherstellung eines energieeffizienten und komfortablen Betriebs der Heizungsanlage wird ein hydraulischer Abgleich gemäß den technischen Regeln und Vorgaben empfohlen. Dabei werden die Volumenströme der Heizkreise so eingestellt, dass jeder Heizkörper bzw. jeder Flächenheizkreis genau die benötigte Wärmemenge erhält – unabhängig von seiner Entfernung zur Wärmequelle.

Der hydraulische Abgleich zusammengefasst umfasst folgende Punkte:

- Erfassung der Heizlasten je Raum
- Berechnung und Einstellung der Vorlauftemperaturen und Durchflussmengen
- Optimierung der Pumpenleistung und Regelungstechnik

Nach Meinungen des SHK-Fachverbands kann durch den Abgleich eine Energieeinsparung von bis zu 15 % am thermischen Gesamtenergiebedarf erzielt werden.

9.2.2 Maßnahmen zur Verbesserung an der RLT-Technik

RLT-Anlagen weisen einen nicht unerheblichen Stromverbrauch auf. Daher sollte stets auf einen optimalen Betrieb geachtet werden. Es bietet sich an, die Steuerung und Regelung regelmäßig zu prüfen und die Laufzeiten bzw. die Einstellung der Leistungsstufen zu optimieren.

Bei Anlagen mit Stufen- oder Konstantmotoren sollte geprüft werden, ob die Nachrüstung von Frequenzumrichtern (FU) sinnvoll und möglich ist. Der Einsatz eines FUs bietet sich immer dann an, wenn die volle Luftleistung nur wenige Stunden pro Tag benötigt wird. Bevor Investitionen getätigt werden, muss geprüft werden, ob künftig Sanierungen an den versorgten Bereichen vorgenommen werden und sich somit der Bedarf ändert. Des Weiteren muss das Alter der Anlage beachtet werden, um abzuwägen ob einzelne Teile erneuert werden oder ob auf absehbare Zeit eine komplette Erneuerung erfolgen soll.

Zur Steigerung der Energieeffizienz und des Raumkomforts wird die bestehende RLT-Technik analysiert und gezielt verbessert. Die Maßnahmen umfassen:

- Erneuerung oder Nachrüstung der RLT-Anlagen mit hocheffizienten Komponenten (z. B. EC-Ventilatoren, energiesparende Motoren, Frequenzumformer)
- Einbau von Wärmerückgewinnungssystemen mit einem Wirkungsgrad von mindestens 80 %
- Bedarfsgerechte Steuerung über CO₂-, Feuchte- und Präsenzsensoren zur Reduktion des Energieverbrauchs
- Optimierung der Luftmengenregelung durch Volumenstromregler und Zonierung
- Integration in die Gebäudeautomation zur zentralen Überwachung und Steuerung
- Regelmäßige Wartung und Filtermanagement zur Sicherstellung der Luftqualität und Effizienz

Das BVS hat bereits Investitionen in diesen Bereich getätigt und ist auf einem guten Weg zu einem effizienten Betrieb. Sowohl die früher betriebene Abluftanlage im Gebäude „Sieben Eichen“ wurde aufwendig zu einer Zu- und Abluftanlage samt Wärmerückgewinnung umgerüstet. Im Gebäude Föhreneck ist dies ebenfalls umgesetzt. Im Zentralgebäude ist 2024/25 ebenfalls eine große Umbaumaßnahme der RLT-Geräte in Umsetzung und zum Zeitpunkt der Begehung nahezu fertiggestellt. Das folgende Foto zeigt die im Begriff der Umsetzung laufende Maßnahme zur Installierung einer neuen RLT-Anlage samt WRG im Zentralgebäude.



Abbildung 41: RLT-Anlage Zentralgebäude

Im Gebäudeteil „Panorama“ sind noch zwei reine zentrale Abluftanlagen, im Dachgeschoss installiert, im Einsatz. Diese sollten nach Empfehlung und Möglichkeit in einen künftigen Sanierungsfahrplan umgebaut werden.

9.3 Einsatz energieeffizienter Beleuchtungstechnik

Grundsätzlich wird basierend auf dem aktuellen Stand der Technik eine fortlaufende Umrüstung bzw. ein Austausch veralteter Beleuchtungstechnik durch neue effiziente Technik (z.B. LED) empfohlen, da damit große Einsparungen erreicht werden können.

Die Beleuchtung kann allgemein einen hohen Anteil am Stromverbrauch eines Gebäudes haben. Alte und ineffiziente Beleuchtungsanlagen verbrauchen sehr viel Energie und führen so

zu unnötigen Kosten. Eine herkömmliche Glühbirne zum Beispiel wandelt 95 % der aufgenommenen Energie in Wärme um. Im Vergleich hierzu sind dies bei Halogenlampen nur noch etwa 80 – 85 % der Energie, bei Energiesparlampen kann dieser Wert sogar bis auf 65 % gesenkt werden. In den einzelnen Gebäuden sind die verschiedensten Leuchtmittel eingesetzt. Die Auswahl eines geeigneten Leuchtmittels sollte sowohl nach der Art der Nutzung als auch nach Grundlagen der Wirtschaftlichkeit erfolgen.

LED-Lampen weisen eine Wärmeabgabe von nur rund 15 – 20 % auf, weshalb sie nicht nur sehr effizient, sondern auch zur Beleuchtung von empfindlichen Gegenständen geeignet sind.

In WC-Räumen und wenig-frequentierten Gebäudeteilen wie Eingangsbereich, Treppenhaus und Lagerräumen sollte das Licht ausgeschaltet werden. Oftmals sind in WC- Bereichen die Beleuchtungen den ganzen Tag in Betrieb.

Um die Sensibilisierung der Nutzer zu erhöhen, sollten in diesen Bereichen Hinweisschilder angebracht werden. Alternativ kann die Nachrüstung von Bewegungsmeldern oder Tastschalter mit Zeitschaltung sinnvoll sein. Dies ist meist mit geringen Investitionskosten verbunden, die damit erzielbaren Einsparungen sind hingegen hoch. Somit hat sich diese Anschaffung innerhalb kurzer Zeit amortisiert.

Neben dem Umfang und Kostenaufwand einer Beleuchtungssteuerung muss bei einer Entscheidung auch die Nutzung des Gebäudes mit einbezogen werden. Denn nicht immer ist das System mit dem höheren Energie-Einsparpotential die beste und sinnvollste Lösung.

Im Außenbereich und in großen Räumen kommen häufig Leuchtstoffröhren zum Einsatz. Ein nennenswertes Einsparpotential bietet sich hier meist nur durch Austausch der Vorschaltgeräte. Zudem kann bei alten Leuchtstoffröhren die Leuchtkraft durch verschmutzte Raster und Reflektoren um 40 % im Vergleich zu neuen Lampen reduziert sein. Somit ist in vielen Fällen ein kompletter Tausch der Leuchtstoffröhren sinnvoll. Des Weiteren ist es oft sinnvoll Beleuchtungen im Außenbereich mit Bewegungsmelder nachzurüsten, um eine minimal notwendige Laufzeit zu erzielen.

Bei der Neuinstallation einer Beleuchtung bzw. beim Ersatz alter Leuchtmittel sollte immer auf den neuesten Stand der Technik (z.B. LED) zurückgegriffen werden.

Gerade ganztägig durchgehend beleuchtete Bereiche bieten großes Potential zur Einsparung.

9.4 Mitarbeiterschulung zur Steigerung des Bewusstseins zur Energieeffizienz

In der Regel können durch Einflussnahme auf das Benutzerverhalten der Mitarbeiter ohne großen investiven Aufwand erste Energieeinsparungen erwirkt werden. Einmal im Jahr könnten die Mitarbeiter bezüglich der Bewusstseinsbildung für einen effizienten und sparsamen Umgang mit Energie geschult werden. Dabei könnten externe Referenten für Fachvorträge eingeladen werden. Durch die Anschaffung von z.B. Strommessgeräten können „Stromfresser“ und hohe Stand-by Verbräuche aufgedeckt und beseitigt werden. Das Strommessgerät ist einfach zu bedienen, indem es zwischen den Stecker des zu messenden Gerätes und der Steckdose angebracht wird. Elektrogeräte wie zum Beispiel der PC, der Drucker oder der Router verursachen übers Jahr gesehen hohe zusätzliche Stromkosten aufgrund des unnötigen Stand-by Verbrauchs oder dem Einsatz veralteter Technik. Bei einigen Geräten lohnt sich daher das vollständige Abschalten mittels Zwischenstecker, um diese versteckten Kosten zu minimieren. Bei der Neuanschaffung von Elektrogeräten sollte auf das Europäische Energielabel, wie in Abbildung 42 dargestellt, geachtet werden. Diesem liegen sieben Energieeffizienzklassen von A bis G zu Grunde. Über das EU-Energielabel kann der Energieverbrauch im Betrieb, sowie der Stand-by Verbrauch ermittelt werden. Diese Werte sind entscheidend für die Folgekosten, die aus dem Stromverbrauch des Gerätes entstehen.

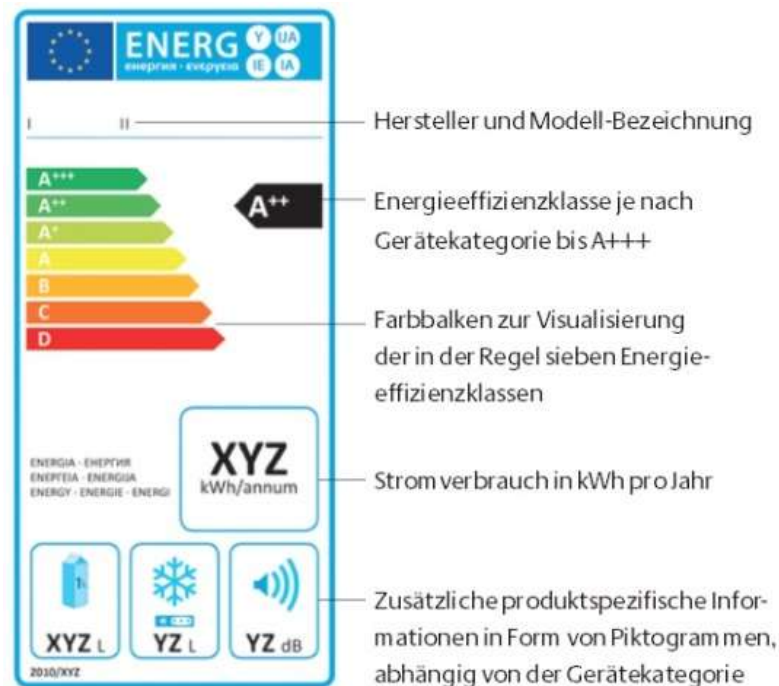


Abbildung 42: Beispiel EU-Energielabel

9.5 System- und Maßnahmenempfehlung auf Vorzugsvariante

Nachdem im gesamteinheitlichen Energiekonzept für das BVS Holzhausen in Utting am Ammersee anschaulich die Potenziale in energietechnischer Betrachtung den vorausgegangenen Kapiteln untersucht worden sind, lässt sich eine klare Richtung zur Systemempfehlung aussprechen. Diese legt das Fundament für eine zukunftsichere, nachhaltige, wirtschaftliche und effiziente Energieversorgung.

Das volle Potenzial zur Energieeffizienz kann in der Kombination aus energetischen Verbesserungsmaßnahmen an der Gebäudehülle, sowie durch Verbesserungsmaßnahmen an der Wärmeerzeugung und der Umsetzung einer möglichen Stromerzeugung durch die Installation von PV-Anlagen ausgeschöpft werden.

Der aktuelle zu 100 % fremdbezogene Strom, die fossil betriebene Wärmeerzeugung und der Zustand der Gebäudehülle der einzelnen Gebäude, gibt die klare Richtung vor.

Bei einer Gesamtsanierung ergeben sich deutliche Energieeinsparungen, weshalb die aufgeführten Maßnahmen an der thermischen Gebäudehülle durchgeführt werden sollten. Bei Umsetzung der beschriebenen Sanierungsvarianten sowie einer Erneuerung der Energieversorgung können auch das Anforderungsniveau der KfW-Effizienzhaus-Vorgaben Erneuerbare-Energien-Klasse erreicht werden. Das hat in Bezug auf Investitionen im Zusammenspiel mit den Förderungen zu den unterschiedlichen Energiestandards KfW finanzielle Vorteile. Auch einzelne auszuführende Maßnahmen können durch die Inanspruchnahme von BEG-Einzelmaßnahme-Förderungen attraktiv sein.

Für die Energieversorgungsvarianten erfolgte neben einer Vollkostenrechnung in Anlehnung an die VDI 2067 ebenso eine ökologische Bewertung anhand einer CO₂-Bilanz.

Der Austausch der bestehenden, fossilen Heizölkessel Anlage gegen eine mit erneuerbaren Energien betriebene Anlage ist sowohl aus ökologischer als auch aus ökonomischer Sicht klar zu empfehlen. Dabei ist als grundlastdeckender Wärmeerzeuger ein Biomassekessel zu empfehlen. Sollten die nötigen Umbaumaßnahmen für den Aufbau einer Hackgutinfrastruktur mit Lagerung, Bereich zur Anlieferung und Fördertechnik ohne sehr hohe Kosten gebaut werden können ist diese Umsetzung am wirtschaftlichsten. Zudem kann eine Luft-Wärmepumpe insbesondere mit PV-Strom unterstützend dienen. Durch die Übernahme der Wärmeerzeugung in den wärmeren Monaten kann somit auch ein ineffizienterer Teillastbetrieb des Hackgutkessels vermieden werden. Sollte der Bau einer Wärmepumpe vorerst nicht erwünscht sein, ist es zu empfehlen im Heizraum Platz für die nachträgliche Installation einer Wärmepumpe freizuhalten. Im Sommer sollten beim Betrieb der Wärmepumpe die Vorlauftemperaturen möglichst geringgehalten werden, um den Stromverbrauch der Wärmepumpe zu minimieren. Dazu ist es zu empfehlen eine Gesamtsanierung der Gebäudehüllen umzusetzen, um die Gesamtanlage in Nachhaltigkeit und Effizienz abrunden.

10 Ausblick und Zusammenfassung

Das Energiekonzept zeigt, dass unter Einbezug möglicher Fördermöglichkeiten die Umstellung der Energieerzeugung am BVS auf erneuerbare Energien wirtschaftlich erfolgen kann, sodass alle gesetzlichen Rahmenbedingungen in mittelfristiger Zukunft erfüllt werden können. Das Konzept zeigt einen umsetzungsnahen Fahrplan, um sowohl die lokalen Potenziale am Standort optimal auszuschöpfen als auch um den Energieverbrauch der Liegenschaften zu senken und die Energieversorgung wirtschaftlich und nachhaltig zu gestalten.

Nach Auswertung der Energieströme im Ist-Zustand konnten konkrete Systemvarianten basierend auf erneuerbaren Energien dimensioniert und wirtschaftlich und ökologisch bewertet werden. Als wirtschaftlichste Systemempfehlung hat sich die Variante basierend auf einer reinen Hackgutversorgung herausgestellt. Mit Blick auf die Zukunft ist auch die Integration einer Wärmepumpe zu empfehlen. Diese sollte mit möglichst viel PV-Strom betrieben werden, um einen wirtschaftlicheren Betrieb zu gewährleisten.

Mit dem vorliegenden Energiekonzept verfügt die BVS nun über ein fundiertes Planungsinstrument für den Aufbau eines nachhaltigen Wärmeversorgungskonzepts. Damit ist ein wichtiger Schritt zur Erreichung der nationalen, europäischen Klimaziele und zur Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben getan.

Quellenverzeichnis

- [1] – Bayernatlas: Grundstück der BVS eigene Bearbeitung
- [2] – Außentemperaturen DWD: Wetterstation Wielenbach für 2021
- [3] – Umweltatlas: Standortauskunft oberflächennahe Geothermie
- [4] – Umweltatlas: Standortauskunft Bodenparameter
- [5] – Umweltatlas: Standortauskunft Grundwasserwärmepumpen
- [6] – Energieatlas: Kartenauskunft Grundwasserwärmepumpen
- [7] – Energieatlas: Kartenauskunft Vogelschutzgebiete
- [8] – GKD Bayern: Wassertemperatur Ammerseeboje Messstellen-Nr.: 16601050
- [9] – Energieatlas Bayern: Potenzial Biomasse
- [10] – Hargassner: Heizmodul Hackschnitzel
- [11] – Enerpipe: Systemheizhaus
- [12] – Gebäudeenergiegesetz (GEG; zuletzt geändert am 16. Oktober 2023)
- [13] – Enerpipe: Übergabestation mit Frischwasserstation