

**Wärmenetzausbau- und -
dekarbonisierungsfahrplan
der Ilmenauer Wärmeversorgung GmbH**



Datum: 15.07.2026
Auftraggeber: IWV Ilmenauer Wärmeversorgung GmbH
Gewerbepark „Am Wald“ 18
98693 Ilmenau

Federführende Konzeption: M. Eng. Tobias Raddau
REthink-ing by Tobias Raddau
IB für rationelle Energieverwendung
Amalienstraße 3
99817 Eisenach

Inhaltsverzeichnis

1. Zusammenfassung	8
2. Hintergrundinformationen	10
2.1 Informationen zum Auftraggeber	10
2.2 Informationen zum Auftragnehmer	11
2.3 Normen und Verordnungen	12
2.4 Zweck und Inhalt des Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplans	13
2.4.1 Kontext	13
2.4.2 Zweck des Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplan	13
2.2.1 Inhalt Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplan	14
3. IST-Analyse des Wärmenetzes	14
3.1 Definition des Wärmenetzes und der Versorgungsgebiete	15
3.2 Endkunden und Wärmebedarf	17
3.3 Kälteerzeugung aus Fernwärme	19
3.4 Fernwärmenetz	20
3.4.1 Kennzahlen	20
3.4.2 Betriebsweise	21
3.5 Wärmebilanz Fernwärmenetz 2023	22
3.6 Erzeugungssystem	23
3.6.1 Erzeugungsanlagen IWV	24
3.6.2 Erzeugungsanlage BHI	26
3.7 Energie und Treibhausgasemissionen im Kontext der Wärmeversorgung	27
3.7.1 Anteil Erneuerbarer Energien	27
3.7.2 Energiebilanz IWV 2023	29
3.7.3 Primärenergie- und Treibhausgasbilanz IWV 2023	30
3.8 Ergänzung IST-Zustand 2024	31
3.8.1 Energie-Bilanzen 2024	31
3.8.2 Primärenergie- und Treibhausgasbilanz 2024	32
3.8.3 Anteil KWK- und Erneuerbarer Wärme 2024	32

4.	Potentialermittlung erneuerbarer Energien und Abwärme	33
4.1	Vorgehensweise Potentialanalyse	33
4.2	Grobanalyse.....	35
4.3	Flächenbewertung.....	37
4.4	Feinanalyse Fläche 5 und 6 - Solarthermie	39
4.5	Feinanalyse Fläche 10 – Solarthermie.....	41
4.6	Feinanalyse Fläche 10 – Wärmepumpe, Wärmequelle oberflächennahe Geothermie 43	
4.7	Feinanalyse Fläche 10 – Wärmepumpe, PVT-Kollektoren	46
4.8	Wärmepumpe – Flusswasser der Ilm	49
4.9	Wärmepumpe – Luft	52
4.10	WP – Abwasserwärme	54
4.11	WP – Abwärme Kaufland	57
4.12	Power-to-Heat – negative Strompreisstunden	60
4.13	Temporäre Absenkung der Fernwärmenetztemperaturen	63
4.14	Zusammenfassung Potentiale	66
5.	Prognose Wärmebedarfsentwicklung	67
6.	SOLL-Analyse	69
6.1	Erzeugung	69
6.1.1	Technologiespezifische Wärmegegstellungskosten.....	69
6.1.2	Gesamtsystem.....	70
6.2	Wärmenetz.....	79
6.2.1	Senkung VL-Temperaturen im Fernwärmenetz	79
6.2.2	Ausbau Fernwärmeabsatz durch Neuanschlüsse	81
7.	Kostenrahmen.....	82
7.1	Finanzierungskonzept	82
7.2	Entwicklung Wärmegegstellungskosten.....	83
8.	Pfad zur Treibhausgasneutralität mit den Wegmarken 2030, 2035, 2040, 2045	84
8.1	Wegmarken Wärmenetz	84

8.2 Wegmarken Erzeugung 85

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Wärmenetz Ilmenau und Unterteilung in Versorgungsgebiete	15
Abbildung 2: historische Absatzentwicklung - Versorgungsgebiete.....	16
Abbildung 3: relative Absatzverteilung 2023 -Versorgungsgebiete	16
Abbildung 4: Verteilung Wärmeabsatz 2023	18
Abbildung 5: Wärmeabsatzverteilung 2023 auf Ebene der Versorgungsgebiete.....	18
Abbildung 6: Kälteerzeugung 2023	19
Abbildung 7: Netztemperaturen 2023	21
Abbildung 8: Wärmebilanz Fernwärmenetz 2023	22
Abbildung 9: Anlagenschaltbild BHI/IWV (Bilanzkreis IWV = roter Rahmen)	23
Abbildung 10: Anlagenschema IWV	24
Abbildung 11: Historische Entwicklung Anteil EE an Wärmeerzeugung.....	27
Abbildung 12: Deckungsanteil EE im Erzeugungslastgang (Erzeugungsportfolio 2024, Wärmebedarfsprognose 2028)	28
Abbildung 13: Energiebilanz Erzeugung IWV 2023.	29
Abbildung 14: Verteilung Energieträgereinsatz zur Fernwärmeerzeugung 2024	31
Abbildung 15: Anteile KWK- und erneuerbare Wärme 2024.....	32
Abbildung 16: Methodische Herleitung – Potentialanalyse	35
Abbildung 17: Matrix zur Grobanalyse	36
Abbildung 18: theoretische Flächenpotentiale zur energetischen Nutzung	37
Abbildung 19: Potentielle Freiflächen – Flächen 5 und 6	39
Abbildung 20: Potential Solarthermie Flächen 5 und 6	40
Abbildung 21: Potentielle Freifläche – Fläche 10.....	41
Abbildung 22: Potential Solarthermie Fläche 10	42
Abbildung 23: Potential Fläche 10 WP – oberflächennahe Geothermie	45
Abbildung 24: Potential Fläche 10 – WP, PVT-Kollektoren.....	48
Abbildung 25: Potential WP – Flusswasser Ilm	51

Abbildung 26: Potential WP – Luft	53
Abbildung 27: Kläranlage Ilmenau und Lage Abwasserablauf	54
Abbildung 28: Potential WP – Abwasserwärme	56
Abbildung 29: Abwärmequelle Kaufland	57
Abbildung 30: Abwärmepotential Kaufland	58
Abbildung 31: Potential WP –Abwärme Kaufland	59
Abbildung 32: Potential PtH	62
Abbildung 33: Prognose Wärmenetzeinspeisung	68
Abbildung 34: technologie- und situationsspezifische Wärmegestehungskosten	69
Abbildung 35: Energieflussdiagramm SOLL-Zustand	72
Abbildung 36: Lastgang und Wärmebedarfsdeckung	73
Abbildung 37: Grafische Grobauslegung Speicherlade- und -entladeleistung	76
Abbildung 38: Simulation Großwärmespeicher (10 MW _{th} und 141 MWh _{th} bzw. 2.400 m ³) ...	78
Abbildung 39: Temperatur- und Volumenstromdifferenz durch Absenkung der Vorlauftemperatur	80
Abbildung 40: Entwicklung der Wärmegestehungskosten entlang des Transformationspfades	83
Abbildung 41: Wegmarken Erzeugungsmix	85

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Unternehmensdaten Auftraggeber	11
Tabelle 2: Unternehmensdaten Auftragnehmer	11
Tabelle 3: Unternehmensdaten Nachunternehmer – inhaltliche Konzepterstellung	12
Tabelle 4: Übersicht Endkunden- und Gebäudeverteilung 2023.....	17
Tabelle 5: Kennzahlen Fernwärmenetz.....	20
Tabelle 6: Fernwärmenetztemperaturen 2023 (Extrempunkte)	21
Tabelle 7: Leistungsübersicht BHI/IWV	24
Tabelle 8: technische Grunddaten Erzeuger IWV	25
Tabelle 9: technische Grunddaten Erzeuger BHI	26
Tabelle 10: Primärenergie und Treibhausgasemissionen 2023	30
Tabelle 11: Primärenergie und Treibhausgasemissionen 2024	32
Tabelle 12: Übersicht Quellen und Technologien EE	33
Tabelle 13: Übersicht Flächenpotentiale Ilmenau	38
Tabelle 14: Solarthermie Fläche 5 und 6.....	39
Tabelle 15: Solarthermie Fläche 10.....	41
Tabelle 16: WP - oGT	44
Tabelle 17: Fläche 10 -WP, PVT.....	47
Tabelle 18: WP - Flusswassernutzung	50
Tabelle 19: WP - Luft	52
Tabelle 20: WP – Abwasserwärme.....	55
Tabelle 21: WP – Abwärme Kaufland.....	58
Tabelle 22: Fernwärme- und Kostenreduktion durch Senkung der Vorlauftemperatur	65
Tabelle 23: Übersicht Potentialanalyse.....	66
Tabelle 24: Wärmebedarfsentwicklung	67
Tabelle 25: Absatzentwicklung durch Neuanschlüsse	67
Tabelle 26: Großkomponenten	70
Tabelle 27: Randbedingungen Simulation	71
Tabelle 28: End-, Primärenergie- und THG-Bilanz SOLL-Zustand.....	74

Tabelle 29: SOLL-IST-Vergleich	74
Tabelle 30: Grobdimensionierung Großwärmespeicher Lade- und Entladeleistung 5.000 kW _{th}	77
Tabelle 31: Ergebnisse Simulation und Variantenvergleich Großwärmespeicher.....	78
Tabelle 32: Geplante Neuanschlüsse	81
Tabelle 33: Entwicklung Fernwärmeabsatz auf Basis der Neuanschlüsse.....	81
Tabelle 34: Investitionsgrobplan	82
Tabelle 35: Randbedingungen Entwicklung Wärmegestehungskosten.....	83
Tabelle 36: Wegmarken Wärmenetz	84
Tabelle 37: Wegmarken Wärmeerzeugung	85

1. Zusammenfassung

Das vorliegende Konzept untersucht und zeigt einen möglichen Transformationspfad für die Wärmeerzeugung im Fernwärmenetz Ilmenau auf. Der Transformationspfad sieht eine schrittweise Umstellung von aktuell rund 30 % fossilem Endenergieeinsatz hin zu einer zentralen Wärmeversorgung basierend auf 100% Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2045 vor.

Ausgehend von der Aufnahme des Status quo der Wärmeversorgung werden die Potentiale zur Nutzung erneuerbarer thermischer Energie im Versorgungsgebiet evaluiert. Darauf aufbauend wird aufgezeigt, dass u.a. durch die zentrale Erschließung von Abwasserwärme weitere 10 % des aktuellen Wärmbedarfes gedeckt werden kann. Die verbleibende Deckungslücke kann bis zum Jahr 2044 weiterhin entweder durch Erdgas oder alternativ durch den Einsatz einer Power-to Heat-Anlage gedeckt werden. Die tatsächliche Wahl des Endenergieträgers kann in Abhängigkeit der aktuellen Beschaffungskosten getroffen werden.

Das konzeptionierte Erzeugungssystem basiert auf dem Status Quo (Wärmeeinkauf aus dem Biomasseheizkraftwerk der BHI und einem mit Biomethan gespeistem BHKW) sowie einer Großwärmepumpenlösungen, welche als Wärmequelle die Abwasserwärme aus der Kläranlage des Wasser- und Abwasser-Verband Ilmenau nutzt. Ergänzt wird das System durch eine 10 MW_{th}-PtH-Anlage, welche auf Basis von Elektroenergie bei negativen Strompreisen Wärme erzeugen und zusätzlich als partielle Redundanz für das Erzeugungssystem dienen kann. Weiterhin können die Bestandskessel bis zum Jahr 2045 auf Basis von Erdgas und darüber hinaus z.B. mit Biomethan betrieben werden.

Die Umstellung/Ergänzung des aktuellen Erzeugungssystems wird jedoch gem. den Anforderungen aus dem WPG erst zum Jahr 2040 notwendig, da das dort formulierte Zwischenziel (30 %- Anteil EE im Jahr 2030) mit einem aktuellen Anteil von 70 % bereits übererfüllt ist. Zur fehlenden Dringlichkeit kommt der hohe finanzielle Aufwand zur Erschließung der Abwasserwärme sowie die vergleichsweise hohen Elektroenergiekosten, welche sich in den Wärmegestehungskosten widerspiegeln. Eine Umstellung zum aktuellen

Zeitpunkt könnte sich negativ auf die Vermarktungsfähigkeit und Akzeptanz der Fernwärme auswirken. Aufgrund der mutmaßlich zukünftig steigenden CO₂-Kosten wird sich dieser Umstand jedoch mit der Zeit relativieren und sich der Effekt sogar hin zur Einstellung von Kostenvorteilen umdrehen.

Neben der langfristigen Senkung der THG-Emissionen führt die Substitution des Endenergieträgers Erdgas durch Elektroenergie zu einer Entkopplung von der Entwicklung der CO₂-Kosten und somit zu langfristig planbaren Versorgungskosten für alle Beteiligten.

2. Hintergrundinformationen

2.1 Informationen zum Auftraggeber¹

Die Ilmenauer Wärmeversorgung GmbH (IWV) ist eine gemeinsame Gesellschaft der Iqony Energies GmbH (49 %) und der Stadt Ilmenau (51 %). Sie wurde am 26. November 1991 gegründet.

Die Geschichte der zentralen Fernwärmeversorgung in Ilmenau begann bereits 1972 mit der Versorgung der Großbetriebe „Werk für Technisches Glas“ und „Henneberg Porzellan“ und der Entstehung der neuen Wohngebiete. Später wurden auch die Gebäude der „Technischen Hochschule“ (heute TU Ilmenau) mit Fernwärme erschlossen. Von Beginn an wurde bereits auf Kraft-Wärme-Kopplung gesetzt und mit dem Brennstoff Schweröl Fernwärme und elektrischer Strom erzeugt. 1983 ersetzten 14 Rohbraunkohlekessel die Schwerölanlage, die bis in die 90er Jahre betrieben wurden. Die heutige Ilmenauer Wärmeversorgung GmbH wurde am 26. November 1991 gegründet. Es folgte die schrittweise Modernisierung der Erzeugungsanlagen und die Erweiterung des Fernwärmenetzes. Als Brennstoff dienten nun Erdgas und Heizöl. Eine Gasturbine (KWK-Anlage) wurde 1995 in Betrieb genommen und bis 2010 betrieben. Seit 2001 betreibt die IWV eine Kälteversorgung auf dem Campus der TU Ilmenau. Hier kommt auch eine Absorptionskältemaschine zum Einsatz, die aus Fernwärme Kälte erzeugt. Seit Inbetriebnahme des Biomasse-Heizkraftwerkes Ilmenau (www.bhi-ilmenau.de) am 21. Juli 2005 wird mehr als die Hälfte der Fernwärme aus Biomasse erzeugt und gleichzeitig Strom produziert. Im Jahr 2013 wurde ein Biomethan-Blockheizkraftwerk und ein Rauchgaswärmetauscher zur weiteren Effizienzsteigerung in Betrieb genommen. Mit einer Leitungslänge von über 70 km und einem Wärmeabsatz von mehr als 80.000 MWh im Jahr leistet die Ilmenauer Wärmeversorgung GmbH einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung der Stadt Ilmenau. Im Jahr 2025 wurde eine Leistungssteigerung des BHI

¹ Quelle: <https://www.waermeversorgung-ilmenau.de/unternehmen/ueber-uns>

behördlich genehmigt. Das BHI kann nun bis zu 20 MW Fernwärme auskoppeln und erhöht den Anteil erneuerbarer Energien in der Fernwärme auf über 80 %.

Tabelle 1: Unternehmensdaten Auftraggeber

Name	Ilmenauer Wärmeversorgung GmbH
Adresse	Gewerbepark „Am Wald“ 18, 98693 Ilmenau
Branche	35.30.0 – Fernwärmeerzeugung und -verteilung
Ansprechpartner	Herr Marcus Vogeler – Betriebsleiter
Kontaktdaten	+49 (0) 3677 / 6413-0 info@iwv-ilmenau.de
Anzahl Mitarbeiter	25

2.2 Informationen zum Auftragnehmer

Die Konzepterstellung erfolgte federführend durch das Ingenieurbüro für rationelle Energieverwendung REthink-ing by Tobias Raddau. Die Leistungserbringung erfolgte im Rahmen eines Dienstleistungsauftrages und im Namen der TWS Thüringer Wärme Service GmbH.

Tabelle 2: Unternehmensdaten Auftragnehmer

Name	TWS Thüringer Wärme Service GmbH
Adresse	Breitscheidstraße 160 07407 Rudolstadt
Ansprechpartner	Herr Nico Damm
Kontaktdaten	+49 361 652-2991 Nico.Damm@twS-waerme.de

Tabelle 3: Unternehmensdaten Nachunternehmer – inhaltliche Konzepterstellung

Name	REthink-ing by Tobias Raddau IB für rationelle Energieverwendung
Adresse	Amalienstraße 3 99817 Eisenach
Ansprechpartner	Herr Tobias Raddau
Kontakt Daten	+49 3691 8192683 t.raddau@ibraddau.de

2.3 Normen und Verordnungen

Der Bericht wurde unter Berücksichtigung folgender Normen und Vorschriften erstellt:

- Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze „BEW“ vom 1. August 2022
- sowie die hier² veröffentlichten Inhalte und Dokumente:
 - Merkblatt Module 1 bis 4: technische Anforderungen (Stand 14.02.2023)
 - FAQs zum Thema BEW-Modul 1
- Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz – WPG; Ausfertigungsdatum: 20.12.2023)
- Thüringer Gesetz zum Klimaschutz und zur Anpassung an die Folgen des Klimawandels (Thüringer Klimagesetz – ThürKlimaG, vom 18. Dezember 2018)
- AGFW-Empfehlungen zur Erstellung eines Transformationsplanes nach BEW

²

https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waerme_netze_node.html

2.4 Zweck und Inhalt des Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplans

2.4.1 Kontext

Jeder Betreiber eines Wärmenetzes, das nicht bereits vollständig mit Wärme aus erneuerbaren Energien, aus unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination hieraus gespeist wird, ist nach § 32 WPG verpflichtet, bis zum Ablauf des 31. Dezember 2026 für sein Wärmenetz einen Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplan zu erstellen und der durch Rechtsverordnung nach § 33 Absatz 5 bestimmten Behörde vorzulegen. Der Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplan muss den in Anlage 3 bestimmten Anforderungen entsprechen. Er ist auf der Internetseite des Betreibers des Wärmenetzes zu veröffentlichen. Daten nach § 11 Absatz 4 können durch den Betreiber des Wärmenetzes von der Veröffentlichung ausgenommen werden. Der Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplan ist spätestens alle fünf Jahre zu überprüfen und bei Bedarf zu überarbeiten und zu aktualisieren.

2.4.2 Zweck des Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplan

Auf Grundlage eines Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplans zeigt der Betreiber eines Wärmenetzes transparent und nachvollziehbar auf, dass die Entwicklung seines bestehenden oder der Bau des neuen Wärmenetzes im Einklang mit den Zielen und Vorgaben dieses Gesetzes steht und dass das Wärmenetz insbesondere den Anforderungen des Teils 3 genügt. Darüber hinaus stellt der Betreiber eines Wärmenetzes unter Berücksichtigung eines bestehenden oder in Planung befindlichen Wärmeplans und unter Wahrung von Geschäftsgeheimnissen sowie seiner unternehmerischen Belange den gegebenenfalls geplanten Wärmenetzausbau dar.

2.2.1 Inhalt Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplan

Das WPG definiert die Inhalte und Mindestanforderungen an Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrpläne, welcher sich wie folgt gliedert:

- Teil I – Darstellung des Ist-Zustands des bestehenden Wärmenetzes oder des neuen Wärmenetzes einschließlich der Umgebung
- Teil II – P Darstellung der Potenziale für die Nutzung erneuerbarer Energie oder unvermeidbarer Abwärme
- Teil III – Zukünftige Entwicklungspfade des Netzes bis zum Dekarbonisierungsziel
- Teil IV - Geplanter Ausbau des Wärmenetzes
- Teil V – Erforderliche Maßnahmen im Netz

Im Rahmen der Erstellung des Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplans für die IWW werden inhaltlich die Teile I bis IV bearbeitet.

3. IST-Analyse des Wärmenetzes

Die Beschreibung des Ist-Zustandes des Wärmenetzes dient als Grundlage für alle folgenden Anforderungen des Transformationsplanes. Insbesondere dient sie dem Fördermittelgeber als Ausgangsbasis für den Gesamtverlauf des Transformationspfades und zur Bewertung der Auswirkungen der einzelnen Maßnahmenpakete.

Die Beschreibung des Ist-Zustandes erfolgt aus der Datenbasis der IWW. Im Einzelnen betrifft die Beschreibung die folgenden Aspekte:

- Definition des Wärmenetzes und der Versorgungsgebiete
- Wärmeerzeugung und Endenergieverbrauch
- Aktuelle Betriebsweise des Wärmenetzes
- Energie- und Treibhausgasbilanz

3.1 Definition des Wärmenetzes und der Versorgungsgebiete

Das Fernwärmenetz Ilmenau erstreckt sich in seiner räumlichen Ausdehnung nahezu über ganz Ilmenau und lässt sich, wie der nachfolgenden Abbildung zu entnehmen ist, in 8 Versorgungsgebiete unterteilen.



Abbildung 1: Wärmenetz Ilmenau und Unterteilung in Versorgungsgebiete³

Im Jahresmittel wurden über den Betrachtungszeitraum 2020 bis 2023 in Summe rund 80.800 MWh/a Wärme über alle Versorgungsgebiete hinweg abgesetzt. Die Absatzverteilung 2023 und deren nicht witterungsbereinigte historische Entwicklung (2020 bis 2023) ist den nachfolgenden Abbildungen zu entnehmen.

³ Quelle: IWV

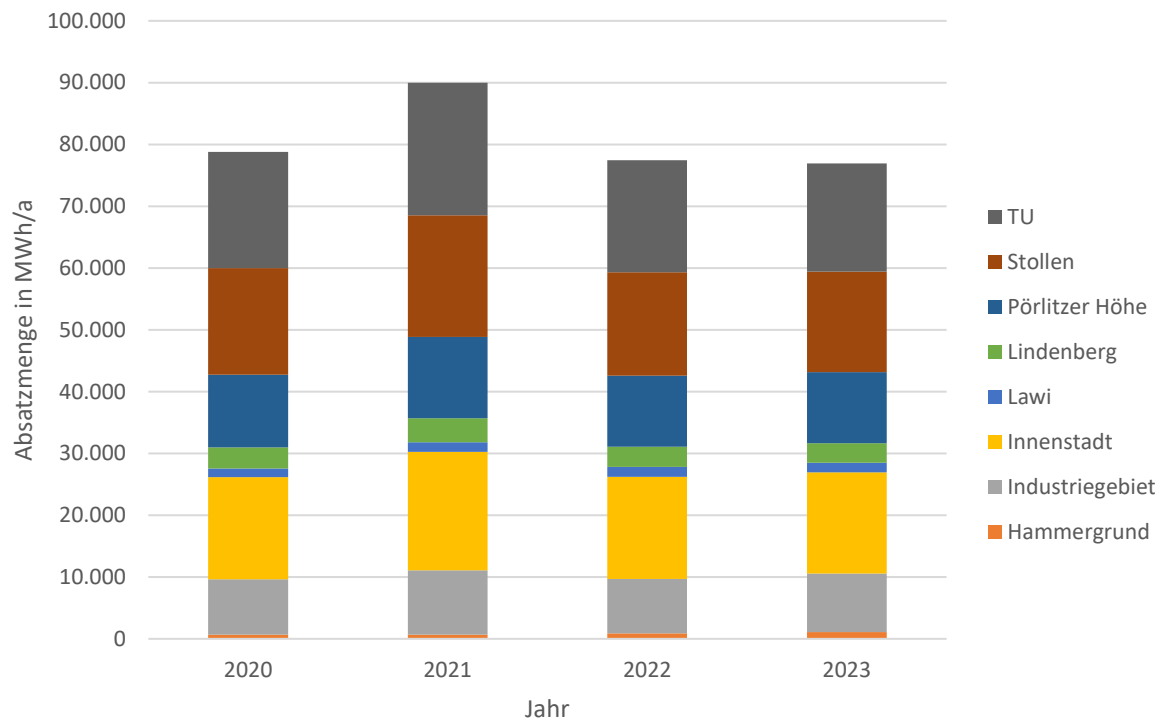


Abbildung 2: historische Absatzentwicklung - Versorgungsgebiete

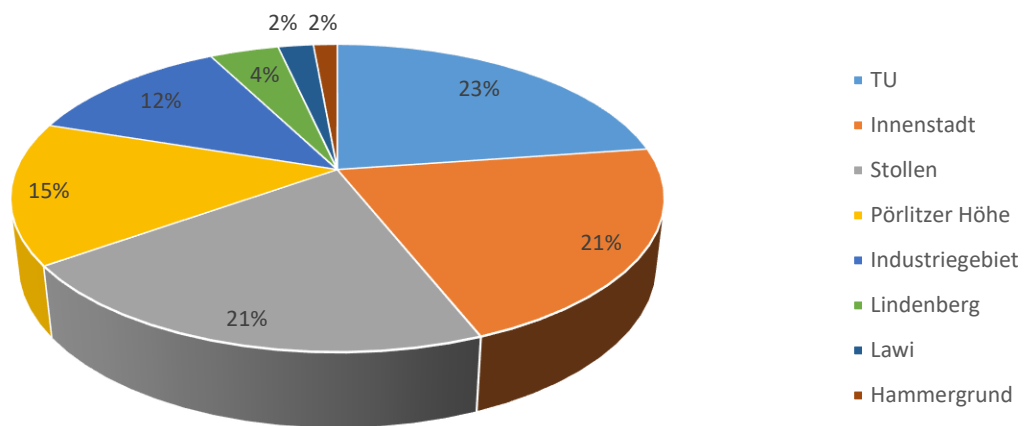


Abbildung 3: relative Absatzverteilung 2023 -Versorgungsgebiete

3.2 Endkunden und Wärmebedarf

Aktuell versorgt die IWW über ihr Fernwärmenetz 1.221 Wärmekunden bzw. 608 Versorgungsobjekte. Es handelt sich konkret um 424 Wohngebäude (WG) und 184 Nichtwohngebäude (NWG). Die Anzahl der versorgten Wohneinheiten (WE) kann aktuell mit ca. 2.500 nur abgeschätzt werden⁴. Die Verteilung auf die Versorgungsgebiete inklusive den spezifischen Anschlussleistungen und Wärmeabsatzmengen kann der nachfolgenden Tabelle entnommen werden.

Tabelle 4: Übersicht Endkunden- und Gebäudeverteilung 2023

Gebiet	Anz. Gebäude	WG	NWG	Anzahl Endkunden	Anzahl WE (geschätzt)	Leistung in kW _{th}	Wärmebedarf in GWh _{th} /a
Hammergrund	4	2	2		12	1.659	1
Industriegebiet	38	6	32		36	8.582	9
Innenstadt	242	183	59		1.098	21.482	16
Lawi	46	41	5		246	2.407	2
Lindenberg	42	35	7		210	4.482	3
Pörlitzer Höhe	75	57	18		342	13.198	11
Stollen	91	83	8		498	13.198	16
TU	70	17	53		102	13.498	17
Summe	608	424	184	1.221	2.544	78.505	77

In der nachfolgenden Abbildung ist die Wärmeabsatzverteilung geclustert nach Wohnen, Gewerbe-Handel-Dienstleistungen (GHD) und Industrie dargestellt.

⁴ Schätzung Anzahl WE: 2.544 WE = 6 WE/WG x 424 WG

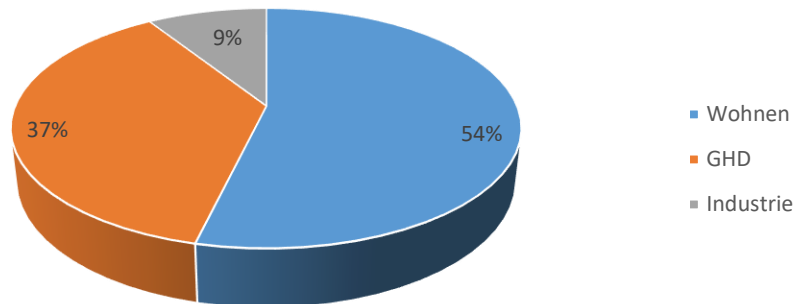


Abbildung 4: Verteilung Wärmeabsatz 2023

In Summe stellt die Verbrauchergruppe „Wohnen“ im Gesamtnetz mit > 50 % die größte Verbrauchergruppe dar. Die einzelnen Versorgungsgebiete weisen jedoch, wie der folgenden Abbildung zu entnehmen ist, erhebliche Unterschiede auf.

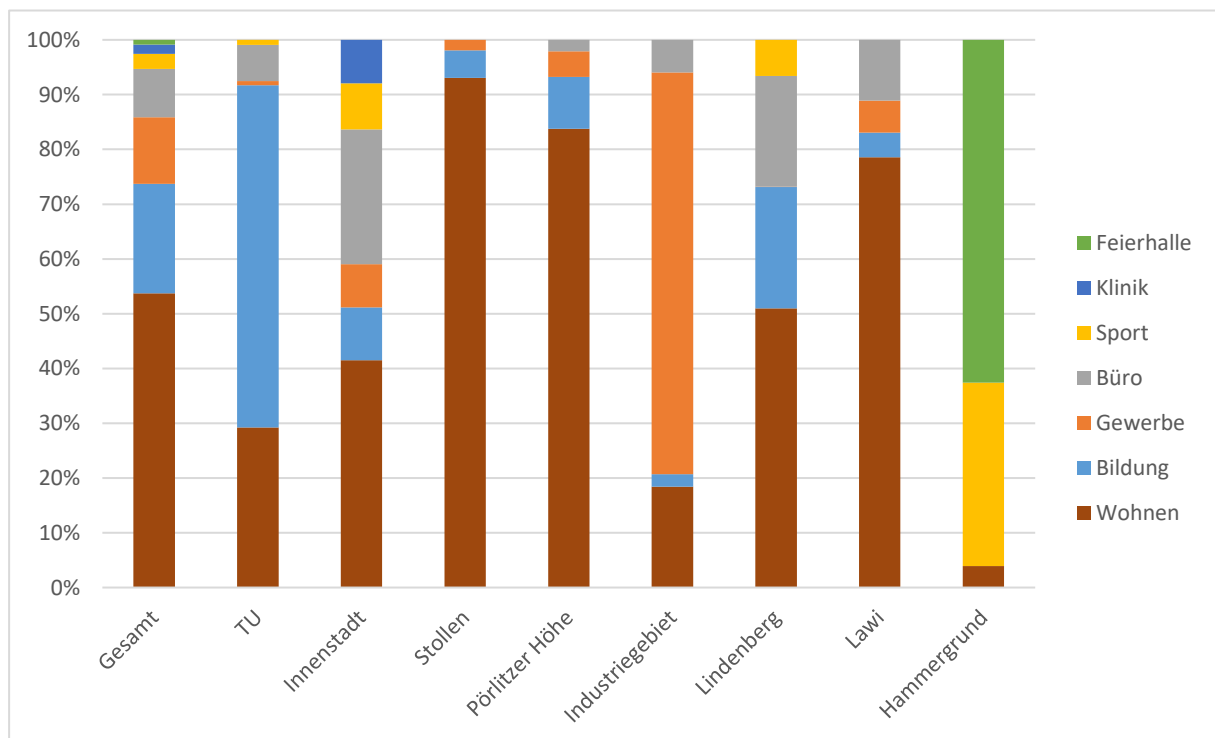


Abbildung 5: Wärmeabsatzverteilung 2023 auf Ebene der Versorgungsgebiete

3.3 Kälteerzeugung aus Fernwärme

Ein weiterer und bisher nicht berücksichtigter Fernwärmeverbraucher ist die Absorptionskältemaschine (AKM) welche sich in der von der IWW betriebenen Kältezentrale auf dem Campus der TU Ilmenau befindet. Die AKM weist eine maximale Kälteleistung von rund 1.000 kW auf und ist antriebsseitig auf eine FW-Vorlauftemperatur von 85°C ausgelegt. Als Redundanz und zur Abdeckung von Residualleistungen sind zusätzlich zwei Kompressionskältemaschinen (KKM) mit einer jeweiligen Kälteleistung von 1.250 kW installiert.

Der Wärmebedarf der AKM betrug im historischen Mittel über die letzten vier Jahre rund 5.600 MWh_{th}/a.

Der nachfolgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass der Kältebedarf im Jahr 2023 nahezu vollständig durch die AKM gedeckt wurde.

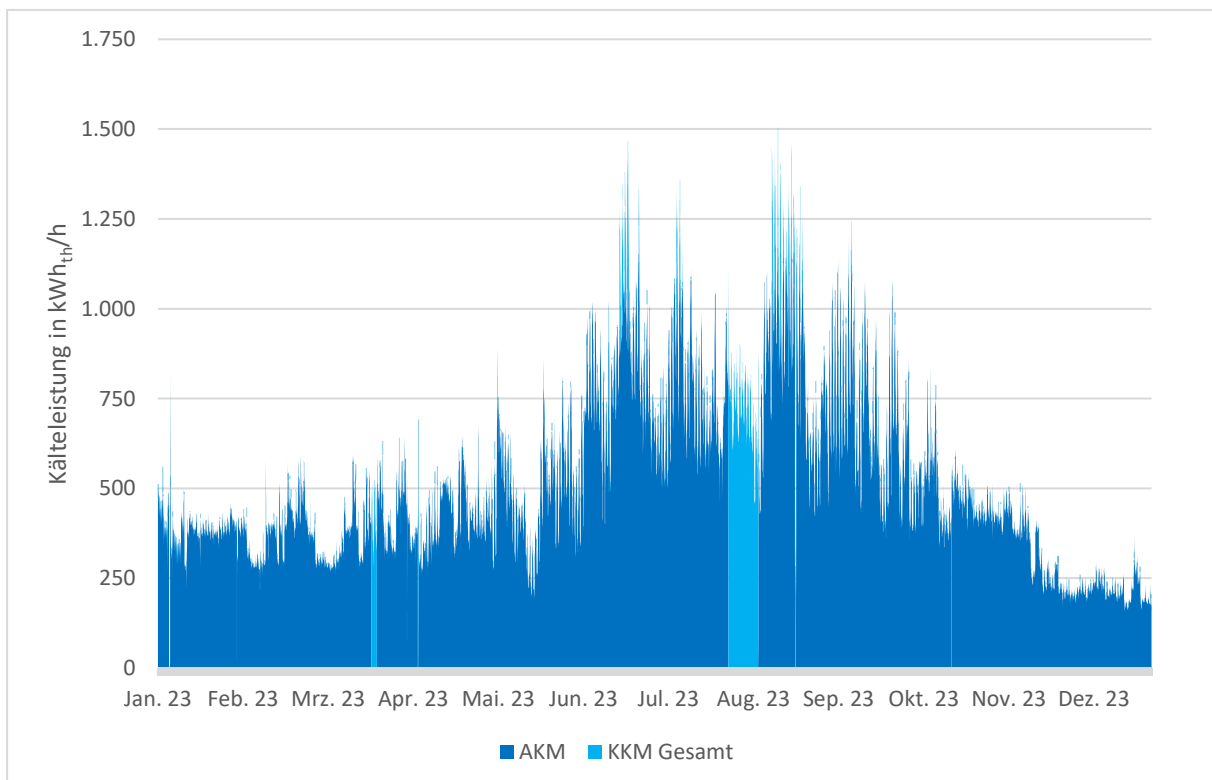


Abbildung 6: Kälteerzeugung 2023

3.4 Fernwärmenetz

3.4.1 Kennzahlen

Das Fernwärmenetz weist eine Trassenlänge von rund 40 km und ein Netzvolumen⁵ von rund 600 m³ auf. Weitere Parameter können der nachfolgenden Tabelle entnommen werden.

Tabelle 5: Kennzahlen Fernwärmenetz

Größe	Wert	Einheit
Trassenlänge gesamt	40.862	m
Trassenlänge Versorgungleitung	31.418	m
Trassenlänge Hausanschlüsse*	9.444	m
Rohrleitungslänge gesamt	81.724	m
Rohrleitungslänge Versorgungsleitung	62.835	m
Rohrleitungslänge Hausanschlüsse*	18.889	m
Nennweiten	DN 25 - 500	-
Baujahr	IBN 1972	
	ab 1990 Sanierung und Erweiterung	
Material	15 % Stahl (vor 1990), 85 % KMR (ab 1990)	
Verlegemethode	KMR - erdverlegt Stahl - Kanal	
Netzvolumen	600	m ³

⁵ Schätzung basierend auf gewichteten Nennweiten von DN 100 bzw. DN 80

3.4.2 Betriebsweise

Das Fernwärmenetz wird gleitend, in Abhängigkeit der Außentemperatur betrieben. Eine Absenkung der Vorlauftemperatur außerhalb der Heizperiode unter 85 °C ist aufgrund der Temperaturanforderung der Absorptionskälteanlage (siehe Kapitel 3.3) aktuell nicht möglich.

Tabelle 6: Fernwärmenetztemperaturen 2023 (Extrempunkte)

Betriebsmodus	AT [°C]	T_VL [°C]	T_RL [°C]
gleitend, AT-abhängig	-9	104	58
	0	104	58
	15	97	56
	36	87	65
Jahresmitteltemperaturen 2023	10	94	59

Der nachfolgenden Grafik sind exemplarisch die Temperaturverläufe für das Jahr 2023 zu entnehmen.

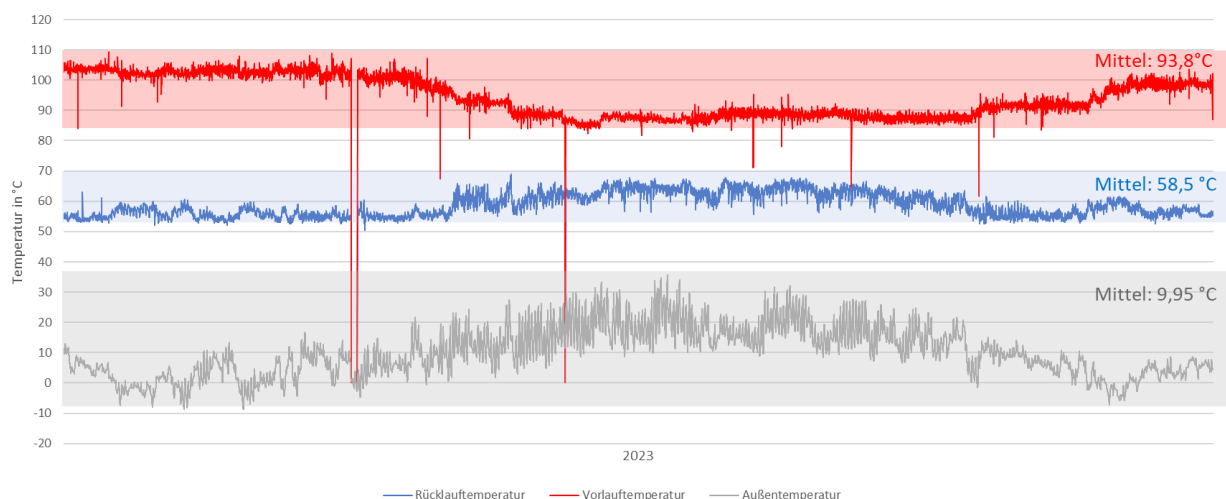


Abbildung 7: Netztemperaturen 2023

3.5 Wärmebilanz Fernwärmenetz 2023

Der Fernwärmebedarf inklusive Kälteerzeugung betrug im Jahr 2023 in Summe ca. 82 GWh_{th}/a. In das Fernwärmenetz wurden im gleichen Zeitraum rund 97 GWh_{th}/a eingespeist. Die Wärmeverluste über das Fernwärmenetz infolge der Temperaturunterschiede von Wärmeträgermedium und Erdreich ergeben sich aus der Differenzmenge von Fernwärmeeinspeisung und Fernwärmeausspeisung und betrugen im Jahr 2023 rund 15 GWh_{th}/a.

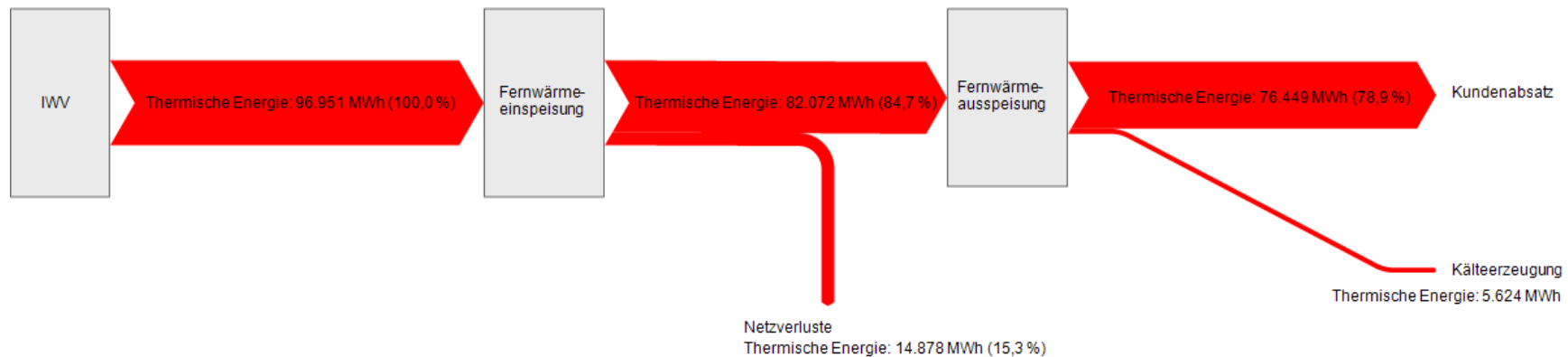


Abbildung 8: Wärmebilanz Fernwärmenetz 2023

3.6 Erzeugungssystem

Rund 65 % der in das Fernwärmenetz eingespeisten Wärme wird extern im Biomasse-Heizkraftwerk Ilmenau aus aufbereitetem Altholz erzeugt. Zusätzlich betreibt die IWV eigene Erzeugungsanlagen auf Basis der Brennstoffe Erdgas und Biomethan (bilanziell). Alternativ kann im Bereich der Heißwassererzeuger (HWE) bei Bedarf auch auf den Brennstoff Heizöl zurückgegriffen werden.

Das in der nachfolgenden Abbildung dargestellte Anlagenschaltbild dient der vereinfachten und prinzipiellen Darstellung hinsichtlich Anlagenverschaltung und Bilanzkreise. Die in der Abbildung dargestellte Anlagenkonfiguration (Anzahl und Leistungen) entspricht jedoch nicht dem aktuellen Stand, welcher der Tabelle 7 zu entnehmen ist.

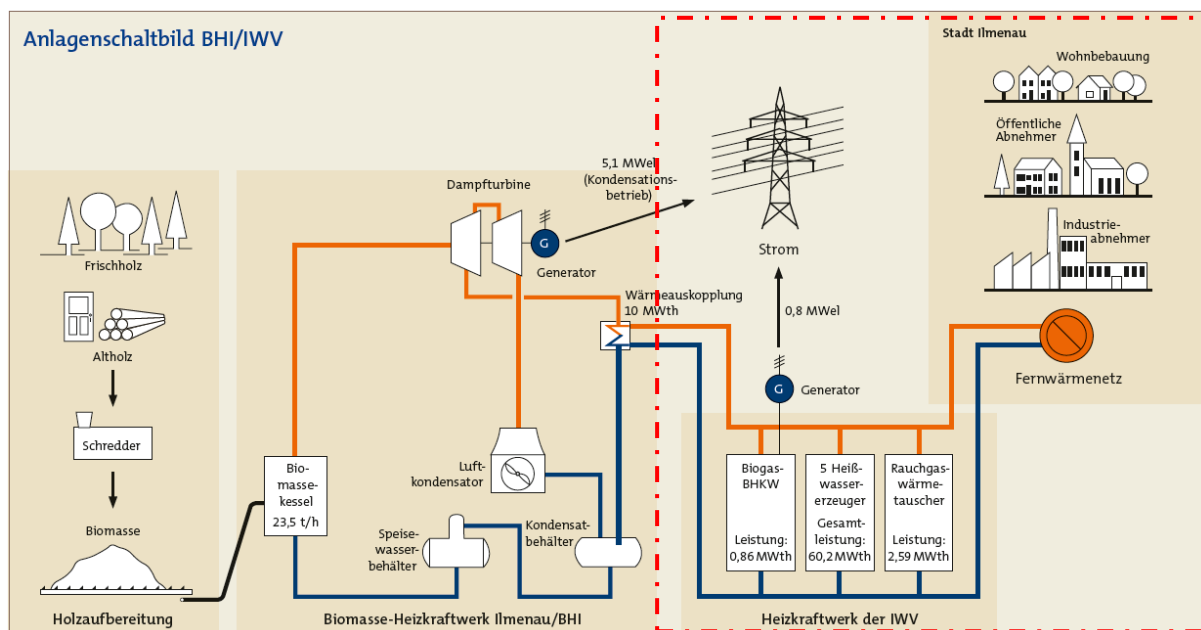


Abbildung 9: Anlagenschaltbild BHI/IWV⁶ (Bilanzkreis IWV = roter Rahmen)

⁶ <https://bhi-ilmenau.de/downloads/pdf/info/BHI-IWV-Anlagenschaltbild.pdf>

Tabelle 7: Leistungsübersicht BHI/IWV

	FWL	th. Nennleistung	el. Nennleistung
	[MW]	[MW _{th}]	[MW _{el}]
Biomasse Heizkraftwerk	26,0	20,0	5,3
Heizkraftwerk IWV	56,3	54,9	0,8
Gesamtleistung	82,3	74,9	6,1

3.6.1 Erzeugungsanlagen IWV

Die Wärmeerzeugung im Bilanzkreis der IWV erfolgt über 4 mit Erdgas gespeiste Heißwassererzeuger mit nachgeschaltetem Rauchgas-Wärmeübertrager und einem mit Biomethan (bilanziell) betriebenen BHKW. Details zur Anlagenleistung und -verschaltung können der nachfolgenden Abbildung und Tabelle entnommen werden.

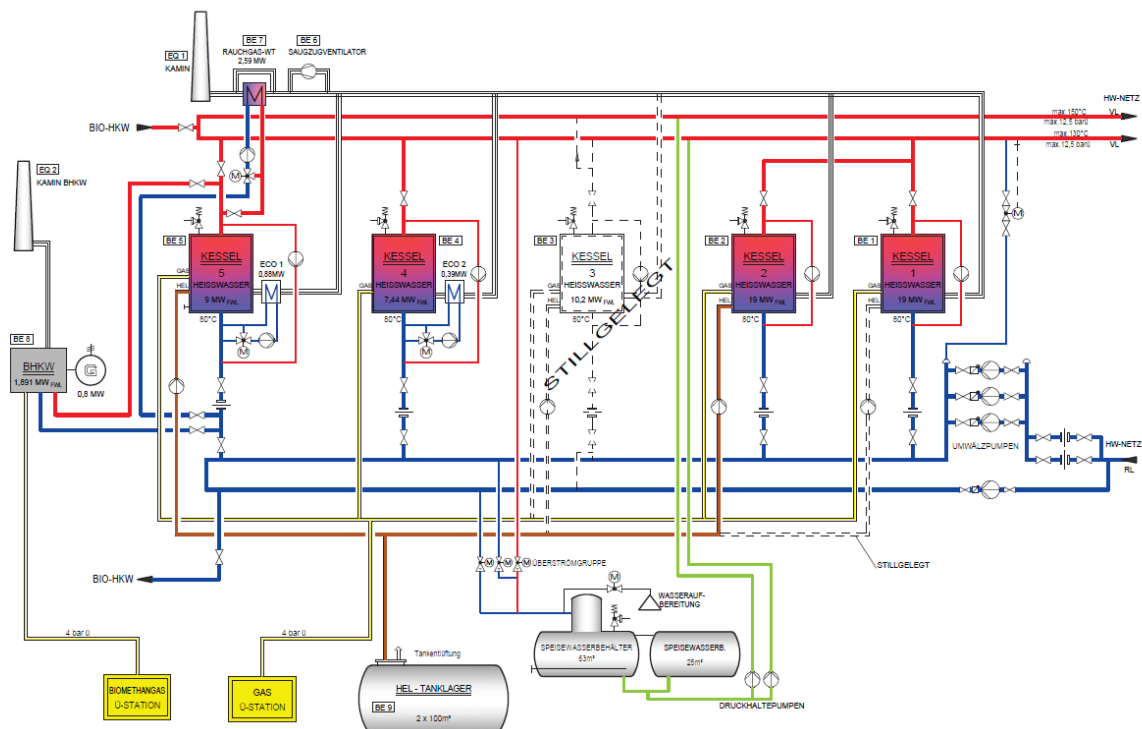


Abbildung 10: Anlagenschema IWV

Tabelle 8: technische Grunddaten Erzeuger IWW

Anlage	IBN	Endenergie- träger	FWL [MW]	th. Nennleistung [MW _{th}]	el. Nennleistung [MW _{el}]
BHKW	2013	Biomethan (bilanziert)	1,9	0,9	0,8
HWE 1	1992	Erdgas	19,0	18,0	-
HWE 2	1992	Erdgas / Heizöl	19,0	18,0	-
HWE 4	1992	Erdgas	7,4	7,0	-
HWE 5	1995	Erdgas / Heizöl	9,0	8,5	-
Rauchgas-WÜT	2012	Rauchgas	-		-
Gesamtleistung			56,3	54,9	0,8

3.6.2 Erzeugungsanlage BHI

Im Biomasse-Heizkraftwerk wird sowohl regional bezogenes Altholz (Klassen A1 – A3) von Lieferanten aus Thüringen, Nordbayern und Osthessen als auch naturbelassenes Holz aus der Forstwirtschaft verwertet.

Die Biomasse gelangt über Fördereinrichtungen in einen Kessel, wo es bei Temperaturen von über 850 Grad Celsius verbrannt wird. Die heißen Rauchgase werden zur Hochdruckdampferzeugung in einen Wasserrohrkessel geleitet. Der so erzeugte Dampf treibt eine Turbine zur Stromerzeugung an. Der Strom wird auf Grundlage der im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgesetzten Vergütungen ins öffentliche Netz eingespeist.

An der Turbine erfolgt weiterhin eine Dampfantnahme, infolgedessen über einen Dampf-Wasser-Wärmeübertrager Wärme mit einer Leistung von bis zu 20 MW_{th} an das Fernwärmenetz der IWW abgegeben kann.

Der Teil des Dampfes, welcher nicht für die Wärmeerzeugung benötigt wird, wird in der Turbine weiter entspannt und kondensiert in einem Luftkondensator (LUKO).

Tabelle 9: technische Grunddaten Erzeuger BHI

Anlage	IBN	Endenergie- träger	FWL [MW]	th. Nennleistung [MW _{th}]	el. Nennleistung [MW _{el}]
Heizkraftwerk BHI	2015	Biomasse	20,0	10,0	5,3
Erweiterung HKW	2024	Biomasse	26,0	20,0	5,3
Gesamtleistung			26,0	20,0	5,3

3.7 Energie und Treibhausgasemissionen im Kontext der Wärmeversorgung

3.7.1 Anteil Erneuerbarer Energien

Die Wärmeerzeugung der IWW basiert auf den Energieträgern Biomethan (bilanziell), Erdgas, Heizöl und Heißwasser, welches von der BHI im Biomasseheizkraftwerk basierend auf dem Brennstoff Altholz erzeugt wurde.

Die historische Unterteilung in erneuerbare (Biomethan und Wärme BHI) und nicht erneuerbare (Erdgas und Heizöl) Energieträger kann der nachfolgenden Abbildung entnommen werden.

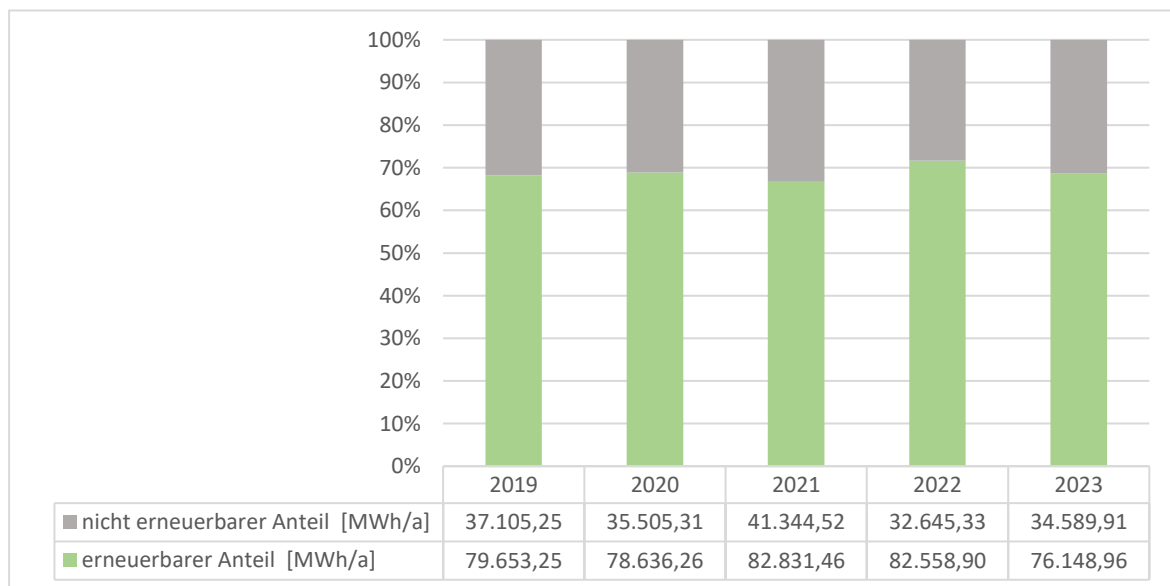


Abbildung 11: Historische Entwicklung Anteil EE an Wärmeerzeugung

Bezogen auf den Leistungsanteil der Erneuerbaren Energien ergeben sich aktuell die in der nachfolgenden Abbildung dargestellten zwei Zeiträume im Jahr (November bis März und der Revisionszeitraum im Sommer), in denen die Erneuerbaren Energien aktuell um einen fossilen Anteil ergänzt werden müssen.

Ursächlich sind zum einen die limitierten Erzeugungskapazitäten (rund 21 MW, Stand 2024) im Bereich der aktuell installierten Erneuerbaren Energien („Leistungslücke“) sowie die jährliche Revision des Biomasseheizkraftwerkes im Sommerhalbjahr („Revisionslücke“).

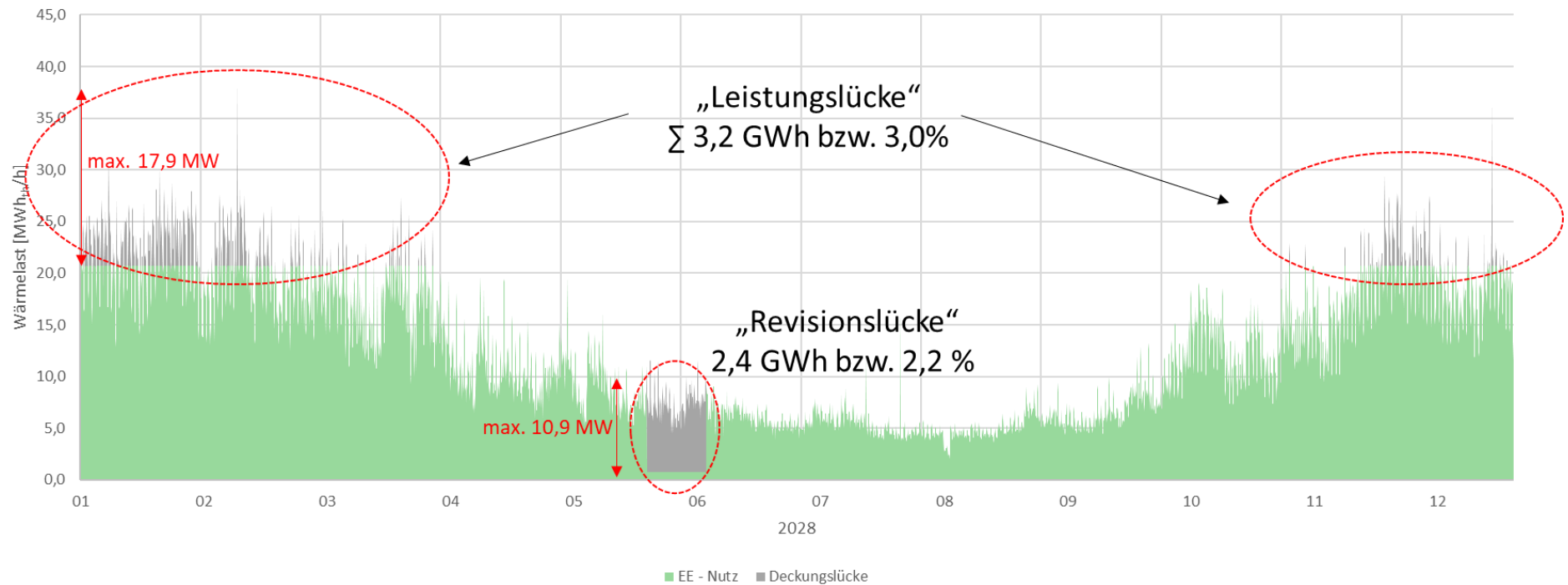


Abbildung 12: Deckungsanteil EE im Erzeugungslastgang (Erzeugungsportfolio 2024, Wärmebedarfsprognose 2028)

3.7.2 Energiebilanz IWV 2023

Der nachfolgenden Abbildung kann die Energiebilanz zur Wärmeerzeugung des Jahres 2023 entnommen werden. Anzumerken ist jedoch, dass der hohe Anteil von Heizöl im Jahr 2023 nicht repräsentativ und Sondereffekten geschuldet ist. Der Anteil der KWK-Wärme (aus dem BHKW und von BHI) betrug im Jahr 2023 rund 71 %.

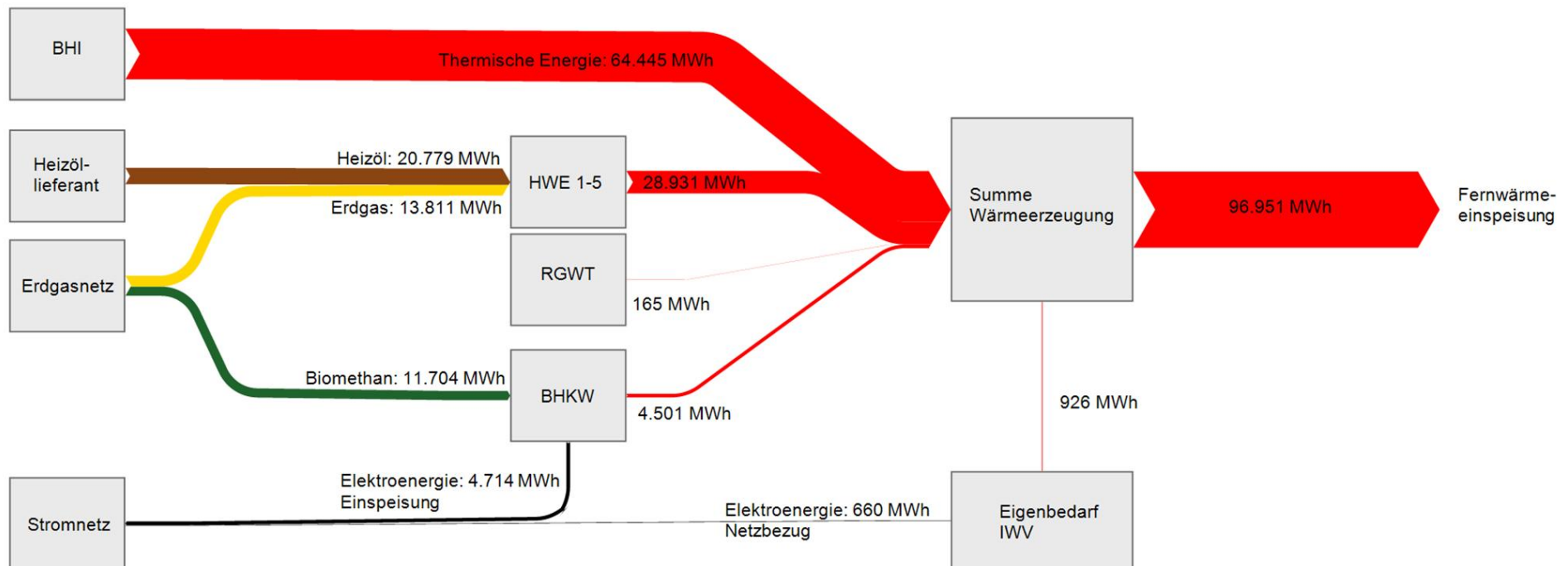


Abbildung 13: Energiebilanz Erzeugung IWV 2023.

3.7.3 Primärenergie- und Treibhausgasbilanz IWW 2023

Basierend auf den bis 2027 gültigen Werten für die Primärenergie- und Treibhausgasemissionsfaktoren⁷ ergeben sich für das Jahr 2023 rund 20 GWh-Primärenergieeinsatz sowie 0 tCO_{2ä} Treibhausgasemissionen.

Tabelle 10: Primärenergie und Treibhausgasemissionen 2023

Größe	Wert	Einheit
Summe Fernwärmeabsatz (inkl. AKM)	82.073	MWh _{th} /a
Primärenergiefaktor nach Kappung	0,24	MWh _{PE} /MWh _{th}
Primärenergieeinsatz	19.698	MWh_{PE}/a
spez. Emissionsfaktor FW 309-1:2021	0	tCO _{2äq} /MWh _{th}
Summe THG-Emissionen	0	tCO_{2ä}/a

⁷ [Bescheinigung_PEF-CO2_Fernwrme_bis_2027.jpg \(2479×3508\)](#)

3.8 Ergänzung IST-Zustand 2024

Der Transformationsplan wurde inhaltlich im Wesentlichen im Jahr 2024 erarbeitet. Die energetische Basis für die Auslegungen und Systemsimulationen stellt somit das Kalenderjahr 2023 dar. Die Verschriftlichung des Transformationsplanes erfolgte jedoch erst im Jahr 2025, so dass der Vollständigkeit halber ergänzend in diesem Unterkapitel der energetische IST-Zustand rund um die Wärmeerzeugung 2024 dargestellt wird.

3.8.1 Energie-Bilanzen 2024

Im Jahr 2024 wurde die ins Fernwärmenetz eingespeiste Wärme über die Energieträger Heißwasser aus dem Biomasseheizkraftwerk der BHI, Biomethan, Erdgas und Heizöl zu den in der nachfolgenden Abbildung aufgeführten Anteilen erzeugt.

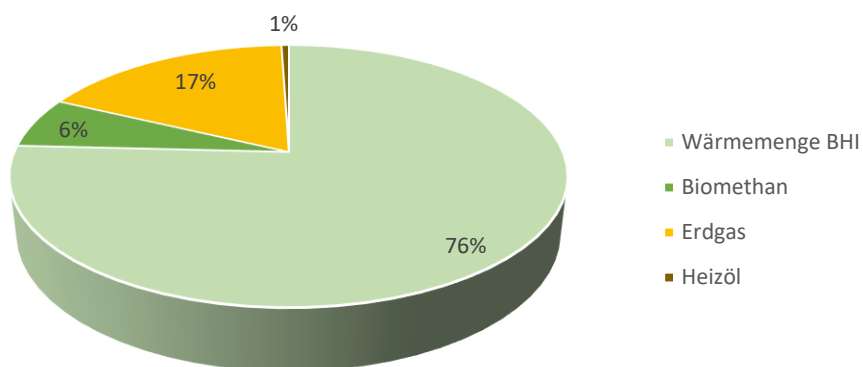


Abbildung 14: Verteilung Energieträgereinsatz zur Fernwärmeerzeugung 2024

3.8.2 Primärenergie- und Treibhausgasbilanz 2024

Basierend auf den bis 2027 gültigen Werten für die Primärenergie- und Treibhausgasemissionsfaktoren⁸ ergeben sich für das Jahr 2024 rund 17 GWh-Primärenergieeinsatz sowie 0 tCO_{2ä} Treibhausgasemissionen.

Tabelle 11: Primärenergie und Treibhausgasemissionen 2024

Größe	Wert	Einheit
Summe Fernwärmeabsatz (inkl. AKM)	77.516	MWh _{th} /a
Primärenergiefaktor nach Kappung	0,22	MWh _{PE} /MWh _{th}
Primärenergieeinsatz	17.054	MWh_{PE}/a
spez. Emissionsfaktor FW 309-1:2023	0	tCO _{2äq} /MWh _{th}
Summe THG-Emissionen	0	tCO_{2ä}/a

3.8.3 Anteil KWK- und Erneuerbarer Wärme 2024

Der KWK-Anteil der Wärmeerzeugung betrug im Jahr 2024 rund 83 %. Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Fernwärmeerzeugung konnte durch die Leistungserhöhung der auf Seiten des HKWs der BHI auf rund 75 % gesteigert werden⁹.

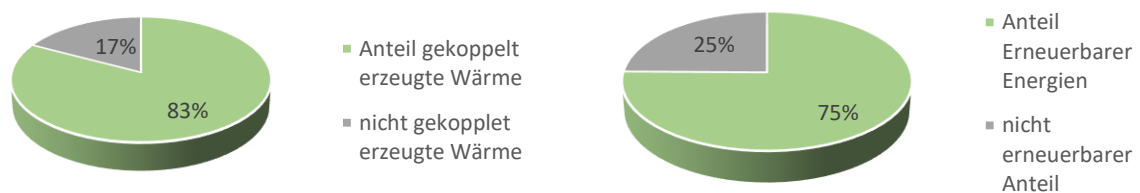


Abbildung 15: Anteile KWK- und erneuerbare Wärme 2024

⁸ [Bescheinigung PEF-CO2 Fernwärme 2024](#)

⁹ [Bescheinigung KWK - und EE-Anteile 2024](#)

4. Potentialermittlung erneuerbarer Energien und Abwärme

4.1 Vorgehensweise Potentialanalyse

Für die Erreichung einer klimaneutralen Fernwärmeversorgung stehen grundlegend eine Vielzahl erneuerbarer Wärmequellen zur Verfügung. Die in der folgenden Tabelle aufgeführten Technologien und Quellen erneuerbarer Energie werden im Rahmen dieser Studie betrachtet:

Tabelle 12: Übersicht Quellen und Technologien EE

Quellen erneuerbarer Energie:

- Oberflächennahe Geothermie
- Solare Strahlungsenergie
- Flusswasserwärme
- Luft
- Abwasserwärme
- unvermeidbare industrielle Abwärme
- Biomethan/Biogas
- Biomasse

Technologien:

- Solarthermie
- PV
- Sektorenkopplungstechnologien, allg.
- Power-to-Heat
- Wärmepumpe(n)
- Gas- und Feststoffkessel

Die beschriebenen Technologien kommen oftmals kombiniert zum Einsatz, so kann beispielsweise oberflächennahe Geothermie eine Wärmequelle für Wärmepumpen darstellen. Aus diesem Grund werden im Folgenden die entsprechenden Wärmequellen und Technologien entsprechend ihrer typischen Konfiguration und Kombination beschrieben.

Dabei werden nur bereits verfügbare Technologien für das vorliegende Konzept in Betracht gezogen, um eine effektive und technologisch abgesicherte Transformation der Fernwärmeversorgung sicherzustellen. Die dargestellten Technologien befinden sich in unterschiedlichen Stadien der Anwendung. So steht beispielsweise die Produktion von grünem Wasserstoff derzeit erst am Beginn eines Zyklus und ist demzufolge noch mit einem hohen Maß an Risiko zu bewerten, so dass eine Berücksichtigung zum aktuellen Zeitpunkt

nicht erfolgte. Andere Technologien sind hingegen bereits langjährig am Markt etabliert, so dass technologische Sprünge eher unwahrscheinlich erscheinen. Heute noch in experimentellem Stadium befindliche Technologien werden hingegen nicht betrachtet, da deren Serien- und Marktreife sowie deren möglicher Beitrag zur Erreichung der Klimaneutralität nicht absehbar ist. Sofern sich in den kommenden Jahren neue Technologien herausbilden sollten, die einen relevanten Beitrag zur Wärmewende leisten könnten, werden diese im Rahmen einer Überarbeitung des vorliegenden Konzeptes Eingang in die Planungen finden.

Der Anlage 2 können folgende, auf Basis einer Zusammenarbeit von TWS und diversen kommunalen Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen sowie ihrer Netzbetreiber und Dienstleister zusammengetragen, technologiespezifische Informationen entnommen werden:

- Zusammenfassung
- Kurzüberblick
- Potentiale im Wärmesektor
- Anlagentechnik
- Referenzprojekte
- Situation in Thüringen
- Leitfaden

Im ersten Schritt erfolgt im Rahmen einer **Grobanalyse** die quantitative Einordnung der Technologien entsprechend ihres Potentials den aufgezeigten Anteil an fossiler Energie (Leistungs- und Revisionslücke) zu decken. Hierzu wird zusätzlich in die Varianten dezentrale als auch zentrale Einbindung am Kraftwerksstandort unterschieden.

Im zweiten Schritt erfolgen die Identifizierung und Bewertung der regional potentiell zur Verfügung stehenden **Flächen**.

Anschließend erfolgt eine **Feinanalyse** der einzelnen Potentiale basierend auf den regionalen Gegebenheiten sowie des Wärmebedarfes. Inhalt der Feinanalyse ist die methodische Bewertung (siehe Abbildung 13) der energetischen Potentiale sowie der technischen Machbarkeit der einzelnen Quellen/Technologien.

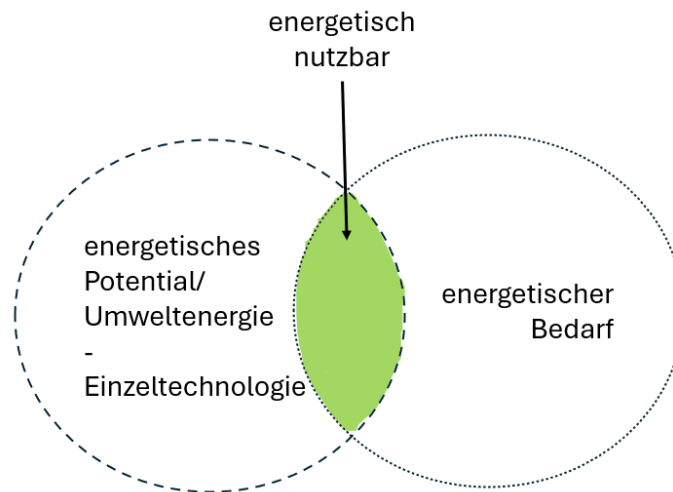


Abbildung 16: Methodische Herleitung – Potentialanalyse

4.2 Grobanalyse

Im Rahmen der Grobanalyse wird die grundsätzliche Eignung der Erneuerbaren Energien untersucht, den Anteil des aktuellen fossilen Energieeinsatzes in den Perioden „Leistungs- und Revisionslücke“ zu reduzieren.

Die „Leistungs­lücke“ liegt innerhalb der Heizperiode, in dem die Umweltenergieangebote (Solare Strahlung, Lufttemperatur) jahreszeitbedingt niedrig sind. Hier können demzufolge vorwiegend regelbare Brennstoffe (Biomasse, Biomethan, Elektroenergie) zum Einsatz kommen.

Die „Revisions­lücke“ außerhalb der Heizperiode ist hingegen planbar und das Umweltenergieangebot ist deutlich größer. Bei den strahlungsbasierten Umweltenergien bedarf es trotzdem einer Speicherkomponente und/oder einer alternative regelbaren Erzeugungseinheit für die Nacht.

Weitere Kriterien sind die Verfügbarkeit von Flächen, sowie Brennstoffen und deren Kosten. Im Ergebnis ergibt sich die in der nachfolgenden Tabelle dargestellte Matrix, welche einen ersten groben Überblick der jeweiligen Potentiale mithilfe die Ampelfarben (grün – gut geeignet, gelb – bedingt geeignet, rot – weniger gut geeignet) gibt.

Erzeugungstechnologie/ Maßnahme	Zentraler Einsatz		Dezentraler Einsatz (im Teilnetz oder beim Endkunden)	
	Leistungslücke	Revisionslücke	Leistungslücke	Revisionslücke
Solarthermie	●	●	●	●
Photovoltaik	●	●	●	●
WP – Abwasser	●	●	●	●
WP – Flusswasser	●	●	●	●
WP – oGT	●	●	●	●
WP – Luft	●	●	●	●
WP – PVT	●	●	●	●
WP – industr. Abwärme	●	●	●	●
Biomasse	●	●	●	●
Biomethan	●	●	●	●
PtH (Netzdienlich/Residual)	●	●	●	●

Abbildung 17: Matrix zur Grobanalyse

4.3 Flächenbewertung

Im ersten Eindruck erscheint beim Blick auf den Kartenausschnitt (siehe nachfolgende Abbildung) das Flächenpotential direkt am Heizkraftwerk (NO) als auch dezentral (NW, W und SO) in räumlicher Nähe zum Fernwärmenetz mit in Summe zehn Flächen und ca. 430.000 m² Bruttofläche relativ groß zu sein.

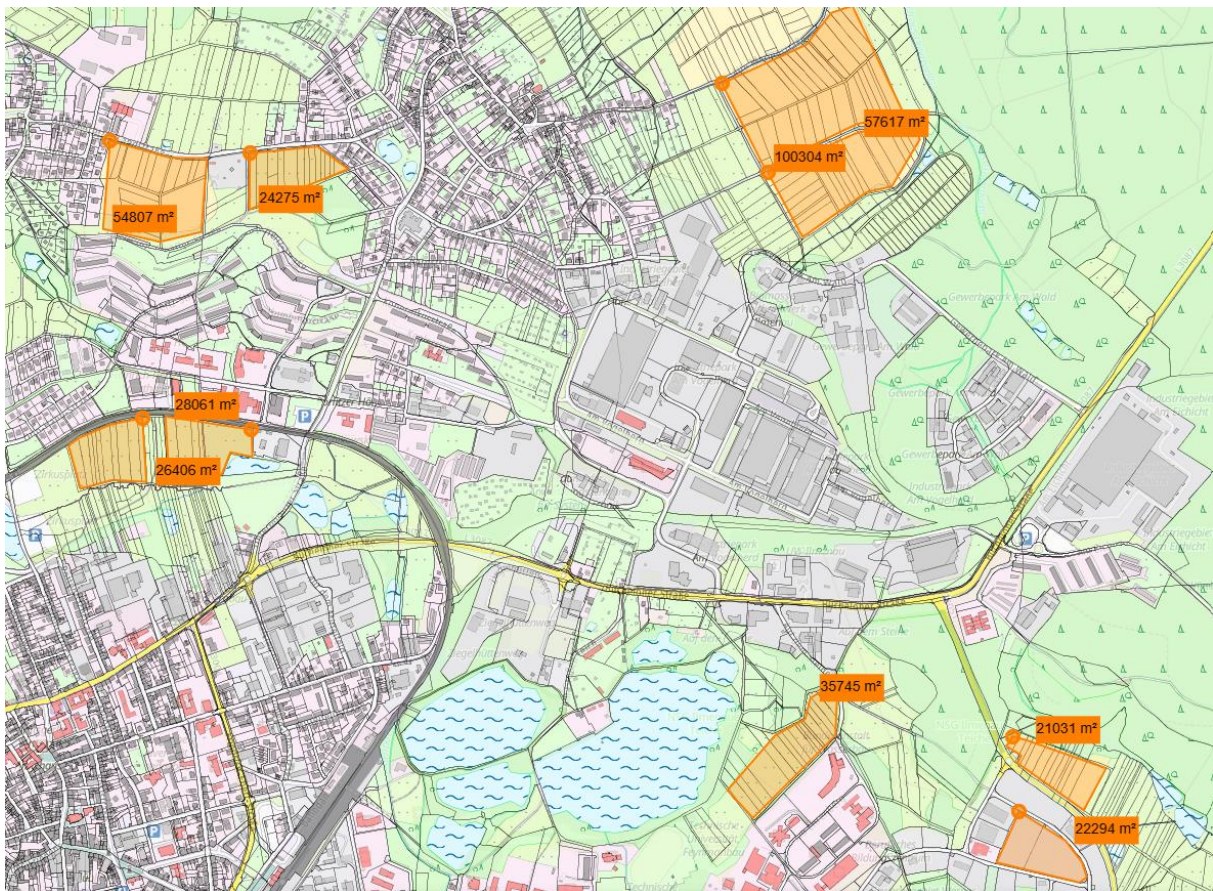


Abbildung 18: theoretische Flächenpotentiale zur energetischen Nutzung

Unter Einbeziehung von weiteren Faktoren (verbindlicher Bauleitpläne, Solarerträge sowie wasserwirtschaftlicher und hydrogeologischer Genehmigungsfähigkeit der Wärmegewinnung mittels oberflächennaher Geothermie) reduziert sich das praktisch sinnvoll nutzbare Flächenpotential, wie in der nachfolgenden Tabelle dargestellt, auf drei Flächen bzw. in Summe auf rund 150.000 m².

Tabelle 13: Übersicht Flächenpotentiale Ilmenau

Fläche	Bezeichnung	Gesamtfläche m²	berücksichtigte Fläche		B-Plan	wasserwirtschaftlich	Hydrogeologie	Solar	nutzbar m²	
			Flur	Faktor						
Fläche 1	Im Rottenbach	26.000	5	0,7	18.200	nein	günstig	ungünstig	günstig	0
Fläche 2	In den Quellenwiesen	28.000	2, 5	0,7	19.600	nein	günstig	ungünstig	günstig	0
Fläche 3	Auf der Gassenhöhe	54.000	4	0,7	37.800	nein	günstig	ungünstig	günstig	0
Fläche 4	Über dem neuen Teich	24.000	11	0,7	16.800	teilweise	günstig	ungünstig	günstig	0
Fläche 5	Gewerbepark am Wald	100.000	9	0,7	70.000	nein	günstig	ungünstig	günstig	70.000
Fläche 6	Gewerbepark am Wald	57.000	9	0,7	39.900	nein	günstig	ungünstig	günstig	39.900
Fläche 7	Am Ehrenberg	35.000	4	0,7	24.500	nein	günstig	ungünstig	günstig	0
Fläche 8	Gewerbegebiet Ehrenberg OST	21.000	12	0,7	14.700	nein	günstig	ungünstig	günstig	0
Fläche 9	Gewerbegebiet Ehrenberg OST	22.000	12	0,7	15.400	ja	günstig	günstig	günstig	0
Fläche 10	Gewerbegebiet Ehrenberg OST	60.500	12	0,7	42.350	nein	günstig	günstig	günstig	42.350
Summe		427.500			299.250					152.250

4.4 Feinanalyse Fläche 5 und 6 - Solarthermie

Basierend auf den Flächen 5 und 6 (Tabelle 13 und Abbildung 19) mit in Summe rund 110.000 m² ergibt sich eine mögliche Bruttokollektorfläche von 44.000 m². Unter den örtlichen Einstrahlbedingungen und auf Basis von Vakuumröhrenkollektoren ergibt sich eine theoretische Leistung von rund 22 MW_{th} sowie ein Jahresertrag in Höhe von rund 21 GWh_{th}/a.



Abbildung 19: Potentielle Freiflächen – Flächen 5 und 6

Tabelle 14: Solarthermie Fläche 5 und 6

Größe	Wert	Einheit
Fläche [A]	109.900	m ²
Bruttokollektorfläche [BKF]	44.000	m ²
Azimut	0	°
Neigungswinkel	30	°
Thermische Leistung [$\dot{Q}$]	21,8	MW _{th}
Ertrag Wärmemenge	21,3	GWh _{th} /a

Der folgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass bei einer Anlage dieser Größe vom energetischen Ertrag 73 % nutzbar sind, was einen Deckungsanteil von 12 % darstellt.

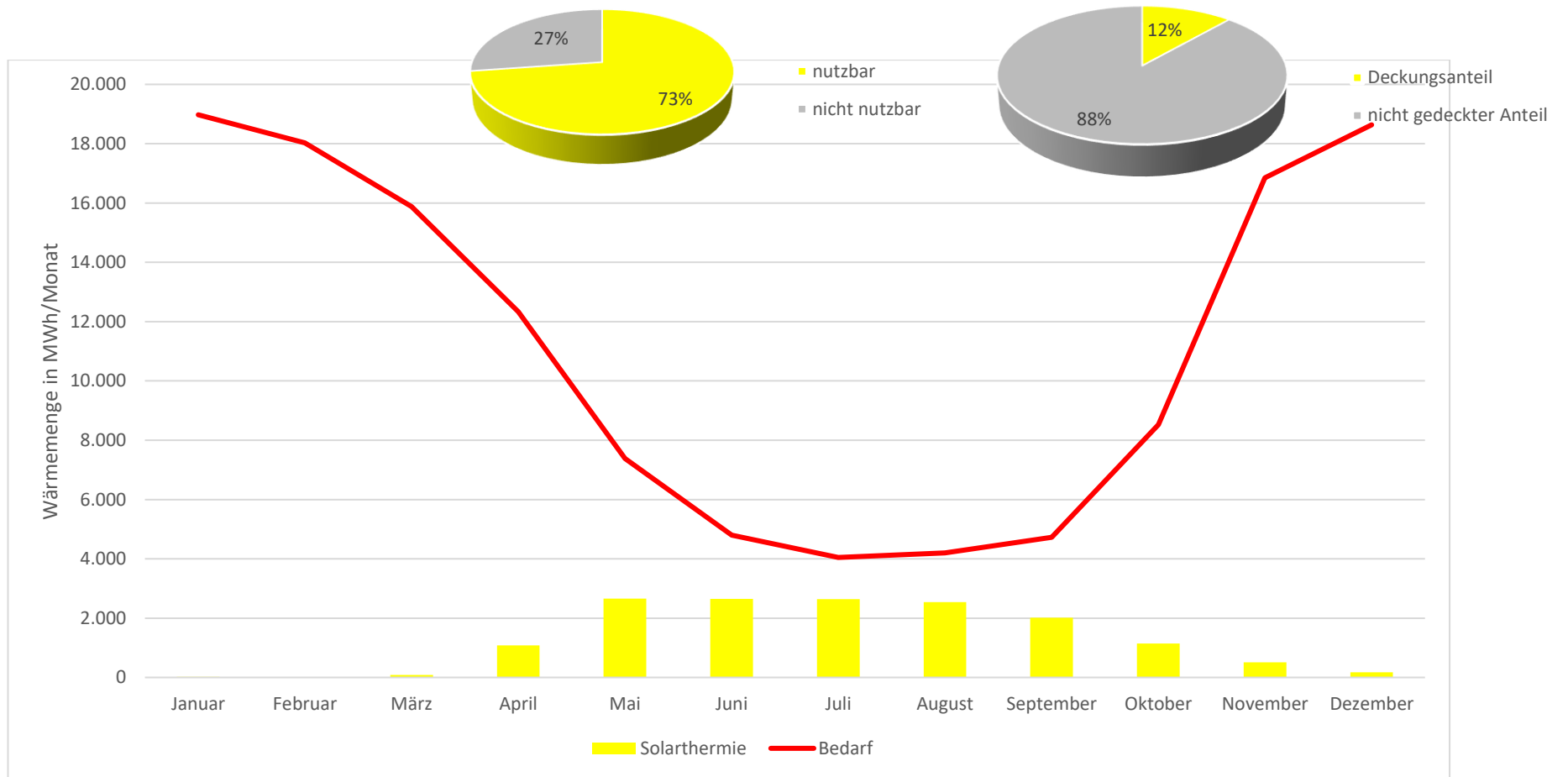


Abbildung 20: Potential Solarthermie Flächen 5 und 6

4.5 Feinanalyse Fläche 10 – Solarthermie

Basierend auf der Fläche 10 (Tabelle 13 und Abbildung 19) mit in Summe rund 43.000 m² ergibt sich eine mögliche Bruttokollektorfläche von 17.000 m². Unter den örtlichen Einstrahlbedingungen und auf Basis von Vakuumröhrenkollektoren ergibt sich eine theoretische Leistung von rund 8,4 MW_{th} sowie ein Jahresertrag in Höhe von rund 6,2 GWh_{th}/a.



Abbildung 21: Potentielle Freifläche – Fläche 10

Tabelle 15: Solarthermie Fläche 10

Größe	Wert	Einheit
Fläche [A]	42,350	m ²
Bruttokollektorfläche [BKF]	16.900	m ²
Azimut	0	°
Neigungswinkel	30	°
Thermische Leistung [$\dot{Q}$]	8,4	MW _{th}
Ertrag Wärmemenge	6,2	GWh _{th} /a

Der folgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass bei einer Anlage dieser Größe vom energetischen Ertrag 100 % nutzbar sind, was einen Deckungsanteil von 12 % darstellt.

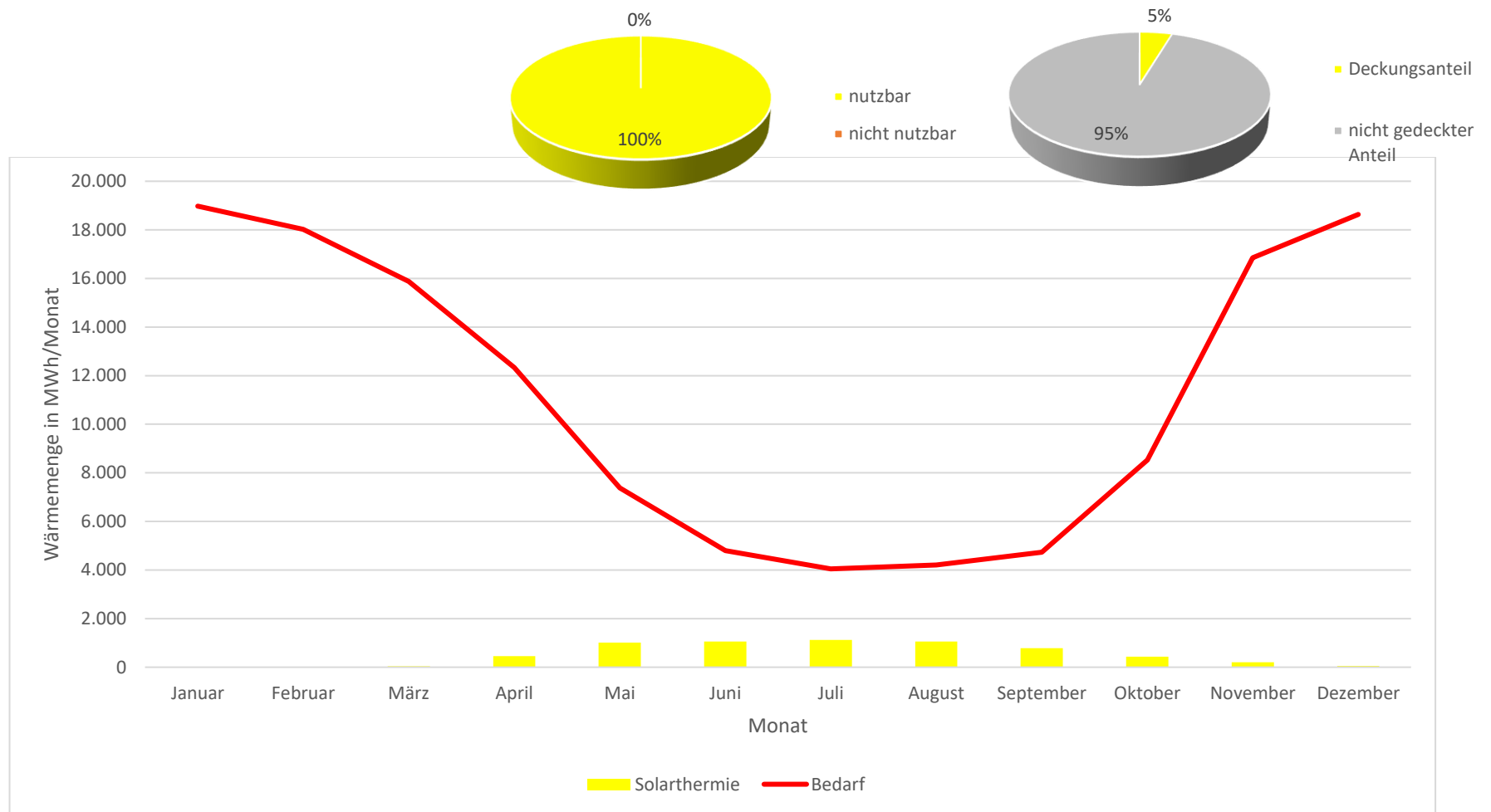


Abbildung 22: Potential Solarthermie Fläche 10

4.6 Feinanalyse Fläche 10 – Wärmepumpe, Wärmequelle oberflächennahe Geothermie

Basierend auf der Fläche 10 mit ca. 43.000 m² und einem definierten Sondenabstand (Radius von 5 m) ergibt sich eine mögliche Sondenanzahl von 539 Stk.

Auf Grundlage der Annahme einer Bohrtiefe von 100 m ergibt sich in Summe eine max. Gesamtsondenlänge von 54.000 m.

Unter den örtlichen Bedingungen (Anlage 3 – Standortreport oberflächennahe Geothermie Fläche 10) ergibt sich eine theoretische Wärmeentzugsleistung von max. 1,56 MW_{th} sowie ein Jahresertrag in Höhe von rund 3,7 GWh_{th}/a.

Durch den Einsatz einer Hochtemperaturwärmepumpe und einer JAZ von 3,0 ergibt sich eine theoretische Heizleistung von rund 2,34 MW_{th} sowie ein Jahresertrag in Höhe von rund 5,6 GWh_{th}/a.

Hierbei ist zu beachten, dass die Betriebszeiten der Wärmepumpen auf die Heizperiode beschränkt wurde, so dass das Erdsondenfeld im Sommer „natürlich“ regenerieren kann.

Tabelle 16: WP - oGT

Größe	Wert	Einheit
Fläche [A]	42.360	m ²
Sondenabstand/-radius [d _s]	5	m
Sondenanzahl [S _{Anz}]	539	Stk.
Bohrtiefe Einzelsonde [BT _s]	100	m
Gesamtbohrlänge [BL _{Ges}]	53.922	m
Max. Entzugsmenge [Q _{wo}]	3.737	MWh _{th} /a
Jahresarbeitszahl [JAZ]	3,0	kW _{th} /kW _{el}
Heizleistung [$\dot{Q}_H$]	2.337	kW _{th}
Elektrische Leistungsaufnahme [P _{el}]	779	kW _{el}
Heizenergie [Q _H]	5.605	MWh _{th} /a
Elektroenergiebedarf [E]	1.868	MWh _{el} /a

Der folgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass vom energetischen Ertrag 100% nutzbar sind, was einen Deckungsanteil von 4 % darstellt.

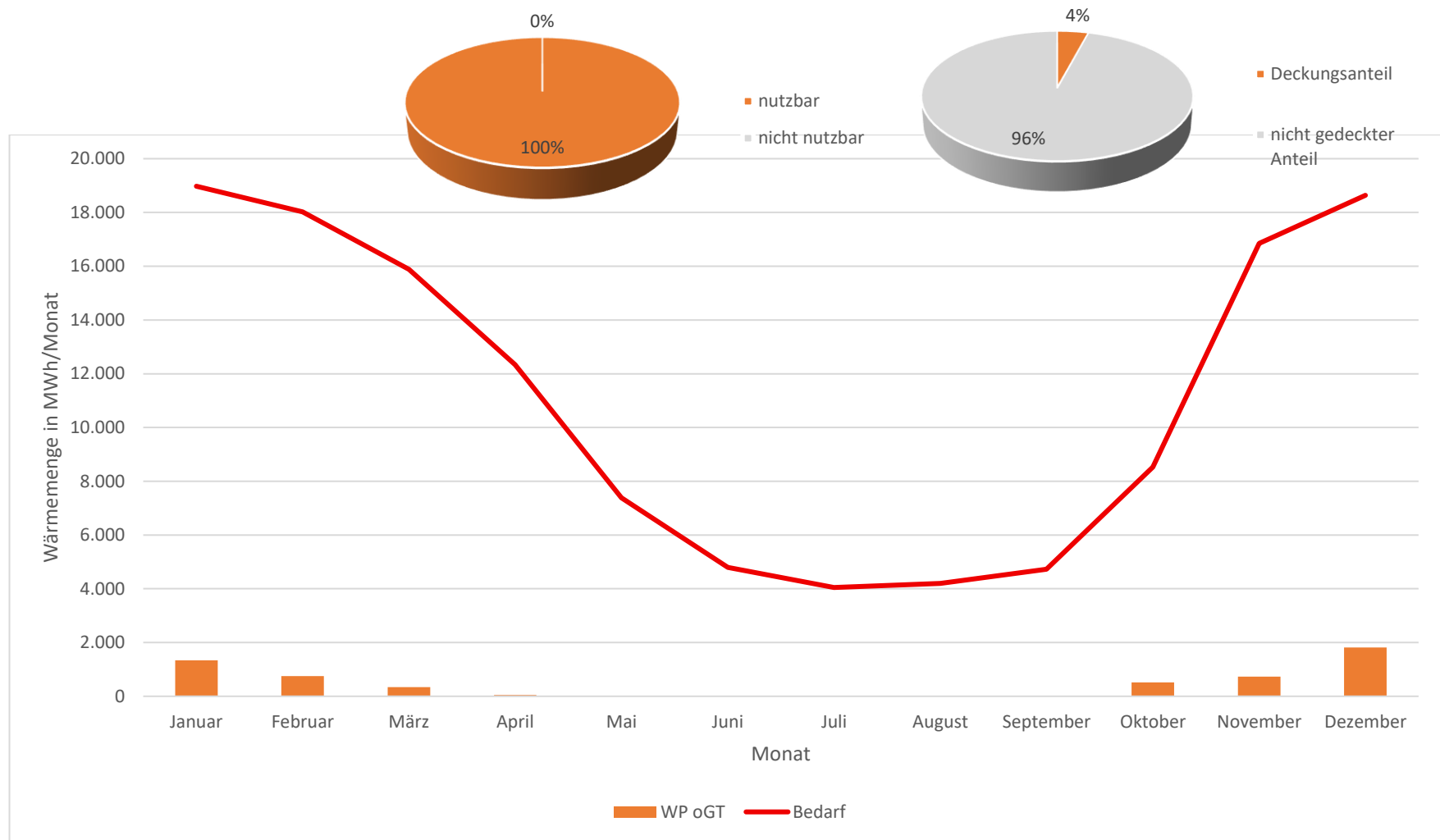


Abbildung 23: Potential Fläche 10 WP – oberflächennahe Geothermie

4.7 Feinanalyse Fläche 10 – Wärmepumpe, PVT-Kollektoren

PV-T-Kollektoren erzeugen neben elektrischer Energie durch ein auf der Rückseite angebrachtes Kühlregister gleichzeitig Wärme auf einem niedrigen Temperaturniveau. Diese abgeführte Wärme kann dann entweder in ein kaltes Nahwärmenetz eingespeist, zur direkten Regeneration von Erdsonden- und Erdkollektoren oder mittels Wärmepumpe in ein konventionelles Nahwärmenetz eingespeist werden. Zusätzlich erhöht die Wärmeabfuhr an PVT-Kollektoren gerade im Sommer den elektrischen Wirkungsgrad, so dass mittels dieser Technologie im Vergleich zu PV-Anlagen ein höherer spezifischer Ertrag an Elektroenergie zu erzielen ist. Für ein PVT-Kollektorfeld mit einer Bruttokollektorfläche von 17.000 m² sind rund 38.250 m² Fläche notwendig, welche unter anderem über die Fläche 6 zur Verfügung gestellt werden könnte. Unter den örtlichen Einstrahlbedingungen ergibt sich eine thermische Leistung von rund 9,2 MW_{th} sowie ein Jahreswärmeertrag von rund 8,2 GWh_{th}/a. Parallel dazu liefert die PV-T-Anlage eine elektrische Leistung von 2,9 MW_p und eine Elektroenergiemenge in Höhe von 2,95 GWh_{el}/a. Durch den Einsatz einer Hochtemperaturwärmepumpe mit einer JAZ von 3,5 ergibt sich eine theoretische Heizleistung von rund 13 MW_{th} sowie ein Jahresertrag in Höhe von rund 11,5 GWh_{th}/a.

Tabelle 17: Fläche 10 -WP, PVT

Größe	Wert	Einheit
Fläche [A]	42.350	m ²
Nutzfläche [A _{Nutz}]	38.250	m ²
Bruttokollektorfläche [BKF]	17.000	m ²
Azimut	0	°
Neigungswinkel [α]	30	°
PV-Generatorleistung [P _{el}]	2.890	kW _P
Wärmequellenleistung [$\dot{Q}_{wq}$]	9.282	kW _{th}
Elektroenergieerzeugung [E _{PVT}]	2.953	MWh _{el} /a
Ertrag Wärmequelle [Q _{PVT}]	8.211	MWh _{th} /a
Jahresarbeitszahl [JAZ]	3,5	kW _{th} /kW _{el}
Heizleistung [$\dot{Q}_H$]	12.995	kW _{th}
Elektrische Leistungsaufnahme [P _{el}]	3.713	kW _{el}
Heizenergie [Q _H]	11.495	MWh _{th} /a
Elektroenergiebedarf [E _{WP}]	3.284	MWh _{el} /a

Der folgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass vom energetischen Ertrag 100 % nutzbar sind, was einen Deckungsanteil von 9 % darstellt.

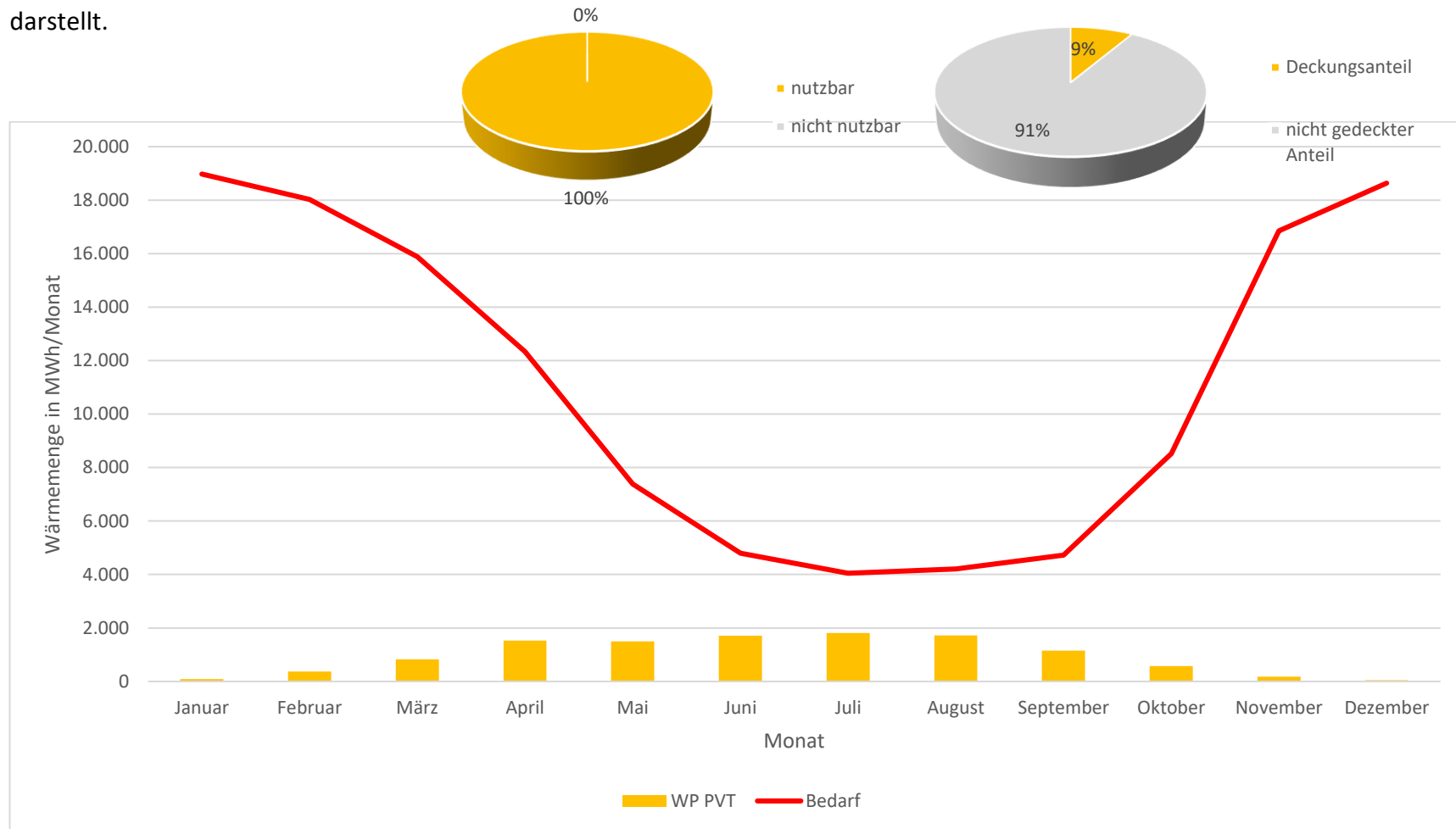


Abbildung 24: Potential Fläche 10 – WP, PVT-Kollektoren

4.8 Wärmepumpe – Flusswasser der Ilm

Basierend auf einem Volumenstrom von 74,5 l/s (Produkt aus Entnahmekquote 5 % und dem mehrjährigen mittleren Durchfluss der Ilm im Sommer 1,49 m³/s) und einer Temperaturabsenkung um 3 K ergibt sich eine mögliche Wärmequellenleistung von rund 0,9 MW_{th}.

Unter Nutzung einer Hochtemperaturwärmepumpe und einer JAZ von 2,5 ergibt sich eine theoretische Heizleistung von rund 1,6 MW_{th} sowie ein Jahresertrag in Höhe von rund 12,5 GWh_{th}/a.

Hierbei ist zu beachten, dass die Betriebszeiten der Wärmepumpen auf den Zeitraum des Jahres beschränkt wurden, an denen die Wassertemperaturen größer gleich 4 °C sind.

Tabelle 18: WP - Flusswassernutzung

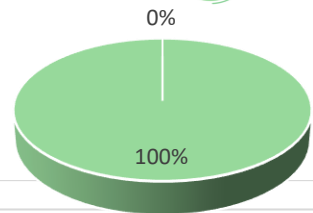
Größe	Wert	Einheit
Langjähriger Mittlerer Durchfluss (Sommer)	1,49	m ³ /s
Entnahmequote ¹⁰	5	%
Nutzvolumenstrom [$\dot{V}$]	74,5	l/s
Temperaturabsenkung [d_T]	3	K
Betriebsgrenze (mind. Wassertemperatur) [T_{Grenz}]	4	°C
Wärmequellleistung [$\dot{Q}_{WQ}$]	900	kW _{th}
Ertrag Flusswasserwärme [$\dot{Q}_F$]	7.492	MWh _{th} /a
Jahresarbeitszahl [JAZ]	2,5	kW _{th} /kW _{el}
Heizleistung [$\dot{Q}_H$]	1.600	kW _{th}
Elektrische Leistungsaufnahme [P_{el}]	600	kW _{el}
Heizenergie [Q_H]	12.486	MWh _{th} /a
Elektroenergiebedarf [E]	4.994	MWh _{el} /a

Der folgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass vom energetischen Ertrag 100 % nutzbar sind, was einen Deckungsanteil von 9 % darstellt.

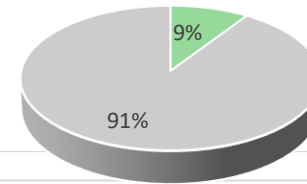
¹⁰ Grundsätzlich wäre auch eine vollständige Nutzung des zur Verfügung stehenden Wassers nach Wasserhaushaltsgesetz möglich. Der Umfang der Nutzung kann ggf. durch weitere Nutzungsinteressen oder durch Grenzwerte für die Gewässertemperatur an der Einleitstelle eingeschränkt sein.



RE_think^{ing}
by Tobias Raddau



■ nutzbar
■ nicht nutzbar



■ Deckungsanteil
■ nicht gedeckter Anteil

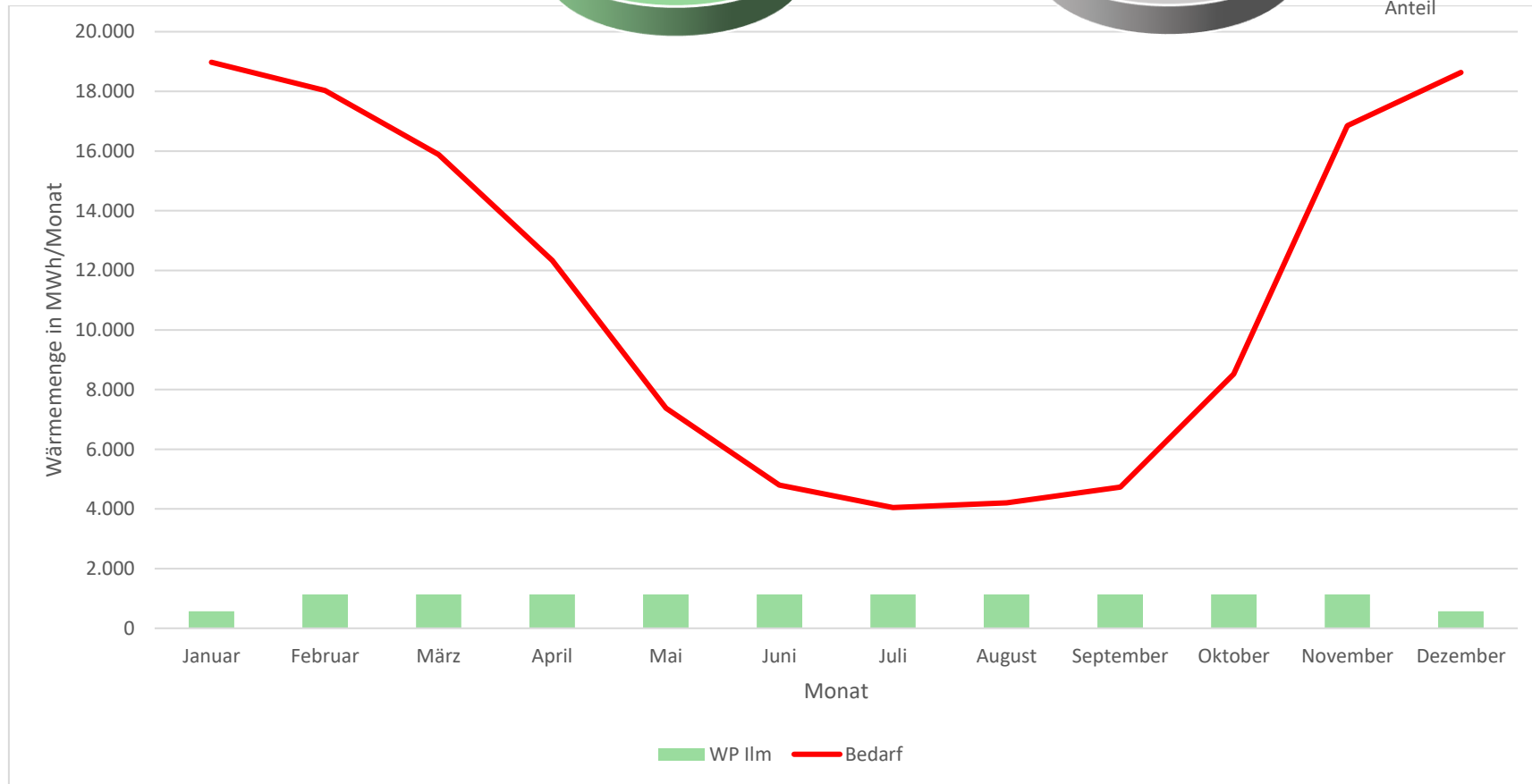


Abbildung 25: Potential WP – Flusswasser Ilm

4.9 Wärmepumpe – Luft

Eine Luft-Wasser-Wärmepumpe mit einer JAZ von 2,3 (Simulationsergebnis) liefert bei einer Heizleistung von 20 MW_{th} ein Jahreswärmeertrag in Höhe von rund 47 GWh_{th}/a.

Hierbei ist zu beachten, dass die Betriebszeiten der Wärmepumpen auf die Stunden des Jahres beschränkt wurden, an denen die Außenlufttemperaturen größer gleich 7 °C sind.

Tabelle 19: WP - Luft

Größe	Wert	Einheit
Betriebsgrenze (mind. Außenlufttemperatur) [T _{Grenz}] ¹¹	7	°C
Anzahl Betriebsstunden [Bh]	5.370	h/a
Jahresarbeitszahl [JAZ]	2,3	kW _{th} /kW _{el}
Heizleistung [$\dot{Q}_H$]	20.000	kW _{th}
Elektrische Leistungsaufnahme [P _{el}]	8.696	kW _{el}
Heizenergie [Q _H]	46.951	MWh _{th} /a
Elektroenergiebedarf [E _{WP}]	20.647	MWh _{el} /a

Der folgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass bei einer theoretischen Betriebszeit von 5.370 h/a im entsprechenden Temperaturbereich vom energetischen Ertrag 100 % nutzbar sind, was einen Deckungsanteil von 35 % darstellt.

¹¹ Individuell festgelegte Randbedingung. Grundsätzlich ist auch ein Betrieb bei niedrigeren Außentemperaturen technisch möglich.

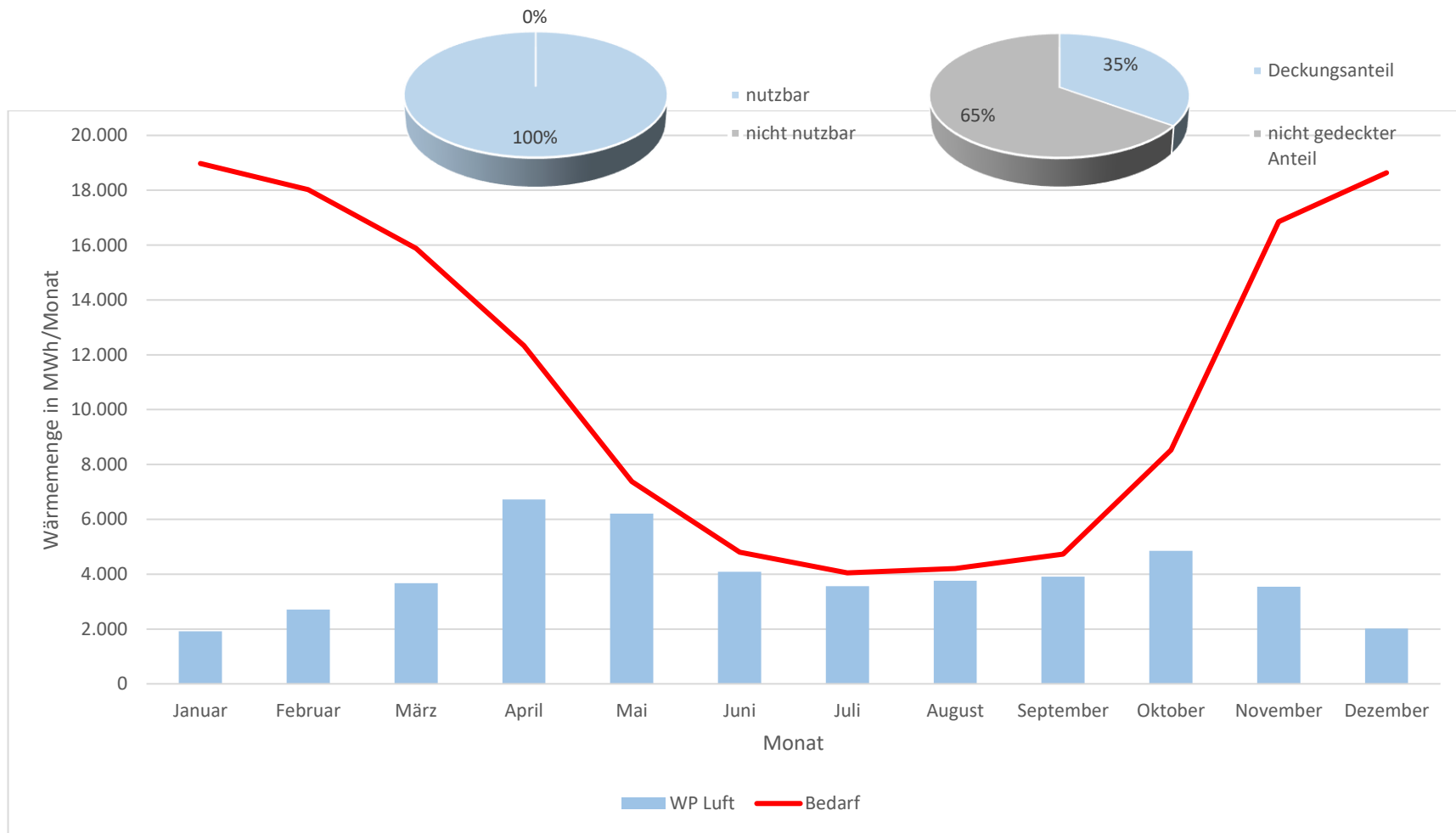


Abbildung 26: Potential WP – Luft

4.10 WP – Abwasserwärme

Am Ablauf der Kläranlage Ilmenau (Abbildung 27) besteht die Möglichkeit das gereinigte Abwasser mittels Wärmeübertrager als Wärmequelle für eine Wärmepumpe zu erschließen.



Abbildung 27: Kläranlage Ilmenau und Lage Abwasserablauf

Basierend auf einem Trockenwetterstrom von 28 l/s (Auslegungswert WÜT) und einer Temperaturabsenkung um 8 K, ergibt sich eine mögliche Wärmequellenleistung von rund 930 kW_{th}. Auf Grundlage der Annahme, dass diese Wärmequellenleistung über ca. 8.500 h/a zur Verfügung steht, ergibt sich eine theoretische Abwärmemenge von 7,9 GWh_{th}/a.

Unter Nutzung einer Hochtemperaturwärmepumpe und einer JAZ von 2,8 ergibt sich eine theoretische Heizleistung von rund 1.454 kW_{th} sowie der in der nachfolgenden Tabelle dargestellte Jahresertrag in Höhe von rund 12,7 GWh_{th}/a.

Tabelle 20: WP – Abwasserwärme

Größe	Wert	Einheit
Abwärmepotential [$\dot{Q}_{wQ}$]	930	kW _{th}
min. Abwassertemperatur nach WÜT [T _{Grenz}]	ca. 2	°C
Anzahl Betriebsstunden [Bh] ¹²	8.500	h/a
Jahresarbeitszahl [JAZ]	2,8	kW _{th} /kW _{el}
Heizleistung [$\dot{Q}_H$]	1.454	kW _{th}
Elektrische Leistungsaufnahme [P _{el}]	524	kW _{el}
Heizenergie [Q _H]	12.700	MWh _{th} /a
Elektroenergiebedarf [E _{WP}]	4.795	MWh _{el} /a

Der folgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass vom energetischen Ertrag 100 % nutzbar sind, was einen Deckungsanteil von 11 % darstellt.

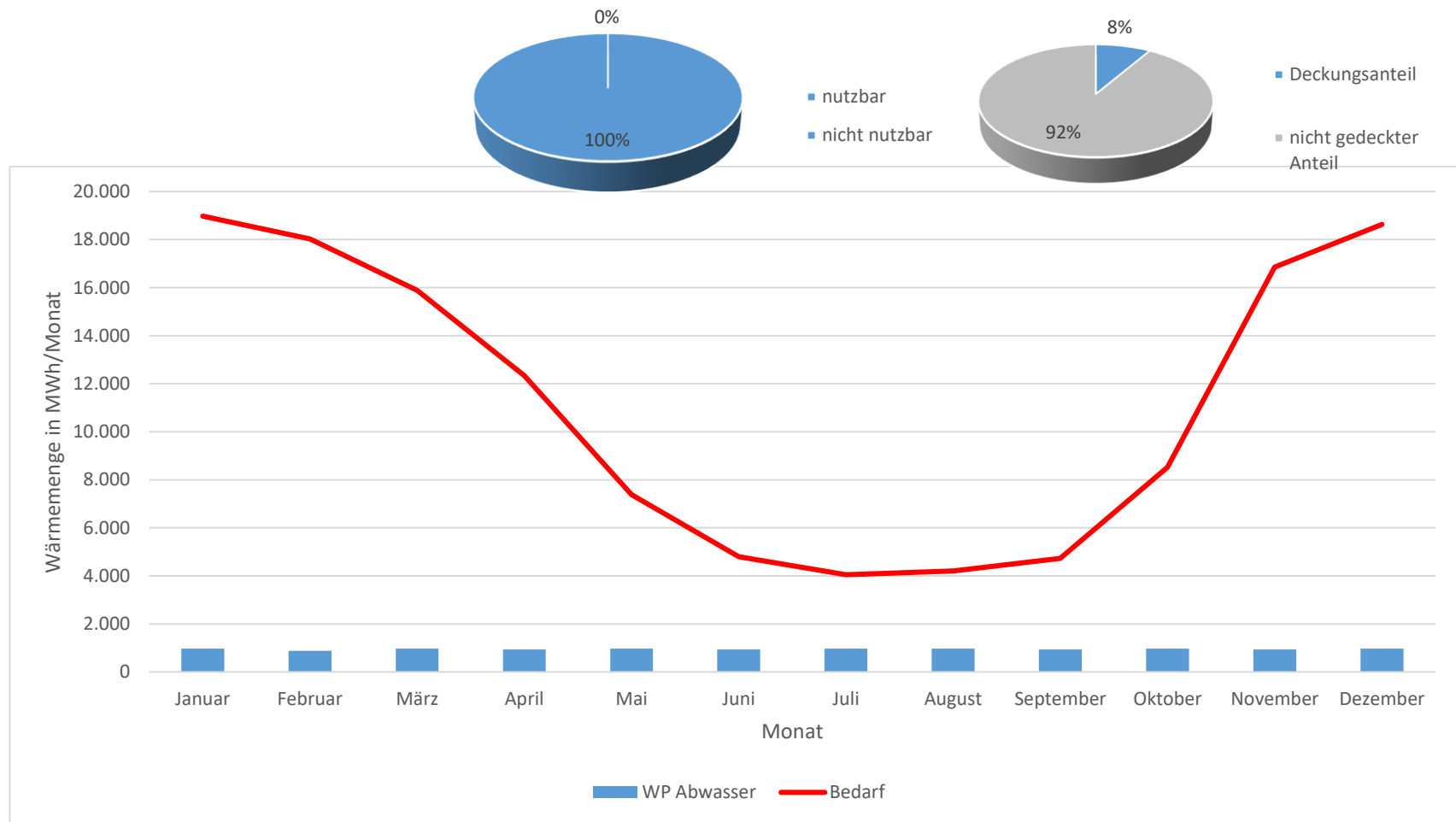


Abbildung 28: Potential WP – Abwasserwärme

4.11 WP – Abwärme Kaufland

Eine erste überschlägige Abschätzung des Abwärmepotentials aus der Gewerbekälteanlage der Kaufland Vertrieb 292 GmbH & Co. KG am Mühltor 1 (Abbildung 29) auf Basis der auf der Plattform für Abwärme veröffentlichten Daten ergibt, ein Abwärmepotential in Höhe von $0,27 \text{ MW}_{\text{th}}$ auf einem Temperaturniveau von 25°C . Basierend auf der veröffentlichten Betriebsstundenzahl von 7.983 h/a ergibt sich ein jährliche Abwärmemenge von rund $2,1 \text{ GWh}_{\text{th/a}}$.

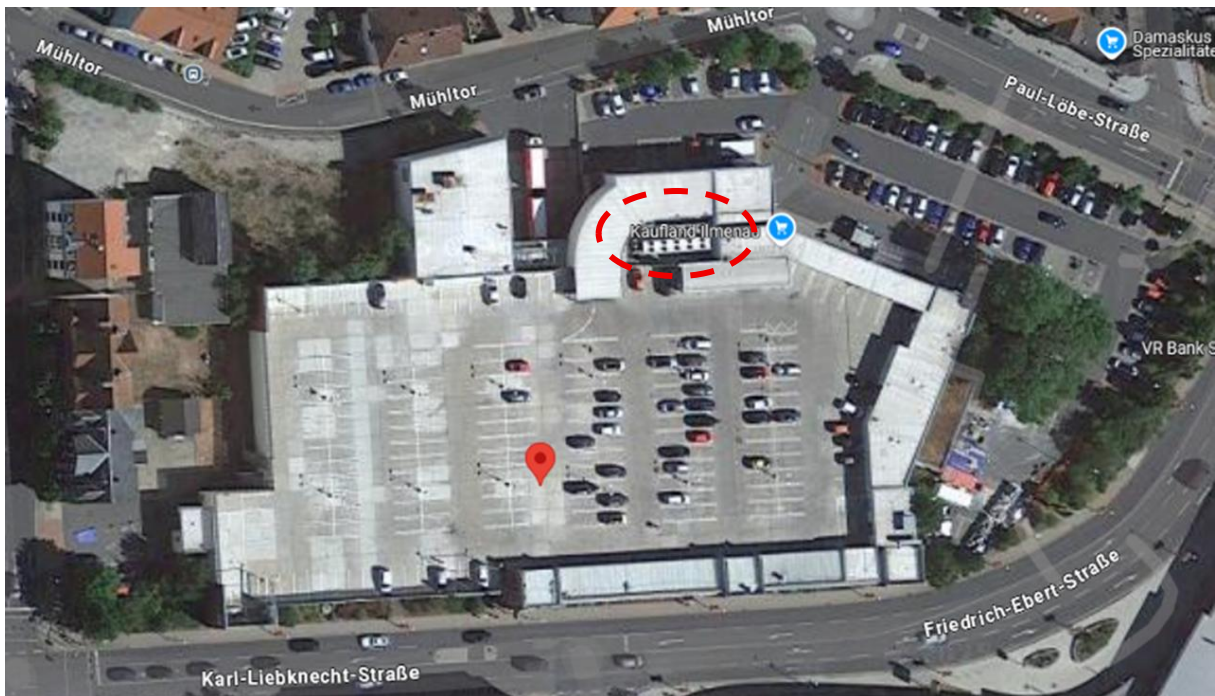


Abbildung 29: Abwärmequelle Kaufland¹³

Die mittlere monatliche Abwärmeleistung schwankt zwischen 210 und $270 \text{ kW}_{\text{th}}$, die monatlichen Abwärmemengen bewegen sich in einem Bereich zwischen 140 und $200 \text{ MWh}_{\text{th}}$ (Abbildung 30).

¹³ Quelle: googlemaps

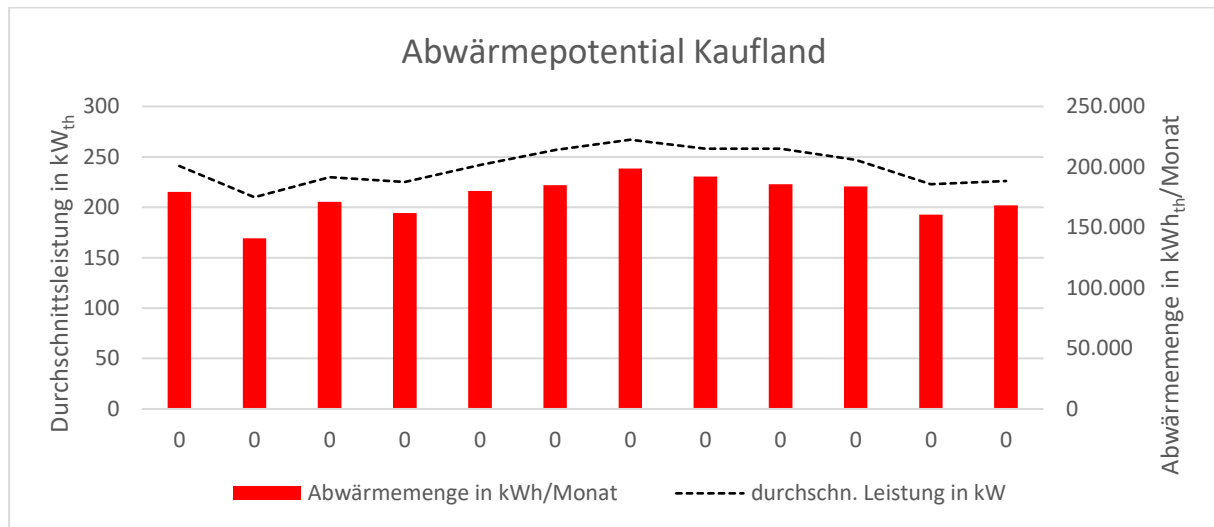


Abbildung 30: Abwärmepotential Kaufland

Unter Nutzung einer Hochtemperaturwärmepumpe mit einer JAZ von 2,5 ergibt sich eine theoretische Heizleistung von rund 0,44 MW_{th} sowie ein Jahresertrag in Höhe von rund 3,5 GWh_{th}/a.

Tabelle 21: WP – Abwärme Kaufland

Größe	Wert	Einheit
Abwärmepotential [$\dot{Q}_{wQ}$]	270	kW _{th}
Abwärmetemperatur [T _{AW}]	ca. 25	°C
Anzahl Betriebsstunden [Bh]	7.893	h/a
Jahresarbeitszahl [JAZ]	2,5	kW _{th} /kW _{el}
Heizleistung [$\dot{Q}_H$]	440	kW _{th}
Elektrische Leistungsaufnahme [P _{el}]	180	kW _{el}
Heizenergie [Q _H]	3.491	MWh _{th} /a
Elektroenergiebedarf [E _{WP}]	1.384	MWh _{el} /a

Der folgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass vom energetischen Ertrag 100 % nutzbar sind, was einen Deckungsanteil von 3 % darstellt.

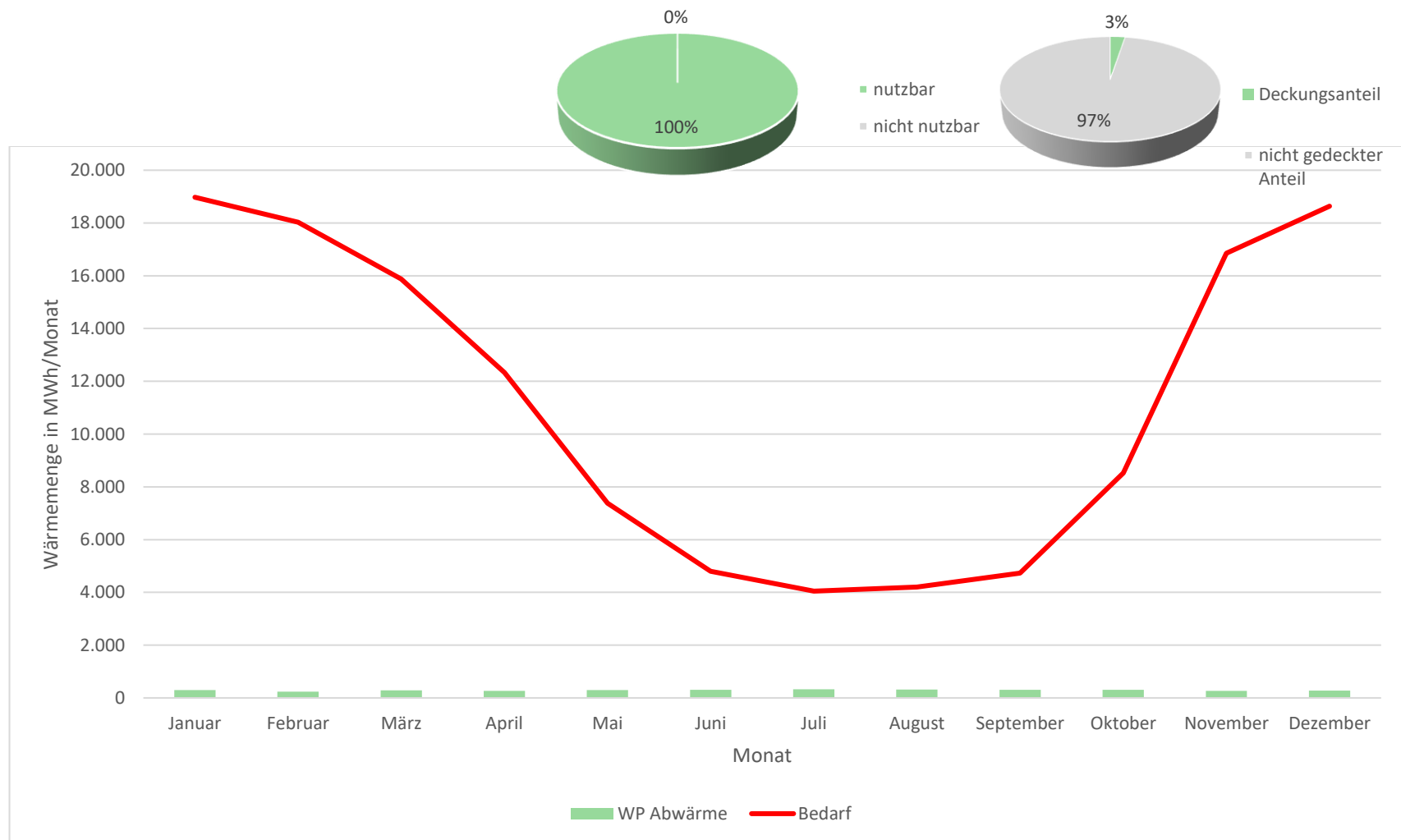


Abbildung 31: Potential WP –Abwärme Kaufland

4.12 Power-to-Heat – negative Strompreisstunden

Beim Betrieb einer PtH-Anlage kann grundsätzlich in folgende Betriebsweisen unterschieden werden:

- a) Vorhalten/Bereitstellen von Regelenergie bzw.-leistung
- b) verbrauchskostenoptimierter Betrieb
- c) Deckung der Residualleistung bzw. -mengen im Bereich Wärme
- d) THG-optimierter Betrieb

In der Praxis ist ein Mischbetrieb aus den zuvor dargestellten Betriebsarten denkbar. Es wird jedoch deutlich, dass vor dem Einsatz einer PtH-Anlage eine Mehrzieloptimierung durchgeführt werden sollte.

zu a) Vorhalten/Bereitstellen von Regelenergie bzw.-leistung

Mit Regelenergie/Regelleistung wird die elektrische Energie/Leistung bezeichnet, die ein Netzbetreiber benötigt, um unvorhergesehene Leistungsschwankungen in seinem Stromnetz auszugleichen. Es wird grundsätzlich zwischen positiver und negativer Regelenergie unterschieden. Über eine PtH-Anlage kann lediglich negative Regelenergie bereitgestellt werden. Dies wird nötig, wenn die ins Netz eingespeiste Energie, die zum selben Zeitpunkt entnommene Energie übersteigt. Der Netzbetreiber ruft in diesem Fall negative Regelenergie durch definierte Stromabnehmer ab, um dem Netz kurzfristig elektrische Leistung zu entziehen und somit den Leistungsüberschuss auszugleichen.

Den Übertragungsnetzbetreibern stehen drei Regelenergiequalitäten zur Verfügung:

- Primärregelenergie - schnelle Stabilisierung des Netzes innerhalb von 30 Sekunden
- Sekundärregelenergie - muss innerhalb von fünf Minuten in voller Höhe zur Verfügung stehen
- Minutenreserve - Vorlaufzeit von bis hinunter zu 7,5 Minuten, mindestens 15 Minuten lang

Die Teilnahme am Regelenergiemarkt wird über ein Ausschreibungsverfahren durch die Bundesnetzagentur organisiert.

zu b) verbrauchskostenoptimierter Betrieb

Beim Verbrauchskosten-optimierten Einsatz wird über die PtH-Anlage immer dann Wärme erzeugt, wenn die Wärmegegostehungskosten über die PtH-Anlage niedriger sind als die der restlichen Anlagen im Erzeugungspark. Da die Wärmegegostehungskosten einer PtH-Anlage im Wesentlichen durch die Elektroenergiekosten bestimmt werden, erfolgt der Anlagenbetrieb ausgerichtet am Strompreis.

zu c) Deckung der Residualleistung bzw. -mengen im Bereich Wärme

Der Einsatz zur Deckung der Residualmengen erfolgt immer dann, wenn die Leistung der restlichen installierten Erzeuger nicht ausreichend ist, um den Wärmebedarf zu decken.

zu d) THG-optimierter Betrieb

Der Einsatz zur Senkung der THG-Emissionen kann immer dann erfolgen, wenn Erneuerbarer Strom (im Überschuss) zur Verfügung steht. Dieser kann sowohl aus lokalen Anlagen (physisch) als auch bilanziell (z.B. über PPA) bereitgestellt werden.

In der folgenden Betrachtung wird beispielhaft der **verbrauchskostenoptimierte** Einsatz einer PtH-Anlage dargestellt. Konkret erfolgt der Betrieb der PtH-Anlage in diesem Szenario ausschließlich zu Zeiten negativer Börsenstrompreise. Basis für die Betriebsprognose stellt das Jahr 2024 mit 519 Stunden negativer Börsenstrompreise dar.

Basierend auf einer Leistung von 10 MW_{th} und einer Benutzungsstundenanzahl von 519 h/a ergibt sich ein theoretischer Jahresertrag in Höhe von rund 5,19 GWh_{th}/a. Basierend auf einem mittleren Börsenstrompreis (Day Ahead) von -10,1 €/MWh_{el} ergeben sich jährliche Erlöse in Höhe von rund 52.500 €/a. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die Erlöse durch Netzentgelte, Steuern und Umlagen noch gemindert und ggf. überkompensiert werden.

Der folgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass vom energetischen Ertrag ohne den Einsatz einen Wärmespeichers 68 % nutzbar sind, was einen Deckungsanteil von 3 % darstellt.

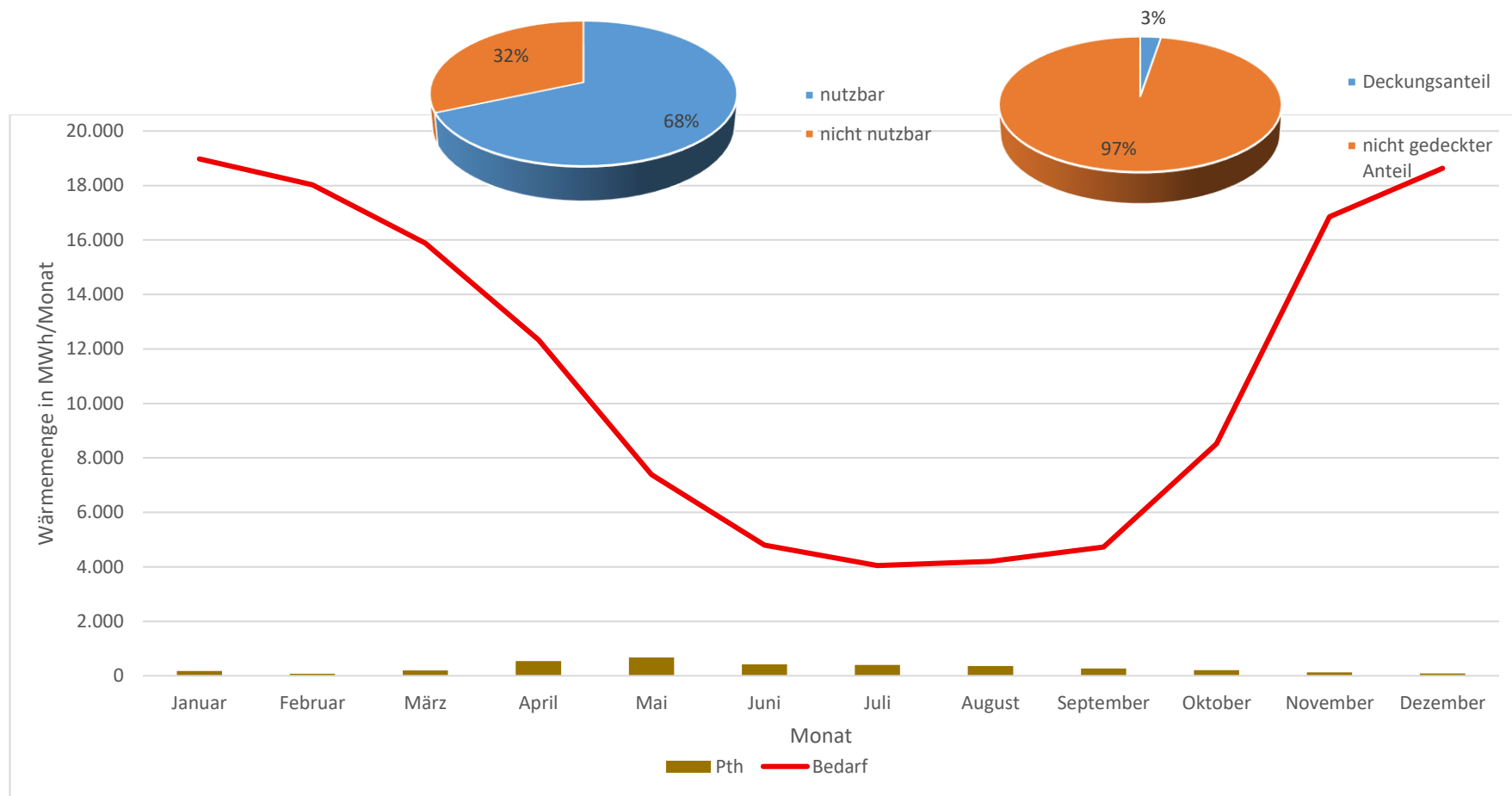


Abbildung 32: Potential PtH

4.13 Temporäre Absenkung der Fernwärmenetztemperaturen

Allgemein

Die Absenkung der Netztemperaturen im Fernwärmesystem erhöht ganz allgemein das Potential zur Einbindung von Erneuerbaren Erzeugern (insbesondere von Wärmepumpen- und Solarthermieranlagen) und geht einher mit einer Reduzierung der Wärmeverluste über die Fernwärmetrasse.

Voraussetzungen für eine netzseitige Temperaturminderung sind jedoch, dass:

- es auf Sekundärseite (Fernwärmeübergabestation und Kundensystem) Leistungsreserven im Bereich der Wärmeübertragerfläche(n) gibt,
- oder die Rücklauftemperaturen im Kundensystem absenkbar sind,
- und/oder die Leistungsreduktion aufgrund der geringeren Temperaturdifferenz im Fernwärmenetz durch eine Erhöhung des Volumenstroms kompensiert werden kann.

Letzteres ist jedoch nur bis zu einem gewissen Punkt sinnvoll, da eine Erhöhung des Volumenstroms mit erhöhten Druckverlusten und somit mit einer Erhöhung des „Pumpenaufwands“ einhergeht. Hier muss zwingend vermieden werden, dass der Einspareffekt im Bereich der Wärmeverluste durch einen Mehrbedarf an Elektroenergie für die Pumpen kompensiert wird. Hinzu kommt, dass die vorhandenen Netzdimensionen eine beliebig große Erhöhung des Volumenstroms verhindern.

Temporäre Absenkung der Vorlauftemperatur

Im Fernwärmenetz der IWW gibt es aktuell keine Verbraucher, welche aufgrund von Prozesswärmeanwendungen etc. sekundäre Vorlauftemperaturen größer 70°C bedingen, so dass aus Kundenperspektive primärseitig eine theoretische Absenkung der Vorlauftemperaturen auf 80 °C möglich sein sollte. In der Heizperiode reicht bei

gleichbleibender Rücklauftemperatur (mutmaßlich¹⁴) der Querschnitt der Fernwärmetrasse in der Heizperiode nicht aus, um die verringerte Temperaturdifferenz durch eine Volumenstromerhöhung zu kompensieren. Eine Absenkung der Vorlauftemperaturen innerhalb der Heizperiode ist demzufolge unter den aktuellen Randbedingungen ohne Leistungseinbußen nicht möglich.

Die Absenkung der Vorlauftemperatur auf 80°C außerhalb der Heizperiode sollte aufgrund der niedrigeren Leistungsanforderungen im Bereich der Heizanwendungen jedoch möglich sein.

Wie im Kapitel 3.3 dargestellt, stellt die Absorptionskältemaschine (AKM) auf dem Gelände der TU Ilmenau jedoch eine zusätzliche Wärmesenke dar, welche für einen effizienten Betrieb auch außerhalb der Heizperiode Vorlauftemperaturen > 80°C fordert.

Infolge einer aktiven Vorlauftemperaturabsenkung in den Monaten Mai bis einschließlich Oktober ließen sich die Wärmeverluste über die Fernwärmetrasse im Beispieljahr 2023 um rund 500 MWh/a reduzieren. Weiterhin müsste in diesem Zeitraum die Kältebereitstellung mittels Kompressionskältemaschine (KKM) erfolgen, was wiederum zu einer Reduktion des Fernwärmebedarfes um rund 3.500 MWh/a führt. Der Fernwärmebedarfssenkung gegenüber steht jedoch ein Mehraufwand in Form von Elektroenergie in Höhe von rund 700 MWh/a, welcher durch den zusätzlichen Betrieb der KKM induziert wird.

¹⁴ Es erfolgte kein rechnerischer Nachweis/Überprüfung!

Tabelle 22: Fernwärme- und Kostenreduktion durch Senkung der Vorlauftemperatur

Netzverluste	
Netzverluste in 2023	14.877 MWh/a
Kh 2023	583.017 kh/a
Spezifik	25,5 kWh/Kh
Kh neu	563.574 Kh/a
Netzverluste neu	14.381 MWh/a
Reduktion Netzverluste	496 MWh/a
Senkung Fernwärmeeinspeisung	
Reduktion Netzverluste	496 MWh/a
Reduktion Antriebsenergie AKM	3.488 MWh/a
Mindermenge	
Fernwärmeeinspeisung	3.984 MWh/a
Mehraufwand Elektroenergie KKM	
COP AKM	0,79
Substituierte Kältemenge	2.754 MWh/a
EER	4
Zusatzbedarf Elektroenergie KKM	688 MWh/a
Kosteneinsparung	
spez. Gestehungskosten FW	60 €/MWh
Kosteneinsparung FW-Erzeugung	239.038 €/a
spez. Kosten Elektroenergie	290 €/MWh
Mehrkosten Elektroenergie	199.642 €/a
Gesamtkosteneinsparung	39.396 €/a

4.14 Zusammenfassung Potentiale

Tabelle 23: Übersicht Potentialanalyse

Wärmeerzeuger	Wärmequelle/ Abwärmeprozess	theoretisch direkt nutzbare Wärmemenge in MWh/a	relativer Deckungsanteil Wärme in %	theoretisch nutzbare Elektroenergie in MWh/a	relativer Deckungsanteil Elektroenergie in %	Leistung/Potential und Anzahl der Anlagen	Potentielle Standorte der Anlagen
Solarthermie	-	15.525	13%	-	-	Heizleistung: 22.000 kW	Flächen 5 + 6
	-	6.235	5%	-	-	Heizleistung: 8.400 kW	Fläche 10
Photovoltaik	-	-	-	9.258	19%		
Freifläche	-	-	-	9.258	19%	3 Anlagen, Summe: 6.900 kWp	Flächen 3 - 5
Wärmepumpe(n)							
Abwasser	Auslauf Kläranlage	12.737	12%	-	-	Heizleistung: 1.450 kW	Kläranlage
Flusswasser	Ilm	12.486	11%	-	-	Heizleistung: 1.560 kW	Nähe Kläranlage
oberflächennahe Geothermie	Erdwärme	5.550	5%	-	-	Heizleistung: 2.300 kW	Fläche 10
Luft		46.951	39%	-	-	Heizleistung: 20.000 kW	HKW
PVT Freifläche		11.495	10%	2.953	6%	Heizleistung: 13.000 kW	Fläche 6
Elektroenergie		-	-	2.953	6%	Elektr. Leistung: 2.900 kW _p	
Wärme (NT)		8.211	7%	-	-	Wärmequelle: 9.300 kW	
Abwärme	Kaufland	3.491	3%	-	-	Heizleistung: 440 kW	Kaufland
PtH (neg. Strompreise)		3.549	3%	-	-	Heizleistung: 10.000 kW	HKW
Absenkung Netztemperaturen		3.984	3%	-688	-	temp. Absenkung VL-Temp.	

5. Prognose Wärmebedarfsentwicklung

Basierend auf dem vom Thüringer Landesamt für Statistik veröffentlichten Zahlen zur Bevölkerungsentwicklung sowie auf einer Annahme für die zukünftige energetischen Sanierungsrate für die Wohngebäude ergibt sich die in der folgenden Tabelle dargestellte Wärmebedarfsentwicklung.

Tabelle 24: Wärmebedarfsentwicklung

Wärmebedarfe [MWh/a]	IST	2030	2035	2040	2045
Wärmeabsatz gesamt	85.480	91.310	88.454	85.727	83.122
Wärmebedarf AKM	5.624	5.624	5.624	5.624	5.624
Netzverluste	14.877	15.829	15.363	14.917	14.492
Eigenbedarf	926	926	926	926	926
Summe	106.906	113.689	110.366	107.193	104.163

Im konkreten Fall wurde die Bevölkerungsentwicklung mit -0,54 %/a und die energetische Sanierungsrate mit -0,81 %/a berücksichtigt, so dass sich für den Anteil Wohnen ein summierter Effekt von -1,35 %/a ergibt.

Weiterhin wurde im Bereich des Wärmeabsatzes die nachfolgende Absatzentwicklung durch Neuanschlüsse berücksichtigt, welche die rückläufigen Absatzmengen größtenteils kompensieren.

Tabelle 25: Absatzentwicklung durch Neuanschlüsse

Absatzzuwachs [MWh/a]	2024	2025	2026	2027	2028
Wohnen	3.407	1.912	1.343	878	509
Gewerbe	852	478	336	219	127
Summe	4.259	2.390	1.679	1.097	636

Der folgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass der Wärmebedarf (= Wärmenetzeinspeisung) ab 2030 (nach dem Anschluss der Neuanschlüsse) einen leicht degressiven Entwicklungspfad aufweist. Für den Wärmebedarf wird ein Rückgang um ca. 2.750 MWh auf 104.163 MWh im Jahr 2045 gegenüber dem Referenzjahr 2024 prognostiziert.

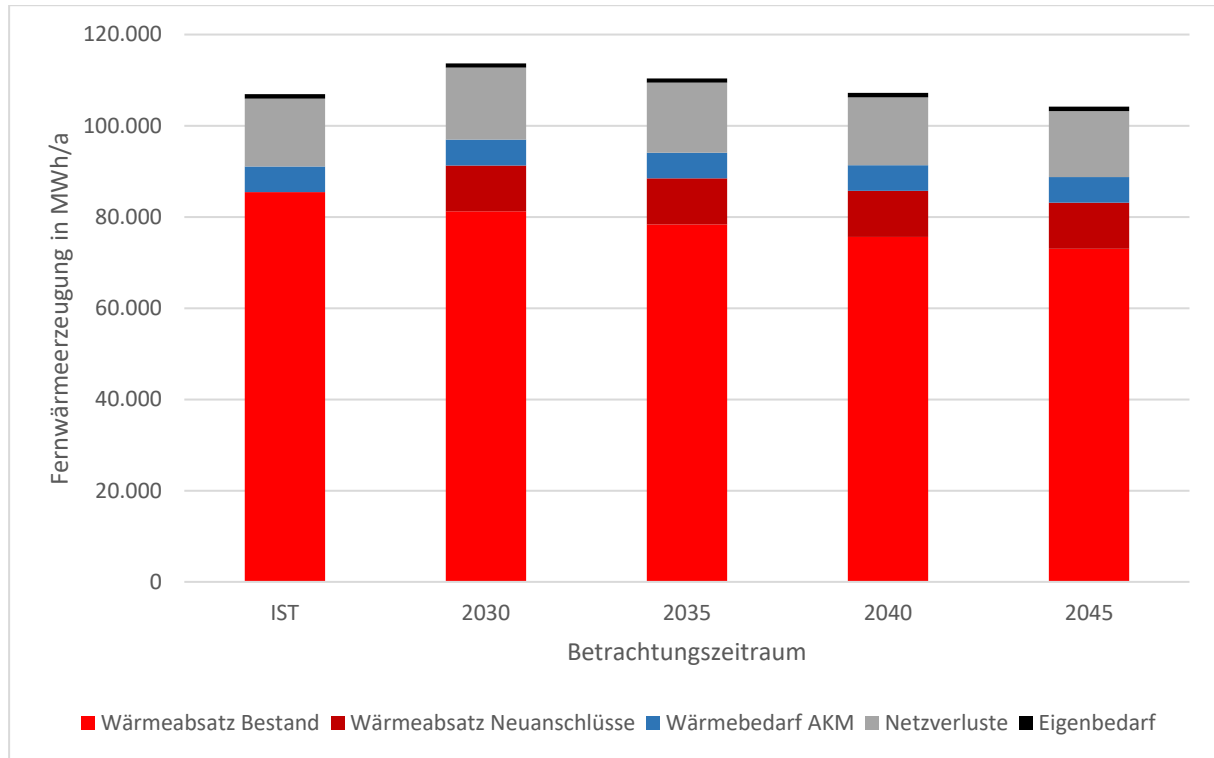


Abbildung 33: Prognose Wärmenetzeinspeisung

6. SOLL-Analyse

6.1 Erzeugung

6.1.1 Technologiespezifische Wärmegestehungskosten

Im ersten Schritt der Sollanalyse erfolgt die überschlägige Bestimmung der technologiespezifischen Wärmegestehungskosten auf Basis folgender Parameter:

- mögliche Anlagen-/Leistungsgröße (gem. Kapitel 4)
- kapitalgebundene Kosten (Anlage 4)
- betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten (Anlage 5 und 6)
- tatsächlich nutzbarer Wärmemenge (gem. Kapitel 4)

In der nachfolgenden Abbildung sind die Technologien entsprechend der ermittelten Wärmegestehungskosten der Größe nach aufsteigend geordnet dargestellt. Die Technologien rechts der gestrichelten senkrechten roten Linie sind im Sinne des Förderprogrammes „BEW“ nicht oder nur bedingt förderfähig.

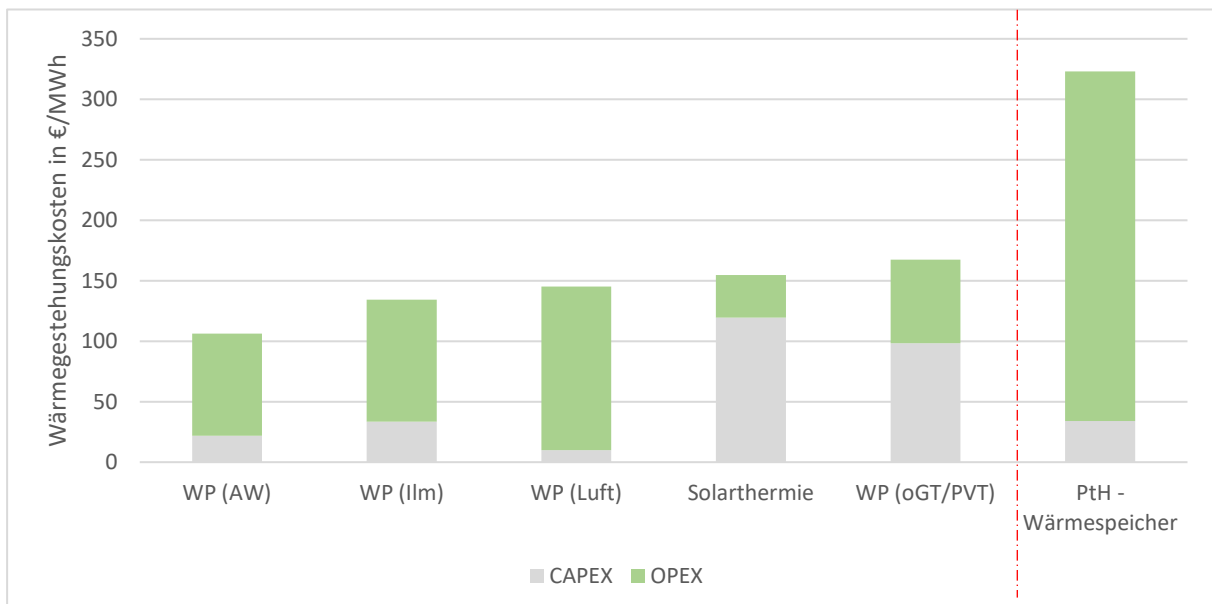


Abbildung 34: technologie- und situationsspezifische Wärmegestehungskosten

Auf Basis der Kriterien „Wärmegestehungskosten“ und „potentieller Deckungsbeitrag“ wurden folgende Technologien ergänzend zum Bestand für das finale Erzeugungskonzept identifiziert:

- Wärmepumpenlösung – Wärmequellen: Abwasserwärme
- PtH – Anlage inklusive Wärmespeicher

6.1.2 Gesamtsystem

Im Ergebnis erfolgt im zweiten Schritt der Feinanalyse eine Verschneidung der zuvor identifizierten technisch, energetisch und betriebswirtschaftlich sinnvollen Erzeugungstechnologien zu einem Gesamtsystem, welches dann unter Betriebswirtschaftlichen und Umweltgesichtspunkten bewertet wird.

Erzeuger/Technologie

Das Gesamtsystem setzt sich aus den in der folgenden Tabelle aufgeführten Großkomponenten zusammen.

Tabelle 26: Großkomponenten

Technologie	Leistung	Bemerkungen
Wärmepumpe(n)	1.300 kW	Wärmequelle: Abwasser (Kläranlagenauslauf)
BHKW – Biomethan	900 kW	Bestand
PtH-Anlage	10.000 kW	Netzdienlicher Betrieb (neg. Strompreise)
Wärmelieferung BHI	19.000 kW	Bestand, Ausbaustufe 2024
Gaskessel	26.000 kW	Bestand, aktuell auf Basis von Erdgas
Wärmespeicher	283 m ³	Druckspeicher, Lade- und Entladeleistung 6,75 MW _{th}

Simulation Wärmebedarfsdeckung

Der nachfolgenden Tabelle können die Einsatzprioritäten der einzelnen Erzeugungstechnologien für die durchgeführte Simulation entnommen werden.

Tabelle 27: Randbedingungen Simulation

Technologie	Einsatzpriorität	Bemerkungen
Wärmepumpe	A	Betrieb bei Wärmebedarf (Netz)
BHKW – Biomethan	B	stromgeführter Betrieb (Eigenbedarf)
Wärmelieferung BHI	C	Betrieb bei Wärmebedarf (Netz und/oder Speicher)
PtH-Anlage	D	Betrieb bei Wärmebedarf (Netz und/oder Speicher) und negativen Börsenstrompreisen
Gaskessel	E	Betrieb zur Residuallastdeckung (Netz)

Im Ergebnis der Simulation, basierend auf den zuvor aufgeführten Randbedingungen, ergeben sich das nachfolgend dargestellte Energieflussdiagramm sowie der Lastgang inklusive Wärmebedarfsdeckungsanteile der einzelnen Technologien.

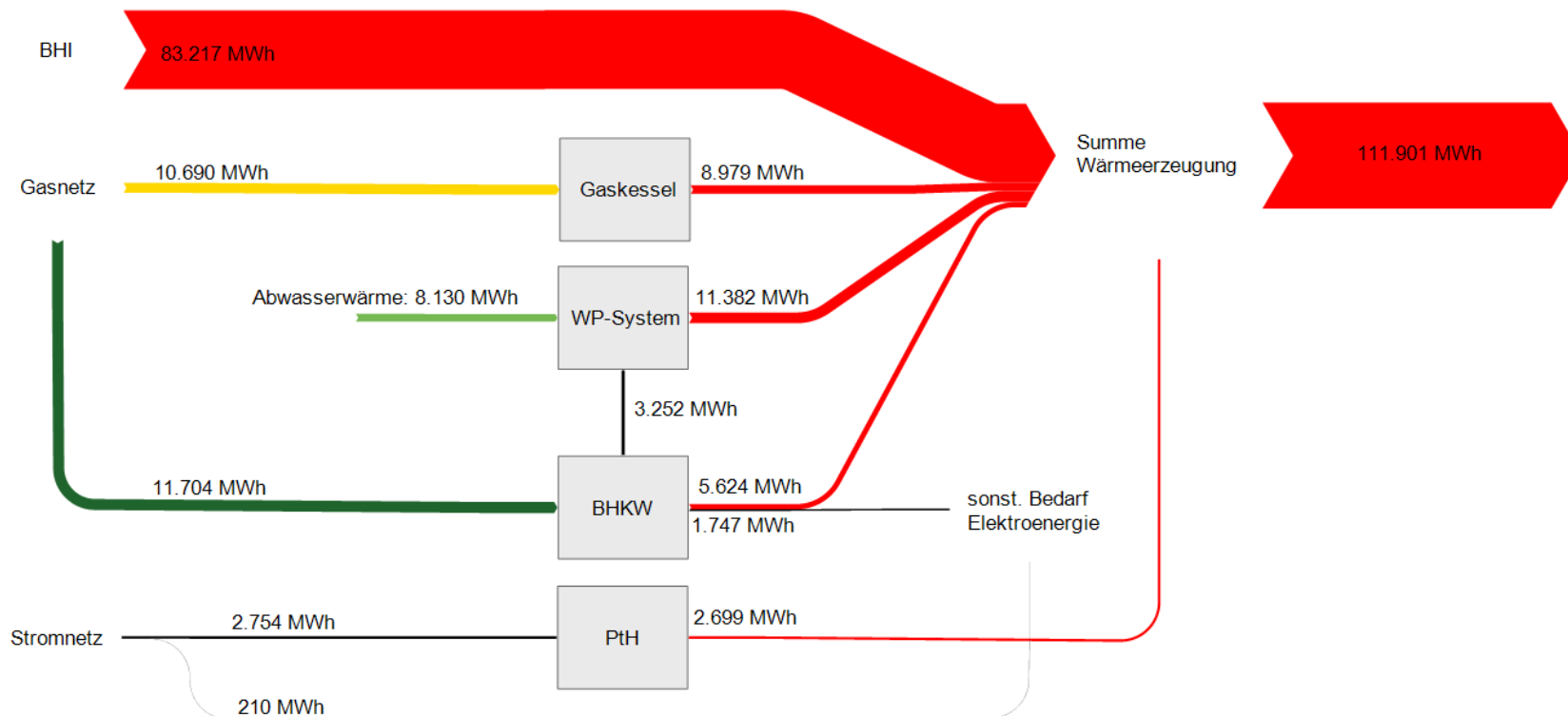


Abbildung 35: Energieflussdiagramm SOLL-Zustand

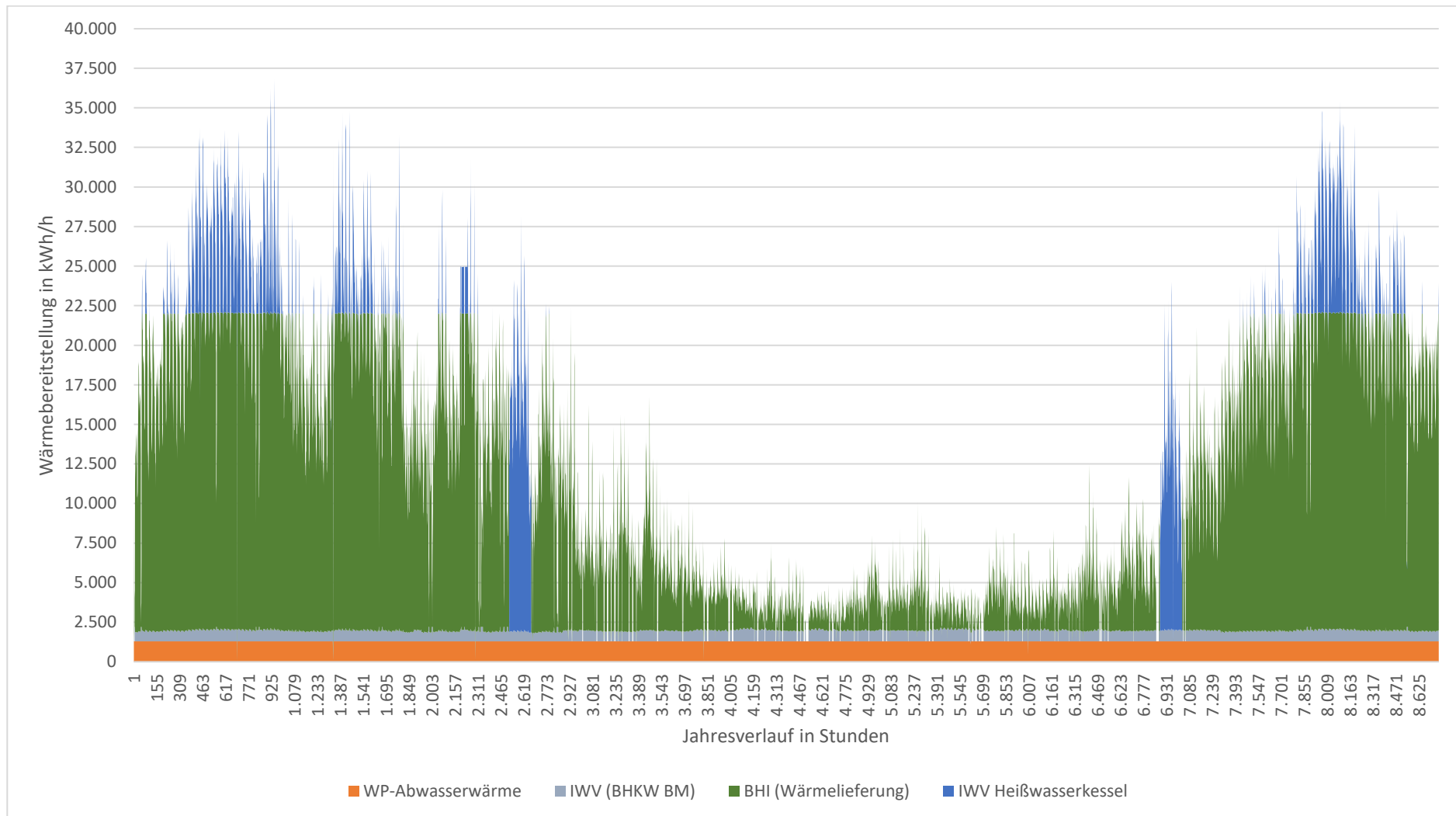


Abbildung 36: Lastgang und Wärmebedarfsdeckung

End- und THG-Bilanz

Resultierend aus dem zuvor dargestellten Anlagenbetrieb ergibt sich die in der nachfolgenden Tabelle dargestellte Endenergie- und Treibhausgasbilanz.

Tabelle 28: End-, Primärenergie- und THG-Bilanz SOLL-Zustand

Energieträger	Endenergieeinsatz [MWh/a]	PEF [1]	Primärenergie [MWh/a]	THG-Faktor [tCO _{2äq} /MWh]	THG-Emissionen [tCO _{2äq} /a]
Elektroenergie Netzbezug	2.964	1,8	5.335	0,435	1.289
Wärmelieferung BHI	83.217	-0,27	-22.092	0,000	0
Biomethan	11.873	0,5	5.937	0,000	0
Erdgas	10.690	1,1	11.759	0,201	2.149
Summe	107.494		939		2.362

Durch die Transformation des Erzeugungssystems kann der Primärenergiebedarf von 19.698 MWh/a im IST-Zustand auf 939 MWh/a im SOLL-Zustand gesenkt werden. Dies entspricht einer Senkung des PE-Einsatzes um rund 95 %.

Tabelle 29: SOLL-IST-Vergleich

Zustand	Primärenergie [MWh/a]	THG-Emissionen [tCO _{2äq} /a]
IST	19.698	0
SOLL	939	2.362

Die Treibhausgasemissionen steigen hingegen erstmal aufgrund der Bilanzierungsmethodik sowie basierend auf dem erhöhten Einsatz von Elektroenergie zur Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpen- und PtH-System. Diese Emissionen sinken jedoch über den Lebenszyklus der

Erzeugungsanlagen parallel zum Anstieg der Erneuerbaren Energieerzeugung am Strommix bis zum Jahr 2045 auf netto Null¹⁵.

Überschlägige Auslegung eines Großwärmespeichers

Der Einsatz des Großwärmespeichers trägt dazu bei, den Deckungsanteil der erneuerbaren Wärme am Wärmebedarf zu erhöhen.

Entsprechend dem oben beschriebenen SOLL-Szenario, erfolgt die Wärmebedarfsdeckung gemäß folgender Einsatzprioritäten:

1. Wärmepumpen-System (1,5 MW_{th})
2. BHKW - Biomethan (0,9 MW_{th})
3. PtH- Anlage (10,0 MW_{th})
4. Wärmelieferung BHI (19,0 MW_{th})
5. Gaskessel (26,0 MW_{th}).

Aufgrund der Tatsache, dass die minimale Wärmelast immer > 2,1 MW_{th} (Referenzjahr 2023) ist, können die ersten beiden Wärmeerzeuger aus der Prioritätenliste immer direkt und ohne Speicher in das Fernwärmenetz einspeisen. Es besteht somit lediglich ein Speicherbedarf/-potential für die Wärme aus dem BHI und für mittels PtH-Anlage erzeugte Wärme, welche nicht direkt ins Fernwärmenetz eingespeist werden kann.

Der nachfolgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass der verbleibende¹⁶ Wärmebedarfslastgang innerhalb der Heizperiode nicht in Gänze über die Wärmelieferung aus dem BHI abgedeckt werden kann. Die nicht gedeckte Last (= Leistungsdefizit) beträgt im Mittel rund 5,8 MW_{th} und in der Spitze selten (rund 400 h/a) über 10,0 MW_{th}. Weiterhin ist zu erkennen, dass das Leistungspotential zur Speicherbeladung (Leistungsreserve BHI) ebenfalls

¹⁵ [§ 3 KSG - Einzelnorm](#)

¹⁶ Wärmelast abzüglich bereits mittels WP und BHKW gedeckter Anteile

selten über 10,0 MW_{th} beträgt. Hieraus lässt sich ableiten, dass der Großwärmespeicher so ausgelegt werden sollte, dass die Lade- und Entladeleistung die 10 MW_{th} nicht überschreitet.

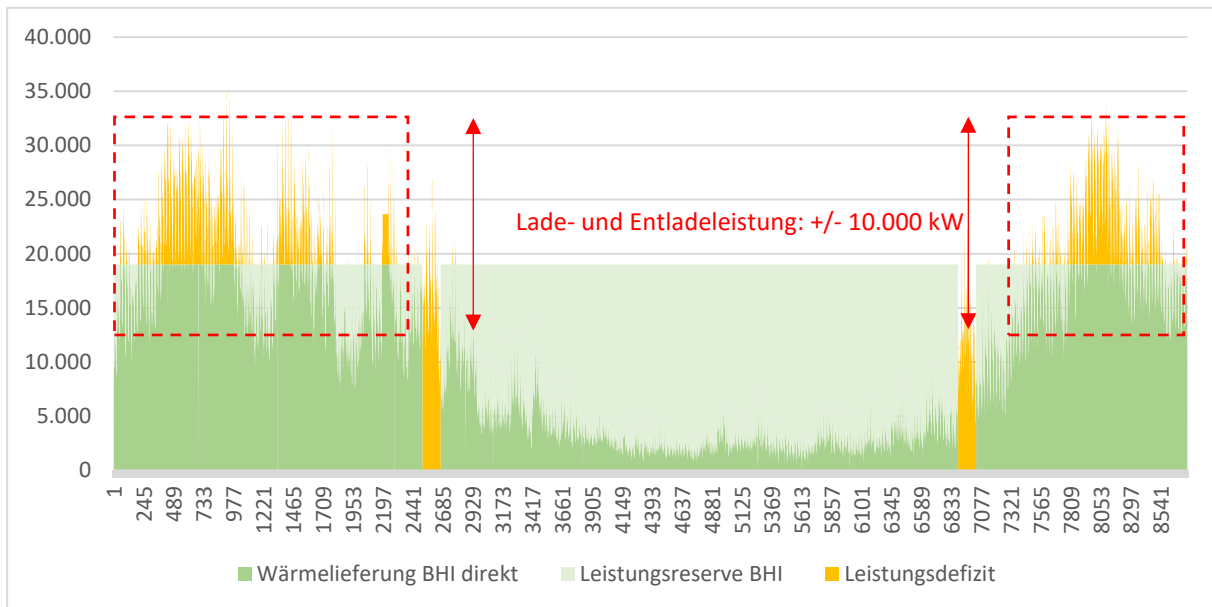


Abbildung 37: Grafische Grobauslegung Speicherlade- und -entladeleistung

Basierend auf der im Rahmen einer Masterarbeit¹⁷ durchgeführten Konzeption und Auslegung ergibt sich folgende Empfehlung zur Integration eines Großwärmespeichers mit dem Einsatzzweck als Kurzzeitspeicher zur Lastverschiebung.

¹⁷ Konzeption und Auslegung eines thermischen Energiespeichers zur Erweiterung der bestehenden Anlage, Masterarbeit am Fachgebiet Technische Thermodynamik der Fakultät für Maschinenbau der TU Ilmenau; Laura Wittmann; 02.03.2026

Tabelle 30: Ergebnis Konzeption und Auslegung Großwärmespeicher

Kapazität	19	MWh _{th}
Leistung	6,75	MWh _{th}
Entladezeit	2,83	h
Gesamtvolumen	283	m ³
Vorlauftemperatur	115	°C
Temperaturspreizung	56	K
Anzahl Behälter	2	Stk.
Durchmesser pro Behälter	3	m
Höhe	20	m
Volumenstrom	102	m ³ /h
Fließgeschwindigkeit	0,4	m/s
Druckbeaufschlagung	10	bar
Volumen pro Behälter	141,5	m ³
hydraulische Verschaltung	parallel	
Aufstellfläche ¹⁸	195	m ²
Investitionskosten	875.000	€

Im Folgenden (siehe Abbildung 38) wurde, das zuvor beschriebene Gesamtsystem inklusive Großwärmespeicher mit einem Gesamtvolumen von 283 m³ simuliert. Durch die Integration des Speichers können ca. 1,2 GWh_{th}/a Wärme zusätzlich aus dem BHI nutzbar gemacht und somit rund 1,4 GWh_{hs}/a Erdgas seitens der IWV substituiert werden.

¹⁸ ehemaliges Bürogebäude

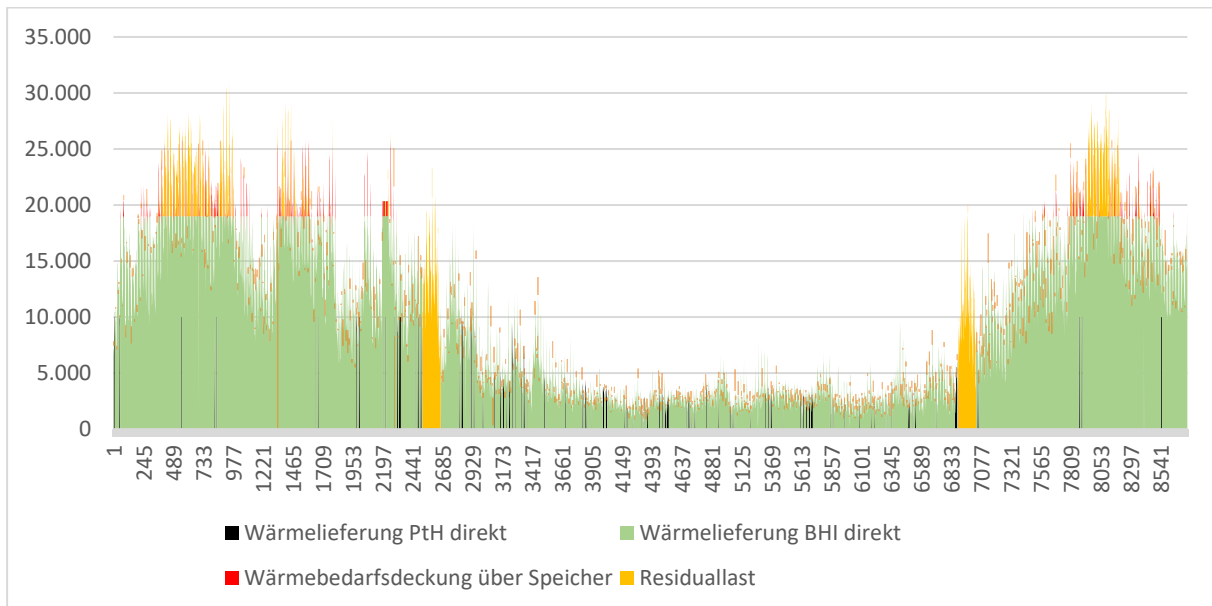


Abbildung 38: Simulation Großwärmespeicher (6,75 MW_{th} und 19 MWh_{th} bzw. 283 m³)

Die Kosten für einen Druckspeicher in dieser Dimension betragen gemäß der Konzeption¹⁹ schätzungsweise rund 875 T€. Die resultierenden Mehrkosten der Wärme, welche über den Wärmespeicher zwischengespeichert wird, betragen überschlägig 52 €/MWh (vgl. **Fehler! Ungültiger Eigenverweis auf Textmarke.**).

Tabelle 31: Ergebnisse Simulation und Variantenvergleich Großwärmespeicher²⁰

Volumen	Kapazität	Entladung	spez. Invest. ²¹	Invest.	Förderung KWKG ²²	Nettoinvest	CAPEX	OPEX	TOTEX	spez WK
m ³	MWh	MWh/a	€/m ³	€	€	€	€/a	€/a	€/a	€/MWh
283	19	1.200	3.092	875.000	76.646	798.354	53.662	8.750	62.412	52,0

¹⁹ Konzeption und Auslegung eines thermischen Energiespeichers zur Erweiterung der bestehenden Anlage, Masterarbeit am Fachgebiet Technische Thermodynamik der Fakultät für Maschinenbau der TU Ilmenau; Laura Wittmann; 02.03.2026

²⁰ Randbedingungen: Nutzungsdauer: 20a; Zinssatz: 3 %; OPEX: 1%/a der Investitionskosten

²¹ Eigene Herleitung aus Rechercheergebnissen

²² Unter Verwendung des ermittelten Korrekturfaktors für Druckspeicher: 1,0833 = (102°C – 50 °C) / 48°C und 250 €/m³ und max. 30% der Investitionskosten

6.2 Wärmenetz

6.2.1 Senkung VL-Temperaturen im Fernwärmenetz

Infolge einer aktiven Vorlauftemperaturabsenkung auf 80 °C in den Monaten Mai bis einschließlich Oktober ließen sich die Wärmeverluste über die Fernwärmetrasse im Beispieljahr 2023 um rund 500 MWh/a reduzieren. Weiterhin müsste in diesem Zeitraum die Kältebereitstellung mittels Kompressionskältemaschine (KKM) erfolgen, was wiederum zu einer Reduktion des Fernwärmebedarfes um rund 3.500 MWh/a führt. Der Fernwärmebedarfssenkung gegenüber steht jedoch ein Mehraufwand in Form von Elektroenergie in Höhe von rund 700 MWh/a, welcher durch den zusätzlichen Betrieb der KKM induziert wird (vgl. Kapitel 4.13).

Infolge der Absenkung der Vorlauftemperatur ($T_{\text{SOLL,VL,max}} = 80^{\circ}\text{C}$) ergibt sich, basierend auf einer gleichbleibenden Rücklauftemperatur ($T_{\text{SOLL,RL}} = T_{\text{IST,RL}}$), die Notwendigkeit, den Volumenstrom zu erhöhen, um die Wärmebedarfsleistung ($\dot{Q}_{\text{SOLL}} = \dot{Q}_{\text{IST}} - \dot{Q}_{\text{AKM}}$) decken zu können. Basierend auf dem Lastgang 2023 ergeben sich für den resultierenden Differenzvolumenstrom Werte bis zu 320 m³/h. In Relation zu den Volumenstromwerten im IST-Zustand ($\dot{V}_{\text{IST, Mittel}} = 280 \text{ m}^3/\text{h}$ und $\dot{V}_{\text{IST, Max}} = 780 \text{ m}^3/\text{h}$) wird deutlich, dass eine Volumenstromerhöhung in dieser Größenordnung mutmaßlich an technologische Grenzen (Rohrnetzdimensionen) stoßen wird.

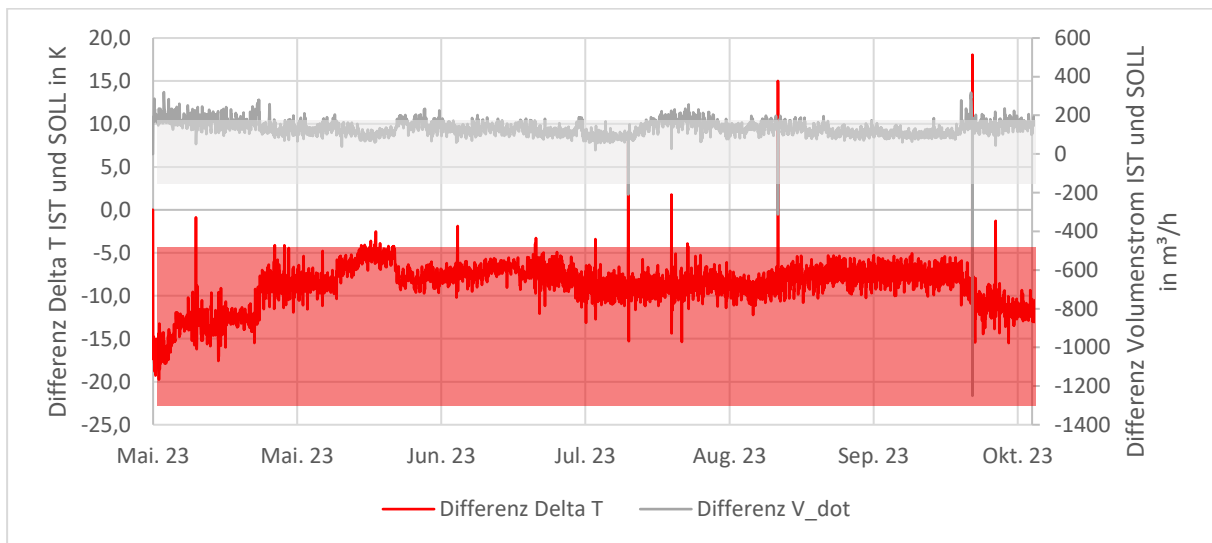


Abbildung 39: Temperatur- und Volumenstromdifferenz durch Absenkung der Vorlauftemperatur

Eine Absenkung der Netzhvorlauftemperatur in dieser Größenordnung bedingt somit ebenfalls die Absenkung der Rücklauftemperatur, was wiederum nur mit den Kunden und in Kombination mit intelligenten HASTen möglich sein wird.

6.2.2 Ausbau Fernwärmeabsatz durch Neuanschlüsse

Aktuell sind Neuanschlüsse über das gesamte Netzgebiet verteilt in einer Größenordnung von rund 8,6 MW_{th} geplant (vgl. Tabelle 32).

Tabelle 32: Geplante Neuanschlüsse

Gebiet	Anschlussleistung [kW _{th}]
Industriegebiet	2.220
Innenstadt	3.752
Lindenberg	310
Pörlitzer Höhe	590
Stollen	890
TU Ilmenau	880
Summe	8.642

Durch die Erschließung der geplanten Neuanschlüsse erhöht sich der Fernwärmeabsatz in der Endausbaustufe um rund 10 GWh/a. Die Erschließung ist, wie in der nachfolgenden Tabelle dargestellt, in Ausbaustufen, verteilt über die nächsten 5 Jahre, geplant.

Tabelle 33: Entwicklung Fernwärmeabsatz auf Basis der Neuanschlüsse

Absatzzuwachs	2024	2025	2026	2027	2028	Summe
	[kWh _{th} /a]	[kWh _{th} /a]	[kWh _{th} /a]	[kWh _{th} /a]	[kWh _{th} /a]	[kWh _{th} /a]
Wohnen	3.407	1.912	1.343	878	509	8.048
Gewerbe	852	478	336	219	127	2.012
Summe	4.259	2.390	1.679	1.097	636	10.061

7. Kostenrahmen

In diesem Kapitel erfolgt eine erste überschlägige Berechnung der Wärmegestehungskosten für das Zielsystem entlang des Transformationspfades sowie die Darstellung des daraus resultierenden Investitionspfades.

7.1 Finanzierungskonzept

Der nachfolgenden Tabelle ist die zeitliche Verteilung der notwendigen Investitionen zu entnehmen. Die ausgewiesenen Investitionshöhen verstehen sich im Sinne der Kapitalwertmethode als Investitionsauszahlung zum Zeitpunkt $t_0 = 2025$. Resultierende Effekte basierend auf dem Zeitpunkt der tatsächlichen Investition, sowie Preisentwicklungen und Zinseffekte sind in dieser Darstellung nicht berücksichtigt.

Tabelle 34: Investitionsgrobplan

Investitionsgegenstand	2025-2030	2030-2035	2035-2040	2040-2045	Summe
Planung, Genehmigungen	1.478 T€		353 T€		1.832 T€
PtH + Wärmespeicher	3.397 T€				3.397 T€
Wärmepumpe - Abwasser			3.364 T€		3.364 T€
BHKW-Ersatzinvestition	938 T€				938 T€
Netzausbau/Neuanschlüsse	4.674 T€				4.674 T€
Trafoplan - Erstellung/Aktualisierung	20 T€	10 T€	10 T€	10 T€	50 T€
BEW-Modul 1 - LPH 2 - 4			151 T€		151 T€
Summe	10.240 T€	10 T€	3.879 T€	10 T€	14.138 T€

7.2 Entwicklung Wärmegestehungskosten

Basierend auf den zuvor dargestellten Investitionskosten sowie auf den in der nachfolgenden Tabelle aufgeführten Annahmen/Randbedingungen ergibt sich der in der folgenden Abbildung dargestellte Entwicklungspfad der Wärmegestehungskosten.

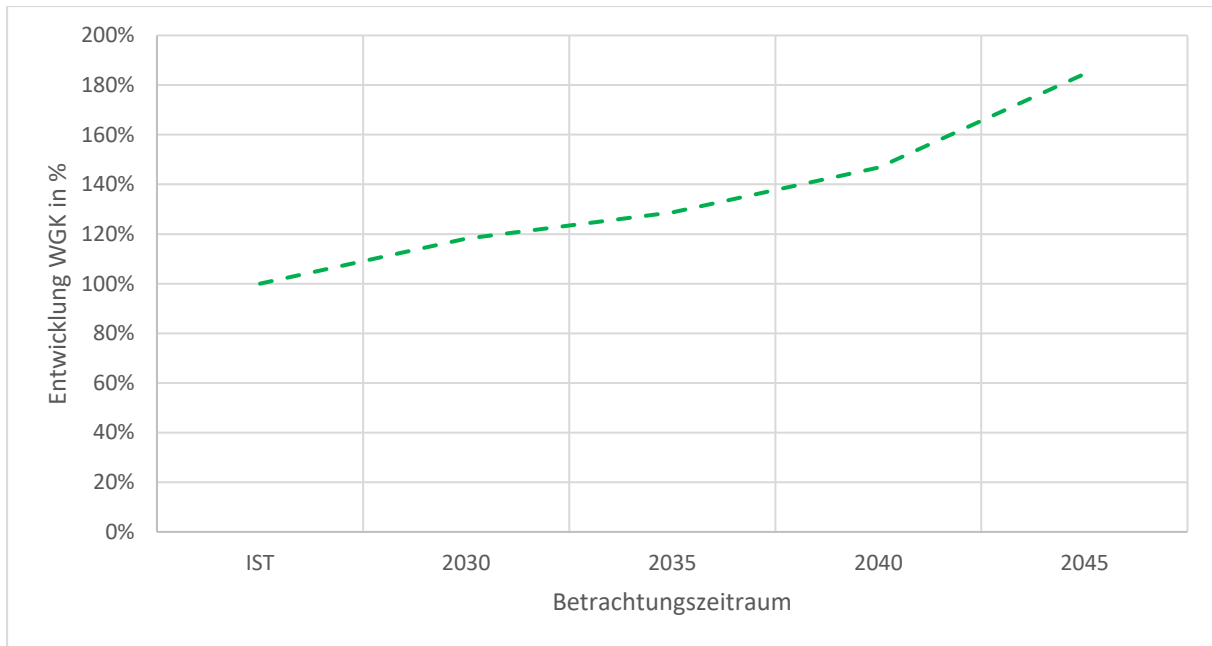


Abbildung 40: Entwicklung der Wärmegestehungskosten entlang des Transformationspfades

Tabelle 35: Randbedingungen Entwicklung Wärmegestehungskosten

Parameter	Entwicklung [%/a]	Quelle/Bemerkungen
Erdgasbeschaffung	+ 0,6	Preisprognose-2025-Aurora-Erdgas
Biomethanbeschaffung	+ 3,0	Eigenen Annahme
Elektroenergiebeschaffung	+ 0,5	Preisprognose-2025-10-09-Aurora-central
Wärmebeschaffung	+ 3,0	Eigenen Annahme
Netzentgelte	+ 5,0	Eigenen Annahme
THG-Zertifikate	+ 3,9	Preisprognose-2025-Aurora-EUA-CO2
Sonstige Kosten	+ 3,0	Eigenen Annahme
Einspeisevergütung KWK	+ 0,5	Preisprognose-2025-10-09-Aurora-central Elektroenergiebeschaffung

8. Pfad zur Treibhausgasneutralität mit den Wegmarken 2030, 2035, 2040, 2045

Die Transformation des Erzeugungssystems soll gemäß den aktuellen Planungen im Zeitraum von 2035 bis 2045 erfolgen. Im Folgenden sind die netz- und erzeugungsspezifischen Parameter zu den entsprechenden Wegmarken aufgeführt.

8.1 Wegmarken Wärmenetz

Der folgenden Tabelle können die Parameter (Endkunden = Versorgungsobjekte, Wohneinheiten, Trassenlänge, Wärmebedarf und Temperaturniveau) zu den Wegmarken vom IST-Zustand bis 2045 entnommen werden.

Tabelle 36: Wegmarken Wärmenetz

Wegmarke	IST-Zustand	2030	2035	2040	2045
Anzahl Endkunden [Stk]	1.221	1.244	1.244	1.244	1.244
Anzahl Gebäude [Stk]	608	631	631	631	631
Anzahl Wohneinheiten ²³ [Stk]	2.544	2652	2652	2652	2652
Trassenlänge [km]	40.862	44.354	44.354	44.354	44.354
Gesamtwärmebedarf [MWh/a]	106.906	113.689	110.366	107.193	104.163
Temperaturniveau VL/RL [°C]	94/59	94/59	94/59	94/59	94/59

²³ Schätzung Anzahl WE: $WE = 6 \text{ WE/WG} \times \text{Anzahl WG}$

8.2 Wegmarken Erzeugung

Der folgenden Tabelle (Gliederung gem. Merkblatt BAFA BEW) und Abbildung (eigene Darstellung) können die Wärmedeckungsanteile der eingesetzten Erzeugungstechnologien zu den jeweiligen Wegmarken vom IST-Zustand (2023) bis zum Jahr 2045 entnommen werden.

Tabelle 37: Wegmarken Wärmeerzeugung

Wegmarke	IST-Zustand		2030		2035		2040		2045	
Anteile	[MWh/a]	[%]	[MWh/a]	[%]	[MWh/a]	[%]	[MWh/a]	[%]	[MWh/a]	[%]
Anteil EE ohne Biomasse	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0 %	12.700	12 %
Anteil Biomasse	75.306	70 %	95.500	84 %	95.500	87 %	95.500	89 %	88.900	85 %
Anteil Abwärme	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0 %
Anteil gasbefeuerter KWK-Anlagen	4.916	5 %	6.500	6 %	6.500	6 %	6.500	6 %	6.300	6 %
Anteil gas- und öl- befeuerter Kesselanlagen	31.780	30 %	18.000	16 %	15.000	14 %	12.000	11 %	5.600	5 %
Anteil Elektroenergie (PtH)	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0 %	2.600	2 %

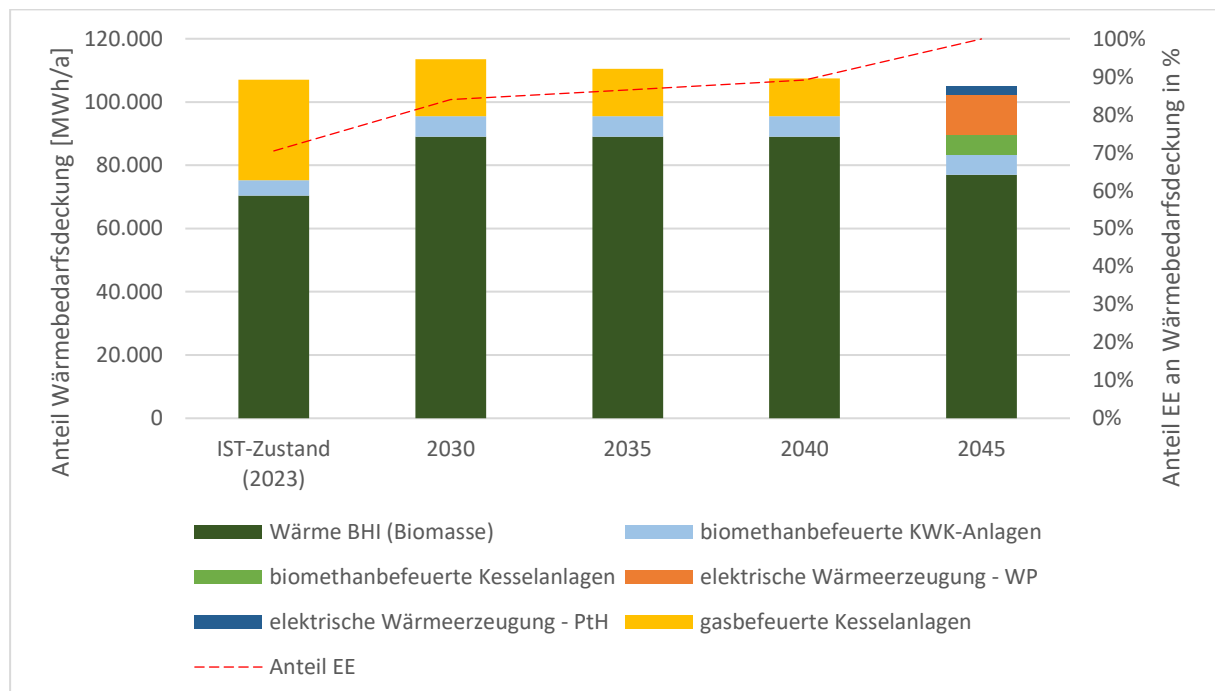


Abbildung 41: Wegmarken Erzeugungsmix