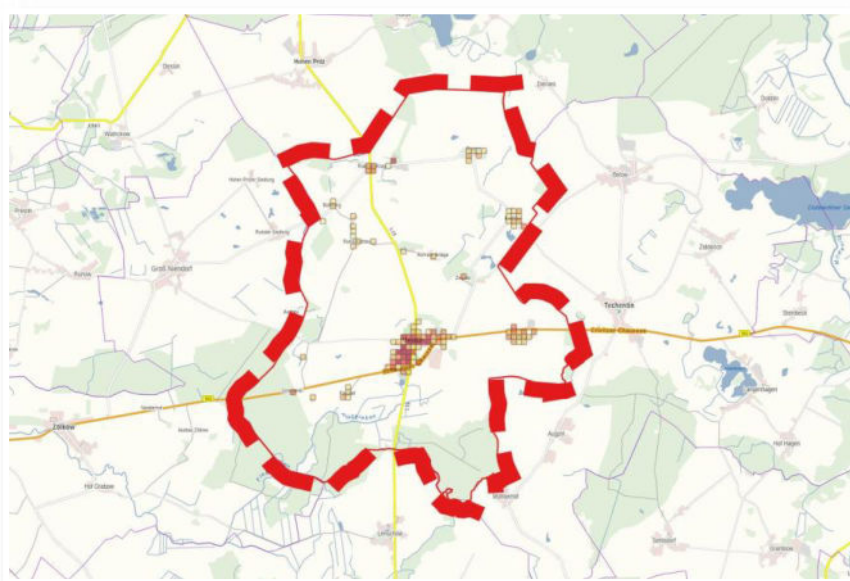


Vorplanungsstudie klimafreundliche Wärmeversorgung

in der Gemeinde Mestlin



Auftraggeber:

Gemeinde Mestlin
über Amt Goldberg-Mildenitz,
Lange Straße 67
19399 Goldberg

Erstellt durch:

Trigenius GmbH
Lübsche Straße 10
23966 Wismar
Tel: 03841 22731 17
E-Mail: b.materne@trigenius-gmbh.de



Bearbeitungsstand: April 2023

gefördert durch:



Europäische Fonds EFRE, ESF und ELER
in Mecklenburg-Vorpommern 2014-2020

Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund und Aufgabenstellung	1
2	Grundlagenermittlung	2
2.1	Kartografische Daten	2
2.2	Statistische Daten	3
2.3	Auswertung der planerischen Situation	3
2.4	Lokale Akteure	3
3	Bedarfsanalyse	4
3.1	Methodik	4
3.2	Ergebnisse	8
4	Potenzialanalyse	15
4.1	Energetische Gebäudesanierung	16
4.2	Bestehende Biogasanlage	17
4.3	Energetische Biomassenutzung	20
4.4	Solar-Aufdachanlagen	24
4.5	Umweltwärmenutzung	26
4.6	PV-Freiflächen	29
4.7	Windenergie	34
4.8	Zusammenfassung	35
5	Versorgungslösungen	38
5.1	Versorgungsgebiete	38
5.2	Variante 1: Abwärme Biogasanlage + Biomassefeuerung	39
5.3	Variante 2: Solarthermie + Biomassefeuerung	58
5.4	Variante 3: Multivalentes Wärmenetz mit Saisonalspeicher	72
5.5	Logistik	80
6	Alternative Versorgungsmodelle	84
6.1	Typ-Gebäude	84
6.2	Erdgas-Therme	84
6.3	Flüssiggas	85
6.4	Heizölkessel	86
6.5	Solarthermie + Erdgas	86
6.6	Holz-Pellets	87
6.7	Luft-Wasser-Wärmepumpe	88
7	Variantenvergleich und Szenarien	89
7.1	Vergleich Versorgungsumfang	89
7.2	Vergleich Investitionskosten	90
7.3	Vergleich Wärmegestiegungskosten	92
7.4	Vergleich Treibhausgasemissionen	93
7.5	Sensitivitätsanalyse	94
8	Kommunale Bestandsgebäude	96
8.1	Gebäude	96
8.2	Nahwärmeversorgung Bestandsnetz	102
9	Fördermittel-Situation	104
9.1	Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien	105
9.2	Energieeffizienz im Gebäudebereich	107
9.3	Energieeffiziente Infrastruktur	110
9.4	Quartiersentwicklung	112
10	Betreibermodelle	113
10.1	Unternehmensformen	113

10.2	Betreibermodelle	114
11	Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen	116
11.1	Planung und Realisierung biomassebasierte Nahwärme	117
11.2	Regionale und überregionale Vernetzung	118
11.3	Lokale Vernetzung	118
11.4	Publikation neutraler Energie- und Fördermittelberatungsangebote	119
11.5	Schaffung lokaler Beratungsangebote	119
12	Quellerverzeichnis	120

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1:	Gebäudeklassifizierung (exemplarisch)	4
Abb. 2:	Nutzfläche nach Sektor und Ortsteil	8
Abb. 3:	Karte Rückmeldequote Befragung	9
Abb. 4:	Rückmeldequote und Interessenlage nach Ortsteilen	10
Abb. 5:	Wärmebedarf nach Sektor und Ortsteil	11
Abb. 6:	Karte: Wärmebedarfsdichte	11
Abb. 7:	Strombedarf nach Sektor und Ortsteil	12
Abb. 8:	Endenergiebedarf nach Ortsteil und Energieträger	13
Abb. 9:	Treibhausgasemissionen nach Ortsteil und Energieträger	14
Abb. 10:	Wärme-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil	16
Abb. 11:	Jahresgang Wärmeüberschuss BGA Mestlin	18
Abb. 12:	Energetisches Potenzial Biogas (Bestand)	19
Abb. 13:	Treibhausgasminderungspotenzial Biogas (Bestand)	19
Abb. 14:	Karte Bodennutzungsarten	20
Abb. 15:	Energetisches Potenzial Biomasse	22
Abb. 16:	Treibhausgasminderungspotenzial Biomasse	23
Abb. 17:	Energetisches Potenzial solarer Aufdachanlagen	25
Abb. 18:	Treibhausgasminderungspotenzial solarer Aufdachanlagen	26
Abb. 19:	Energetisches Potenzial Umweltwärmenutzung	28
Abb. 20:	Treibhausgasminderungspotenzial Umweltwärmenutzung	28
Abb. 21:	Karte Flächenkulisse PV-Freiflächenanlagen	32
Abb. 22:	Energetisches Potenzial PV-Freiflächenanlagen	33
Abb. 23:	THG-Minderungspotenzial PV-Freiflächenanlagen	34
Abb. 24:	Karte Auszug Reg. Raumentwicklungsprogramm	34
Abb. 25:	Zusammenfassung energetische Potenziale (mit PV-Freifläche)	36
Abb. 26:	Zusammenfassung energetische Potenziale (ohne PV-Freifläche)	36
Abb. 27:	Zusammenfassung Treibhausgasminderungspotenzial (mit PV-Freifläche)	37
Abb. 28:	Zusammenfassung Treibhausgasminderungspotenzial (ohne PV-Freifläche)	37
Abb. 29:	Karte Übersicht Versorgungsgebiete	39
Abb. 30:	Übersicht funktionale Konzeption Variante1	40
Abb. 31:	Heizhaus (Beispiel)	40
Abb. 32:	Flächenbedarf Biomasseheizwerke	41
Abb. 33:	Raumkonzept Heizzentrale (500 kW Biomasse)	42
Abb. 34:	Raumkonzept Heizwerk (12 MW Biomasse)	42
Abb. 35:	Brennstoffanlieferung	43
Abb. 36:	Holz-Hackschnitzelkessel	44
Abb. 37:	Pufferspeicher	44
Abb. 38:	Nahwärmeleitungen	45
Abb. 39:	Wärmeübergabestation	45

Abb. 40: Karte Versorgungsgebiet Variante 1	46
Abb. 41: Jahresgang Variante 1A (AG 80%).....	48
Abb. 42: Treibhausgaseinsparung Variante 1A (AG 80%).....	49
Abb. 43: Investitionsschätzung und Förderung Variante 1A	51
Abb. 44: Wärmegestehungskosten Variante 1A (AG 80%)	52
Abb. 45: Jahresgang Variante 1B (AG 80%).....	54
Abb. 46: Treibhausgaseinsparung Variante 1B (AG 80%).....	55
Abb. 47: Investitionsschätzung und Förderung Variante 1B	56
Abb. 48: Wärmegestehungskosten Variante 1B (AG 80%)	57
Abb. 49: Übersicht funktionale Konzeption Variante 2	58
Abb. 50: Beispiel Solarthermie-Freifläche	59
Abb. 51: Solarthermie-Kalkulation mit ScenoCalc (Bsp.)	60
Abb. 52: Karte Versorgungsgebiet Variante 2.....	61
Abb. 53: Jahresgang Variante 2A (AG 80%).....	63
Abb. 54: Treibhausgaseinsparung Variante 2A (AG 80%).....	64
Abb. 55: Investitionsschätzung und Förderung Variante 2A	65
Abb. 56: Wärmegestehungskosten Variante 2A (AG 80%)	66
Abb. 57: Jahresgang Variante 2B (AG 80%).....	68
Abb. 58: Treibhausgaseinsparung Variante 2B (AG 80%).....	69
Abb. 59: Investitionsschätzung und Förderung Variante 2B	70
Abb. 60: Wärmegestehungskosten Variante 2B (AG 80%)	71
Abb. 61: Übersicht funktionale Konzeption Variante3.....	73
Abb. 62: Karte Versorgungsgebiet Variante 3.....	74
Abb. 63: Jahresgang Variante 3 (AG 80%)	76
Abb. 64: Treibhausgaseinsparung Variante 3 (AG 80%)	77
Abb. 65: Investitionsschätzung und Förderung Variante 3	78
Abb. 66: Wärmegestehungskosten Variante 3 (AG 80%).....	79
Abb. 67: Variantenvergleich Versorgungsumfang und Energieträgereinsatz	89
Abb. 68: Variantenvergleich Investitionskosten	90
Abb. 69: Variantenvergleich spezifische Investitionskosten.....	91
Abb. 70: Variantenvergleich Wärmegestehungskosten	92
Abb. 71: Variantenvergleich Treibhausgasemissionen	93
Abb. 72: Sensitivität Anschlussgrad	94
Abb. 73: Sensitivität Förderquote	95
Abb. 74: Sensitivität Brennstoffpreis	96
Abb. 75: Schema Bestandswärmenetz	103
Abb. 76: Wärmebilanz Bestandsnetz	104

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Emissionsfaktoren nach GEMIS	7
Tab. 2: Nutzfläche nach Sektor und Ortsteil.....	8
Tab. 3: Rückmeldequote und Interessenlage nach Ortsteilen	9
Tab. 4: Wärmebedarf nach Sektor und Ortsteil.....	10
Tab. 5: Strombedarf nach Sektor und Ortsteil.....	12
Tab. 6: Endenergiebedarf der Wärmeversorgung nach Ortsteil und Energieträger	13
Tab. 7: Treibhausgasemissionen der Wärmeversorgung nach Ortsteil und Energieträger	14
Tab. 8: Wärme-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil und Sektor	17
Tab. 9: THG-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil.....	17
Tab. 10: Abschätzung BGA Mestlin (Bestand).....	17
Tab. 11: Abschätzung BGA Ruest (Bestand).....	18
Tab. 12: Energetisches Potenzial Biogas (Bestand).....	18
Tab. 13: Treibhausgasminderungspotenzial Biogas (Bestand)	19
Tab. 14: Energetisches Potenzial Biomasse.....	22
Tab. 15: Treibhausgasminderungspotenzial Biomasse	23
Tab. 16: Energetisches Potenzial solarer Aufdachanlagen nach Ortsteil	25
Tab. 17: Treibhausgasminderungspotenzial solarer Aufdachanlagen nach Ortsteil	26
Tab. 18: Energetisches Potenzial Umweltwärmenutzung nach Ortsteil	27
Tab. 19: Treibhausgasminderungspotenzial Umweltwärmenutzung nach Ortsteil	28
Tab. 20: Kriterien Flächenkulisse PV-Freiflächen	32
Tab. 21: Energetisches Potenzial PV-Freiflächenanlagen.....	33
Tab. 22: THG-Minderungspotenzial PV-Freiflächenanlagen	33
Tab. 23: Zusammenfassung energetische Potenziale	35
Tab. 24: Zusammenfassung Treibhausgasminderungspotenzial	36
Tab. 25: Kenngrößen Versorgungsgebiete Nahwärme.....	38
Tab. 26: Wärmebilanz Variante 1A (AG 80%).....	48
Tab. 27: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Variante 1A (AG 80%)	49
Tab. 28: Investitionsschätzung und Förderung Variante 1A	50
Tab. 29: Wärmegestehungskosten Variante 1A (AG 80%).....	52
Tab. 30: Wärmebilanz Variante 1B (AG 80%).....	54
Tab. 31: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Variante 1B (AG 80%)	55
Tab. 32: Investitionsschätzung und Förderung Variante 1B	56
Tab. 33: Wärmegestehungskosten Variante 1B (AG 80%).....	57
Tab. 34: Wärmebilanz Variante 2A (AG 80%).....	62
Tab. 35: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Variante 2A (AG 80%)	63
Tab. 36: Investitionsschätzung und Förderung Variante 2A	65
Tab. 37: Wärmegestehungskosten Variante 2A (AG 80%).....	66
Tab. 38: Wärmebilanz Variante 2B (AG 80%).....	68
Tab. 39: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Variante 2B (AG 80%)	69
Tab. 40: Investitionsschätzung und Förderung Variante 2B	70
Tab. 41: Wärmegestehungskosten Variante 2B (AG 80%).....	71
Tab. 42: Wärmebilanz Variante 3 (AG 80%)	75
Tab. 43: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Variante 3 (AG 80%).....	76
Tab. 44: Investitionsschätzung und Förderung Variante 3.....	78
Tab. 45: Wärmegestehungskosten Variante 3 (AG 80%)	79
Tab. 46: Kennwerte Typ-Gebäude	84
Tab. 47: Kennwerte Erdgas-Therme	85
Tab. 48: Kennwerte Flüssiggas-Therme	85

Thema: MBS Mestlin

Projekt: T21.27

Bearbeitungsstand: 24.04.2023



Tab. 49: Kennwerte Heizölkessel.....	86
Tab. 50: Kennwerte Erdgas-Therme + Solarthermie	87
Tab. 51: Kennwerte Pelletkessel.....	87
Tab. 52: Kennwerte Luft-Wasser-Wärmepumpe.....	88
Tab. 53: Variantenvergleich Versorgungsumfang	89
Tab. 54: Variantenvergleich Investitionskosten.....	90
Tab. 55: Variantenvergleich spezifische Investitionskosten.....	91
Tab. 56: Variantenvergleich Wärmegestehungskosten	92
Tab. 57: Variantenvergleich Treibhausgasemissionen	93

Anhänge

Anhang 1:	Karten
Anhang 2:	Fragebögen der Anwohner- und Gewerbebefragung
Anhang 3:	Energetisches Biomassepotenzial
Anhang 4:	Kalkulation Variante 1A (Abwärme Biogasanlage + Biomassefeuerung – Kernausbau)
Anhang 5:	Kalkulation Variante 1B (Abwärme Biogasanlage + Biomassefeuerung – Erweiterter Ausbau)
Anhang 6:	Kalkulation Variante 2A (Solarthermie + Biomassefeuerung – Kernausbau)
Anhang 7:	Kalkulation Variante 2B (Solarthermie + Biomassefeuerung – Erweiterter Ausbau)
Anhang 8:	Kalkulation Variante 3 (Multivalentes Wärmenetz mit Saisonalspeicher)
Anhang 9:	Kalkulation alternativer Versorgungskonzepte

1 Hintergrund und Aufgabenstellung

Die Gemeinde Mestlin betrachtet es als eine ihrer zentralen Aufgaben, auch für zukünftige Generationen einen attraktiven Lebensraum aktiv zu gestalten. Als ein wesentlicher Baustein dazu wird die Bereitstellung einer modernen, zukunftsfähigen und umweltverträglichen Energieversorgungsinfrastruktur angesehen. Denn der Einsatz regional verfügbarer, erneuerbarer Energieträger bietet nicht nur große Potenziale zum Schutz von Klima und Umwelt - sondern auch die Möglichkeit, Wertschöpfung vor Ort zu halten.

So machen zum Beispiel bereits heute die Kosten der Wärmeversorgung einen Großteil der Wohnkosten privater Haushalte im ländlichen Raum aus. Und auch im gewerblichen Bereich gilt eine regenerative Energieversorgung inzwischen als Standortvorteil.

Die Bereitstellung moderner und nachhaltiger Strom- und Wärmeversorgungslösungen stellt somit ein wesentliches Element zur dauerhaften Sicherung der Lebens- und Standortqualität in der Gemeinde dar. Dabei gilt es, den aktuellen und zukünftigen Herausforderungen des Klima- und Umweltschutzes gerecht zu werden und gleichzeitig langfristig wirtschaftliche Versorgungslösungen bereit zu stellen.

Eine besondere Rolle spielen in diesem Zusammenhang die sich abzeichnenden veränderten Rahmenbedingungen im Bereich der Energieversorgung aufgrund der aktuellen geopolitischen Entwicklungen sowie der Klimaschutzbemühungen der Bundesregierung. So werden eine restriktivere Regulierung des Einsatzes konventioneller Energieträger sowie die bereits stattgefundene Einführung der CO₂-Steuer aller Voraussicht nach, tiefgreifende Veränderungen der Energieversorgungsstruktur nach sich ziehen.

Aufgrund der baulichen Struktur steht mittelfristig in vielen Gebäuden in Mestlin eine altersbedingte Sanierung der vorhandenen Wärmeversorgungsanlagen an. Gleichzeitig sind aus lokaler Forst- und Landschaftspflege erhebliche Mengen an Grünschnitt vorhanden, die potenziell für eine energetische Nutzung in Betracht kommen. Auch gibt es bereits Erfahrungen mit der Nutzung von Biogas-Abwärme zur Beheizung kommunaler Liegenschaften und Potenziale zur Nutzung von Solarenergie sind erkennbar. Daher liegt der Gedanke nahe, all diese Potenziale für eine zukünftige Wärme- und Stromversorgung der Gemeinde nutzbar zu machen.

Vor diesem Hintergrund beauftragte die Gemeinde Mestlin die Durchführung einer Vorplanungsstudie zum Aufbau einer Energieversorgungsinfrastruktur auf Basis regional verfügbarer erneuerbarer Energiequellen. Im Fokus stand hierbei der Wärmesektor. Jedoch sollte ergänzend auch der Stromsektor mit beleuchtet werden. Ziel war die Darstellung und Bewertung bestehender Energiebedarfe und Potenziale sowie die umsetzungsorientierte Ableitung möglicher Handlungsansätze zum Aufbau einer Energieversorgung auf Basis regional verfügbarer Quellen. Die Machbarkeitsstudie bildet damit eine belastbare Entscheidungs- und Planungsgrundlage für nachfolgende konkrete Schritte zur Schaffung einer zukunftsfähigen und nachhaltigen Versorgungsinfrastruktur. Auf diese Weise sollen durch den Einsatz regional verfügbarer Energieträger die Lebens- und Wirtschaftsbedingungen vor Ort weiter verbessert, lokale Wertschöpfungsketten gestärkt, und ein wichtiger Beitrag zum Klima- und Umweltschutz geleistet werden.

Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse der durchgeführten Untersuchungen sowie sich daraus ergebende Handlungsoptionen und -empfehlungen zusammen.

2 Grundlagenermittlung

Um eine belastbare Basis für die Erarbeitung praxisnaher Handlungsempfehlungen zu schaffen, wurden zunächst im Rahmen der Grundlagenermittlung wesentliche Informationen zur Einschätzung der konkreten Gegebenheiten vor Ort zusammengetragen und systematisiert.

Im Einzelnen wurden folgende Informationen ausgewertet:

2.1 Kartografische Daten

Im Zuge der vorliegenden Studie wurden umfangreiche Übersichts- und Fachkarten zu unterschiedlichen Themen ausgewertet. Darüber hinaus wurden während der Erarbeitung verschiedene raumbezogene Informationen generiert.

Um diese vielfältigen Daten übersichtlich und flexibel darstellen, verknüpfen und auswerten zu können, wurde das Geoinformationssystem (GIS) QGIS genutzt. Die Verwendung des etablierten ESRI-Shape-Standards stellt hierbei eine problemlose Weiterverwendung in nachfolgenden Projektschritten sicher.

Folgende Übersichts- und Fachkarten wurden genutzt:

2.1.1 Topografische Informationen

- Topografische Karte (WebAtlas MV)¹
- Digitale Orthophotos (DOP)²
- Bodennutzungstypen (BNT)³

2.1.2 Administrative Gliederung

- Digitale Verwaltungsgrenzen (DVG)⁴
- Digitale Flurgrenzen (DFG)⁵
- Amtliches Liegenschaftskataster-Informationssystem (ALKIS®)⁶

2.1.3 Planerische Situation

- Regionales Raumentwicklungsprogramm (RREP)⁷ inkl. Teilfortschreibungsentwurf⁸
- Geltende bzw. in Aufstellung befindliche Bebauungspläne⁹
- Gebäudebestand¹⁰

¹ LAiV 01

² LAiV 02

³ LUNG 03

⁴ LAiV 03

⁵ LAiV 04

⁶ LAiV 05

⁷ LUNG 01

⁸ RPV WM 01

⁹ LAND MV 01 sowie ergänzende Pläne, bereitgestellt durch Auftraggeber

¹⁰ LAiV 06

2.1.4 Energetische Situation

- Fachkarten Erdwärmenutzung¹¹

2.1.5 Naturschutzfachliche Belange

- Schutzgebiete¹²
- Geschützte Biotope¹³

2.2 Statistische Daten

Einen weiteren wichtigen Baustein zur Einschätzung des bestehenden sowie sich entwickelnden Energiebedarfs bilden statistische Daten zur Bevölkerungs-, Wirtschafts- und Raumstruktur. Hierzu wurden unter anderem folgende Auswertungen berücksichtigt:

- Bevölkerungsstand der Kreise, Ämter und Gemeinden¹⁴
- Bestand an Wohngebäuden und Wohnungen¹⁵
- Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung¹⁶
- Regionales Energiekonzept Westmecklenburg¹⁷
- Kleinräumige Bevölkerungsprognose¹⁸

2.3 Auswertung der planerischen Situation

Im Zuge der Grundlagenermittlung wurden weiterhin die bestehenden planerischen Voraussetzungen insbesondere hinsichtlich Regionalplanung und Bauleitplanung geprüft. Die gewonnenen Informationen dienen unter anderem der Bewertung und Klassifikation des baulichen und energetischen Standards des vorhandenen Gebäudebestands sowie zur Abschätzung weiterer Entwicklungspotenziale.

2.4 Lokale Akteure

In Zusammenarbeit mit dem Auftraggeber wurden im Zusammenhang mit der Machbarkeitsstudie relevante lokale Akteure identifiziert und angesprochen. Ziel war hierbei, vor Ort vorhandenes Potenzial und Knowhow möglichst frühzeitig in das Vorhaben zu integrieren. Es wurden Akteure aus folgenden Bereichen kontaktiert:

- Land- und Forstwirtschaft
- Gewerbe
- Bau- und Erschließungsträger
- Wohnungswirtschaft
- Öffentliche Verwaltung / Liegenschaftsverwaltung

¹¹ LUNG 04

¹² LUNG 02

¹³ LUNG 03

¹⁴ LAIV 07

¹⁵ LAiV 09

¹⁶ LAiV 10

¹⁷ RPV WM 02

¹⁸ RPV WM 03

3 Bedarfsanalyse

In einem zweiten Schritt wurde der Energiebedarf (Wärme und Strom) des vorhandenen Gebäudebestandes untersucht. Für den ermittelten Wärmebedarf wurden gebäudescharf und zeitlich aufgelöste Bedarfsprofile erstellt. Aufbauend hierauf wurde die Wärmebedarfsstruktur im Untersuchungsgebiet hinsichtlich einer Eignung für zentrale Wärmeversorgungsanlagen analysiert.

3.1 Methodik

Bei der Erarbeitung der Bedarfsanalyse wurde wie folgt vorgegangen:

3.1.1 Erfassung des Gebäudebestandes

Anhand des amtlichen Liegenschaftskataster-Informationssystems (ALKIS®)¹⁹ sowie ergänzend durch die Auswertung aktueller Luftbildaufnahmen²⁰ wurden zunächst sämtliche energetisch relevante Gebäude im Untersuchungsgebiet kartografisch und tabellarisch erfasst. Unter ergänzender Berücksichtigung der bestehenden Bebauungspläne²¹ sowie kartografischer Informationen zum Gebäudebestand²² wurden die Gebäude hinsichtlich folgender Aspekte klassifiziert:



- Standort (Adresse, geographische Koordinaten)
- Gebäudegröße (Grundfläche, Höhe, Nutzfläche)
- Gebäudetyp
- Gebäudenutzung
- Baualtersklasse

Abb. 1: Gebäudeklassifizierung (exemplarisch)

Zum Zweck der Auswertung werden die verschiedenen Nutzungsarten wie folgt zu Sektoren zusammengefasst:

- **Privat** (Wohnnutzung, Wochenend- und Ferienhäuser)
- **Gewerbe** (Büro-, Betriebsgebäude, sonstige gewerbliche Nutzung)
- **Öffentlich** (Schule / Kita, Sozialgebäude, Sport...)

¹⁹ LAiV 05

²⁰ LAiV 02

²¹ LAND MV 01

²² LAiV 06

3.1.2 Vorläufige Energiebedarfsermittlung

Der Wärmebedarf für Heizung und Warmwasserbereitung sowie der Strombedarf im erfassten Bestand wurde in einer ersten Stufe basierend auf den oben genannten kartografischen Daten sowie anhand typischer Bedarfskennwerte gebäudescharf ermittelt. Als Bezugsgröße diente hierbei die aus den Gebäudeabmessungen und dem Gebäudetyp ermittelte Nutzfläche.

Bei der Bestimmung typischer Bedarfskennwerte wurde sowohl die Art der Nutzung als auch die Baualtersklasse des Gebäudes ausgewertet. Berücksichtigung fanden unter anderem die in der Vergangenheit gültigen baurechtlichen Vorgaben (Wärmeschutzverordnungen / Energieeinsparverordnungen), diverse publizierte Kennwerte²³ sowie Erfahrungswerte aus vergleichbaren Untersuchungen.

Anhand von Klimaaufzeichnungen des Deutschen Wetterdienstes²⁴ wurde hieraus der jeweilige Verlauf des Wärmebedarfs in einem Jahr mit durchschnittlichem Temperaturverlauf (Typjahr) abgeleitet. Dabei wurden die weiterentwickelten Standard-Lastprofile für Erdgas (SigLinDe-Profile)²⁵ zugrunde gelegt. Die zeitliche Auflösung beträgt 24 Stunden.

3.1.3 Anwohnerbefragung

Um die Energiebedarfs- und -versorgungssituation genauer einschätzen zu können, wurde mit Unterstützung des Auftraggebers eine Anwohnerbefragung durchgeführt. Die Teilnahme war freiwillig und konnte papierbasiert per Fragebogen oder Online erfolgen.

Abgefragt wurden Informationen aus folgenden Bereichen:

- Stammdaten (Adresse / Zuordnung)
- Gebäudedaten (Größe, Typ, Baujahr, Sanierungsstand)
- Nutzungsdaten (Art und Intensität der Nutzung)
- Anlagentechnik (Heizung, Warmwasserbereitung, Lüftung, ggf. Solar)
- Energieverbrauch (Brennstoffe, Strom)

Ein Musterexemplar des Fragebogens ist im Anhang beigefügt.

Für öffentliche Gebäude und Gebäude im Bestand der kommunalen Wohnungsbaugesellschaft wurden die entsprechenden Informationen gesammelt abgefragt.

3.1.4 Endgültige Bedarfsermittlung

Auf Grundlage der Befragungsergebnisse wurden die ermittelten Daten zum Gebäudebestand weiter verfeinert und vervollständigt. Der zunächst vorläufig ermittelte Energiebedarf wurde anhand der realen Verbrauchswerte skaliert und entsprechend auf den gesamten Gebäudebestand hochgerechnet.

Aufbauend hierauf wurden gebäudescharf Wärmebedarfsprofile abgeleitet. Diese umfassen folgende Angaben:

²³ u.a. RECK 01, WIKI 01

²⁴ DWD 01

²⁵ BDEW 01

- Jahreswärmebedarf
- Auslegungsleistung (Normauslegungstemperatur: -12°C)
- Temperaturniveau (Vorlauf / Rücklauf)
- Jahresgang Wärmebedarf (24-Stunden-Werte im Typjahr)
- Jahresgang Temperaturniveau (Vorlauf / Rücklauf, 24-Stunden-Werte im Typjahr)

Die Ermittlung der Jahresgänge erfolgte auch hier auf Basis von Klimadaten des Deutschen Wetterdienstes²⁶ sowie der spezifischen Nutzungsarten.

Die Ergebnisse der Bedarfsermittlung wurden in einer Gesamtenergiebilanz sachlich gegliedert nach Nutzungsart und Baualtersklasse sowie räumlich aufgelöst als Wärmebedarfsdichte im 100-m-Raster zusammengefasst.

3.1.5 Zukünftige Bedarfsentwicklung

Konkrete Pläne zu größeren Ausbauvorhaben (rechtskräftige oder in Vorbereitung befindliche B-Pläne) bestehen derzeit nicht.

3.1.6 Endenergiebedarf und Treibhausgasemissionen

Der Anteil der verschiedenen Endenergieträger an der bestehenden Wärmeversorgung wurde auf Grund der Befragungsergebnisse sowie entsprechend der Siedlungsstruktur anhand von Erfahrungswerten aus ähnlich gelagerten Gebieten ermittelt. Hierbei wurden folgende typische Jahresnutzungsgrade der Wärmeerzeugung zugrunde gelegt:

- Erdgas / Flüssiggas: 0,91
- Gas-BHKW: 0,45 elektrisch / 0,45 thermisch
- Heizöl: 0,90
- Holz 0,80 (Mix Kleinf Feuerung und Zentralkesselanlage)
- Strom (via Wärmepumpe): 4,40 (Mix Luft- und Erdwärmepumpen)
- Strom (konventionell): 0,95

Die durch die Wärmeversorgung anfallenden Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) wurden mit Hilfe spezifischer Emissionsfaktoren aus dem erforderlichen Endenergiebedarf ermittelt.

Neben dem bedeutendsten Treibhausgas Kohlenstoffdioxid (CO₂) werden hierbei auch weitere klimawirksame Emissionen wie beispielweise Methan (CH₄) oder Lachgas (N₂O) berücksichtigt. Die Gesamtemissionen werden auf die entsprechende Menge an CO₂ umgerechnet. Die Angabe erfolgt als sogenanntes CO₂-Äquivalent.

Darüber hinaus werden nicht nur die unmittelbar bei der Nutzung (z.B. Verbrennung) freiwerdenden Emissionen berücksichtigt, sondern auch der gesamte Bereitstellungsprozess, die sogenannte Vorkette.

Die genutzten Emissionsfaktoren wurden den veröffentlichten Ergebnisdaten des vom Internationalen Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien (IINAS) entwickelten GEMIS-Modells²⁷ bzw. Fachveröffentlichungen der Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR)²⁸ und der Deutschen Energie-Agentur (dena)²⁹ entnommen.

²⁶ DWD 01

²⁷ GEMIS

²⁸ FNR 04

²⁹ DENA 01

Thema: MBS Mestlin

Projekt: T21.27

Bearbeitungsstand: 24.04.2023

Folgende Emissionsfaktoren wurden genutzt:

Energieträger	Bezug	Emissionsfaktor [g/kWh CO ₂ -Äqu.]	Quelle
Heizöl	Brennstoff (Endenergie)	319,0	Gemis Heizöl-Hzg 100%
Erdgas	Brennstoff (Endenergie)	250,0	Gemis Erdgas-Hzg 100%
Flüssiggas	Brennstoff (Endenergie)	277,0	Gemis Flüssiggas-Hzg 100%
Holz	Brennstoff (Endenergie)	19,0	Gemis Holz-Stücke-Hzg 100%
Stroh / Heu	Brennstoff (Endenergie)	8,5	FNR
Biomethan	Brennstoff (Endenergie)	100,0	dena (Mittelwert)
Solarthermie	Wärme (Nutzenergie)	25,0	Gemis Solar-Kollektor Cu Warmwasser
Photovoltaik	Strom (Endenergie)	49,0	Gemis Solar-PV (polykristallin)
Windenergie	Strom (Endenergie)	9,0	Gemis Wind Park onshore
Strom (Netzbezug)	Strom (Endenergie)	484,0	Gemis Stromnetz-lokal 2020
Biogas (Bestand)	Strom (Endenergie)	67,0	Gemis Biogas-Gülle-BHKW
	Wärme (Nutzenergie)	114,0	Gemis Nahwärme-Biogas-mix-BHKW
Fernwärme	Endenergie	125,5	abgeleitet

Tab. 1: Emissionsfaktoren nach GEMIS

3.2 Ergebnisse

3.2.1 Gebäudebestand

Im Untersuchungsgebiet wurden **insgesamt 296 Gebäude** identifiziert, die einen relevanten Energiebedarf aufweisen. Zu einem weit überwiegenden Anteil von ca. 93% sind diese dem privaten Sektor zuzuordnen.

Der beschriebene Gebäudebestand umfasst insgesamt eine **Nutzfläche von ca. 70.000 m²**. Auch hier stellt der private Sektor mit 80% den größten Anteil dar.

Ortsteil	Nutzfläche (beheizt) [m ²]				
	Sektor			gesamt	
	privat	gewerbl.	öffentl.		
Kadow	3.249	0	0	3.249	4,6%
Mestlin	37.069	4.343	8.179	49.591	70,9%
Ruest	8.559	1.371	188	10.118	14,5%
Vimfow	6.896	98	0	6.993	10,0%
gesamt	55.772	5.811	8.367	69.951	100,0%
	79,7%	8,3%	12,0%	100,0%	

Tab. 2: Nutzfläche nach Sektor und Ortsteil

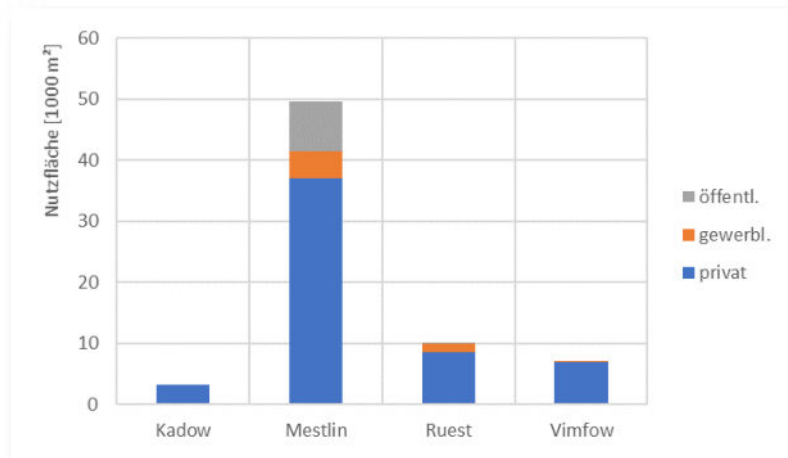


Abb. 2: Nutzfläche nach Sektor und Ortsteil

Der zahlen- und flächenmäßig mit Abstand größte Anteile am Gebäudebestand entfällt auf den Ortsteil Mestlin (ca. 70%).

3.2.2 Befragungsrücklauf

Die durchgeführten Befragungen von Anwohnern, Gewerbe und Wohnungswirtschaft sowie der öffentlichen Verwaltung ergab verwertbare Rückmeldungen zu 44 der 296 erfassten Gebäude. Dies entspricht einer **Rückmeldequote von ca. 14%**.

Die nachfolgende Karte gibt einen Überblick über die Verteilung der Rückmeldequote:

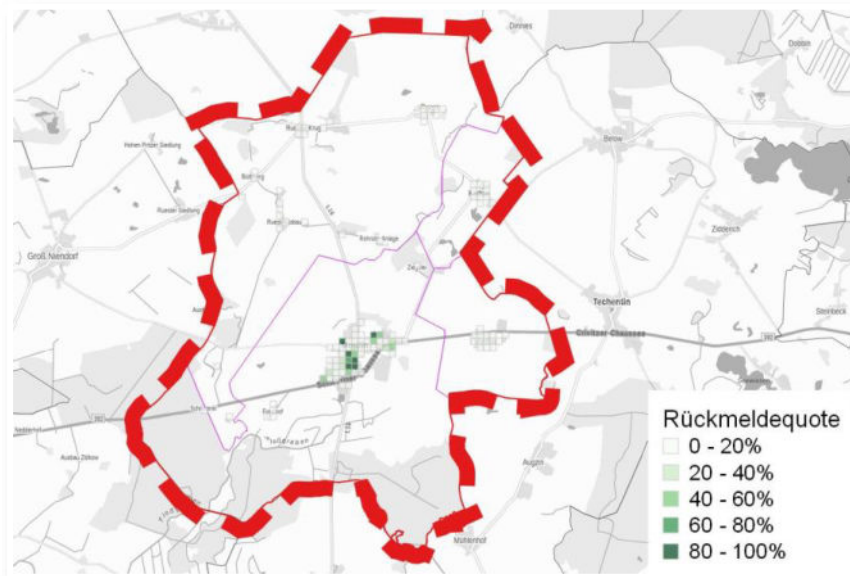


Abb. 3: Karte Rückmeldequote Befragung

Im Vergleich zu ähnlich gelagerten Untersuchungen ist die erzielte Resonanz als durchschnittlich zu bewertend.

Die Verteilung auf die einzelnen Ortsteile geht aus den folgenden Übersichten hervor:

Ortsteil	Rückmeldungen			
	[-]			
	interessiert (ggf. bedingt)	nicht interessiert	keine Angabe	gesamt
Kadow	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%
Mestlin	11 5,2%	1 0,5%	29 13,6%	41 19,2%
Ruest	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%
Vimfow	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%
gesamt	11 3,7%	1 0,3%	29 9,8%	41 13,9%

Tab. 3: Rückmeldequote und Interessenlage nach Ortsteilen

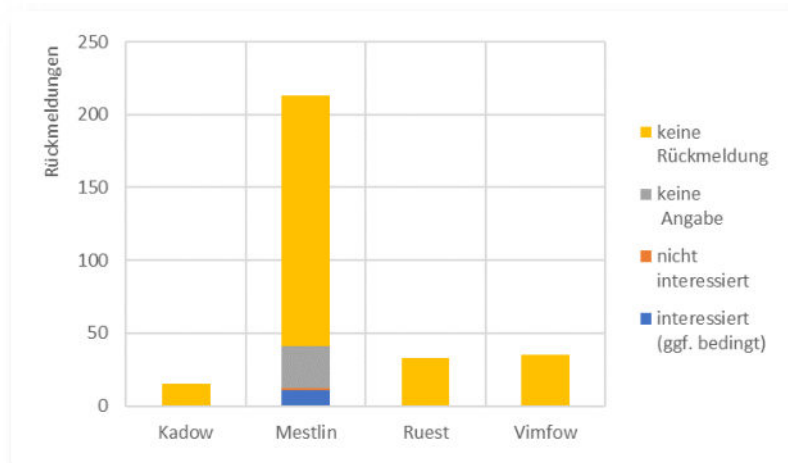


Abb. 4: Rückmeldequote und Interessenlage nach Ortsteilen

Als Bedingungen für ein Interesse wurden unter anderem genannt:

- Planbare Kosten
- Wirtschaftliche Attraktivität gegenüber anderen Versorgungsformen
- Aspekte des Natur- und Landschaftsschutz
- Aspekte des nachhaltigen Wirtschaftens
- Beteiligungsmöglichkeiten

3.2.3 Wärmebedarf

Entsprechend der oben aufgeführten Vorgehensweise wurde der bestehende Wärmebedarf gebäudescharf analysiert und wie folgt zusammengefasst:

Ortsteil	Wärmebedarf [MWh/a]				
	Sektor			Gesamt	
	privat	gewerblich	kommunal		
Kadow	553	0	0	553	5,2%
Mestlin	5.965	593	724	7.281	68,3%
Ruest	1.425	178	13	1.615	15,2%
Vimfow	1.192	13	0	1.205	11,3%
gesamt	9.134	783	736	10.653	100,0%
	85,7%	7,4%	6,9%	100,0%	

Tab. 4: Wärmebedarf nach Sektor und Ortsteil

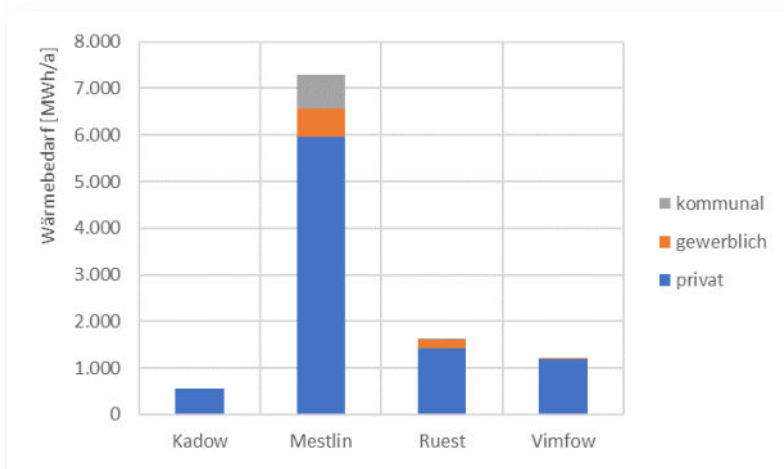


Abb. 5: Wärmebedarf nach Sektor und Ortsteil

Es wurde ein **Gesamt-Wärmebedarf von ca. 10.700 MWh/a** im Untersuchungsgebiet ermittelt. Hiervon entfallen ca. 86% auf die Wohnbebauung.

Der ermittelte Wärmebedarf wird räumlich in einem 100-m-Raster aggregiert. Auf diese Weise ergibt sich eine Verteilung der Wärmebedarfsdichte im Untersuchungsgebiet wie folgt:

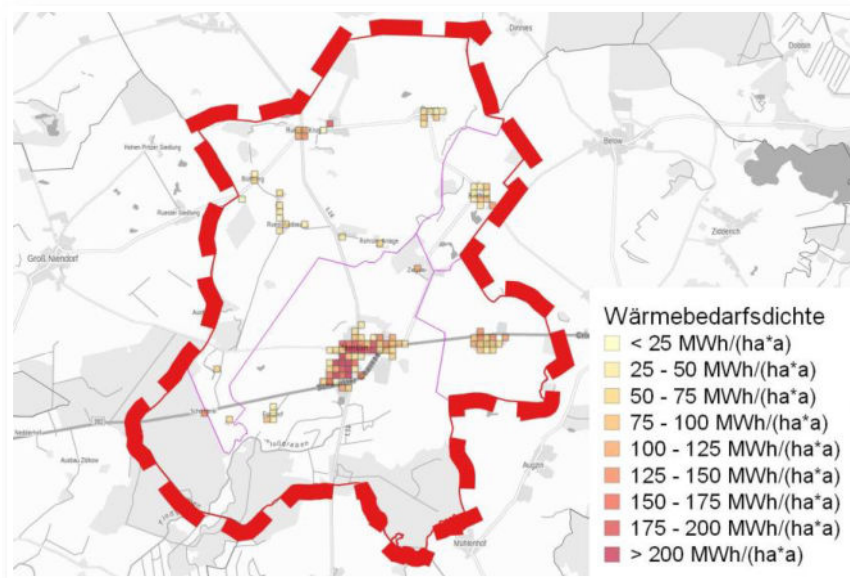


Abb. 6: Karte: Wärmebedarfsdichte

In dieser Darstellung werden bereits zusammenhängende Gebiete eines verdichteten Wärmebedarfs in Teilen der Ortslage Mestlin erkennbar.

3.2.4 Strombedarf

Analog zum Wärmebedarf wurde ebenfalls entsprechend der dargestellten Methodik der Strombedarf in den einzelnen Ortsteilen und Sektoren ermittelt. Enthalten ist hierbei nicht der zur Heizung und Warmwasserbereitung eingesetzte Strom. Dieser wird in der nachfolgenden Betrachtung des Endenergiebedarfs entsprechend des jeweiligen Energieträgermix der Wärmeversorgung zugeordnet.

Der ermittelte Strombedarf wird wie folgt zusammengefasst:

Ortsteil	Strombedarf [MWh/a]			
	Sektor			Gesamt
	privat	gewerblich	kommunal	
Kadow	81	0	0	81 5,0%
Mestlin	920	76	116	1.112 68,8%
Ruest	214	34	2	250 15,5%
Vimfow	171	2	0	174 10,7%
gesamt	1.386 85,7%	113 7,0%	118 7,3%	1.617 100,0%

Tab. 5: Strombedarf nach Sektor und Ortsteil

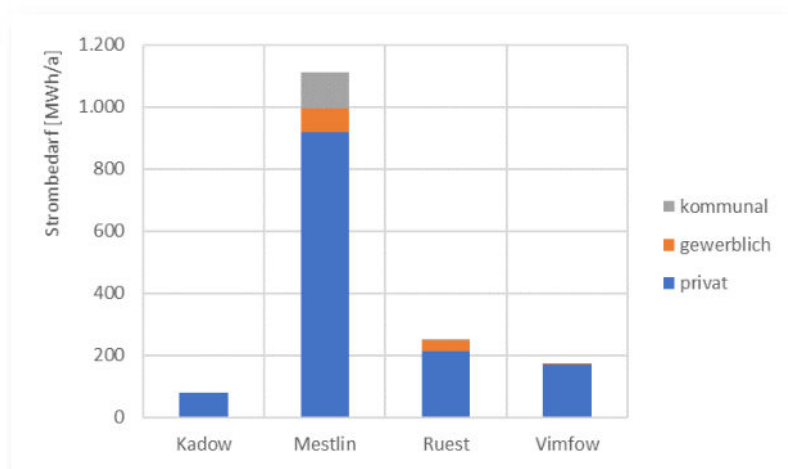


Abb. 7: Strombedarf nach Sektor und Ortsteil

Es wurde ein **Gesamt-Strombedarf von ca. 1.600 MWh/a** im Untersuchungsgebiet ermittelt. Hiervon entfallen ca. 86% auf die Wohnbebauung und jeweils ca. 7% auf den gewerblichen und den kommunalen Sektor.

Zu beachten ist, dass insbesondere im **gewerblichen Sektor** aufgrund der heterogenen Tätigkeits- und Bedarfsstruktur einzelne vorliegende Befragungsergebnisse nur bedingt auf den übrigen Gebäudebestand übertragbar sind. Hier ist daher mit entsprechenden Unschärfen zu rechnen.

3.2.5 Endenergiebedarf & Treibhausgasemissionen

Entsprechend der beschriebenen Ansätze wurden der Endenergiebedarf der Wärmeversorgung sowie die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) der Wärme- und Stromversorgung im Untersuchungsgebiet ermittelt.

Die anteilige Verteilung der einzelnen Energieträger an der Wärmebereitstellung wurde entsprechend der Befragungsergebnisse abgeschätzt.

Für die Bereitstellung von Wärme ergibt sich insgesamt ein **Endenergiebedarf von ca. 11.750 MWh/a**. Als Endenergieträger kommt überwiegend Erdgas (82%), gefolgt von Heizöl (ca. 7%) zum Einsatz. Einige kommunale Gebäude (Grundschule, Sportlerheim, Kita / Arztpraxis) werden bereits mittels Fernwärme von der benachbarten Biogasanlage in Kombination mit einem Gas-Spitzenlastkessel aus versorgt. Dies macht ca. 5% des Wärmebedarfs im gesamten Versorgungsgebiet aus. Weitere Anteile (ca. 6%) werden daneben bereits durch die Verbrennung von Holz in Einzelfeuerstätten bzw. gebäudezentralen Anlagen gedeckt.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Aufteilung auf die Ortsteile im Detail:

	Endenergiebedarf zur Wärmebereitstellung [MWh/a]							
	Erdgas	Flüssiggas	Heizöl	Feststoff	Fernwärme	Strom (Wärme)	Solar- thermie	Summe
Kadow	528	1	44	38	0	1	0	612 5,2%
Mestlin	6.428	11	542	463	548	11	11	8.013 68,2%
Ruest	1.543	3	130	111	0	3	0	1.789 15,2%
Vimfow	1.150	2	97	83	0	2	1	1.335 11,4%
Summe	9.650 82,1%	16 0,1%	813 6,9%	694 5,9%	548 4,7%	17 0,1%	12 0,1%	11.750 100,0%

Tab. 6: Endenergiebedarf der Wärmeversorgung nach Ortsteil und Energieträger

Zusätzlich zum Endenergieaufwand der Wärmeversorgung fließt auch der bereits oben dargestellte Stromverbrauch in Höhe von 1.600 MWh/a in den gesamten Endenergiebedarf mit ein. Die nachfolgende Abbildung zeigt diesen im Überblick:

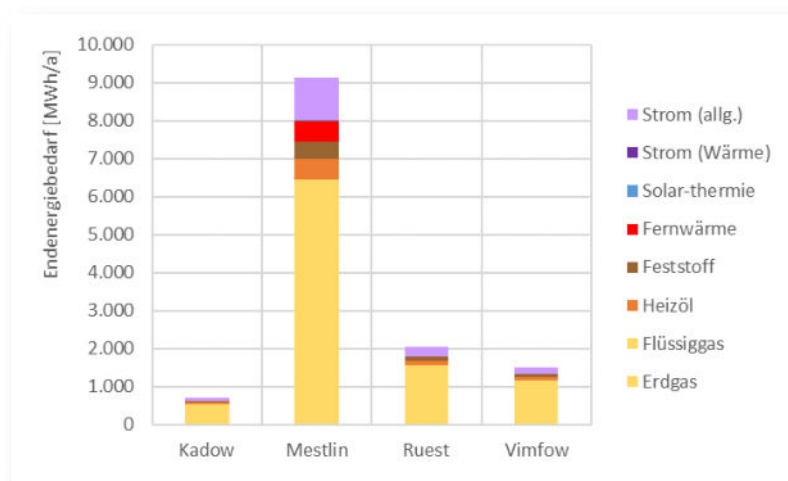


Abb. 8: Endenergiebedarf nach Ortsteil und Energieträger

Anhand der oben genannten Emissionsfaktoren wurden die **Treibhausgasemissionen der Wärmeversorgung mit insgesamt ca. 2.767 t/a CO₂-äqu.** bestimmt. Dies entspricht einem spezifischen Emissionsfaktor von **260 g/kWh CO₂-äqu. bezogen auf die Nutzwärme**. Zu ca. 87% werden diese durch den Einsatz von Erdgas und zu weiteren 10% durch Heizöl verursacht. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Zusammensetzung im Einzelnen:

	Treibhausgasemissionen der Wärmebereitstellung [t/a]							
	Erdgas	Flüssiggas	Heizöl	Feststoff	Fernwärme	Strom	Solarthermie	Summe
Kadow	132	0	14	1	0	0	0	148 5,3%
Mestlin	1.607	3	173	9	69	5	0	1.866 67,4%
Ruest	386	1	41	2	0	1	0	431 15,6%
Vimfow	288	1	31	2	0	1	0	322 11,6%
Summe	2.412	4	259	13	69	8	0	2.767 100,0%
	87,2%	0,2%	9,4%	0,5%	2,5%	0,3%	0,0%	100,0%

Tab. 7: Treibhausgasemissionen der Wärmeversorgung nach Ortsteil und Energieträger

Hinzu kommen die **Treibhausgasemissionen der Stromversorgung** in Höhe von ca. **782 t/a CO₂-äqu.**

Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht die Aufteilung:

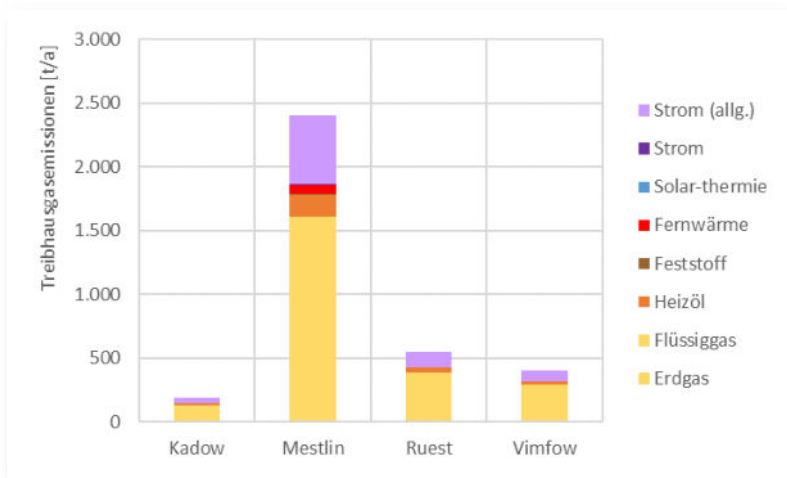


Abb. 9: Treibhausgasemissionen nach Ortsteil und Energieträger

4 Potenzialanalyse

In einem weiteren Schwerpunkt wurden einerseits das Einsparpotenzial durch energetische Gebäudesanierung und andererseits die Potenziale lokal verfügbarer erneuerbarer Energieträger untersucht. Konkret wurden folgende Potenziale berücksichtigt:

- Wärme-Einsparpotenzial durch energetische Gebäudesanierung
- Energetisches Potenzial der bestehenden Biogasanlage
- Energetisches Potenzial von Restholz aus Forstwirtschaft, Landschaftspflege und Industrie
- Energetisches Potenzial von Getreidestroh aus der Landwirtschaft
- Energetisches Potenzial von Heu aus der Landschaftspflege
- Energetisches Potenzial von Photovoltaik-Freiflächenanlagen
- Energetisches Potenzial von Solar-Aufdach-Anlagen (Photovoltaik / Solarthermie)
- Energetisches Potenzial der Umweltwärmenutzung
- Energetisches Potenzial der Windenergienutzung

Grundsätzlich werden im Rahmen der Potenzialanalyse Möglichkeiten erarbeitet, um den lokalen Strom und Wärmebedarf zu reduzieren und / oder auf Basis lokal verfügbarer erneuerbarer Energieträger zu decken. Ausgangspunkt hierfür bildet der in der Bedarfsanalyse abgebildete IST-Stand. Hierin sind teilweise bereits durchgeführte verbrauchsmindernde Maßnahmen sowie bereits eingesetzte erneuerbare Energien enthalten

Bereits zur **Wärmeversorgung** genutzte Potenziale erneuerbarer Energieträger sind mit ihren spezifischen Treibhausgasemissionen im zugrunde gelegten lokalen Energieträger-Mix berücksichtigt. Aus diesem Grunde wird ein Treibhausgasminderungspotenzial nur für den noch nicht genutzten Anteil der jeweiligen Energieträger ausgewiesen.

Im Gegensatz dazu erfolgt die Nutzung **regenerativ erzeugten Stroms** bislang in der Regel nicht lokal. Vielmehr wird bei entsprechenden Bestandsanlagen der Strom zumeist entsprechend den Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in das öffentliche Stromnetz eingespeist, während der lokale Stromverbrauch ebenfalls aus dem öffentlichen Stromnetz erfolgt. Aus diesem Grunde werden hier für den verbrauchten Strom die spezifischen Treibhausgasemissionen des durchschnittlichen Strommix im deutschen Netz angesetzt. Die lokal regenerativ erzeugten Strommengen werden demgegenüber separat emissionsmindernd angerechnet.

Für einige untersuchte Potenziale bestehen **konkurrierende Nutzungswege** zur Strom und / oder Wärmenutzung (z.B. Biomasseverfeuerung mit oder ohne Kraft-Wärme-Kopplung, Nutzung von Dachflächen für Solarthermie oder Photovoltaik). In solchen Fällen werden zwei Szenarien unterschieden:

- Szenario 1: Wärmemaximiert
vorrangige Wärmenutzung, soweit sinnvoll und möglich
- Szenario 2: Strommaximiert
vorrangige Stromnutzung, soweit sinnvoll und möglich

Diese Szenarien bilden somit die jeweiligen Grenzfälle der Potenzialnutzung, innerhalb derer eine reale Nutzung möglich ist.

4.1 Energetische Gebäudesanierung

Durch die energetische Sanierung bestehender Gebäude lässt sich in vielen Fällen der Wärmebedarf merklich senken. Hierbei spielen verschiedene Maßnahmen eine Rolle:

- Dämmung von Bauteilen
- Optimierung der Anlagentechnik
- Energiebewusstes Nutzerverhalten

Der Schwerpunkt der hier dargestellten Analyse liegt auf dem Potenzial durch Dämmung bzw. Abdichtung von Gebäudebauteilen. Mögliche Potenziale durch Wechsel des Energieträgers sowie geänderte Anlagentechnik werden in den folgenden Abschnitten beleuchtet.

Neben dem energetischen Ausgangszustand hängt die tatsächlich erreichbare Einsparung des jeweiligen Gebäudes auch von den jeweils konkret umsetzbaren Einzelmaßnahmen ab. Nicht zuletzt um bauphysikalischen Problemen vorzubeugen bedarf dies im Einzelfall jeweils einer fundierten Fachplanung.

Um das erzielbare Einsparpotenzial im vorhandenen Gebäudebestand abzuschätzen dient die oben dargestellte Bedarfsanalyse als Ausgangspunkt. Erfahrungswerte zeigen, dass nach einer umfassenden Sanierung von Bestandsgebäuden ein spezifischer Wärmebedarf von $100 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ in der Regel erreicht werden kann. Dies wird daher als Zielwert angenommen. Ausgenommen von der Betrachtung werden Sonderbauten wie Hallen, Kirchen usw.

Aufgrund der getroffenen Ansätze ergibt sich im gesamten Untersuchungsgebiet ein **Wärme-Einsparpotenzial von ca. 4.200 MWh/a**. Dies entspricht ca. **40%** des bestehenden Wärmebedarfs.

Bei ansonsten gleichbleibender Versorgungsstruktur bedeutet dies eine Verminderung der Treibhausgasemissionen der Wärmeversorgung um ca. 1.100 t/a. Die nachfolgenden Übersichten zeigen die Ergebnisse im Überblick.

Dieses Einsparpotenzial ist im Vergleich zu ähnlichen durchgeführten Untersuchungen recht hoch und spiegelt einen im Durchschnitt recht alten und wenig sanierten Gebäudebestand wieder. Hinsichtlich der Realisierbarkeit ist jedoch zu beachten, dass große Teile des Gebäudebestands dem Denkmalschutz unterliegen und hier mit entsprechenden Einschränkungen zu rechnen ist.

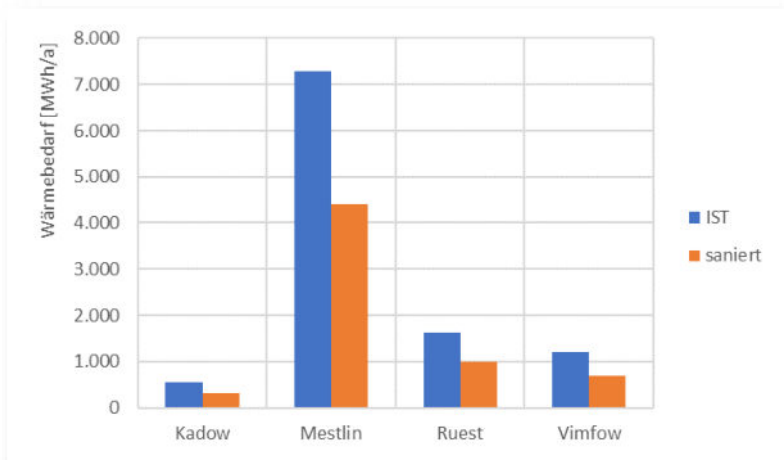


Abb. 10: Wärme-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil

Ortsteil	Wärme-Einsparpotenzial Gebäudesanierung [MWh/a]					
	privat		gewerbl.		öffentl.	gesamt
Kadow	-228	-41,2%	0		0	-228 -41,2%
Mestlin	-2.375	-39,8%	-288	-48,5%	-211	-29,2%
Ruest	-569	-39,9%	-41	-22,8%	0	0,0%
Vimfow	-507	-42,5%	-3	-22,8%	0	
gesamt	-3.678	-40,3%	-331	-42,3%	-211	-28,7%
						-4.221 -39,6%

Tab. 8: Wärme-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil und Sektor

Ortsteil	THG-Einsparpotenzial Gebäudesanierung [t/a]	
Kadow	-61	-41,2%
Mestlin	-737	-39,5%
Ruest	-163	-37,7%
Vimfow	-136	-42,3%
gesamt	-1.096	-39,6%

Tab. 9: THG-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil

4.2 Bestehende Biogasanlage

Datengrundlage und Abschätzung

In den Ortsteilen Mestlin und Ruest befinden sich bereits ein Biogasanlagen im Umfeld landwirtschaftlicher Betriebe.

Die Anlage in Mestlin wurde 2010 in Betrieb genommen und verfügt laut Marktstammdatenregister³⁰ über eine Leistung von 370 kW elektrisch und 423 kW thermisch. Im Jahr 2013 wurde eine Wärmeleitung zur Versorgung einiger kommunaler Gebäude in der Ortslage installiert. Hierzu wurde im Vorfeld ein entsprechendes Wärmenutzungskonzept³¹ erarbeitet, aus dem sich das verfügbare energetische Potenzial wie folgt ableiten lässt:

		thermisch	elektrisch
Leistung (brutto)	[kW]	440	370
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	8.760	
Wärme- / Stromerzeugung (brutto)	[MWh/a]	3.854	3.241
Eigenverbrauch Anlage	[MWh/a]	1.036	243,09
Vorverbraucher	[MWh/a]	110	
Sicherheit	[MWh/a]	677	
Potenzial frei Netz	[MWh/a]	2.032	2.998

Tab. 10: Abschätzung BGA Mestlin (Bestand)

Da der thermische Eigenbedarf der Anlage übers Jahr ungleichmäßig verläuft, ist auch von einem variierenden Überschuss auszugehen.

³⁰ BNA 01

³¹ ECO 01

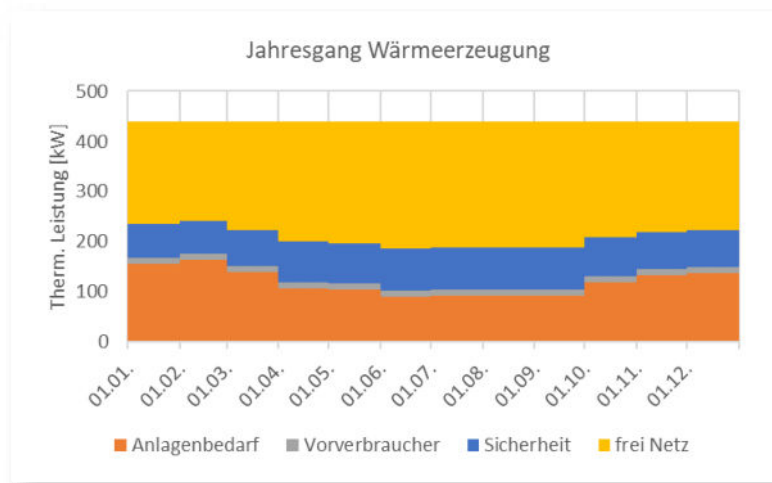


Abb. 11: Jahresgang Wärmeüberschuss BGA Mestlin

Die Anlage in Ruest wurde 2008 in Betrieb genommen und verfügt laut Marktstammdatenregister³² über eine Leistung von 526 kW elektrisch und 519 kW thermisch. Laut Angabe des Betreibers stehen aus dieser Anlage über die bereits vor Ort genutzte Wärme hinaus keine weiteren Wärmemengen zur Verfügung. Das Energetische Potenzial lässt sich demnach wie folgt abschätzen:

		<i>thermisch</i>	<i>elektrisch</i>
Leistung (brutto)	[kW]	519	526
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	8.000	
Wärme- / Stromerzeugung (brutto)	[MWh/a]	4.152	4.208
Eigenverbrauch Anlage	[%]	100,0%	7,5%
	[MWh/a]	4.152	315,6
Wärme- / Stromerzeugung (netto)	[MWh/a]	0	3.892

Tab. 11: Abschätzung BGA Ruest (Bestand)

Energetisches Potenzial und Treibhausgasminderungspotenzial

Entsprechend der dargestellten Abschätzungen ergibt sich durch die bestehenden Biogasanlagen ein energetisches Potenzial von ca. **1.290 MWh/a Wärme** und **1.400 MWh/a Strom**. Dies entspricht ca. **23% des vorliegenden Wärmebedarfs** bzw. **200% des Strombedarfs** im Untersuchungsgebiet. Der erzeugte Strom wird hierbei vollständig ins öffentliche Stromnetz eingespeist.

Ortsteil	IST-Situation [MWh/a]				Energetisches Potenzial [MWh/a]	
	Bedarf		Biogas-Nutzung		Szenario 1/2	
	Wärme	Strom	Wärme	Strom	Wärme	Strom
Anlage Mestlin			726	2.998	2.032	2.998
Anlage Ruest				3.892		3.892
gesamt Bestand zzgl. Zubau	10.653	1.617	726 6,8%	6.890 426,2%	2.032 19%	6.890 426%

Tab. 12: Energetisches Potenzial Biogas (Bestand)

³² BNA 01

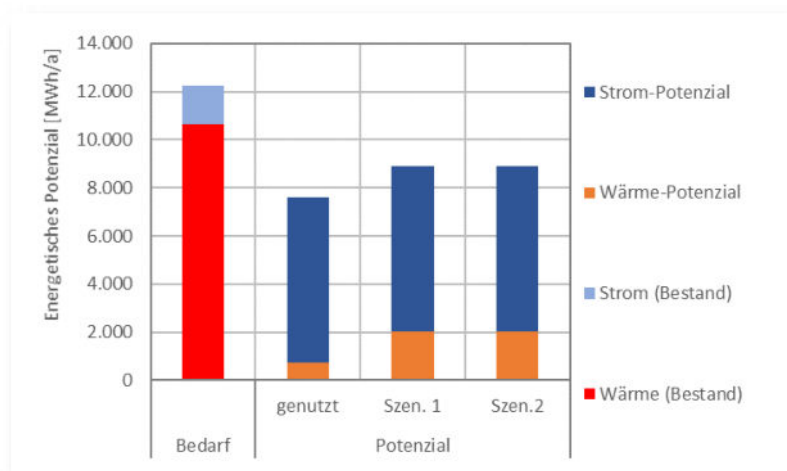


Abb. 12: Energetisches Potenzial Biogas (Bestand)

Durch die bereits erfolgende Stromproduktion der Biogasanlage werden, bezogen die laut Bedarfsanalyse dargestellte Versorgungsstruktur, rechnerisch bereits ca. 81% bzw. ca. 2.873 t/a der energiebedingten Treibhausgasemissionen im Untersuchungsgebiet kompensiert. Durch weiteren Ausbau der Wärmenutzung ließe sich dieser Anteil auf bis zu ca. **86% bzw. ca. 3.063 t/a** steigern.

Ortsteil	THG-Emissionen [t/a]			THG-Minderungspotenzial [t/a]				
	IST			realisiert(*)		Szenario 1/2		
	Wärme	Strom	gesamt	Strom	gesamt	Wärme	Strom	gesamt
gesamt	2.767	782	3.549	2.873 367%	2.873 81%	190 6,9%	2.873 367%	3.063 86%

Tab. 13: Treibhausgasminderungspotenzial Biogas (Bestand)

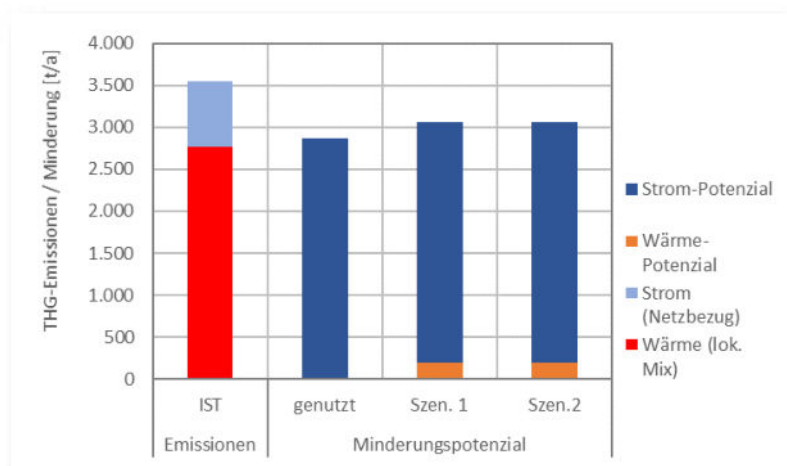


Abb. 13: Treibhausgasminderungspotenzial Biogas (Bestand)

4.3 Energetische Biomassenutzung

Ein wichtiges energetisches Potenzial und somit einen Schwerpunkt der Aufgabenstellung liegt auf der energetischen Nutzung lokal verfügbarer fester Biomasse. Untersucht wurde in diesem Zusammenhang das Potenzial einer Wärme- und / oder Stromnutzung lokal verfügbarer biogener Reststoffe aus Land- und Forstwirtschaft sowie der Industrie. Detaillierte Berechnungsansätze sind den Berechnungsblättern im Anhang zu entnehmen.

Datengrundlage

Zur Ermittlung der bestehenden Potenziale wurden folgende Informationsquellen ausgewertet:

- Kartenmaterial des Landesamtes für Umwelt, Naturschutz und Geologie MV u.a. zu Bodennutzungsarten³³
- Anbaustatistiken des Statistischen Amtes MV³⁴
- Diverse publizierte Daten zu spezifischen Erträgen und Brennstoffeigenschaften, u.a. bereitgestellt durch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR)³⁵

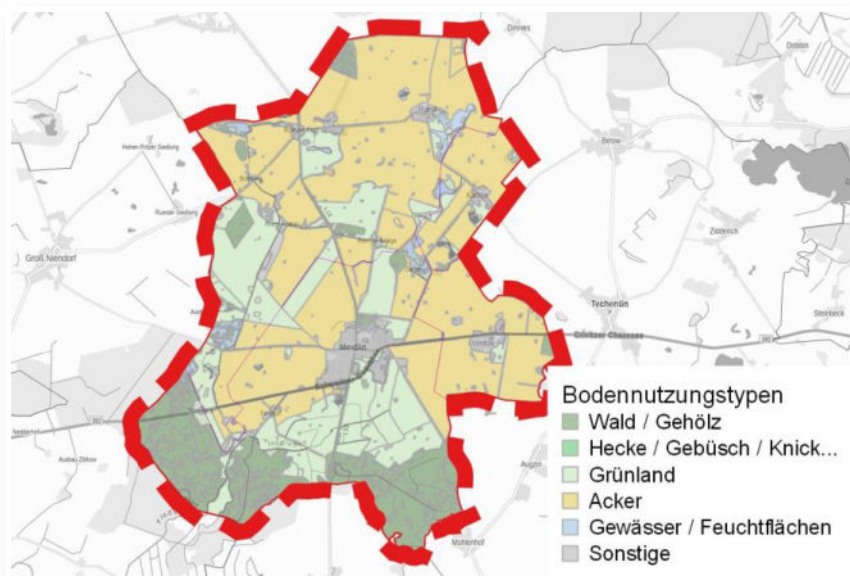


Abb. 14: Karte Bodennutzungsarten

Untersuchte Technologien

In gewissem Umfang werden lokale Holzbrennstoffe bereits in Kleinfeuerungsanlagen (Kamine etc.) im häuslichen Umfeld eingesetzt. (Siehe auch Bedarfsanalyse).

Für eine umfassendere Nutzung der Potenziale werden zentrale Versorgungsanlagen und netzgebundene Wärmeversorgungsanlagen vorausgesetzt. Folgende Systeme wurden der Betrachtung zugrunde gelegt:

³³ LUNG 03

³⁴ LAiV 10

³⁵ FNR01, FNR02

- Ausschließliche Wärmenutzung (Szenario 1)
 - Verbrennung fester Biomasse in Warmwasserkesselanlagen
 - Wärmeverteilung via erdverlegtem Nahwärmenetz zu den Endverbrauchern
- Kombinierte Strom- und Wärmenutzung (Szenario 2)
 - Verbrennung fester Biomasse in Thermoölkesselanlagen
 - Betrieb eines ORC-Moduls zur Stromproduktion
 - Netzeinspeisung des erzeugten Stroms
 - Verteilung der gekoppelt produzierten Wärme via erdverlegtem Nahwärmenetz zu den Endverbrauchern

Untersuchte Stoffgruppen

Waldrestholz (WRH)

- Rest- und Kronenhölzer, die im Rahmen der Forstbewirtschaftung anfallen
- Flächenbezug: Forstfläche im Gemeindegebiet abzgl. Flächen in Naturschutz - / FFH-Gebieten
- Aufkommen laut Ansätzen der FNR
- Mengenabzug: Verbrauch der Kleinf Feuerungsanlagen

Landschaftspflegeholz (LPH)

- Restholz aus der Landschaftspflege, insb. Heckenschnitt
- Flächenbezug: Hecken, Gebüsche usw. im Gemeindegebiet
- Aufkommen laut Ansätzen der FNR
- Mengenabzug: Verbrauch der Kleinf Feuerungsanlagen (Restmenge)

Getreidestroh (STROH)

- Stroh aus Weizenanbau
(laut Empfehlung der FNR hinsichtlich Brennstoffeigenschaften und Bodenwerterhalt)
- Flächenbezug: 38% der Ackerfläche (Anbaumix laut Anbaustatistik)
- Aufkommen laut Ansätzen der FNR
- Mengenbegrenzung: 50% (übliche landwirtschaftliche Praxis zwecks Bodenwerterhalt)

Landschaftspflegeheu (HEU)

- Heu aus der Grünlandpflege
- Flächenbezug: 50% der Grünlandfläche
(Nutzungskonkurrenzen / schwierige Bergebedingungen)
- Aufkommen laut Ansätzen der FNR

Energetisches Potenzial und Treibhausgasminderungspotenzial

Durch den Einsatz der untersuchten Biomassegruppen zur Energiegewinnung ergibt sich, je nach Szenario, ein energetisches Potenzial von bis zu ca. **8.100 MWh/a Wärme** und bis zu ca. **1.360 MWh/a Strom**. Dies entspricht ca. **76% des vorliegenden Wärmebedarfs** bzw. **84% des Strombedarfs**. Hierbei sind die bereits zur Wärmeversorgung genutzten Holzmengen berücksichtigt.

Stoffgruppe	Nutzenenergiebedarf [MWh/a]		Nutzenenergiepotenzial [MWh/a]			
	IST		Szenario 1		Szenario 2	
	Wärme	Strom	Wärme	Wärme	Strom	Strom
Waldrestholz	282		288 2,7%	287 2,7%	1 0,1%	
Landschaftspflegeholz	282		520 4,9%	479 4,5%	42 2,6%	
Getreidestroh			2.384 22,4%	2.022 19,0%	431 26,7%	
Landschaftspflegeheu			4.907 46,1%	4.162 39,1%	887 54,9%	
gesamt <i>Bestand</i> <i>zzgl. Zubau</i>	10.653	1.617	8.098 76%	6.950 65%	1.360 84,2%	

Tab. 14: Energetisches Potenzial Biomasse

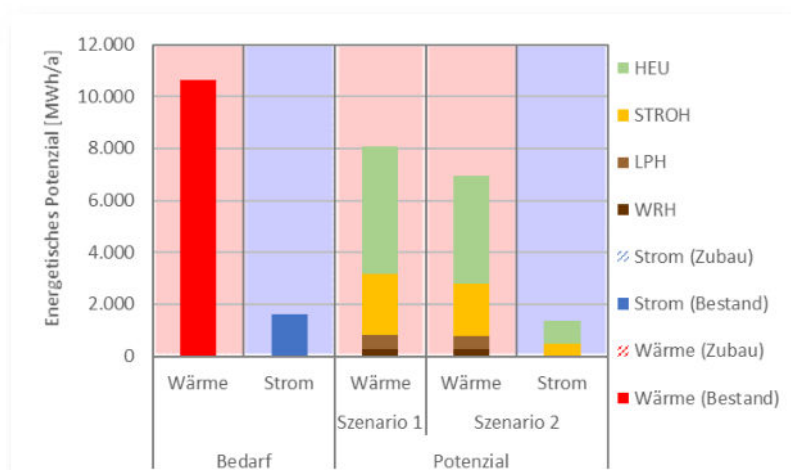


Abb. 15: Energetisches Potenzial Biomasse

Bezogen auf die in der Bedarfsanalyse dargestellte Versorgungsstruktur im Untersuchungsgebiet ergibt sich hieraus rechnerisch ein **Treibhausgasminderungspotenzial** von je nach Szenario ca. **2.200 bis 2.600 t/a**. Dies entspricht **ca. 114 – 135%** der Treibhausgasemissionen im IST-Zustand.

Stoffgruppe	THG-Emissionen [t/a]			THG-Minderungspotenzial [t/a]					
	IST			Szenario 1		Szenario 2			
	Wärme	Strom	gesamt	Wärme	gesamt	Wärme	Strom	gesamt	
Waldrestholz	7			1 0,0%	1 0,0%	1 0,0%	0 0,0%	1 0,0%	
Landschaftspflegeholz	7			52 1,9%	52 1,5%	44 1,6%	19 0,7%	63 1,8%	
Industrierestholz	0			0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	
Restholz (regional)	0			0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	
Getreidestroh	0			559 20,2%	559 15,7%	479 17,3%	199 7,2%	678 19,1%	
Landschaftspflegeheu	0			1.150 41,6%	1.150 32,4%	987 35,7%	409 14,8%	1.396 39,3%	
(Sonstige Energieträger)	2.753	782							
gesamt Bestand	2.767	782	3.549	1.762 64%	1.762 50%	1.511 55%	627 80,1%	2.138 60%	

Tab. 15: Treibhausgasminderungspotenzial Biomasse

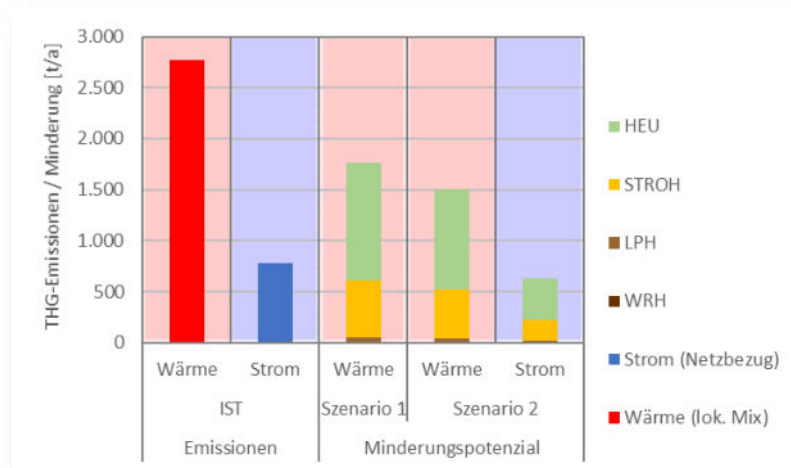


Abb. 16: Treibhausgasminderungspotenzial Biomasse

4.4 Solar-Aufdachanlagen

Untersucht wurde das Potenzial der Nutzung von Solarenergie zur Stromgewinnung (Photovoltaik - PV) oder Wärmegewinnung (Solarthermie - ST) auf entsprechend geeigneten Dachflächen.

Datengrundlage

Zur Ermittlung der bestehenden Potenziale wurden folgende Informationsquellen ausgewertet:

- Kartenmaterial des amtlichen Liegenschaftskataster-Informationssystems (ALKIS)³⁶
- Luftbildaufnahmen³⁷
- Daten des Marktstammdatenregisters³⁸
- Ergebnisse der Anwohnerbefragung

Ansätze und Szenarien

Als potenziell geeignet wurden Dachflächen mit den Ausrichtungen Ost / Süd / West sowie Flachdächer identifiziert.

Als potenzielle Belegungsfläche unter Berücksichtigung von Randbereichen, Dachfenstern, Wartungszugängen usw. wurde anhand von Erfahrungswerten ein Anteil von 60% der geeigneten Dachflächen definiert.

Die jährliche Einstrahlung auf die jeweiligen Dachflächen sowie daraus resultierende Strom- bzw. Wärmeerträge wurden auf Basis des Online-Tools PVGIS³⁹ der Europäischen Kommission kalkuliert.

Die Möglichkeit einer Solarthermienutzung hängt neben einer geeigneten Dachfläche auch stark vom Wärmebedarf und energetischen Standard des zu versorgenden Gebäudes ab. So kommt für gut gedämmte Gebäude mit entsprechend ausgelegter Heizungsanlage eine solare Heizungsunterstützung mit solaren Deckungsraten von typischerweise ca. 25% des Wärmebedarfs in Frage. Für ältere Bestandsgebäude ist diese Lösung eher nicht geeignet. Hier kommen ggf. Solarthermieranlagen zur Warmwasserbereitung in Betracht. Diese decken üblicherweise ca. 60% des Warmwasserbedarfs ab.

Hieraus ergibt sich, dass eine Belegung der geeigneten Dachflächen mit Solarthermieranlagen nur bis zu einer durch den Wärmebedarf des Gebäudes bestimmten Grenze sinnvoll ist.

Hinsichtlich der Aufteilung der identifizierten Eignungsflächen wird zwischen folgenden Szenarien unterschieden:

³⁶ LAiV 05

³⁷ LAiV 02

³⁸ BNA 01

³⁹ PVGIS

- Szenario 1: Wärmemaximiert
 - Ausbau der Solarthermie bis zur ermittelten Nutzungsobergrenze
 - Belegung verbleibender Eignungsflächen mit Photovoltaik
- Szenario 2: Strommaximiert
 - Vollständige Belegung der Eignungsflächen mit Photovoltaik

Laut Erhebung werden im Untersuchungsgebiet durch bestehende Solar-Aufdachanlagen bereits jährlich ca. **1.400 MWh Strom** (PV) und ca. **74 MWh Wärme** (ST) erzeugt.

Energetisches Potenzial und Treibhausgasminderungspotenzial

Durch den Ausbau der Aufdach-Solarenergienutzung ergibt sich im Gebäudebestand, je nach Szenario, ein energetisches Potenzial von bis zu ca. **1.000 MWh/a Wärme** und bis zu ca. **5.300 MWh/a Strom**. Dies entspricht ca. **9% des vorliegenden Wärmebedarfs** bzw. **330% des Strombedarfs**.

Das **Treibhausgasminderungspotenzial beträgt ca. 65 - 70%**.

Die nachfolgenden Übersichten zeigen die Aufteilung dieses Potenzials auf die einzelnen Ortsteile.

Ortsteil	IST-Situation [MWh/a]				Energetisches Potenzial [MWh/a]			
	Bedarf		Solarenergienutzung		Szenario 1		Szenario 2	
	Wärme	Strom	ST	PV	ST	PV	PV	
Kadow	553	81	0 0,0%	0 0,0%	50 9%	106 131%	139 171%	
Mestlin	7.281	1.112	11 0,1%	374 33,6%	704 10%	3.836 345%	3.863 348%	
Ruest	1.615	250	0 0,0%	57 23,0%	147 9%	793 317%	822 329%	
Vimfow	1.205	174	1 0,1%	0 0,0%	110 9%	437 252%	500 288%	
gesamt	10.653	1.617	12 0,1%	431 26,7%	1.011 9%	5.172 320%	5.323 329%	

Tab. 16: Energetisches Potenzial solarer Aufdachanlagen nach Ortsteil

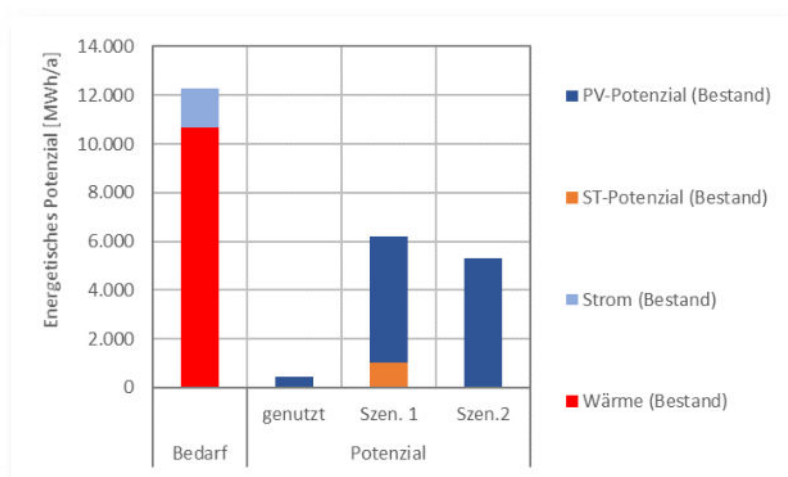


Abb. 17: Energetisches Potenzial solarer Aufdachanlagen

Ortsteil	THG-Emissionen [t/a]			THG-Minderungspotenzial [t/a]									
	IST			realisiert(*)		Szenario 1					Szenario 2		
	Wärme	Strom	gesamt	PV	gesamt	ST	PV	gesamt			PV	gesamt	
Kadow	148	39	187	0	0%	0	0%	12	7,9%	46	118%	58	31%
Mestlin	1.866	538	2.404	163	30%	163	7%	163	8,7%	1.669	310%	1.831	76%
Ruest	431	121	552	25	21%	25	5%	35	8,0%	345	285%	379	69%
Vimfow	322	84	406	0	0%	0	0%	26	7,9%	190	226%	216	53%
gesamt	2.767	782	3.549	188	24%	188	5%	235	8,5%	2.250	288%	2.484	70%

Tab. 17: Treibhausgasminderungspotenzial solarer Aufdachanlagen nach Ortsteil

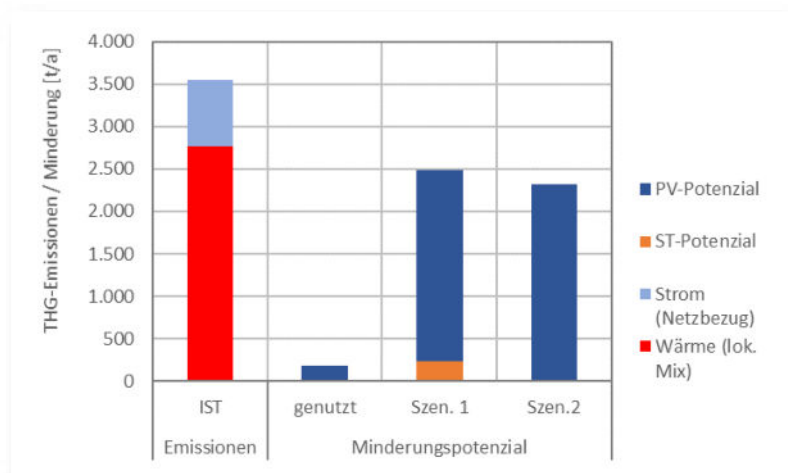


Abb. 18: Treibhausgasminderungspotenzial solarer Aufdachanlagen

4.5 Umweltwärmenutzung

Verfahren und Technologie

Unter dem Begriff Umweltwärmenutzung werden Anwendungen zusammengefasst, bei denen der Umgebung Wärme bei niedrigen Temperaturen entzogen und mit Hilfe von Wärmepumpen auf ein nutzbares Temperaturniveau angehoben wird. Als Wärmequellen kommen hierbei üblicherweise entweder die Umgebungsluft oder der Erdboden in Betracht. Während der Umgebungsluft mittels einfacher Wärmetauscher (Kühlregister) Wärme entnommen werden kann, sind hierfür im Erdboden sogenannte Erdkollektoren bzw. Erdsonden erforderlich (oberflächennahe Geothermie).

Zum Betrieb der Wärmepumpen wird Strom benötigt. Die Effizienz des Systems wird daher häufig durch das Verhältnis jährlich genutzter Wärme zum dafür benötigten Strom (Jahresarbeitszahl, JAZ) angegeben. Dies ist insbesondere vom Temperaturunterschied zwischen Wärmequelle und Wärmenutzung abhängig: Je niedriger der Temperaturunterschied, desto effizienter erfolgt die Wärmenutzung.

Für einen möglichst effizienten Betrieb sind daher folgende Faktoren wichtig:

- Möglichst niedrige Heiztemperaturen (z.B. durch Fußbodenheizung und gute Dämmung)
- Möglichst hohe Quelltemperatur (insb. in der Heizperiode)

Daraus folgt einerseits, dass die Umweltwärmenutzung vor allem im Bereich gut gedämmter Neubauten eine sinnvolle Option darstellt.

Zum anderen ist dies der Grund dafür, dass Erd-Wärmepumpen in der Regel gegenüber Luft-Wärmepumpen eine höhere Effizienz aufweisen, da die Erdreichtemperatur auch im Winter relativ konstant bleibt. Allerdings ist aufgrund der erforderlichen Erdkollektoren bzw. Sonden auch der bauliche Aufwand und somit der Investitionsbedarf höher als bei Luftwärmepumpen. Des Weiteren unterliegt die Erdwärmenutzung im Bereich von Wasserschutzgebieten in der Regel genehmigungsrechtlichen Einschränkungen.

Aufgrund der verschiedenen Vor- und Nachteile kann keinem der beiden Systeme pauschal ein Vorzug eingeräumt werden. Vielmehr ist für die Auswahl im Einzelfall jeweils die konkrete Konstellation ausschlaggebend.

Datengrundlage

Zur Ermittlung der bestehenden Potenziale wurden folgende Informationsquellen ausgewertet:

- Ergebnisse der Anwohnerbefragung
- Modellrechnungen mit Hilfe des Online-Rechners des Bundesverband Wärmepumpe e.V.⁴⁰

Ansätze

Zur Abschätzung der jeweiligen Potenziale wird von folgenden Annahmen ausgegangen:

- Geeignete Gebäude: Spezifischer Wärmebedarf $\leq 100 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$
- Luft-Wärmepumpen: JAZ = 3,8 (Anwendung im Bereich von Wasserschutzgebieten)
- Erd-Wärmepumpen: JAZ = 5 (Anwendung außerhalb von Wasserschutzgebieten)

Energetisches Potenzial und Treibhausgasminderungspotenzial

Durch den Ausbau der Umweltwärmenutzung ergibt sich im Gebäudebestande in energetisches Potenzial von ca. **313 MWh/a Wärme**. Dies entspricht ca. **2,9% des vorliegenden Wärmebedarfs**. Der hierfür anzurechnende Strombedarf beträgt ca. 63 MWh/a.

Das **Treibhausgasminderungspotenzial beträgt ca. 1%**.

Die nachfolgenden Übersichten zeigen die Aufteilung dieses Potenzials auf die einzelnen Ortsteile.

Ortsteil	Bedarf	IST		Potenzial	
	Wärme [MWh/a]	Wärme aus Umwelt-Quellen [MWh/a]	verbundener Strombedarf [MWh/a]	Wärme aus Umwelt-Quellen [MWh/a]	verbundener Strombedarf [MWh/a]
Kadow	553			0 0,0%	0
Mestlin	7.281			292 4,0%	58
Ruest	1.615			13 0,8%	3
Vimfow	1.205			8 0,6%	2
gesamt	10.653	0 0,0%	0	313 2,9%	63

Tab. 18: Energetisches Potenzial Umweltwärmenutzung nach Ortsteil

⁴⁰ BWP 01

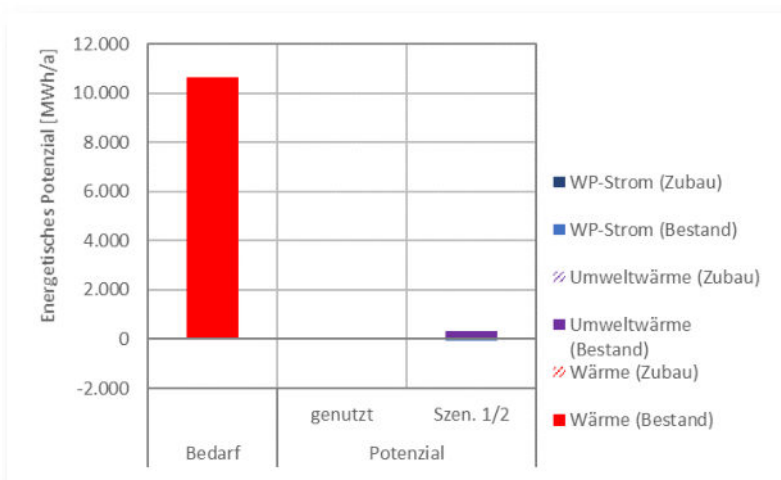


Abb. 19: Energetisches Potenzial Umweltwärmenutzung

Ortsteil	THG-Emissionen Wärme IST (*) [t/a]	THG-Minderung Potenzial [t/a]
Kadow	148	0 0,0%
Mestlin	1.866	47 2,5%
Ruest	431	2 0,5%
Vimfow	322	1 0,4%
gesamt	2.767	50 1,8%

(*) realisierte Umweltwärmenutzung im lok. Energieträgermix berücksichtigt

Tab. 19: Treibhausgasminderungspotenzial Umweltwärmenutzung nach Ortsteil

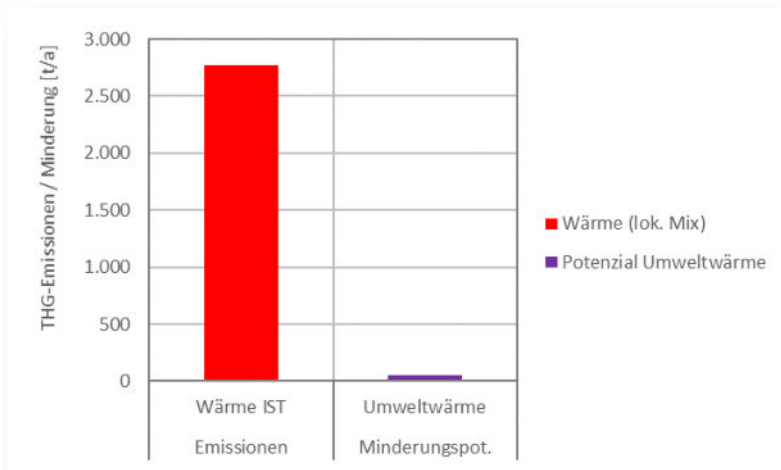


Abb. 20: Treibhausgasminderungspotenzial Umweltwärmenutzung

4.6 PV-Freiflächen

Untersucht wurde das Potenzial einer Stromnutzung von Solarenergie (Photovoltaik) auf Freiflächen.

Grundsätzlich ist zwischen zwei verschiedenen Arten von PV Freilandanlagen zu unterscheiden. Zum einen in sogenannten **EEG – Anlagen**, die nach dem „Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)“ förderfähig sind und zum anderen sogenannte **PPA** (Power-Purchase-Agreement) Anlagen, deren Strom nicht staatlich garantiert für eine feste Einspeisevergütung abgenommen wird, sondern durch Direktabnahmeverträge frei am Markt verhandelt werden muss.

4.6.1 PV Freiflächen nach dem EEG

In Deutschland werden Freiflächen Photovoltaikanlagen auf bestimmten Gebietskulissen durch eine zwanzigjährige, staatlich garantierte Einspeisevergütung gefördert werden. Gemäß der § 37 EEG 2021 können PV-Freiflächenanlagen auf folgenden Flächen grundsätzlich gefördert werden:

1. auf einer sonstigen baulichen Anlage, die zu einem anderen Zweck als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist, oder
2. auf einer Fläche,
 - a. die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans bereits versiegelt war,
 - b. die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans eine Konversionsfläche aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung war,
 - c. die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans längs von Autobahnen oder Schienenwegen lag, wenn die Freiflächenanlage in einer Entfernung von bis zu 200 Metern, gemessen vom äußeren Rand der Fahrbahn, errichtet werden und innerhalb dieser Entfernung ein längs zur Fahrbahn gelegener und mindestens 15 Meter breiter Korridor freigehalten werden soll,
 - d. die sich im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans nach § 30 des Baugesetzbuchs befindet, der vor dem 1. September 2003 aufgestellt und später nicht mit dem Zweck geändert worden ist, eine Solaranlage zu errichten,
 - e. die in einem beschlossenen Bebauungsplan vor dem 1. Januar 2010 als Gewerbe- oder Industriegebiet im Sinn des § 8 oder § 9 der Baunutzungsverordnung ausgewiesen worden ist, auch wenn die Festsetzung nach dem 1. Januar 2010 zumindest auch mit dem Zweck geändert worden ist, eine Solaranlage zu errichten,
 - f. für die ein Verfahren nach § 38 Satz 1 des Baugesetzbuchs durchgeführt worden ist,
 - g. die im Eigentum des Bundes oder der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben stand oder steht und nach dem 31. Dezember 2013 von der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben verwaltet und für die Entwicklung von Solaranlagen auf ihrer Internetseite veröffentlicht worden ist,
 - h. deren Flurstücke zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans als Ackerland genutzt worden sind und in einem benachteiligten Gebiet lagen und die nicht unter eine der in Buchstabe a bis g genannten Flächen fällt oder
 - i. deren Flurstücke zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans als Grünland genutzt worden sind und in einem benachteiligten Gebiet lagen und die nicht unter eine der in Buchstabe a bis g genannten Flächen fällt.

4.6.2 PPA-Anlagen

Da diese Anlagen grundsätzlich nicht an konkrete Einspeisetarife mit festgelegten Gebietskulissen gebunden sind, sind zur Realisierung derartiger Projekte vor allem die raumordnerischen und bauordnungsrechtlichen Rahmenbedingungen entscheidend. Für Mecklenburg-Vorpommern ist das Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern (LEP M-V) aus dem Jahr 2016⁴¹. In diesem Raumordnungsprogramm ist z.B. die Umwandlung von Ackerland zur Errichtung großflächiger PV Anlagen außerhalb der zulässigen Gebietskulisse des EEG (2014) grundsätzlich ausgeschlossen.

Um dennoch die planerischen Grundlagen für eine Freiflächen PV Anlage zu erfüllen, müssen diese Projekte ein sogenanntes Zielabweichungsverfahren durchlaufen. Die Landesregierung hat sich mit dem Beschluss aus dem Juni 2021 dazu entschlossen auf einer Fläche von maximal 5000 ha, derartige Zielabweichungsverfahren zuzulassen⁴². Die Bewertungskriterien des Landes aus dem Jahr 2021 lauten wie folgt:

Kategorie A – Kriterien, die obligatorisch erfüllt sein müssen:

- Bebauungsplan / Aufstellungsbeschluss wird von der Gemeinde positiv bewertet
- Einverständniserklärung des Landwirts liegt vor
- Sitz der Betreiberfirma möglichst im Land
- Bodenwertigkeit maximal 40 Bodenpunkte
- nach Beendigung PV-Nutzung muss die Fläche wieder landwirtschaftlich genutzt werden können (z.B. soll eine PV-Nutzung nach Betriebsende in eine ackerbauliche Nutzung umgewandelt werden)
- Absicherung von Kategorie A und B durch Maßnahmen im B-Plan sowie raumordnerischen Vertrag
- Größe der einzelnen Freiflächen-PVA darf 150 ha (gesamte überplante Fläche, nicht PV-Modulfläche) nicht überschreiten

Kategorie B – Auswahlkriterien

Kriterium	Punkte jew. bis zu
fortschrittliche Kommunal- und/oder Bürgerbeteiligung	20
Sitz der Betreiberfirma in der Gemeinde	10
gemeindlicher Nutzen über die Gewerbesteuererinnahmen hinaus	20
interkommunale Kooperation	10
regionale Wertschöpfung durch Freiflächen-PVA direkt gestärkt/gesichert (Firmenansiedlung Dritter, Arbeitsplatzschaffung)	20
Investitionen in ländlichen Räume zu Gunsten weiterem Allgemeinwohlbezug (Kulturgüter, Tourismus, Mobilität, Beräumung / Rückbau von Altlasten)	20
Lage innerhalb Ländlicher Gestaltungsräume	10
Fläche ökologisch nützlich (Puffer zu Naturschutzfläche / Wasserschutzfläche)	20
Größe der FF-PVA über 100 ha	Minus 10
durchschnittliche Bodenpunkte der überplanten Fläche zwischen 35 und 40*	Minus 20
Projekt fördert naturschutzfachliche Projekte	15
geringe durchschnittliche Bodenpunkte bis 20	10
Systemdienlichkeit der Energiewende	
* Nutzung von Wasserstoff	10
* Einbeziehung in regionale Energiesysteme	20
* anderweitige innovative Ansätze und Konzepte	20

⁴¹ <https://www.regierung-mv.de/serviceassistent/download?id=1576266>

⁴² <https://www.regierung-mv.de/Landesregierung/em/Aktuell/?id=170882&processor=processor.sa.pressemitteilung>

Zielabweichungsverfahren sind möglich, wenn für ein Projekt die Gesamtpunktzahl von 100 erreicht wird. Mindestens sechs Kriterien der Kategorie B müssen erfüllt sein, wobei das Kriterium mit * (Bodenpunkte) nicht in die Aufsummierung der Kriterien einfließt.

(Quelle: www.regierung-mv.de)

4.6.3 Wertschöpfungspotenziale für die Gemeinden

Verpachtung von Eigenland

Die Gemeinden, in deren Eigentum sich Flächen befinden, die in die o.g. Gebietskulissen fallen, oder in deren Eigentum sich sehr schlechtes Ackerland befindet (Grenzertragsstandorte), könnten sich aktiv um die Entwicklung von Photovoltaik Freiflächenanlagen bemühen. Dabei sollte man auf die Erfahrungen anderer Gemeinden mit diversen Projektentwicklern zurückgreifen.

Beteiligung an den Betreibergesellschaften

Bei vielen Projektentwicklern ist es möglich, sich als Gemeinde, der gemeindeeigene Unternehmen an den Betreibergesellschaften der Photovoltaik Freiflächenanlagen zu beteiligen. Diese Optionen sollten in Abstimmung mit den Kommunal- und Finanzaufsichten geprüft werden. Auch hier gilt es, sich verschiedene Beteiligungsmöglichkeiten in anderen Gemeinden anzuschauen und von Best Practice Beispielen zu lernen.

Gewerbesteuereinnahmen (Gewerbesteuerteilung)

Die Gemeinde hat grundsätzlich die Möglichkeit Gewerbesteuereinnahmen aus den Solarprojekten zu generieren. Hierbei ist die Regelung zur Aufteilung der Steuer zwischen der Standortgemeinde und Sitzgemeinde der Betreiberfirma neu geregelt worden. Nach der aktuellen Regelung sind 90% der Gewerbesteuereinnahmen von Photovoltaik Freiflächenanlagen in der Standortgemeinde abzuführen. Nähere Informationen finden Sie u.a. bei der Landesenergie- und Klimaschutzagentur Mecklenburg-Vorpommern (LEKA M-V)⁴³

Einbindung regionaler Unternehmen in die Bau- und Betriebsphase

Grundsätzlich sollte versucht werden, mit den Projektierern und Betreibern der Photovoltaik Freiflächenanlagen zu verhandeln, das für gewisse Bau-, Wartungs-, und Pflegemaßnahmen regionale Unternehmen eingesetzt werden.

Einnahmen gem. §6 EEG

Der neue §6 (vormals §36 K) im EEG 2021 regelt, dass der Vorhabenträger den betroffenen Gemeinden eine Zahlung i. H. v. 0,2 ct/kWh des erzeugten Stroms ohne Gegenleistung anbieten darf. Im Falle von EEG Anlagen wird dieser Betrag als Umlage vom Stromnetzbetreiber gezahlt. Nähere Informationen gibt es bei der LEKA M-V.⁴⁴

⁴³ https://www.leka-mv.de/wp-content/uploads/2022/03/220329_LEKA_Gewerbesteuerzerlegung_final.pdf

⁴⁴ <https://www.leka-mv.de/%c2%a7-6-ee/>

4.6.4 Potenzialermittlung

Flächenkulisse

Aufgrund der beschriebenen regulatorischen Voraussetzungen sowie üblicher Erfahrungswerte wurde zur Potenzialermittlung konkret folgende Flächenkulisse berücksichtigt:

<u>EEG</u>	<u>PPA</u>
• Grünland- und Ackerflächen entlang von Schienenwegen oder Autobahnen im Abstand von 30 bis 200 m • Konversionsflächen mit Belastungen aus vormaliger Nutzung • Mindest-Flächengröße 1 ha (im räumlichen Zusammenhang)	• Grünland- und Ackerflächen mit einer Bodenwertzahl < 40 • Mindest-Flächengröße 30 ha (im räumlichen Zusammenhang)
• Außerhalb von Naturschutzgebieten • Außerhalb von Landschaftsschutzgebieten • Außerhalb von Europäischen Vogelschutzgebieten • Außerhalb von FFH-Gebieten	

Tab. 20: Kriterien Flächenkulisse PV-Freiflächen

Entsprechend dieser Kriterien wurden im Untersuchungsgebiet folgende Potenzialflächen ermittelt:

- **Potenzialfläche EEG-Anlagen: 0 ha**
- **Potenzialfläche PPA-Anlagen: 163 ha**

Die räumliche Verteilung stellt sich wie folgt dar:

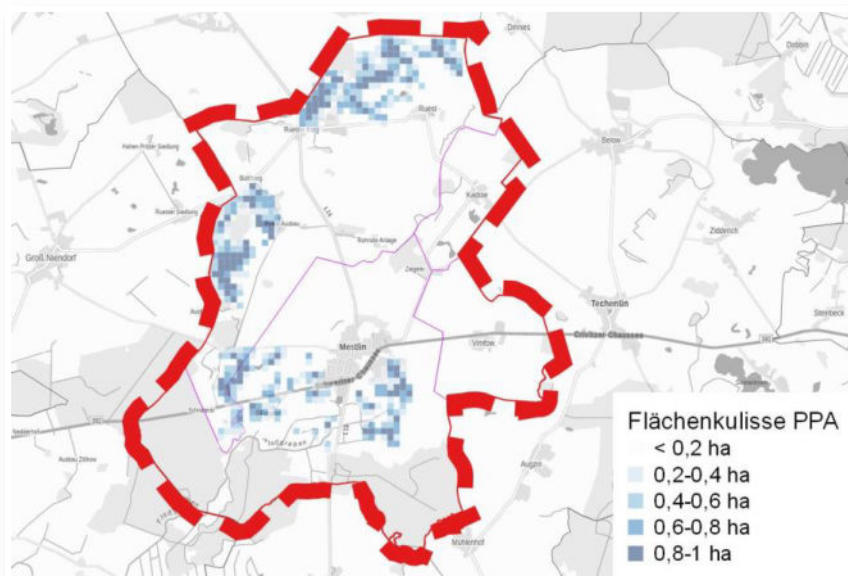


Abb. 21: Karte Flächenkulisse PV-Freiflächenanlagen

Energetisches Potenzial und Treibhausgasminderungspotenzial

Durch den Ausbau von PV-Freiflächenanlagen im diesem Umfang ergibt sich ein energetisches Potenzial von insgesamt ca. **110.000 MWh/a**. Dies entspricht in etwa dem **68-fachern** des lokal benötigten Strombedarfs und einer installierten Leistung von 114 MWp.

		Energetisches Potenzial			
		Bedarf	realisiert		Potenzial
		IST	PVFF		PVFF
	Strom	[MWh/a]			
EEG-Kulisse		0	0,0%	0	0,0%
PPA-Option		0	0,0%	109.536	6.775,8%
gesamt	Bestand zzgl. Zubau	1.617	0 0,0%	109.536	6.775,8%

Tab. 21: Energetisches Potenzial PV-Freiflächenanlagen

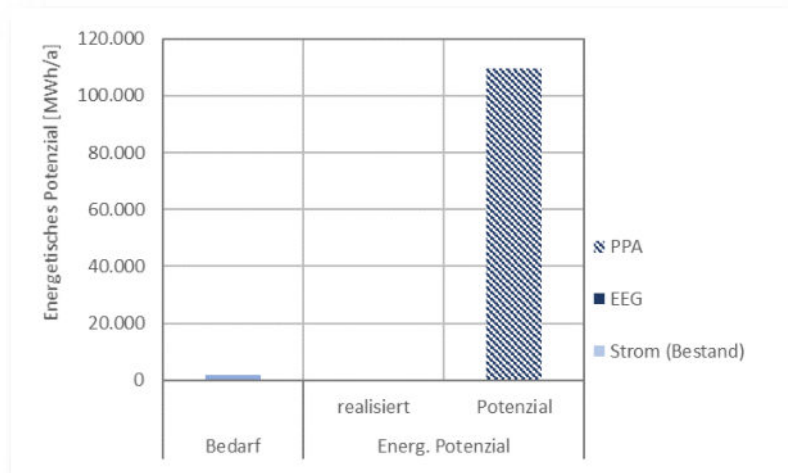


Abb. 22: Energetisches Potenzial PV-Freiflächenanlagen

Das rechnerische Treibhausgasminderungspotenzial beträgt mit ca. **47.648 t/a** etwa das **61-fache** der strombedingten Treibhausgasemissionen im Untersuchungsgebiet bzw. das 13-fache der gesamten Treibhausgasemissionen (Strom + Wärme).

	THG-Emissionen	THG-Einsparpotenzial			
	IST	realisiert	Potenzial		
	Strom	PVFF	PVFF		
		[t/a]			
EEG-Kulisse		0	0,0%	0	0,0%
PPA-Option		0	0,0%	47.648	6.089,8%
gesamt	782	0	0,0%	47.648	6.089,8%

Tab. 22: THG-Minderungspotenzial PV-Freiflächenanlagen

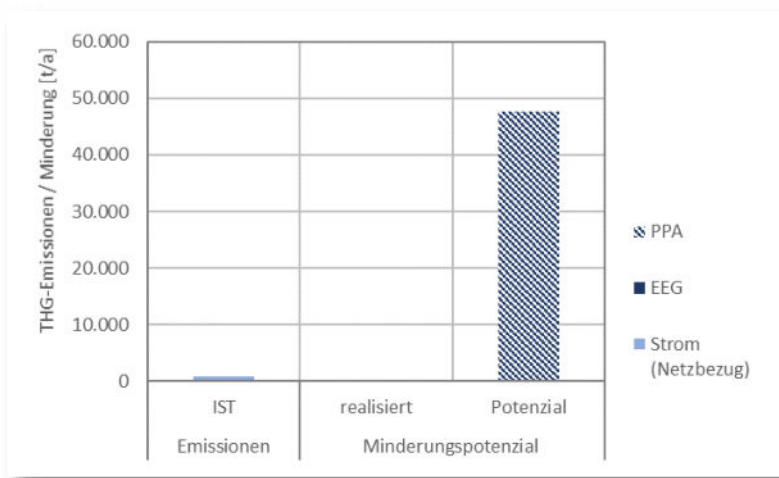


Abb. 23: THG-Minderungspotenzial PV-Freiflächenanlagen

4.7 Windenergie

Untersucht wurde das Potenzial einer Stromerzeugung durch Windenergie. Maßgeblich für die Identifikation entsprechender Flächen ist der aktuelle Fortschreibungsentwurf des regionalen Raumentwicklungsprogramms aus dem Jahr 2021. Hierin sind für das Untersuchungsgebiet keine Eignungsgebiete ausgewiesen.

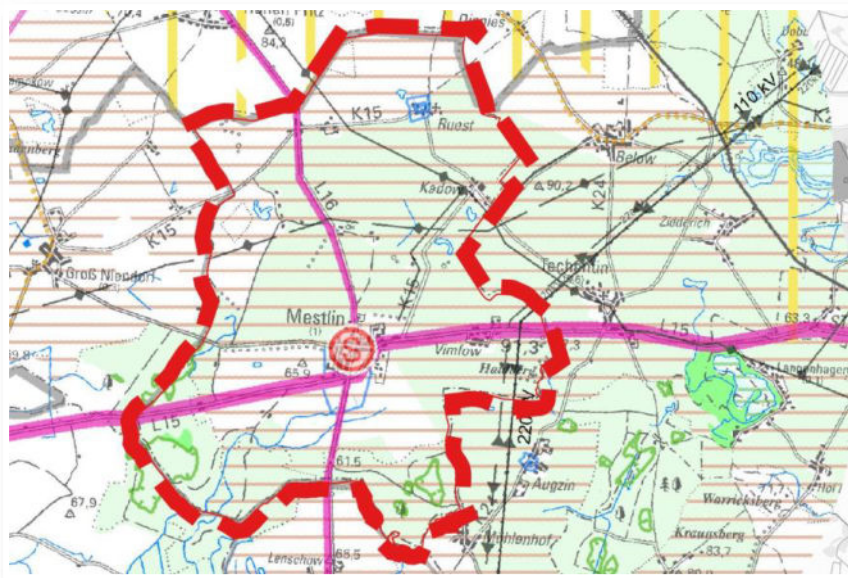


Abb. 24: Karte Auszug Reg. Raumentwicklungsprogramm

Dementsprechend werden keine Potenziale zur Windenergienutzung festgestellt.

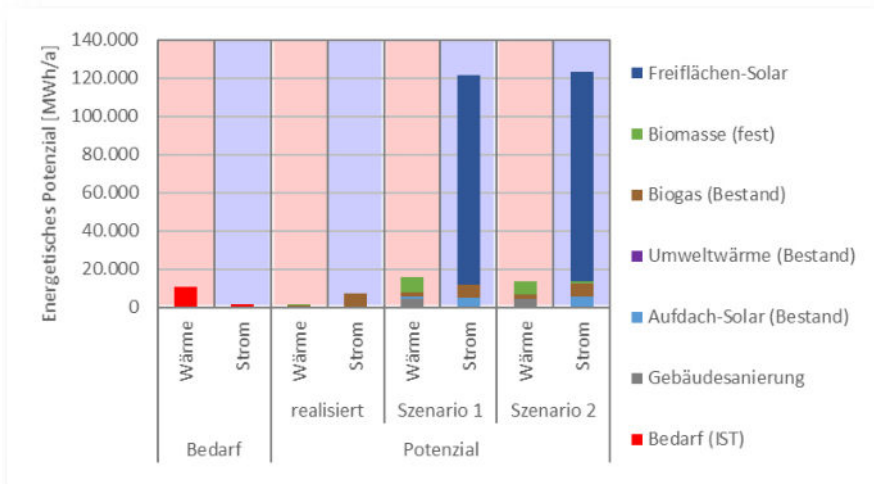


Abb. 25: Zusammenfassung energetische Potenziale (mit PV-Freifläche)

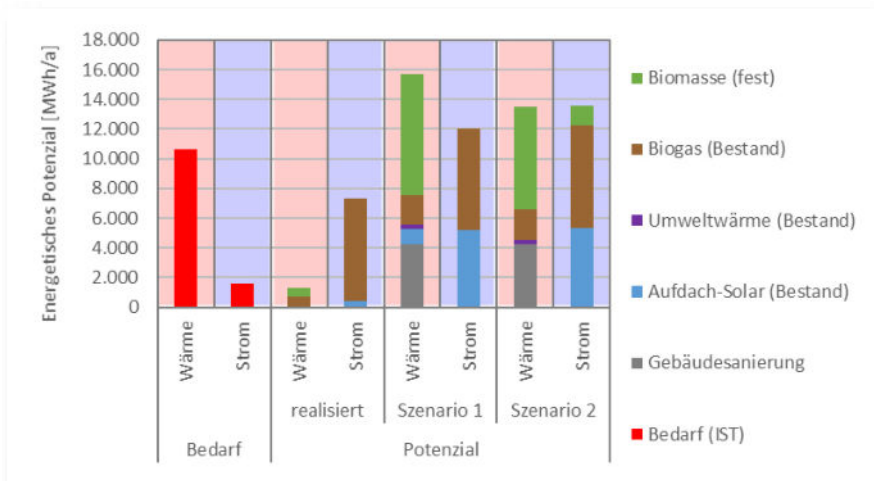


Abb. 26: Zusammenfassung energetische Potenziale (ohne PV-Freifläche)

Insbesondere aufgrund der hohen Potenzialüberschüsse im Strombereich ist eine Reduktion der Treibhausgasemissionen im Untersuchungsgebiet rechnerisch um mehr als das 15-fache möglich. Das bedeutet, dass die Gemeinde Mestlin bilanziell eine CO₂-Senke darstellen würde.

	THG-Emissionen			THG-Minderungspotenzial																		
	IST			realisiert(*)		Szenario 1			Szenario 2													
	Wärme	Strom	gesamt	Strom	gesamt	Wärme	Strom	gesamt	Wärme	Strom	gesamt											
	[t/a]																					
Gebäudesanierung						1.096	40%		1.096	31%	1.096	40%		1.096	31%							
Biogas (Bestand)				2.873	367%	2.873	81%	190	7%	2.873	367%	3.063	86%	190	7%	2.873	367%	3.063	86%			
Biomasse (fest)								1.762	64%			1.762	50%	1.511	55%	627	80%	2.138	60%			
Solar (Freifläche)				0	0%	0	0%			47.648	6090%	47.648	1343%			47.648	6090%	47.648	1343%			
Solar (Aufdach)				188	24%	188	5%	235	8%	2.250	288%	2.484	70%			2.316	296%	2.316	65%			
Umweltwärme								50	2%			50	1%	50	2%			50	1%			
Windenergie				0	0%	0	0%			0	0%	0	0%			0	0%	0	0%			
gesamt (Bestand)	2.767	100%	782	100%	3.549	100%	3.061	391%	3.061	86%	3.333	120%	52.771	6745%	56.104	1581%	2.848	103%	53.464	6833%	56.312	1587%

(*) realisierte Wärmenutzungspotenziale im lok. Energieträgermix berücksichtigt

Tab. 24: Zusammenfassung Treibhausgasminderungspotenzial

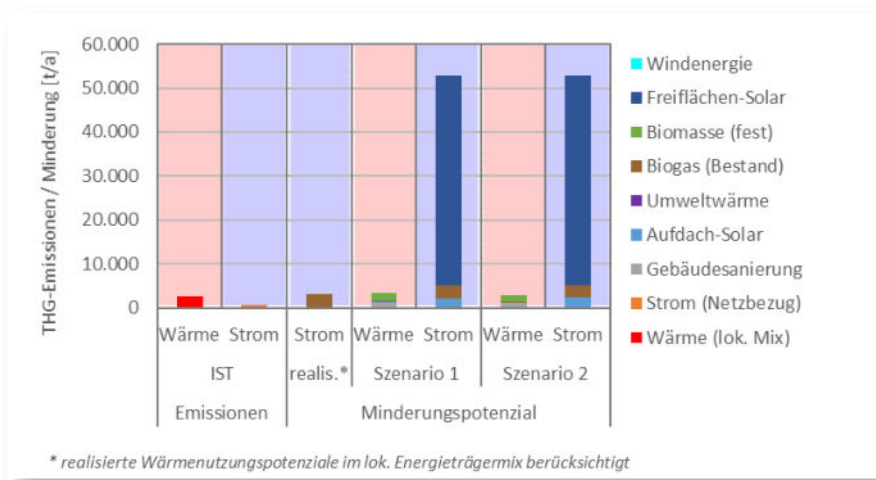


Abb. 27: Zusammenfassung Treibhausgasminderungspotenzial (mit PV-Freifläche)

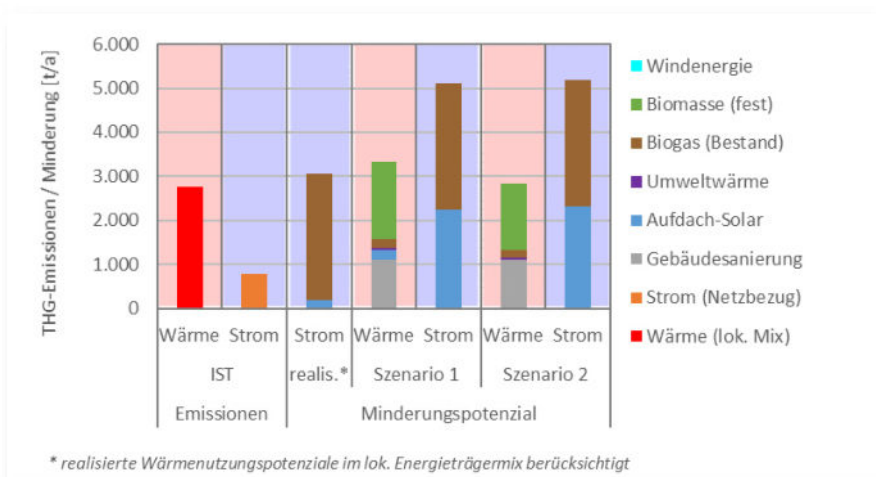


Abb. 28: Zusammenfassung Treibhausgasminderungspotenzial (ohne PV-Freifläche)

5 Versorgungslösungen

Aufbauend auf der vorangestellten Wärmebedarfs- und Potenzialanalyse wurden in Frage kommende Versorgungsgebiete und Anlagenstandorte für netzgebundene Wärmeversorgungslösungen identifiziert. Im Anschluss wurden für diese Gebiete jeweils geeignete Versorgungslösungen konzipiert.

Die Ausgangsvariante bildet eine Wärmeversorgung auf Grundlage der verfügbaren Biomasse-Potenziale. Aufgrund der bereits realisierten Versorgungslösung wurde hier eine Variante konzipiert, in der die Abwärme der bestehenden Biogasanlage weiterhin zur Bereitstellung der Grundlast genutzt und durch eine Biomassefeuerung in der Mittel- und Spitzenlast ergänzt wird.

Mit Blick auf die sich abzeichnende Weiterentwicklung der Fördermittelsituation wurde alternativ eine Anlagenkonzeption betrachtet, in der eine solarthermische Freiflächenanlage zur Grundlastversorgung und ebenfalls eine Biomassefeuerung zur Bereitstellung der Mittel- und Spitzenlast eingesetzt wird.

Als dritte Variante wurde ein multivalentes Wärmenetz konzipiert, welches durch Integration eines Saisonspeichers verschiedenste Wärmequellen (z.B. Solarthermie, Biogas-Abwärme, mögliche zukünftige Prozess-Abwärme, power-to-heat-Prozesse im Kontext zukünftiger PV-Freiflächenanlagen...) nutzen kann.

Die Hauptkomponenten der jeweiligen Versorgungslösungen wurden grob dimensioniert und die wesentlichen technischen, wirtschaftlichen und umweltrelevanten Kennwerte kalkuliert.

Als Grundlage der Kalkulationen wurde zunächst von einem Anschlussgrad von 80% der jeweils in Frage kommenden Abnehmer ausgegangen. Andere Anschlussgrade werden in Kapitel 7.5 im Rahmen von Sensitivitätsanalysen betrachtet.

5.1 Versorgungsgebiete

Ausgehend von den Betrachtungen im Rahmen der Bedarfsanalyse wurde zunächst nach geeigneten Strukturen gesucht, die aussichtreiche Bedingungen für eine Umsetzbarkeit netzgebundener Versorgungslösungen aufweisen. Von zentraler Bedeutung hierfür ist ein verdichteter Wärmebedarf in zusammenhängenden Bereichen (Wärmebezugsdichte > ca. 150 MWh/(ha*a)).

Weitere wesentliche Faktoren waren ein ausreichender Gesamt-Wärmebedarf im Versorgungsgebiet (> ca. 1.000 MWh/a) sowie die bestehende lokale Bebauungs- und Versorgungsstruktur.

Unter Berücksichtigung der genannten Faktoren wurde ein in Frage kommendes Gebiet im Kernbereich der Ortslage Mestlin identifiziert. Zusätzlich wurde die Erweiterung des Versorgungsbereichs in die Randbereiche der Ortslage geprüft.

Es ergeben sich somit folgende Versorgungsbereiche:

	Gebäude	Wärmebedarf	Auslegungsleistung
I. Mestlin (Kernbereich)	111	4.076 MWh/a	2.117 kW
II. Mestlin (Erweiterungsbereich)	84	2.363 MWh/a	1.186 kW

Tab. 25: Kenngrößen Versorgungsgebiete Nahwärme

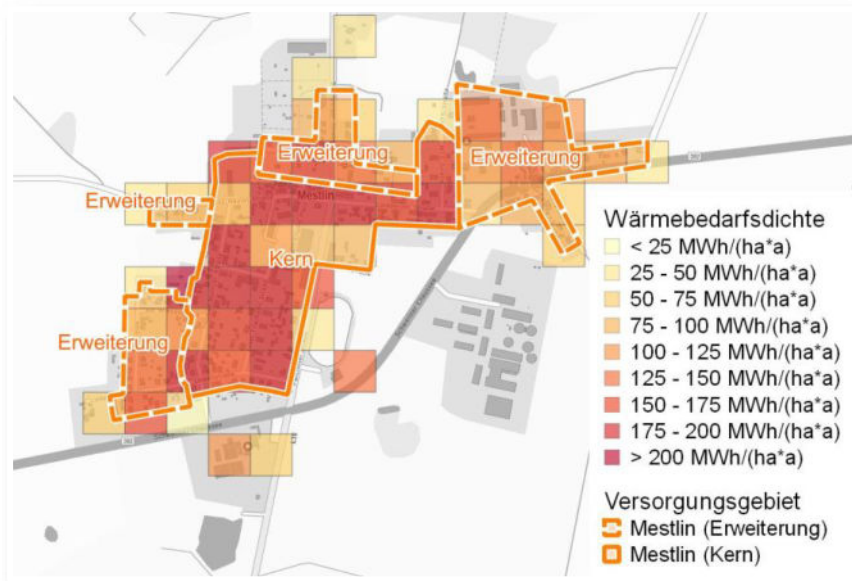


Abb. 29: Karte Übersicht Versorgungsgebiete

5.2 Variante 1: Abwärme Biogasanlage + Biomassefeuerung

5.2.1 Überblick

Wie im Rahmen der Potenzialanalyse festgestellt wurde, stellt die die energetische Biomassenutzung ein erhebliches Potenzial zur regenerativen Wärmeversorgung der Gemeinde Mestlin dar. Gerade in Hinblick auf den weitgehend bereits älteren Gebäudebestand bietet sie den Vorteil, zuverlässig und effizient auch höhere Heizmedientemperaturen bereitstellen zu können. Wie bereits in der Aufgabenstellung zur Machbarkeitsstudie angelegt, bilden daher Biomassefeuerungsanlagen der Kern der nachfolgend konzipierten netzgebundenen Wärmeversorgungslösungen.

Als weitere Erkenntnis wurde in der Potenzialanalyse festgestellt, dass die regenerative Stromproduktion den Bedarf im Untersuchungsgebiet bereits heute übersteigt und weitere große Ausbaupotenziale aufweist. Im Wärmebereich sind die Potenziale dagegen eher begrenzt. Aus diesem Grunde wird hier auf eine gekoppelte Stromproduktion aus Biomasse (KWK) zugunsten der Wärmeversorgung verzichtet.

Ein weiteres wichtiges und vor allem leicht zu erschließendes Potenzial bildet die Abwärme der bestehenden Biogasanlage in Mestlin. Durch die bereits realisierte Nutzung der Abwärme sind die wesentlichen Voraussetzungen für eine Einbindung dieser Ressource in ein mögliches größeres Wärmenetz bereits vorhanden. Da dies entsprechende Wärmemenge bedarfsunabhängig über das gesamte Jahr anfällt, erscheint eine Einbindung der Biogas-Abwärme in der Grundlast sinnvoll. Auf diese Weise lässt sich ebenfalls der tendenziell eher ineffizienteren Schwachlastbetrieb der Biomassefeuerung gerade in den Sommermonaten bei gleichzeitiger Schonung der begrenzten Biomasseressourcen möglichst weitgehend vermeiden

Als eine weitere Konsequenz der aktuellen Entwicklung der Energie- und Förderpolitischen Rahmenbedingungen wird in der Auslegung auf einen in der Vergangenheit üblichen konventionellen Spitzenlastkessel verzichtet.

Nachfolgend wird die funktionale Konzeption dargestellt. Anschließend erfolgt die Kalkulation zum einen für die Versorgung des Kerngebiets Mestlin (Variante 1A) sowie zusätzlich für das erweiterte Kerngebiet (Variante 1B).

5.2.2 Funktionale Konzeption

Die nachfolgende Darstellung zeigt die wesentlichen Komponenten der konzipierten Versorgungslösung im Überblick. In der Folge wird auf die jeweiligen Baugruppen im Einzelnen eingegangen.

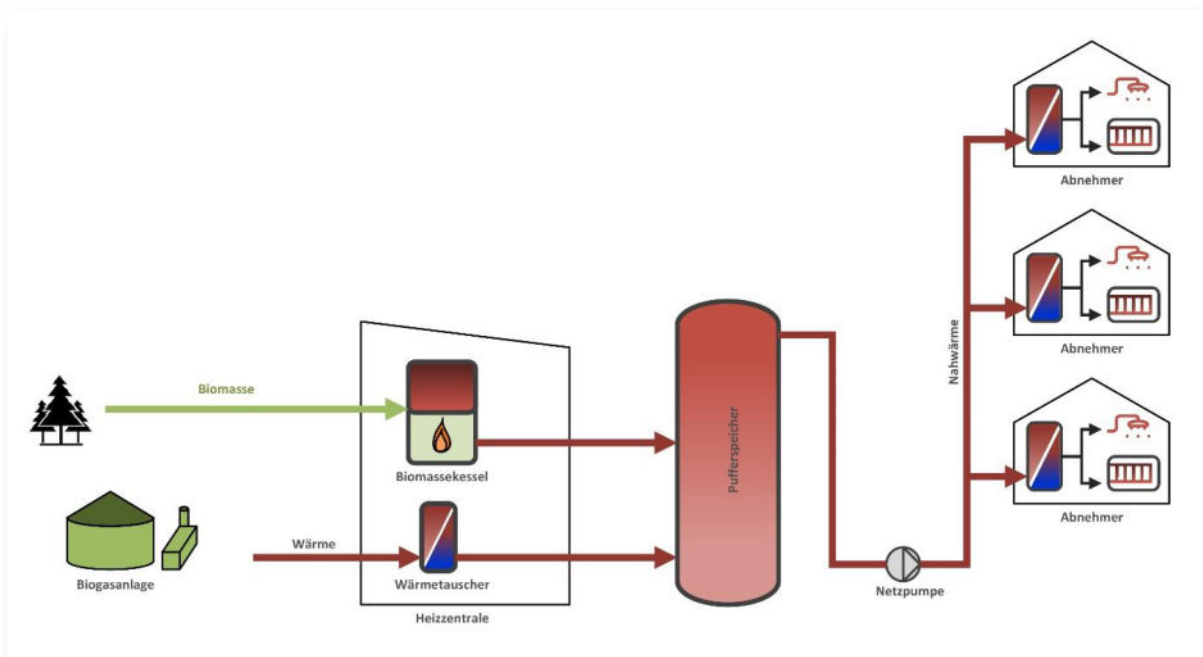


Abb. 30: Übersicht funktionale Konzeption Variante 1

Heizzentrale

Die Wärmeherzeugung erfolgt in einer entsprechenden **Heizzentrale**. Hierfür können grundsätzlich, sofern geeignet, auch bestehende Gebäude genutzt werden. Häufig wird jedoch aufgrund der besonderen Erfordernisse ein Neubau zweckmäßiger sein.

Grundlegende funktionale Anforderungen bestehen dabei unabhängig von der Anlagenleistung u.a. in folgenden Bereichen:



Abb. 31: Heizhaus (Beispiel)

- **Abmessungen und räumliche Anordnung:**
Die erforderlichen Maschinen und Anlagen müssen funktionsgerecht eingebaut werden können. Hierbei ist neben den reinen Geräte - Abmessungen auch auf die Möglichkeit der Einbringung und Wartung sowie erforderliche Sicherheitsabstände zu achten.
- **Statik:**
Neben der allgemeinen Gebäudestatik sind die anlagenspezifischen statischen und dynamischen Lasten (z.B. Brennstoffförderung) zu beachten.
- **Brandschutztechnische Anforderungen**
(Heizräume, Brennstofflagerräume)
- **Zugänglichkeit:**
für LKW-Verkehr zwecks Brennstoffanlieferung, inkl. erforderlicher Rangierflächen
- **Umfeld:**
Während der Brennstoffbelieferung ist mit einem gewissen Staub- und Geräuschaufkommen zu rechnen. Im Betrieb können zeitweise ein verbrennungstypischer Geruch sowie, je nach Brennstoff und Witterung, Wasserdampffahnen am Abgaskamin auftreten.

Im Einzelnen unterscheiden sich die Abmessungen und somit auch die benötigte Grundstücksfläche nach der Anlagenleistung. So benötigt eine Heizzentrale mit einer Biomassefeuerungsanlage von 300 kW inklusive Außenanlage ca. 225 m² Grundstücksfläche. Für eine 5-MW-Anlage beträgt der Flächenbedarf ca. 860 m²⁴⁵. Die nachfolgende Abbildung veranschaulicht die Größenverhältnisse:

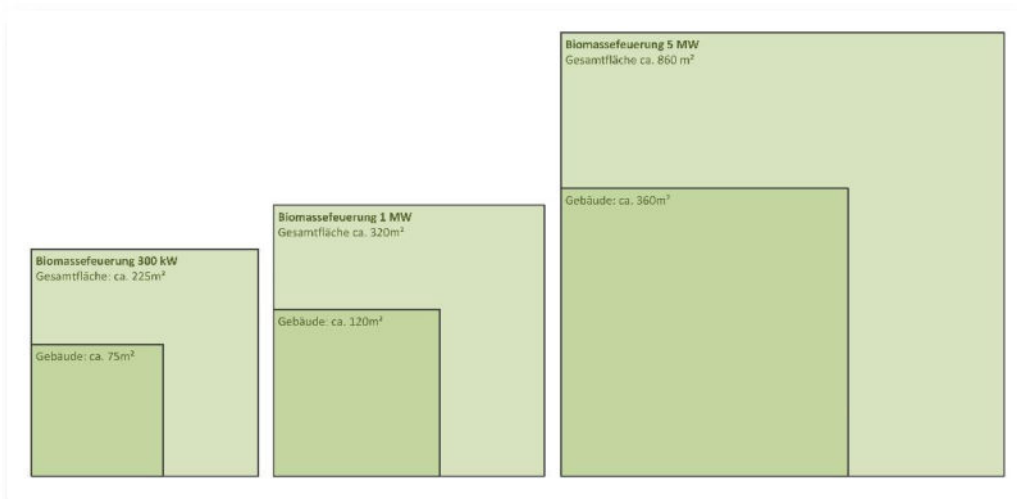


Abb. 32: Flächenbedarf Biomasseheizwerke

Exemplarisch sind nachfolgend zwei Raumkonzepte für zwei Biomasse-Feuerungsanlagen mit 500 kW bzw. 12 MW Kesselleistung dargestellt:

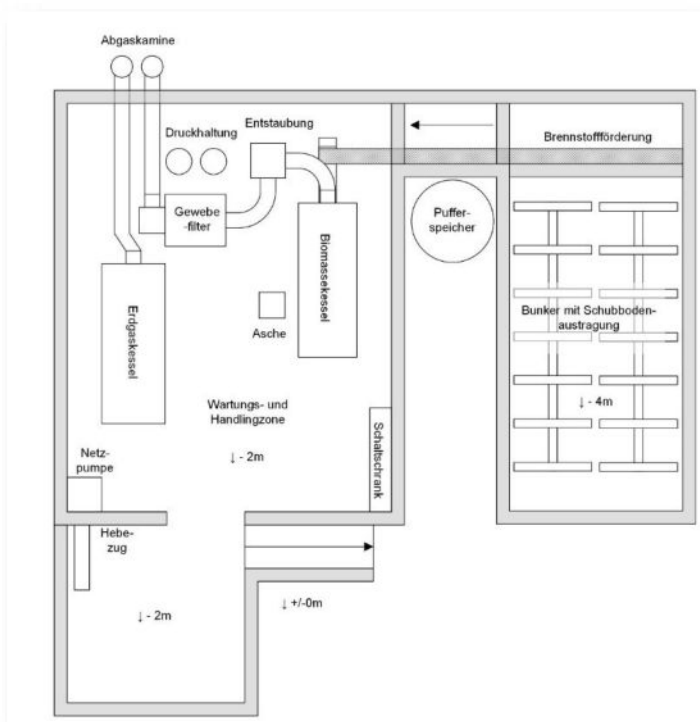


Abb. 33: Raumkonzept Heizzentrale (500 kW Biomasse)

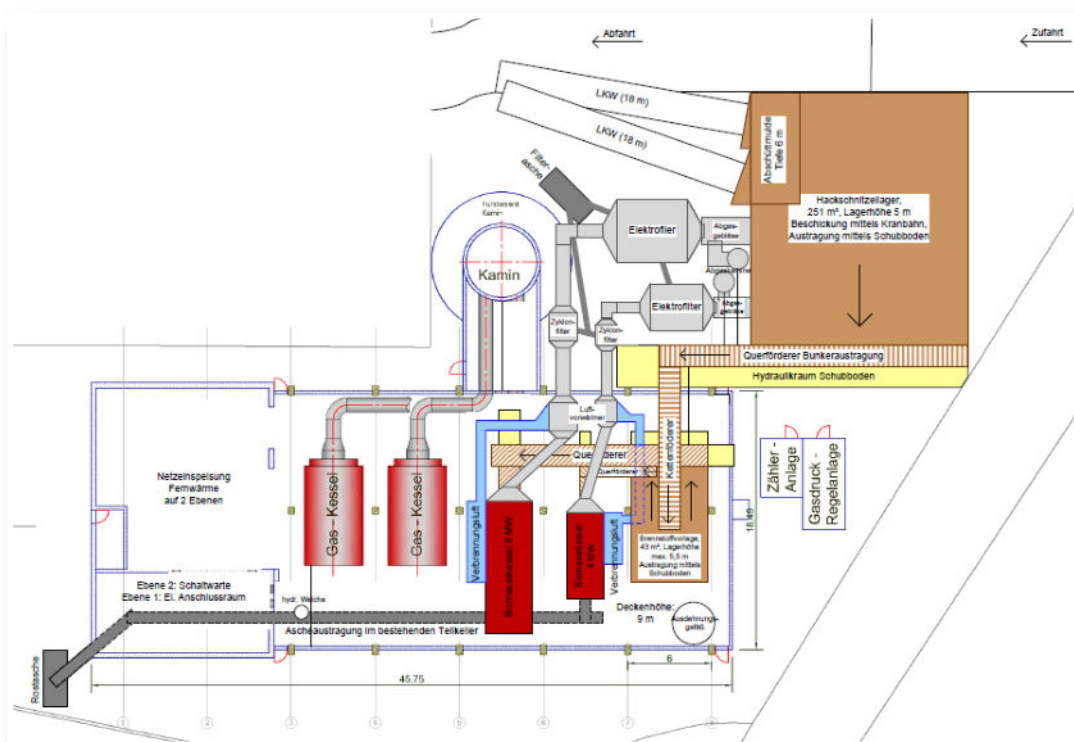


Abb. 34: Raumkonzept Heizwerk (12 MW Biomasse)

Biogene Festbrennstoffe

Im Rahmen der Potenzialanalyse wurden sowohl holzartige Biomassen (Waldrestholz, Landschaftspflegeholz) als auch halmgutartige Biomassen (Getreidestroh, Landschaftspflegeheu) als mögliche erneuerbare Energieträger für den Betrieb von Biomasse-Heizwerken identifiziert.

Während es sich bei Brennstoffen aus holzartiger Biomasse um ein gut standardisiertes Produkt handelt, dass auch von zahlreichen Anbietern regional vermarktet wird, erfordert der Einsatz halmgutartiger Biomasse in der Regel ein speziell auf den Einsatzfall und die lokalen Gegebenheiten und Verfügbarkeiten zugeschnittenes Bereitstellungskonzept.

Darüber hinaus lässt sich die Verfügbarkeit der vorhandenen Potenziale halmgutartiger Biomasse im Kontext der lokalen Landwirtschaftspraxis nicht abschließend bewerten.

Aus diesem Grund werden in der Folge Versorgungslösungen auf Basis von holzartiger Biomasse dargestellt und kalkuliert. Aus technologischer Sicht wäre für die genannten Standorte ebenfalls eine Versorgung mit halmgutartiger Biomasse denkbar. Die Modalitäten hierfür sind in diesem Fall jedoch im Zuge einer Projektentwicklung konkreten mit lokalen Partnern abzustimmen.

Hinsichtlich der grundlegenden Vorgänge und Prozesse ist der Einsatz halmgutartiger Biomasse mit dem nachfolgend dargestellten Einsatz holzartiger Biomasse vergleichbar. Technische Unterschiede bestehen insbesondere im Bereich der Brennstoffanlieferung, -lagerung und -kesselzuführung sowie in der eingesetzten Kesseltechnologie und Abgasreinigung.

Brennstoffanlieferung

Um ein problemloses Abschütten der Hackschnitzel bei kompakten Baumaßen zu ermöglichen, wird der Bunker idealerweise im Tiefbau errichtet.



Abb. 35: Brennstoffanlieferung

Zur Vermeidung allzu großer Steigungswinkel und Längen der Brennstoffförderung wird häufig auch das Maschinenhaus teilweise im Tiefbau vorgesehen.

Alternativ kommt, insbesondere bei größeren Anlagenleistungen ab ca. 2 MW, auch die Errichtung im Hochbau in Betracht, wobei die Beladung mittels Hallenkran aus Abschüttbunkern erfolgen kann.

Die Brennstoffanlieferung ist grundsätzlich mit einer großen Bandbreite marktüblicher Förderfahrzeuge möglich. Die Palette reicht hierbei über Landwirtschaftliche Schüttgut-Anhänger (ab ca. 25 m³) über Abrollcontainer mit Hakenlift (ca. 40 m³) bis hin zu Walking-Floor-Fahrzeugen (ca. 90 m³).

Feuerungstechnik

Der der Mittellastbereich sowie je nach Verfügbarkeit solarthermischer und PtX-Abwärme auch der Grundlastbereich wird durch einen vollautomatisch arbeitenden **Holz-Hackschnitzelkessels** (Biomassekessel) bereitgestellt. Die Anlieferung des Brennstoffs kann, je nach Beschaffenheit des Anlagenstandorts und der verfügbaren Liefer-Logistik, entweder per Schüttgut-LKW in einen Brennstoffbunker oder per Wechselcontainer realisiert werden. Von hier aus wird der Brennstoff mittels einer geeigneten Förderanlage (Schubboden, Förderschnecke, Kettenförderer, Hydraulikschieber) und Rückbrandsicherung (Schieber, Zellrad-schleuse...) automatisch und bedarfsgerecht dem Kessel zugeführt. Hier erfolgt die Verbrennung, wobei durch Regelung der Luftmengen und Verbrennungstemperatur stets ein Optimum an Energieeffizienz und Schadstoffminimierung angestrebt wird. Die Verbrennungsabgase werden über geeignete Entstaubungs- und Filteraggregate sowie den anschließenden Abgaskamin abgeleitet. Auf diese Weise ist sichergestellt, dass die vorgeschriebenen Emissionsgrenzwerte jederzeit eingehalten werden. Die bei der Verbrennung bzw. Abgasreinigung anfallende Asche wird automatisch in entsprechende Behälter (z.B. Standard-Mülltonnen) gefördert. Wahlweise ist auch eine automatische Förderung in außenstehende Container möglich.



Abb. 36: Holz-Hackschnitzelkessel

Hinsichtlich der Feuerungstechnologie existiert eine große Bandbreite. Ausschlaggeben für die Auswahl ist insbesondere die Beschaffenheit des einzusetzenden Brennstoffs. Für die Verbrennung von Waldrest- und Landschaftspflegeholz hat sich die Rostfeuerung vielfach bewährt. Hervorzuheben ist insbesondere die Robustheit gegenüber verschiedenen Stückgrößen, Feuchtegehalten und Fremdstoffanteilen.



Abb. 37: Pufferspeicher

Der eingeplante **Pufferspeicher** dient dem zeitlichen Ausgleich des tageszeitlich und witterungsbedingt schwankenden Wärmebedarfs. Auf diese Weise werden Lastspitzen gleichmäßig und eine optimale Regelbarkeit der Anlage erzielt.

Aus Platzgründen und um eine kompakte Bauweise des Heizzentrale zu erzielen, wird der Pufferspeicher häufig im Außenbereich aufgestellt.

Wärmenetz

Von der Heizzentrale wird die Wärme mittels eines erdverlegten **Wärmenetzes** zu den einzelnen Abnehmern gefördert. Aufgrund der zu erwartenden Netztemperaturen wird der Einsatz von vorisoliertem und kunststoffummanteltem Stahlrohr (Kunststoffmantelrohr) empfohlen. Für einen möglichst verlustarmen und energieeffizienten Betrieb wird eine hohe Dämmstärke (Dämmserie 3) vorausgesetzt.

Die Auslegung des Wärmenetzes erfolgt entsprechend der nach Wärmebedarfsanalyse ermittelten Anschlussleistungen und Auslegungstemperaturen und der sich daraus ergebenden Volumenströme. Hierbei wird ein empirisch ermittelter Gleichzeitigkeitsfaktor berücksichtigt. Dieser trägt der Tatsache Rechnung, dass mit steigender Abnehmerzahl nicht zeitgleich die gesamte Anschlussleistung abgefordert wird. Andererseits sind, je nach Anschlussgrad in der ersten Ausbaustufe, Reserven für den späteren Anschluss weiterer Abnehmer einzuplanen.



Abb. 38: Nahwärmeleitungen

Hausanschlüsse

Der Anschluss der einzelnen Abnehmer an das Wärmenetz sollte im Allgemeinen mittels indirekter **Wärmeübergabestationen** erfolgen. Hierbei sind das Nahwärmenetz (Primärseite) und die Abnehmeranlage (Sekundärseite) nicht direkt miteinander verbunden, sondern durch einen Wärmetauscher getrennt. Auf diese Weise können Beeinträchtigungen des Nahwärmenetzes durch Störungen, Verunreinigungen usw. der Abnehmeranlage ausgeschlossen werden. Sie finden daher häufig in Netzen mit heterogener und kleinteiliger Abnehmerstruktur Anwendung.



Abb. 39: Wärmeübergabestation

Neben dem Wärmetauscher enthalten die Übergabestationen die zum Betrieb und zur Abrechnung erforderlichen Mess- und Regeleinrichtungen. Sie bilden die Schnittstelle zur kundenseitigen Heizungsanlage, wo sie den bisherigen Wärmeerzeuger ersetzen. Voraussetzung ist das Vorhandensein oder anderenfalls die Nachrüstung einer wassergeführten kundenseitigen Heizanlage.

5.2.3 Versorgungsgebiet und Räumliche Konzeption

Das Versorgungsgebiet wird für zwei verschiedene Ausbaustufen wie folgt vorgeschlagen (vgl. 5.1):

- Variante 1A: Kernausbau (I. Kernbereich)
- Variante 1B: Erweiterter Ausbau (I. Kernbereich + II. Erweiterungsbereich)

Die nachfolgende Darstellung verdeutlicht die Abgrenzung des Versorgungsgebiets sowie den Verlauf einer möglichen Nahwärmetrasse. Als Standort der Heizzentrale wird ein Grundstück im Bereich Schweriner Chaussee gegenüber der Biogasanlage vorgeschlagen.

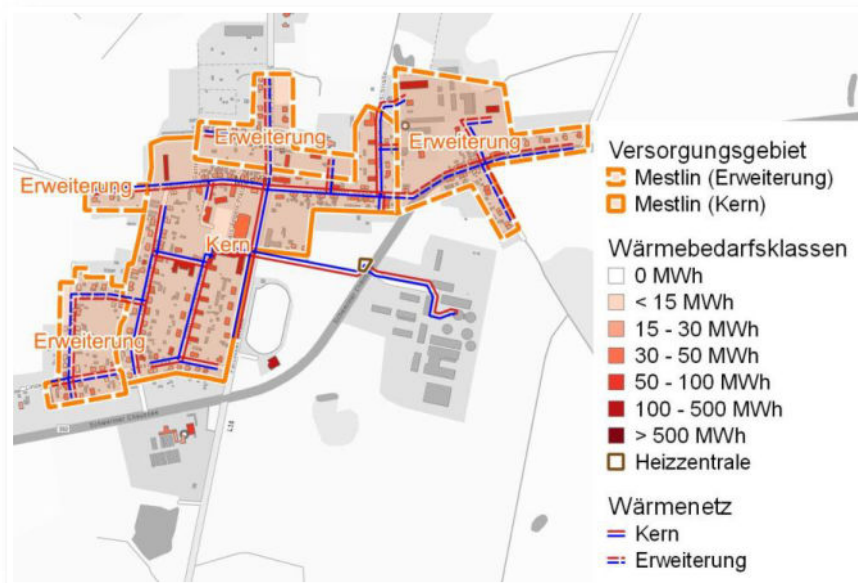


Abb. 40: Karte Versorgungsgebiet Variante 1

5.2.4 Variante 1A: Kernausbau

Nachfolgend wird der vorgeschlagene Konzeptansatz einer netzgebundenen Wärmeversorgung auf Basis der Abwärme der Biogasanlage und einer Biomasse-Feuerungsanlage für die Versorgungsgebiete I. Mestlin-Kernbereich dimensioniert und kalkuliert.

Auslegung der Hauptkomponenten

Anhand der Bedarfsdaten im Versorgungsgebiet wurden die Hauptkomponenten der Anlage grob dimensioniert. Hierbei wird von einem Anschlussgrad von 80% ausgegangen. Bei der Bemessung der Hauptleitungen werden jedoch Reserven für einen späteren Anschluss der übrigen Abnehmer einkalkuliert.

Die erforderlichen Hauptkomponenten werden wie folgt dimensioniert:

Biomassekessel

- Nennleistung: 1.200 kW
- Jahresnutzungsgrad: 0,85

Pufferspeicher

- Volumen: 36 m³

Wärmenetz

- Trassenlänge: 3.722 m
- Max. Querschnitt: DN 100
- Mittl. Querschnitt: DN 50
- Wärmebelegung: 876 kWh/(trm*a)

Hausanschlüsse

- Anzahl: 91
- Summe Anschlussleistung: 1.690 kW

Detailliertere Informationen zur Auslegung sind im Anhang aufgeführt.

Energie- und Treibhausgasbilanz

Wärmebilanz

Basierend auf der Wärmebedarfsanalyse und der gewählten Auslegung wird für das Versorgungsgebiet eine Wärmebilanz erstellt. Dabei wird von einem Anschlussgrad von 80% ausgegangen. Die nachfolgend dargestellte Bilanz bezieht sich auf die versorgten Gebäude. Für die verbleibenden 20% wird eine unveränderte Versorgungsform vorausgesetzt.

Die angeschlossenen Abnehmer benötigen demnach jährlich **3.260 MWh an Nutzwärme**. Diese werden über das Nahwärmenetz zu **46% aus Biogas-Abwärme** und zu **54% aus Biomasse** bereitgestellt. Dabei betragen die **Netzverluste ca. 9,2%**.

Eine detaillierte Darstellung der **Wärmebilanz** ist im Anhang enthalten. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Ergebnisse:

	Leistung	Wärme
Bedarf frei Abnehmer	1.694 kW	3.261 MWh/a 90,8%
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,791	
Verluste	37,9 kW 2,7%	329 MWh/a 9,2%
Netz	36,3 kW	318 MWh/a
Speicher	1,5 kW	10 MWh/a
Summe Bedarf	1.378 kW 100,0%	3.590 MWh/a 100,0%
Summe Erzeugung	1.400 kW 101,6%	3.590 MWh/a 100,0%
Biogasanlage (Bestand)	200 kW 14,5%	1.638 MWh/a 45,6%
Biomasse-Kessel	1.200 kW 87,1%	1.952 MWh/a 54,4%
Gaskessel	0 kW 0,0%	0 MWh/a 0,0%

Tab. 26: Wärmebilanz Variante 1A (AG 80%)

Der **Jahresverlauf** des Wärmebedarfs, der zur Bedarfsdeckung eingesetzten Quellen sowie der Netztemperaturen ergibt sich aus den Lastprofilen der einzelnen Abnehmer. Die nachfolgende Abbildung zeigt den sich ergebenden Jahresgang.

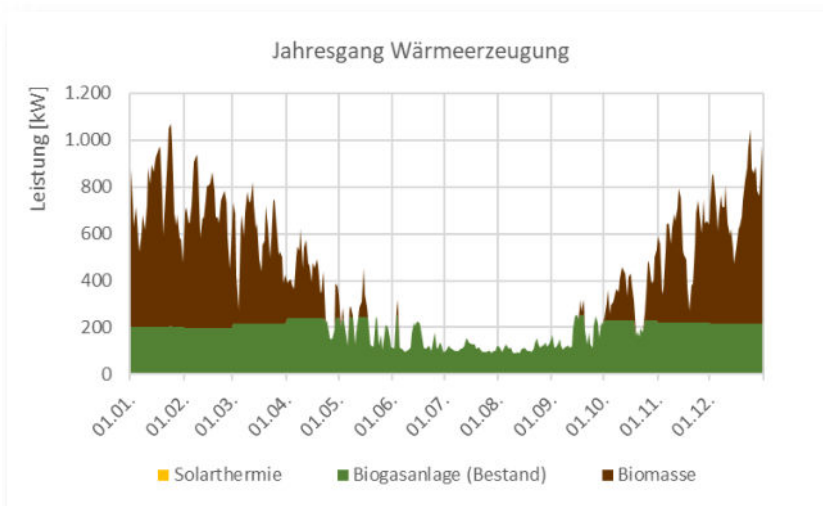


Abb. 41: Jahresgang Variante 1A (AG 80%)

Endenergie- und Treibhausgasbilanz

Zur Versorgung der angeschlossenen Gebäude ergeben sich folgende **Endenergiebedarfe** sowie daraus abgeleitete **Treibhausgasemissionen**:

	<i>Endenergie</i>	<i>Emissionsfaktor</i>	<i>THG-Emissionen</i>
Wärme Biogasanlage	1.638 MWh/a	114 g/kWh	186,7 t/a
Biomasse	2.296 MWh/a 2.551 sm ³ /a	19 g/kWh	43,6 t/a
Erdgas	0 MWh/a	250 g/kWh	0,0 t/a
Strom (Hilfsenergie)	27.770 kWh/a	484 g/kWh	13,4 t/a
Heizwerk	19.541 kWh/a		
Netz	8.228 kWh/a		
Summe	3.962 MWh/a		243,8 t/a

Tab. 27: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Variante 1A (AG 80%)

Die spezifischen Treibhausgasemissionen der Nahwärmeversorgung betragen 75 g/kWh bezogen auf die Nutzwärme. Gegenüber dem laut Bedarfsanalyse festgestellten ortstypischen Brennstoffmix (252 g/kWh) ergibt sich somit eine spezifischer Vermeidungsfaktor von 177 g/kWh.

Durch die kalkulierte Versorgungsvariante können bei einem Anschlussgrad von 80% demnach jährlich **562 tCO₂-äqu. Treibhausgase eingespart** werden.

In den versorgten Objekten entspricht dies einer Verminderung um ca. 68 %.

Bezogen auf die gesamte Versorgungszone beträgt die Einsparung ca. 55%.

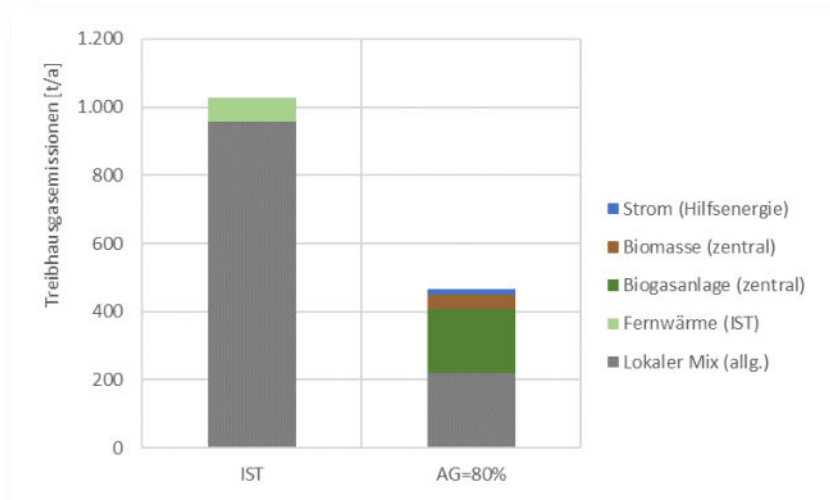


Abb. 42: Treibhausgaseinsparung Variante 1A (AG 80%)

Wirtschaftliche Parameter

Investitionskosten

Auf Basis der Anlagenauslegung wurden die zu erwartenden **Investitionskosten** kalkuliert. Grundlage hierfür bilden diverse publizierte Preisansätze⁴⁶ sowie Erfahrungswerte und Richtpreisangebote zu vergleichbaren Anlagenkonfigurationen.

Das **Förderumfeld** für die Errichtung von regenerativen netzgebundenen Wärmeversorgungsanlagen befindet sich derzeit in der Umgestaltung. So trat auf Bundesebene kürzlich das Bundesförderprogramm effiziente Wärmenetze (BEW) in Kraft. Die auf Landesebene für die Ausreichung von EU-Mitteln

⁴⁶ U.a. FNR 02

maßgebliche Klimaschutzförderrichtlinie befindet sich derzeit noch in der Überarbeitung. Mit einer Veröffentlichung wird kurzfristig gerechnet.

Auf Grundlage der bislang bekannten Richtlinien bzw. Programmentwürfe wird für die Förderung des beschriebenen Vorhabens folgendes Programm in Betracht kommen:

- Klimaschutz-Förderrichtlinie Mecklenburg-Vorpommern (KliFöRL-MV) – Stand Verbandsanhörung

Eine Förderung nach dem BEW ist voraussichtlich nicht möglich, da dort Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen nicht förderfähig ist.

Zu beachten ist, dass hinsichtlich der finalen Ausgestaltung und realen Auslegungspraxis der entsprechenden Förderprogramme derzeit noch Unschärfen bestehen.

Es ergibt sich ein **Investitionsbedarf von ca. 5,6 Mio. € vor Förderung**. Mit einer **Förderquote von 50%** verbleiben nach Förderung **Investitionskosten von ca. 2,8 Mio. €**.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die kalkulierten Investitionskosten im Überblick. Eine detaillierte Aufstellung zur Investitionsschätzung inklusive der gewählten Kostenansätze ist im Anhang beigefügt. Alle aufgeführten Kosten verstehen sich als Netto-Kosten.

Gebäude (Heizhaus)	552.000 €	9,8%
Wärmeerzeugung (Anlagentechnik)	1.113.800 €	19,7%
Wärmeverteilung (Netz)	2.791.700 €	49,3%
Zwischensumme	4.457.500 €	
Unvorhergesehenes	668.600 €	11,8%
Nebenkosten	534.900 €	9,4%
Investition vor Förderung	5.661.000 €	100,0%
Summe Förderung	2.830.500 €	50,0%
BEW	0 €	0,0%
KliFöRL MV	2.830.500 €	50,0%
Investition nach Förderung	2.830.500 €	

Tab. 28: Investitionsschätzung und Förderung Variante 1A

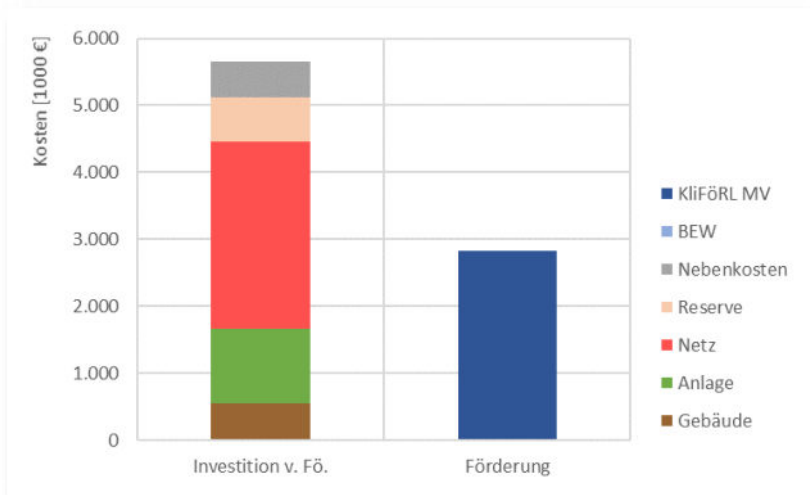


Abb. 43: Investitionsschätzung und Förderung Variante 1A

Betriebs- und Verbrauchskosten

Weiterhin wurden die **Betriebskosten** der konzipierten Wärmeversorgung kalkuliert. Diese umfassen die laufenden Kosten für den Betrieb der Anlage, sofern sie nicht unmittelbar durch den Verbrauch von Energieträgern entstehen. Als Grundlage dienen verschiedenen Erfahrungswerte und publizierte Kennwerte⁴⁷.

Es ergeben sich zu erwartende **Betriebskosten von ca. 119.200 €** pro Jahr.

Die **Verbrauchskosten** umfassen die Kosten, die durch den Verbrauch von Energieträgern entstehen. Darüber hinaus wurden hier die durch Einführung des CO₂-Preises zu erwartenden Kosten berücksichtigt. Die Kalkulation basiert auf Gesprächen mit den lokal tätigen und als potenzielle Brennstofflieferanten in Frage kommenden Betrieben und aktuellen Marktpreisen verschiedener Energieträger. Für die Lieferung der Abwärme wurde der Preisansatz des aktuellen Liefervertrags zugrunde gelegt. Darüber hinaus wurde ein CO₂-Preis von 30 €/t (Stand 2023) angesetzt.

Es ist demnach mit **Verbrauchskosten in Höhe von ca. 123.100 €** pro Jahr zu rechnen.

Detailliertere Angaben zu den kalkulierten Betriebs- und Verbrauchskosten siehe Anhang.

Wärmegestehungskosten

Als zentrales Vergleichskriterium der Wirtschaftlichkeit verschiedener Versorgungskonzepte wurden die Wärmegestehungskosten als Vollkosten im Sinne der DIN 2067 ermittelt.

Hierbei wurden die zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe anfallenden kapitalgebundenen Kosten, Betriebskosten und Verbrauchskosten als Jahres-Gesamtkosten auf die bereitzustellende Nutzwärmemenge bezogen.

Die Kapitalkosten wurden mit Hilfe der Annuitätenmethode aus den Investitionskosten nach Förderung, einer zugrunde gelegten Laufzeit von 20 Jahren sowie unter Berücksichtigung der Restwerte nach Laufzeitende bestimmt.

Für die netzgebundene Wärmeversorgung ergeben sich **Wärmegestehungskosten von durchschnittlich ca. 133 €/MWh**.

⁴⁷ U.a. FNR 02

Thema: MBS Mestlin

Projekt: T21.27

Bearbeitungsstand: 24.04.2023

Im Vergleich zu konventionellen Wärmeerzeugungstechnologien (Erdgas: ca. 185 €/MWh, Heizöl: ca. 175 €/MWh) ist die vorgeschlagene Variante damit vorteilhaft.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick. Eine detaillierte Aufstellung hierzu ist im Anhang enthalten.

Kapitalkosten	190.407 €/a	44,0%
Betriebskosten	119.200 €/a	27,5%
Verbrauchsdaten	123.110 €/a	28,5%
Jahreskosten gesamt	432.717 €/a	100,0%
Jahres-Nutzwärmebedarf	3.261 MWh/a	
Wärmegestehungskosten	132,69 €/MWh	

Tab. 29: Wärmegestehungskosten Variante 1A (AG 80%)

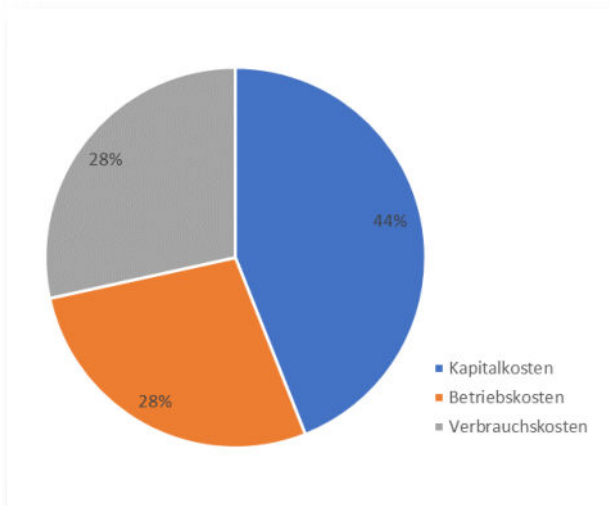


Abb. 44: Wärmegestehungskosten Variante 1A (AG 80%)

5.2.5 Variante 1B: Erweiterter Ausbau

Nachfolgend wird der vorgeschlagene Konzeptansatz einer netzgebundenen Wärmeversorgung auf Basis der Abwärme der Biogasanlage und einer Biomasse-Feuerungsanlage für die Versorgungsgebiete I Mestlin-Kernbereich und II Mestlin-Erweiterungsbereich dimensioniert und kalkuliert.

Auslegung der Hauptkomponenten

Anhand der Bedarfsdaten im Versorgungsgebiet wurden die Hauptkomponenten der Anlage grob dimensioniert. Hierbei wird von einem Anschlussgrad von 80% ausgegangen. Bei der Bemessung der Hauptleitungen werden jedoch Reserven für einen späteren Anschluss der übrigen Abnehmer einkalkuliert.

Biomassekessel

- Nennleistung: 1.700 kW
- Jahresnutzungsgrad: 0,85

Pufferspeicher

- Volumen: 51 m³

Wärmenetz

- Trassenlänge: 6.836 m
- Max. Querschnitt: DN 125
- Mittl. Querschnitt: DN 50
- Wärmebelegung: 754 kWh/(trm*a)

Hausanschlüsse

- Anzahl: 157
- Summe Anschlussleistung: 2.643 kW

Detailliertere Informationen zur Auslegung sind im Anhang aufgeführt.

Energie- und Treibhausgasbilanz

Wärmebilanz

Basierend auf der Wärmebedarfsanalyse und der gewählten Auslegung wird für das Versorgungsgebiet eine Wärmebilanz erstellt. Dabei wird von einem Anschlussgrad von 80% ausgegangen. Die nachfolgend dargestellte Bilanz bezieht sich auf die versorgten Gebäude. Für die verbleibenden 20% wird eine unveränderte Versorgungsform vorausgesetzt.

Die angeschlossenen Abnehmer benötigen demnach jährlich **5.151 MWh an Nutzwärme**. Diese werden über das Nahwärmenetz zu **33% aus Biogas-Abwärme** und zu **67% aus Biomasse** bereitgestellt. Dabei betragen die **Netzverluste ca. 10%**.

Eine detaillierte Darstellung der **Wärmebilanz** ist im Anhang enthalten. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Ergebnisse:

	<i>Leistung</i>	<i>Wärme</i>
Bedarf frei Abnehmer	2.643 kW	5.151 MWh/a 89,6%
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,684	
Verluste	68,8 kW 3,7%	598 MWh/a 10,4%
Netz	66,6 kW	584 MWh/a
Speicher	2,2 kW	15 MWh/a
Summe Bedarf	1.876 kW 100,0%	5.750 MWh/a 100,0%
Summe Erzeugung	1.900 kW 101,3%	5.750 MWh/a 100,0%
Biogasanlage (Bestand)	200 kW 10,7%	1.885 MWh/a 32,8%
Biomasse-Kessel	1.700 kW 90,6%	3.865 MWh/a 67,2%
Gaskessel	0 kW 0,0%	0 MWh/a 0,0%

Tab. 30: Wärmebilanz Variante 1B (AG 80%)

Der **Jahresverlauf** des Wärmebedarfs, der zur Bedarfsdeckung eingesetzten Quellen sowie der Netztemperaturen ergibt sich aus den Lastprofilen der einzelnen Abnehmer. Die nachfolgende Abbildung zeigt den sich ergebenden Jahresgang.

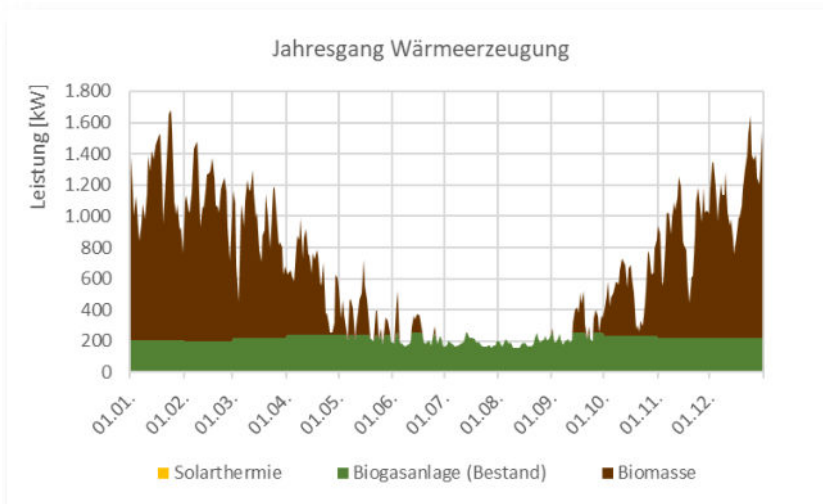


Abb. 45: Jahresgang Variante 1B (AG 80%)

Endenergie- und Treibhausgasbilanz

Zur Versorgung der angeschlossenen Gebäude ergeben sich folgende **Endenergiebedarfe** sowie daraus abgeleitete **Treibhausgasemissionen**:

	<i>Endenergie</i>	<i>Emissionsfaktor</i>	<i>THG-Emissionen</i>
Wärme Biogasanlage	1.885 MWh/a	114 g/kWh	214,9 t/a
Biomasse	4.546 MWh/a 5.052 sm ³ /a	19 g/kWh	86,4 t/a
Erdgas	0 MWh/a	250 g/kWh	0,0 t/a
Strom (Hilfsenergie)	61.511 kWh/a	484 g/kWh	29,8 t/a
Heizwerk	38.668 kWh/a		
Netz	22.843 kWh/a		
Summe	6.493 MWh/a		331,1 t/a

Tab. 31: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Variante 1B (AG 80%)

Die spezifischen Treibhausgasemissionen der Nahwärmeversorgung betragen 64 g/kWh bezogen auf die Nutzwärme. Gegenüber dem laut Bedarfsanalyse festgestellten ortstypischen Brennstoffmix (252 g/kWh) ergibt sich somit eine spezifischer Vermeidungsfaktor von 188 g/kWh.

Durch die kalkulierte Versorgungsvariante können bei einem Anschlussgrad von 80% demnach jährlich **952 tCO₂-äqu. Treibhausgase eingespart** werden.

In den versorgten Objekten entspricht dies einer Verminderung um ca. 73 %.

Bezogen auf die gesamte Versorgungszone beträgt die Einsparung ca. 59%.

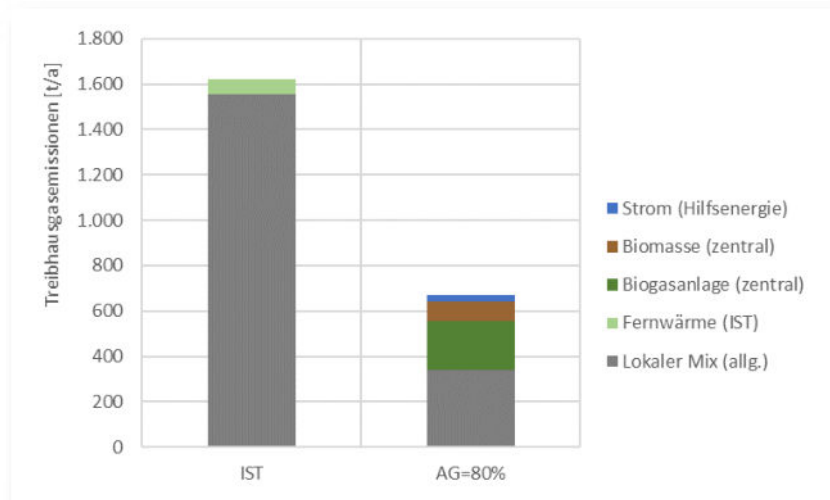


Abb. 46: Treibhausgaseinsparung Variante 1B (AG 80%)

Wirtschaftliche Parameter

Investitionskosten

Analog zum Vorgehen in Variante 1A (vgl. 5.2.4) wurden auch hier die zu erwartenden Investitionskosten und Fördermöglichkeiten abgeschätzt.

Es ergibt sich ein **Investitionsbedarf von ca. 9,4 Mio. € vor Förderung**. Mit einer **Förderquote von 50%** verbleiben nach Förderung **Investitionskosten von ca. 4,7 Mio. €**.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die kalkulierten Investitionskosten im Überblick. Eine detaillierte Aufstellung zur Investitionsschätzung inklusive der gewählten Kostenansätze ist im Anhang beigefügt. Alle aufgeführten Kosten verstehen sich als Netto-Kosten.

Gebäude (Heizhaus)	781.000 €	8,3%
Wärmeerzeugung (Anlagentechnik)	1.571.100 €	16,8%
Wärmeverteilung (Netz)	5.021.300 €	53,6%
Zwischensumme	7.373.400 €	
Unvorhergesehenes	1.106.000 €	11,8%
Nebenkosten	884.800 €	9,4%
Investition vor Förderung	9.364.200 €	100,0%
Summe Förderung	4.682.100 €	50,0%
BEW	0 €	0,0%
KliFöRL MV	4.682.100 €	50,0%
Investition nach Förderung	4.682.100 €	

Tab. 32: Investitionsschätzung und Förderung Variante 1B

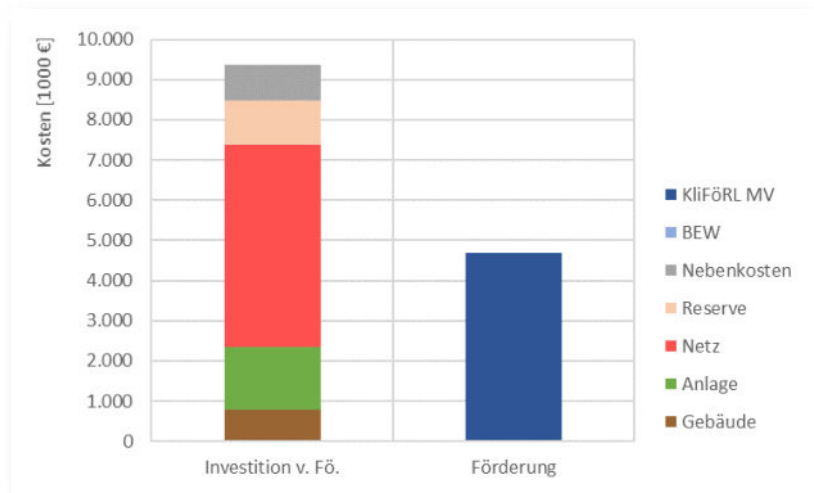


Abb. 47: Investitionsschätzung und Förderung Variante 1B

Betriebs- und Verbrauchskosten

Weiterhin wurden analog zum Vorgehen unter die **Betriebskosten** der konzipierten Wärmeversorgung kalkuliert. Diese umfassen die laufenden Kosten für den Betrieb der Anlage, sofern sie nicht unmittelbar durch den Verbrauch von Energieträgern entstehen. Die Bestimmung erfolgt analog zu Variante 1A (vgl. 5.2.4).

Es ergeben sich zu erwartende **Betriebskosten von ca. 194.900 €** pro Jahr.

Die **Verbrauchskosten** umfassen die Kosten, die durch den Verbrauch von Energieträgern entstehen. Darüber hinaus wurden hier die durch Einführung des CO₂-Preises zu erwartenden Kosten berücksichtigt. Die Bestimmung erfolgt analog zu Variante 1A (vgl. 5.2.4).

Es ist demnach mit **Verbrauchskosten in Höhe von ca. 214.200 €** pro Jahr zu rechnen.

Detailliertere Angaben zu den kalkulierten Betriebs- und Verbrauchskosten sind dem Anhang zu entnehmen.

Wärmegestehungskosten

Als zentrales Vergleichskriterium der Wirtschaftlichkeit verschiedener Versorgungskonzepte wurden die Wärmegestehungskosten als Vollkosten im Sinne der DIN 2067 ermittelt.

Hierbei wurden die zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe anfallenden kapitalgebundenen Kosten, Betriebskosten und Verbrauchskosten als Jahres-Gesamtkosten auf die bereitzustellende Nutzwärmemenge bezogen.

Die Bestimmung erfolgt analog zu Variante 1A (vgl. 5.2.4).

Für die netzgebundene Wärmeversorgung ergeben sich **Wärmegestehungskosten von durchschnittlich ca. 140 €/MWh**.

Im Vergleich zu konventionellen Wärmeerzeugungstechnologien (Erdgas: ca. 185 €/MWh, Heizöl: ca. 175 €/MWh) ist die vorgeschlagene Variante damit vorteilhaft.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick. Eine detaillierte Aufstellung hierzu ist im Anhang enthalten.

Kapitalkosten	309.822 €/a	43,1%
Betriebskosten	194.900 €/a	27,1%
Verbrauchskosten	214.160 €/a	29,8%
Jahreskosten gesamt	718.882 €/a	100,0%
Jahres-Nutzwärmebedarf	5.151 MWh/a	
Wärmegestehungskosten	139,55 €/MWh	

Tab. 33: Wärmegestehungskosten Variante 1B (AG 80%)

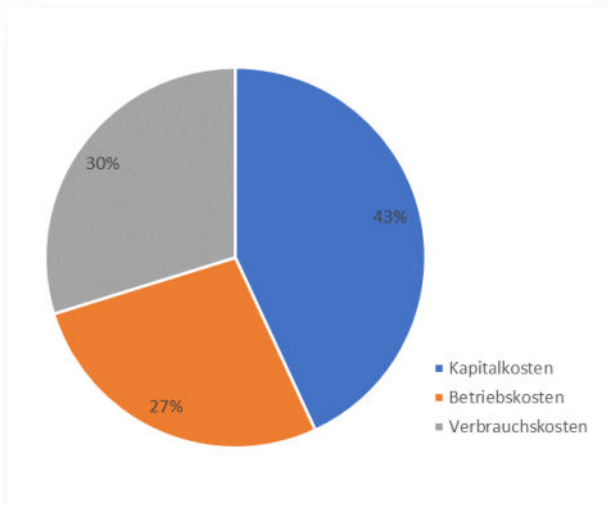


Abb. 48: Wärmegestehungskosten Variante 1B (AG 80%)

5.3 Variante 2: Solarthermie + Biomassefeuerung

5.3.1 Überblick

In Anbetracht der sich aktuell abzeichnenden weiteren Gestaltung der Fördermittelkulisse für erneuerbare Wärmeversorgung wird voraussichtlich zukünftig insbesondere der Einsatz von Solarthermie in Wärmenetzen eine zunehmende Rolle spielen. Vor diesem Hintergrund wurde alternativ eine entsprechende Versorgungslösung konzipiert. Hierbei wird eine Solarthermie-Freiflächenanlage zur Deckung der Grundlast, insbesondere in den Sommermonaten, ausgelegt. Diese wird zur Mittel- und Spitzenlastabdeckung ebenfalls durch eine Biomassefeuerungsanlage ergänzt.

Die Kombination mit der bestehenden Biogasanlage ist ohne die Möglichkeit einer saisonalen Wärmespeicherung nur bedingt sinnvoll, da insbesondere in den überschussstarken Sommermonaten der gesamte Wärmebedarf durch die Biogasanlage gedeckt werden kann. Eine entsprechende kombinierte Variante wird unter 5.4 dargestellt.

Nachfolgend wird die funktionale Konzeption dargestellt. Anschließend erfolgt die Kalkulation zum einen für die Versorgung des Kerngebiets Mestlin (Variante 2A) sowie zusätzlich für das erweiterte Kerngebiet (Variante 2B).

5.3.2 Funktionale Konzeption

Die nachfolgende Darstellung zeigt die wesentlichen Komponenten der konzipierten Versorgungslösung im Überblick.

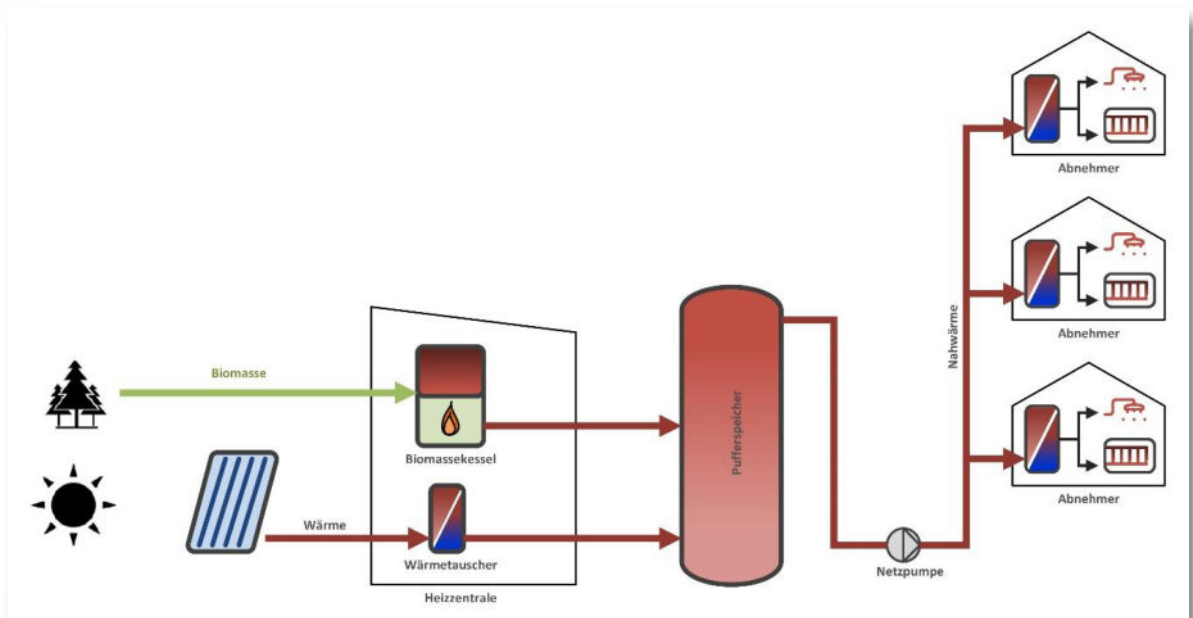


Abb. 49: Übersicht funktionale Konzeption Variante 2

Wesentliche Hauptkomponenten wurden unter Variante 1 bereits ausführlich beschrieben. Ergänzend kommt hier die Solarthermie-Freiflächenanlage hinzu.

Solarthermische Freiflächenanlagen

Mit der Neugestaltung der Fördermittellandschaft für regenerative Wärmeversorgungskonzepte treten vermehrt auch brennstofffreie Versorgungslösungen in den Vordergrund. Hier ist u.a. die Einbindung großer Solarthermieranlagen zu nennen. Im Sinne eines sparsamen Umgangs mit begrenzten Biomasse-Ressourcen kann auf diese Weise insbesondere in den Sommermonaten ein Großteil der benötigten Wärme bereitgestellt werden, ohne zusätzlich Brennstoff zu verbrauchen. So kann gerade auch in der Lastschwachen Zeit der tendenziell ineffizientere Teillastbetrieb der Biomassefeuerung vermieden werden. Das für eine Nahwärmeversorgung benötigte Temperaturniveau kann hierbei beispielsweise durch den Einsatz von Vakuum-Röhrenkollektoren erreicht werden.

Die genutzten Flächen sollten sich hierfür möglichst in räumlicher Nähe zur Heizzentrale liegen, da auch die solarthermisch erzeugte Wärme in den zentralen Pufferspeicher einfließt. Bevorzugt geeignet sind hierfür Flächen mit geringer naturschutzfachlicher Relevanz (Flächen an Verkehrswegen, versiegelte oder vorbelastete Flächen usw.). Beispielweise auch in brachliegenden Bereichen mit einsetzender Verbuschung kann diese durch Installation von Solarthermieranlagen aufgehoben und so wertvolle Lebensräume für bodenbrütende Vögel und Offenlandhabitate für Flora und Fauna erhalten werden.



Abb. 50: Beispiel Solarthermie-Freifläche

Quelle: Erik Christensen - Eigenes Werk, CC BY-SA 3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=9097625>

Die Kalkulation der benötigten Kollektorfläche erfolgt mit Hilfe der frei verfügbaren, vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Software ScenoCalc⁴⁸. Diese erlaubt es, den solaren Nutzwärmeertrag von in Wärmenetze eingebundenen Solarthermieranlagen zu berechnen.

In Anlehnung an realisierte Anlagen wird hierbei als Kalkulationsziel eine solare Deckungsrate von ca. 25% angestrebt. Die von der Solarthermieranlage bereitgestellte Wärme wird hierbei stets vorrangig im System genutzt (Grundlast).

⁴⁸ SOL 02

Thema: MBS Mestlin

Projekt: T21.27

Bearbeitungsstand: 24.04.2023

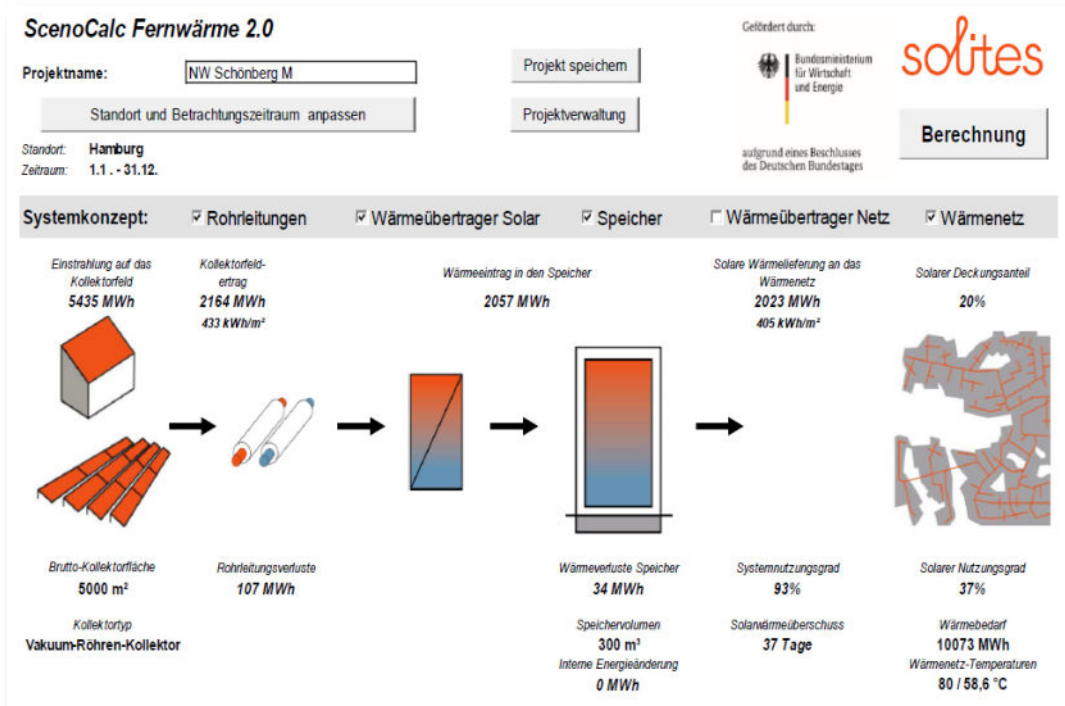


Abb. 51: Solarthermie-Kalkulation mit ScenoCalc (Bsp.)

5.3.3 Versorgungsgebiet und Räumliche Konzeption

Das Versorgungsgebiet wird für zwei verschiedene Ausbaustufen wie folgt vorgeschlagen (vgl. 5.1):

- Variante 1A: Kernausbau (I. Kernbereich)
- Variante 1B: Erweiterter Ausbau (I. Kernbereich + II. Erweiterungsbereich)

Die nachfolgende Darstellung verdeutlicht die Abgrenzung des Versorgungsgebiets sowie den Verlauf einer möglichen Nahwärmetrasse. Als Standort der Heizzentrale wird hier ebenfalls ein Grundstück im Bereich Schweriner Chaussee gegenüber der Biogasanlage vorgeschlagen. Für die Solarthermieranlage wird ein Teil der südöstlich anschließenden Grünfläche vorgeschlagen.

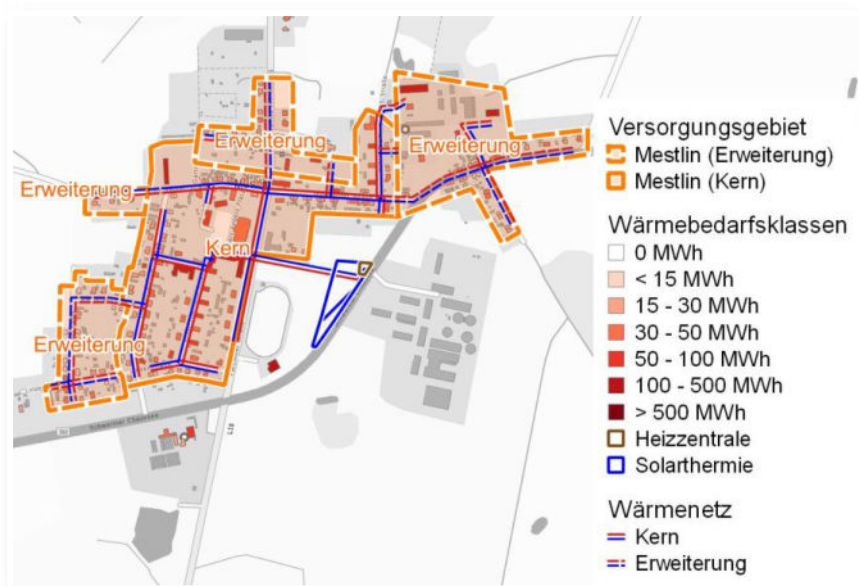


Abb. 52: Karte Versorgungsgebiet Variante 2

5.3.4 Variante 2A: Kernausbau

Nachfolgend wird der vorgeschlagene Konzeptansatz einer netzgebundenen Wärmeversorgung auf Basis einer Solarthermie-Freiflächenanlage und einer Biomasse-Feuerungsanlage für das Versorgungsgebiet I. Mestlin-Kernbereich dimensioniert und kalkuliert.

Auslegung der Hauptkomponenten

Anhand der Bedarfsdaten im Versorgungsgebiet wurden die Hauptkomponenten der Anlage grob dimensioniert. Hierbei wird von einem Anschlussgrad von 80% ausgegangen. Bei der Bemessung der Hauptleitungen werden jedoch Reserven für einen späteren Anschluss der übrigen Abnehmer einkalkuliert.

Die erforderlichen Hauptkomponenten werden wie folgt dimensioniert:

Solarthermie-Freiflächenanlage

- Modultyp: Vakuum-Röhrenkollektoren
- Brutto-Modulfläche: 2.400 m²
- Benötigte Grundstücksfläche: ca. 5.850 m²

Biomassekessel

- Nennleistung: 1.370 kW
- Jahresnutzungsgrad: 0,85

Pufferspeicher

- Volumen: 100 m³

Wärmenetz

- Trassenlänge: 3.722 m
- Max. Querschnitt: DN 100
- Mittl. Querschnitt: DN 50
- Wärmebelegung: 876 kWh/(trm*a)

Hausanschlüsse

- Anzahl: 91
- Summe Anschlussleistung: 1.694 kW

Detailliertere Informationen zur Auslegung sind im Anhang aufgeführt.

Energie- und Treibhausgasbilanz**Wärmebilanz**

Basierend auf der Wärmebedarfsanalyse und der gewählten Auslegung wird für das Versorgungsgebiet eine Wärmebilanz erstellt. Dabei wird von einem Anschlussgrad von 80% ausgegangen. Die nachfolgend dargestellte Bilanz bezieht sich auf die versorgten Gebäude. Für die verbleibenden 20% wird eine unveränderte Versorgungsform vorausgesetzt.

Die angeschlossenen Abnehmer benötigen demnach jährlich **3.261 MWh an Nutzwärme**. Diese werden über das Nahwärmenetz zu **25% aus Solarthermie** und zu **75% aus Biomasse** bereitgestellt. Dabei betragen die **Netzverluste ca. 9,1%**.

Eine detaillierte Darstellung der **Wärmebilanz** ist im Anhang enthalten. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Ergebnisse:

	Leistung	Wärme
Bedarf frei Abnehmer	1.694 kW	3.261 MWh/a 90,9%
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,785	
Verluste	37,8 kW 2,8%	328 MWh/a 9,1%
Netz	36,3 kW	318 MWh/a
Speicher	1,5 kW	10 MWh/a
Summe Bedarf	1.368 kW 100,0%	3.589 MWh/a 100,0%
Summe Erzeugung	1.370 kW 100,2%	3.589 MWh/a 100,0%
Solarthermie	---	904 MWh/a 25,2%
Biomasse-Kessel	1.370 kW 100,2%	2.685 MWh/a 74,8%
Gaskessel	0 kW 0,0%	0 MWh/a 0,0%

Tab. 34: Wärmebilanz Variante 2A (AG 80%)

Der **Jahresverlauf** des Wärmebedarfs, der zur Bedarfsdeckung eingesetzten Quellen sowie der Netztemperaturen ergibt sich aus den Lastprofilen der einzelnen Abnehmer. Die nachfolgende Abbildung zeigt den sich ergebenden Jahresgang.

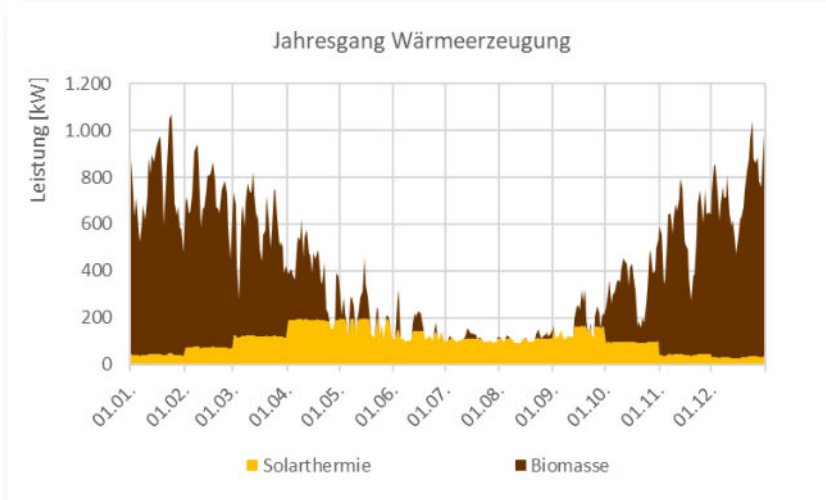


Abb. 53: Jahresgang Variante 2A (AG 80%)

Endenergie- und Treibhausgasbilanz

Zur Versorgung der angeschlossenen Gebäude ergeben sich folgende **Endenergiebedarfe** sowie daraus abgeleitete **Treibhausgasemissionen**:

	Endenergie	Emissionsfaktor	THG-Emissionen
Wärme Solarthermie	904 MWh/a	25 g/kWh	22,6 t/a
Biomasse	3.159 MWh/a 3.510 sm ³ /a	19 g/kWh	60,0 t/a
Erdgas	0 MWh/a	250 g/kWh	0,0 t/a
Strom (Hilfsenergie)	35.082 kWh/a	484 g/kWh	17,0 t/a
Heizwerk	26.853 kWh/a		
Netz	8.228 kWh/a		
Summe	4.098 MWh/a		99,6 t/a

Tab. 35: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Variante 2A (AG 80%)

Die spezifischen Treibhausgasemissionen der Nahwärmeversorgung betragen 31 g/kWh bezogen auf die Nutzwärme. Gegenüber dem laut Bedarfsanalyse festgestellten ortstypischen Brennstoffmix (252 g/kWh) ergibt sich somit ein spezifischer Vermeidungsfaktor von 221 g/kWh.

Durch die kalkulierte Versorgungsvariante können bei einem Anschlussgrad von 80% demnach jährlich **722 tCO₂-äqu. Treibhausgase eingespart** werden.

In den versorgten Objekten entspricht dies einer Verminderung um ca. 88 %.

Bezogen auf die gesamte Versorgungszone beträgt die Einsparung ca. 70%.

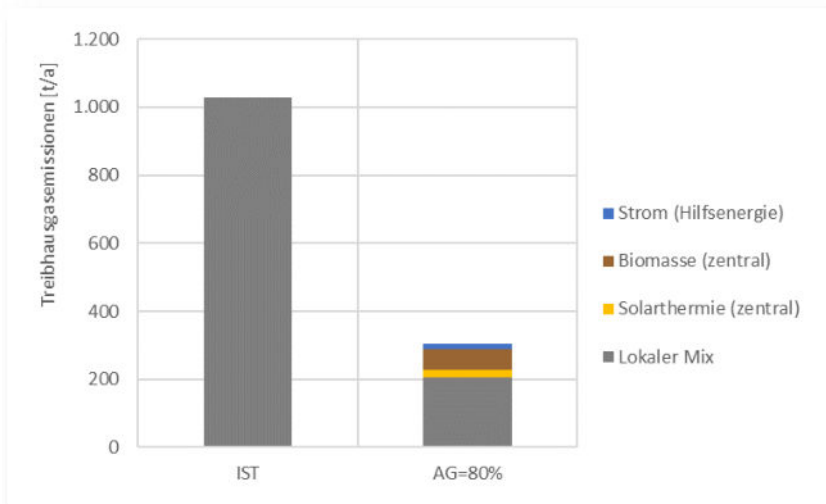


Abb. 54: Treibhausgaseinsparung Variante 2A (AG 80%)

Wirtschaftliche Parameter

Investitionskosten

Auf Basis der Anlagenauslegung wurden die zu erwartenden **Investitionskosten** kalkuliert. Grundlage hierfür bilden diverse publizierte Preisansätze⁴⁹ sowie Erfahrungswerte und Richtpreisangebote zu vergleichbaren Anlagenkonfigurationen.

Das **Förderumfeld** für die Errichtung von regenerativen netzgebundenen Wärmeversorgungsanlagen befindet sich derzeit in der Umgestaltung. So trat auf Bundesebene kürzlich das Bundesförderprogramm effiziente Wärmenetze (BEW) in Kraft. Die auf Landesebene für die Ausreichung von EU-Mitteln maßgebliche Klimaschutzförderrichtlinie befindet sich derzeit noch in der Überarbeitung. Mit einer Veröffentlichung wird kurzfristig gerechnet.

Auf Grundlage der bislang bekannten Richtlinien bzw. Programmentwürfe werden für die Förderung des beschriebenen Vorhabens folgende Programme in Betracht kommen:

- Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW)
- Klimaschutz-Förderrichtlinie Mecklenburg-Vorpommern (KliFöRL-MV) – Stand Verbandsanhörung

Zu beachten ist, dass hinsichtlich der finalen Ausgestaltung und realen Auslegungspraxis der entsprechenden Förderprogramme derzeit noch Unschärfen bestehen.

Es ergibt sich ein **Investitionsbedarf von ca. 7,8 Mio. € vor Förderung**. Mit einer **Förderquote von 65%** verbleiben nach Förderung **Investitionskosten von ca. 2,7 Mio. €**.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die kalkulierten Investitionskosten im Überblick. Eine detaillierte Aufstellung zur Investitionsschätzung inklusive der gewählten Kostenansätze ist im Anhang beigelegt. Alle aufgeführten Kosten verstehen sich als Netto-Kosten.

⁴⁹ U.a. FNR 02

Gebäude (Heizhaus)	673.000 €	8,6%
Wärmeerzeugung (Anlagentechnik)	2.701.900 €	34,5%
Wärmeverteilung (Netz)	2.791.700 €	35,6%
Zwischensumme	6.166.600 €	
Unvorhergesehenes	925.000 €	11,8%
Nebenkosten	740.000 €	9,4%
Investition vor Förderung	7.831.600 €	100,0%
Summe Förderung	5.090.540 €	65,0%
BEW	3.132.640 €	40,0%
KliFöRL MV (Entwurf)	1.957.900 €	25,0%
Investition nach Förderung	2.741.060 €	

Tab. 36: Investitionsschätzung und Förderung Variante 2A

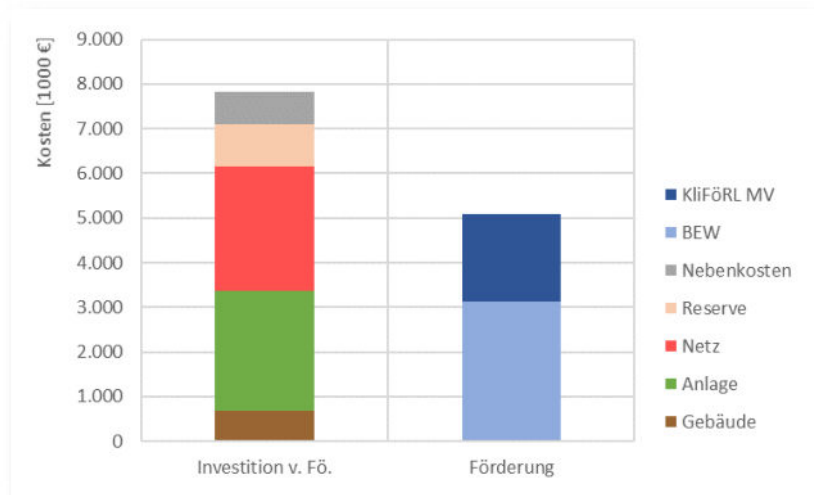


Abb. 55: Investitionsschätzung und Förderung Variante 2A

Betriebs- und Verbrauchskosten

Weiterhin wurden die **Betriebskosten** der konzipierten Wärmeversorgung kalkuliert. Diese umfassen die laufenden Kosten für den Betrieb der Anlage, sofern sie nicht unmittelbar durch den Verbrauch von Energieträgern entstehen. Als Grundlage dienen verschiedenen Erfahrungswerte und publizierte Kennwerte⁵⁰.

Es ergeben sich zu erwartende **Betriebskosten von ca. 150.400 €** pro Jahr.

Die **Verbrauchskosten** umfassen die Kosten, die durch den Verbrauch von Energieträgern entstehen. Darüber hinaus wurden hier die durch Einführung des CO₂-Preises zu erwartenden Kosten berücksichtigt. Die Kalkulation basiert auf Gesprächen mit den lokal tätigen und als potenzielle Brennstofflieferanten in Frage kommenden Betrieben und aktuellen Marktpreisen verschiedener Energieträger. Darüber hinaus wurde ein CO₂-Preis von 30 €/t (Stand 2023) angesetzt.

Es ist demnach mit **Verbrauchskosten in Höhe von ca. 98.200 €** pro Jahr zu rechnen.

Detailliertere Angaben zu den kalkulierten Betriebs- und Verbrauchskosten sind dem Anhang zu entnehmen.

⁵⁰ U.a. FNR 02

Wärmegestehungskosten

Als zentrales Vergleichskriterium der Wirtschaftlichkeit verschiedener Versorgungskonzepte wurden die Wärmegestehungskosten als Vollkosten im Sinne der DIN 2067 ermittelt.

Hierbei wurden die zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe anfallenden kapitalgebundenen Kosten, Betriebskosten und Verbrauchskosten als Jahres-Gesamtkosten auf die bereitzustellende Nutzwärmemenge bezogen.

Die Kapitalkosten wurden mit Hilfe der Annuitätenmethode aus den Investitionskosten nach Förderung, einer zugrunde gelegten Laufzeit von 20 Jahren sowie unter Berücksichtigung der Restwerte nach Laufzeitende bestimmt.

Für die netzgebundene Wärmeversorgung ergeben sich **Wärmegestehungskosten von durchschnittlich ca. 131 €/MWh**.

Im Vergleich zu konventionellen Wärmeerzeugungstechnologien (Erdgas: ca. 185 €/MWh, Heizöl: ca. 175 €/MWh) ist die vorgeschlagene Variante damit vorteilhaft.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick. Eine detaillierte Aufstellung hierzu ist im Anhang enthalten.

Kapitalkosten	180.228 €/a	42,0%
Betriebskosten	150.400 €/a	35,1%
Verbrauchskosten	98.179 €/a	22,9%
Jahreskosten gesamt	428.807 €/a	100,0%
Jahres-Nutzwärmebedarf	3.261 MWh/a	
Wärmegestehungskosten	131,49 €/MWh	

Tab. 37: Wärmegestehungskosten Variante 2A (AG 80%)

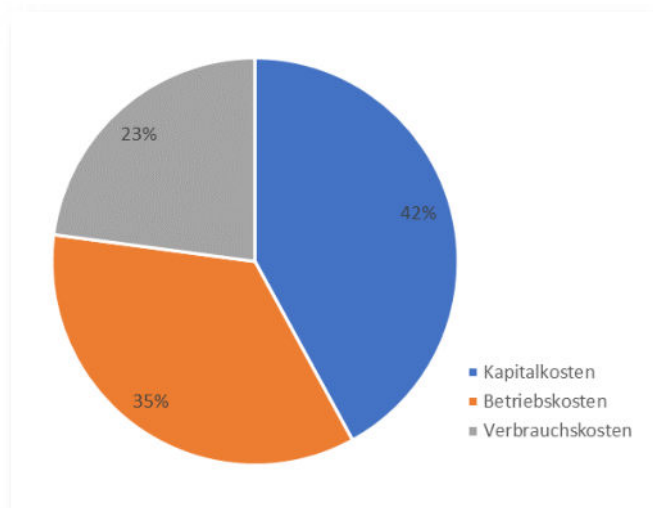


Abb. 56: Wärmegestehungskosten Variante 2A (AG 80%)

5.3.5 Variante 2B: Erweiterter Ausbau

Nachfolgend wird der vorgeschlagene Konzeptansatz einer netzgebundenen Wärmeversorgung auf Basis einer Solarthermie-Freiflächenanlage und einer Biomasse-Feuerungsanlage für das Versorgungsgebiet I. Mestlin-Kernbereich und II Mestlin-Erweiterungsbereich kalkuliert.

Auslegung der Hauptkomponenten

Anhand der Bedarfsdaten im Versorgungsgebiet wurden die Hauptkomponenten der Anlage grob dimensioniert. Hierbei wird von einem Anschlussgrad von 80% ausgegangen. Bei der Bemessung der Hauptleitungen werden jedoch Reserven für einen späteren Anschluss der übrigen Abnehmer einkalkuliert.

Die erforderlichen Hauptkomponenten werden wie folgt dimensioniert:

Solarthermie-Freiflächenanlage

- Modultyp: Vakuum-Röhrenkollektoren
- Brutto-Modulfläche: 3.700 m²
- Benötigte Grundstücksfläche: ca. 9.000 m²

Biomassekessel

- Nennleistung: 1.900 kW
- Jahresnutzungsgrad: 0,85

Pufferspeicher

- Volumen: 160 m³

Wärmenetz

- Trassenlänge: 6.836 m
- Max. Querschnitt: DN 125
- Mittl. Querschnitt: DN 50
- Wärmebelegung: 754 kWh/(trm*a)

Hausanschlüsse

- Anzahl: 157
- Summe Anschlussleistung: 2.643 kW

Detailliertere Informationen zur Auslegung sind im Anhang aufgeführt.

Energie- und Treibhausgasbilanz

Wärmebilanz

Basierend auf der Wärmebedarfsanalyse und der gewählten Auslegung wird für das Versorgungsgebiet eine Wärmebilanz erstellt. Dabei wird von einem Anschlussgrad von 80% ausgegangen. Die nachfolgend dargestellte Bilanz bezieht sich auf die versorgten Gebäude. Für die verbleibenden 20% wird eine unveränderte Versorgungsform vorausgesetzt.

Die angeschlossenen Abnehmer benötigen demnach jährlich **5.150 MWh an Nutzwärme**. Diese werden über das Nahwärmenetz zu **25% aus Solarthermie** und zu **75% aus Biomasse** bereitgestellt. Dabei betragen die **Netzverluste ca. 10,4%**.

Eine detaillierte Darstellung der **Wärmebilanz** ist im Anhang enthalten. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Ergebnisse:

	Leistung	Wärme
Bedarf frei Abnehmer	2.643 kW	5.151 MWh/a 89,6%
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,684	
Verluste	68,7 kW 3,7%	597 MWh/a 10,4%
Netz	66,6 kW	584 MWh/a
Speicher	2,0 kW	14 MWh/a
Summe Bedarf	1.876 kW 100,0%	5.749 MWh/a 100,0%
Summe Erzeugung	1.900 kW 101,3%	5.749 MWh/a 100,0%
Solarthermie	---	1.454 MWh/a 25,3%
Biomasse-Kessel	1.900 kW 101,3%	4.295 MWh/a 74,7%
Gaskessel	0 kW 0,0%	0 MWh/a 0,0%

Tab. 38: Wärmebilanz Variante 2B (AG 80%)

Der **Jahresverlauf** des Wärmebedarfs, der zur Bedarfsdeckung eingesetzten Quellen sowie der Netztemperaturen ergibt sich aus den Lastprofilen der einzelnen Abnehmer. Die nachfolgende Abbildung zeigt den sich ergebenden Jahresgang.

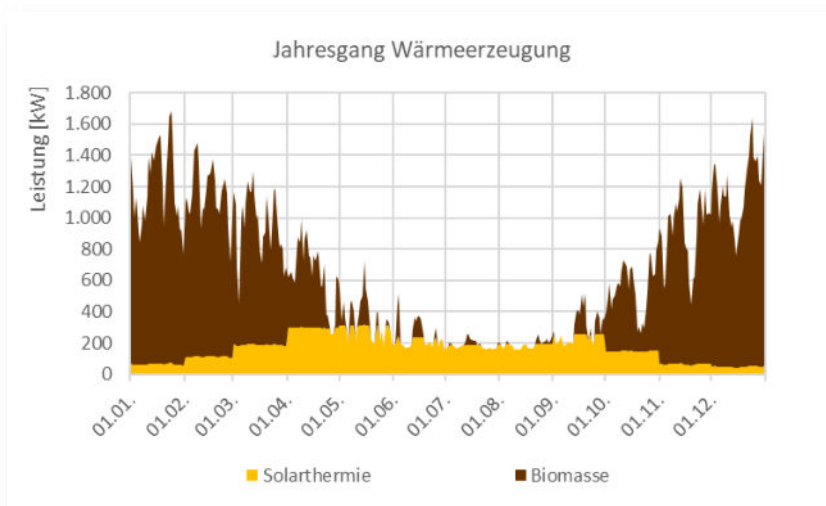


Abb. 57: Jahresgang Variante 2B (AG 80%)

Endenergie- und Treibhausgasbilanz

Zur Versorgung der angeschlossenen Gebäude ergeben sich folgende **Endenergiebedarfe** sowie daraus abgeleitete **Treibhausgasemissionen**:

	<i>Endenergie</i>	<i>Emissionsfaktor</i>	<i>THG-Emissionen</i>
Wärme Solarthermie	1.454 MWh/a	25 g/kWh	36,3 t/a
Biomasse	5.053 MWh/a 5.614 sm ³ /a	19 g/kWh	96,0 t/a
Erdgas	0 MWh/a	250 g/kWh	0,0 t/a
Strom (Hilfsenergie)	65.793 kWh/a	484 g/kWh	31,8 t/a
Heizwerk	42.950 kWh/a		
Netz	22.843 kWh/a		
Summe	6.572 MWh/a		164,2 t/a

Tab. 39: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Variante 2B (AG 80%)

Die spezifischen Treibhausgasemissionen der Nahwärmeversorgung betragen 32 g/kWh bezogen auf die Nutzwärme. Gegenüber dem laut Bedarfsanalyse festgestellten ortstypischen Brennstoffmix (252 g/kWh) ergibt sich somit ein spezifischer Vermeidungsfaktor von 220 g/kWh.

Durch die kalkulierte Versorgungsvariante können bei einem Anschlussgrad von 80% demnach jährlich **1.133 tCO₂-äqu. Treibhausgase eingespart** werden.

In den versorgten Objekten entspricht dies einer Verminderung um ca. 87 %.

Bezogen auf die gesamte Versorgungszone beträgt die Einsparung ca. 70%.

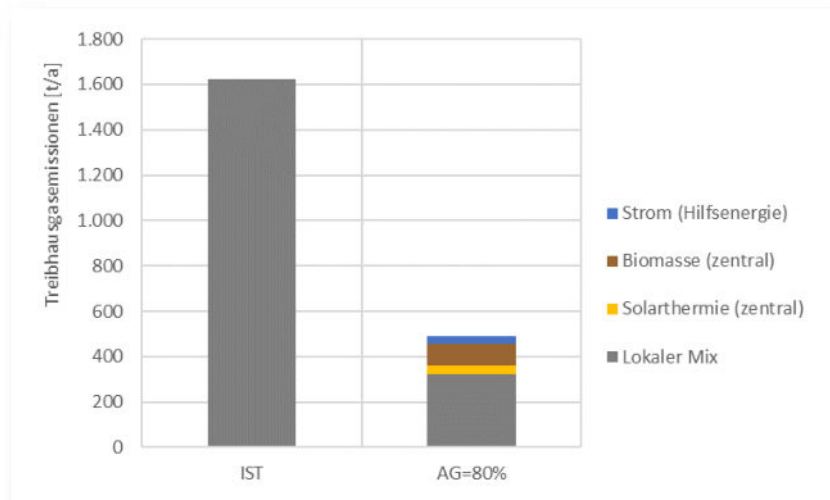


Abb. 58: Treibhausgaseinsparung Variante 2B (AG 80%)

Wirtschaftliche Parameter

Investitionskosten

Analog zum Vorgehen in Variante 2A (vgl. 5.3.4) wurden auch hier die zu erwartenden Investitionskosten und Fördermöglichkeiten abgeschätzt.

Es ergibt sich ein **Investitionsbedarf von ca. 12,7 Mio. € vor Förderung**. Mit einer **Förderquote von 65%** verbleiben nach Förderung **Investitionskosten von ca. 8,2 Mio. €**.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die kalkulierten Investitionskosten im Überblick. Eine detaillierte Aufstellung zur Investitionsschätzung inklusive der gewählten Kostenansätze ist im Anhang beigefügt. Alle aufgeführten Kosten verstehen sich als Netto-Kosten.

Gebäude (Heizhaus)	950.000 €	7,5%
Wärmeerzeugung (Anlagentechnik)	3.989.500 €	31,5%
Wärmeverteilung (Netz)	5.021.300 €	39,7%
Zwischensumme	9.960.800 €	
Unvorhergesehenes	1.494.100 €	11,8%
Nebenkosten	1.195.300 €	9,4%
Investition vor Förderung	12.650.200 €	100,0%
Summe Förderung	8.222.630 €	65,0%
BEW	5.060.080 €	40,0%
KliFöRL MV (Entwurf)	3.162.550 €	25,0%
Investition nach Förderung	4.427.570 €	

Tab. 40: Investitionsschätzung und Förderung Variante 2B

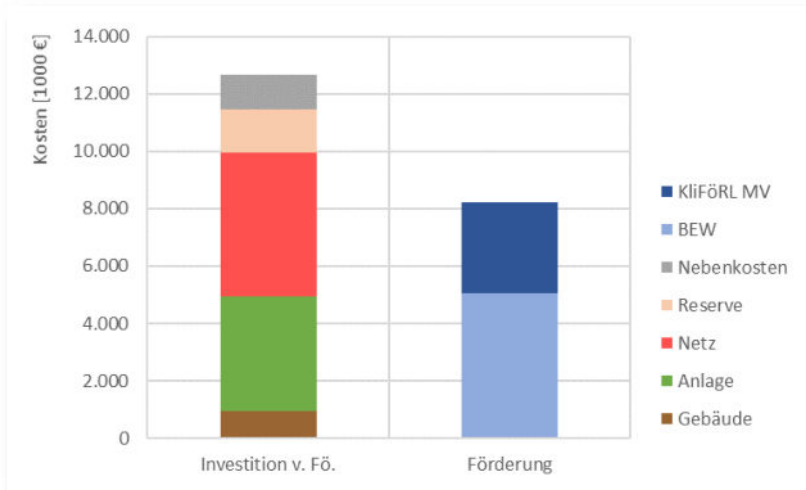


Abb. 59: Investitionsschätzung und Förderung Variante 2B

Betriebs- und Verbrauchskosten

Weiterhin wurden analog zum Vorgehen unter die **Betriebskosten** der konzipierten Wärmeversorgung kalkuliert. Diese umfassen die laufenden Kosten für den Betrieb der Anlage, sofern sie nicht unmittelbar durch den Verbrauch von Energieträgern entstehen. Die Bestimmung erfolgt analog zu Variante 2A (vgl. 5.3.4).

Es ergeben sich zu erwartende **Betriebskosten von ca. 241.900 €** pro Jahr.

Die **Verbrauchskosten** umfassen die Kosten, die durch den Verbrauch von Energieträgern entstehen. Darüber hinaus wurden hier die durch Einführung des CO₂-Preises zu erwartenden Kosten berücksichtigt. Die Bestimmung erfolgt analog zu Variante 2A (vgl. 5.3.4).

Es ist demnach mit **Verbrauchskosten in Höhe von ca. 160.100 €** pro Jahr zu rechnen.

Detailliertere Angaben zu den kalkulierten Betriebs- und Verbrauchskosten sind dem Anhang zu entnehmen.

Wärmegestehungskosten

Als zentrales Vergleichskriterium der Wirtschaftlichkeit verschiedener Versorgungskonzepte wurden die Wärmegestehungskosten als Vollkosten im Sinne der DIN 2067 ermittelt.

Hierbei wurden die zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe anfallenden kapitalgebundenen Kosten, Betriebskosten und Verbrauchskosten als Jahres-Gesamtkosten auf die bereitzustellende Nutzwärmemenge bezogen.

Die Bestimmung erfolgt analog zu Variante 2A (vgl. 5.3.4).

Für die netzgebundene Wärmeversorgung ergeben sich **Wärmegestehungskosten von durchschnittlich ca. 133 €/MWh**.

Im Vergleich zu konventionellen Wärmeerzeugungstechnologien (Erdgas: ca. 185 €/MWh, Heizöl: ca. 175 €/MWh) ist die vorgeschlagene Variante damit vorteilhaft.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick. Eine detaillierte Aufstellung hierzu ist im Anhang enthalten.

Kapitalkosten	284.496 €/a	41,4%
Betriebskosten	241.900 €/a	35,2%
Verbrauchskosten	160.115 €/a	23,3%
Jahreskosten gesamt	686.512 €/a	100,0%
Jahres-Nutzwärmebedarf	5.151 MWh/a	
Wärmegestehungskosten	133,27 €/MWh	

Tab. 41: Wärmegestehungskosten Variante 2B (AG 80%)

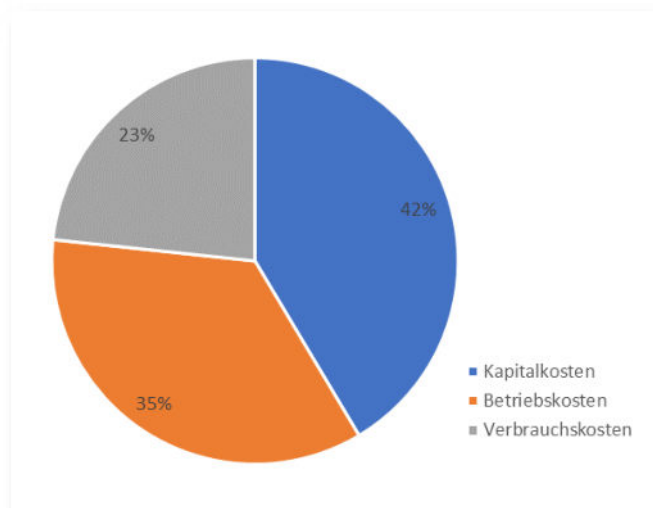


Abb. 60: Wärmegestehungskosten Variante 2B (AG 80%)

5.4 Variante 3: Multivalentes Wärmenetz mit Saisonalspeicher

5.4.1 Überblick und Funktionale Konzeption

Sowohl die Nutzung von Freiflächen-Solarthermie als auch der Biogas-Abwärme in den bisher betrachteten Varianten haben den Nachteil, dass die größte Wärmemenge in den Sommermonaten mit dem geringsten Wärmebedarf zur Verfügung stehen. Dies hat zur Folge, dass, je nach Dimensionierung, entweder der Anteil dieser Quellen an der Gesamt-Wärmebereitstellung begrenzt ist oder aber hohe sommerliche Wärmeüberschüsse ungenutzt bleiben.

Eine Möglichkeit dem zu begegnen stellt die Einbindung eines saisonalen Wärmespeichers in das Versorgungssystem dar. Dieser ermöglicht es, sommerliche Wärmeüberschüsse zumindest teilweise für bedarfsstärkere Zeiten im Herbst und Winter zu speichern. Hierzu existieren verschiedene technische Ansätze mit unterschiedlichen Anwendungsbereichen und Entwicklungsständen.

Im Bereich der kommunalen Wärmeversorgung ist beispielsweise in Dänemark das Konzept des Erdbeckenspeichers seit Jahren etabliert. In Deutschland werden derzeit erste Vorhaben nach dänischem Vorbild auch in kleineren Kommunen umgesetzt. So zum Beispiel im schleswig-holsteinischen Meldorf.⁵¹

Für einen Erdbeckenspeicher wird zunächst eine Grube ausgehoben und das Aushubmaterial wallartig darum aufgeschüttet. Das entstehende Becken wird mit speziellen Folien ausgekleidet und abgedichtet. Anschließend wird es mit Wasser als Speichermedium befüllt. Den oberen Abschluss findet der Speicher durch eine isolierte Schwimmdecke. Mittels spezieller Ein- und Auslassbauwerke kann der Speicher je nach Wärmebedarf und -aufkommen be- oder entladen werden.

Sowohl auf Grund des variierenden Ladezustands als auch wegen unvermeidbarer Wärmeverluste ist die Speichertemperatur über Jahr nicht konstant. Um dennoch die zum Netzbetrieb erforderliche Vorlauftemperatur zu erreichen, kann eine Wärmepumpe zur Temperaturerhöhung eingesetzt werden.

Im Kontext der hohen festgestellten Potenziale im Strombereich ist ein Betrieb dieser mit lokal erzeugtem PV-Strom naheliegend. Hierfür bestehen derzeit häufig jedoch hohe Hürden hinsichtlich der regulatorischen und insbesondere energierechtlichen Rahmenbedingungen. Die Möglichkeit einer solchen Direktversorgung ist daher von einer Vielzahl von Faktoren inkl. der Betreibermodelle der Wärmeversorgungs- und der Erzeugeranlagen abhängig. Aufgrund der Komplexität der zu beachtenden Rechtsnormen ist in jedem Falle eine detaillierte rechtliche Prüfung erforderlich.

Als Wärmequellen kommen neben der bestehenden Biogasanlage und einer zu errichtenden Solarthermieanlage auch vielfältige weitere Wärmequellen in Frage. So kann beispielsweise an die Nutzung zukünftig möglicher Abwärmemengen aus zukünftiger Gewerbeansiedlung gedacht werden. Auch im Zusammenhang perspektivisch möglichen PV-Freiflächenanlagen sind im Zuge der Sektorenkopplung und des Netzmanagements diese als zukünftige Wärmequelle vorstellbar. Beispiele sind hier die Nutzung von Abwärme aus lokaler Produktion grünen Wasserstoffs (power-to-gas) oder die direkte Wärmeerzeugung aus PV-Strom (power-to-heat) im Rahmen des netzdienlichen Anlagenbetriebs.

Ergänzend und zur Absicherung der Wärmeversorgung wird auch hier von der Installation einer Biomassefeuerungsanlage ausgegangen.

Die Wärmeverteilung zu den Endabnehmern erfolgt auch hier über ein Wärmenetz, wie in den vorangestellten Varianten beschrieben.

⁵¹ NDR 01

Die nachfolgende Darstellung zeigt die wesentlichen Komponenten der konzipierten Versorgungslösung im Überblick.

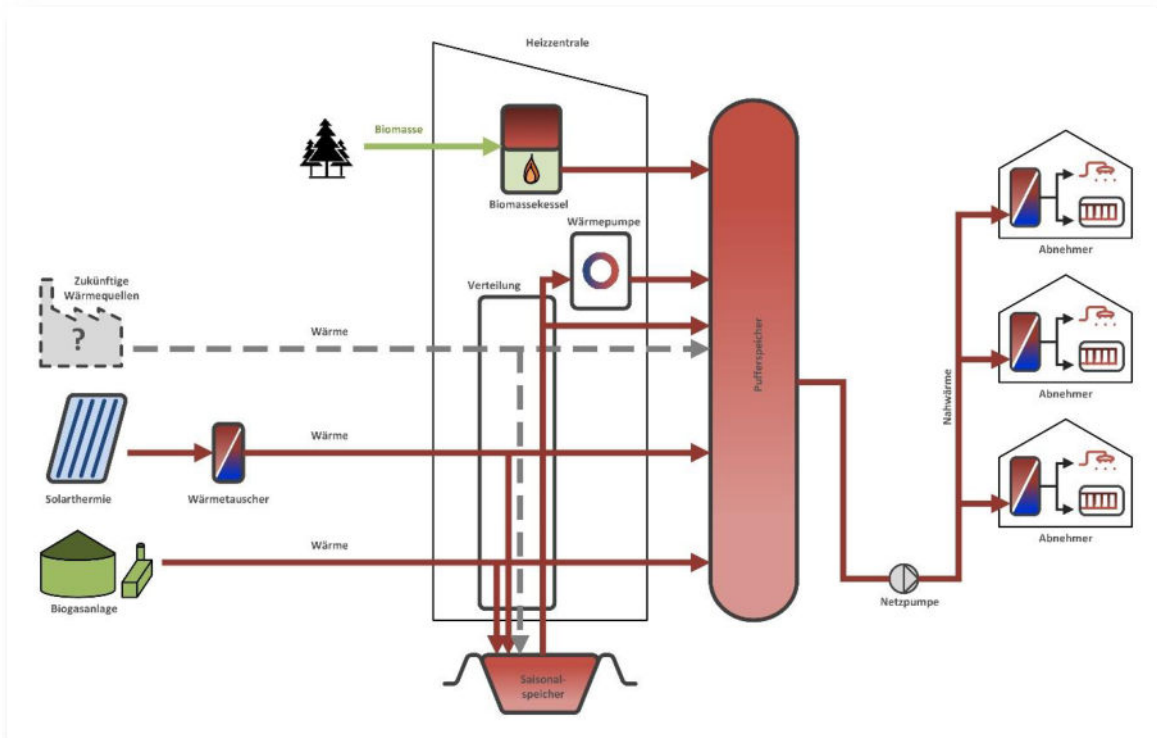


Abb. 61: Übersicht funktionale Konzeption Variante3

5.4.2 Versorgungsgebiet und Räumliche Konzeption

Da der bauliche und anlagentechnische Aufwand der vorgeschlagenen Lösung gegenüber den vorherigen Varianten deutlich höher ist, wird hier nur die erweiterte Ausbaustufe (Kernbereich + Erweiterungsbereich) betrachtet.

Als Standort der zu errichtenden Anlagenteile (Heizzentrale, Erdbeckenspeicher, Solarthermieranlage) wird die hier ebenfalls die bisherige Freifläche westlich der Schweriner Chaussee vorgeschlagen.

Die nachfolgende Darstellung verdeutlicht die Abgrenzung des Versorgungsgebiets sowie den Verlauf einer möglichen Nahwärmetrasse.

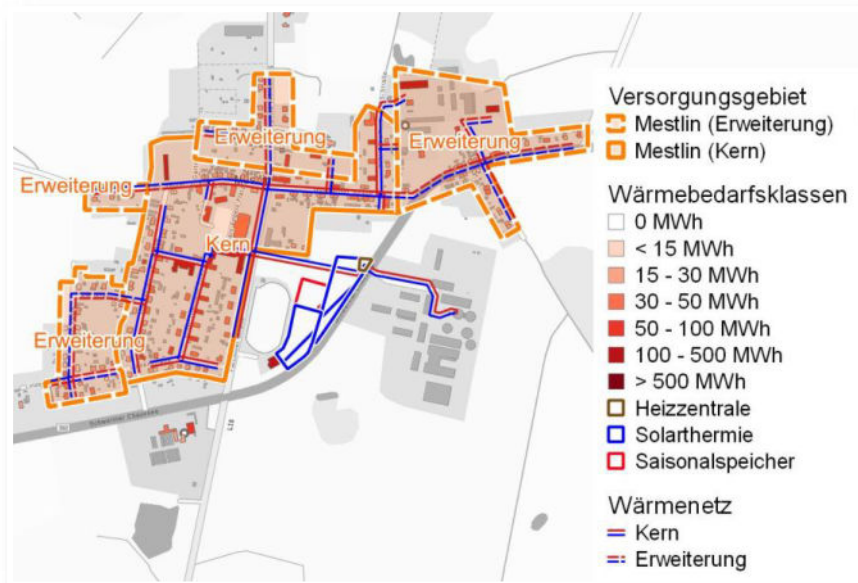


Abb. 62: Karte Versorgungsgebiet Variante 3

5.4.3 Auslegung der Hauptkomponenten

Anhand der Bedarfsdaten im Versorgungsgebiet wurden die Hauptkomponenten der Anlage grob dimensioniert. Hierbei wird von einem Anschlussgrad von 80% ausgegangen. Bei der Bemessung der Hauptleitungen werden jedoch Reserven für einen späteren Anschluss der übrigen Abnehmer einkalkuliert.

Die erforderlichen Hauptkomponenten werden wie folgt dimensioniert:

Solarthermie-Freiflächenanlage

- Modultyp: Vakuum-Röhrenkollektoren
- Brutto-Modulfläche: 7.000 m²
- Benötigte Grundstücksfläche: ca. 1,7 ha

Biomassekessel

- Nennleistung: 1.700 kW
- Jahresnutzungsgrad: 0,85

Wärmepumpe

- Thermische Leistung: ca. 1.390 kW

Saisonalspeicher

- Volumen: 24.000 m³

Pufferspeicher

- Volumen: 51 m³

Wärmenetz

- Trassenlänge: 6.836 m
- Max. Querschnitt: DN 125
- Mittl. Querschnitt: DN 50
- Wärmebelegung: 754 kWh/(trm*a)

Hausanschlüsse

- Anzahl: 157
- Summe Anschlussleistung: 2.643 kW

Detailliertere Informationen zur Auslegung sind im Anhang aufgeführt.

5.4.4 Energie- und Treibhausgasbilanz**Wärmebilanz**

Basierend auf der Wärmebedarfsanalyse und der gewählten Auslegung wird für das Versorgungsgebiet eine Wärmebilanz erstellt. Dabei wird von einem Anschlussgrad von 80% ausgegangen. Die nachfolgend dargestellte Bilanz bezieht sich auf die versorgten Gebäude. Für die verbleibenden 20% wird eine unveränderte Versorgungsform vorausgesetzt.

Die angeschlossenen Abnehmer benötigen demnach jährlich **5.151 MWh an Nutzwärme**. Diese werden über das Nahwärmenetz zu **46% aus Solarthermie**, zu **29% aus Biogas-Abwärme** und zu **23% aus Biomasse** bereitgestellt. Hinzu kommt der Strom-Anteil der Wärmepumpe mit ca. 2%. Dabei betragen die **Netz- und Speicherverluste ca. 26%**.

Eine detaillierte Darstellung der **Wärmebilanz** ist im Anhang enthalten. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Ergebnisse:

	Leistung	Wärme
Bedarf frei Abnehmer	2.643 kW	5.151 MWh/a 73,7%
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,684	
Verluste	69,7 kW 3,7%	1.840 MWh/a 26,3%
Netz	66,6 kW	584 MWh/a
Speicher	3,0 kW	1.256 MWh/a
Summe Bedarf	1.877 kW 100,0%	6.991 MWh/a 100,0%
Summe Erzeugung	1.000 kW 53,3%	6.991 MWh/a 100,0%
Solarthermie	---	3.200 MWh/a 45,8%
Biogasanlage (Bestand)	---	2.008 MWh/a 28,7%
Wärmepumpe (Stromanteil)	---	149 MWh/a 2,1%
Biomasse-Kessel	1.000 kW 53,3%	1.633 MWh/a 23,4%
Gaskessel	0 kW 0,0%	0 MWh/a 0,0%

Tab. 42: Wärmebilanz Variante 3 (AG 80%)

Der **Jahresverlauf** des Wärmebedarfs, der zur Bedarfsdeckung eingesetzten Quellen sowie der Netztemperaturen ergibt sich aus den Lastprofilen der einzelnen Abnehmer. Die nachfolgende Abbildung zeigt den sich ergebenden Jahresgang.

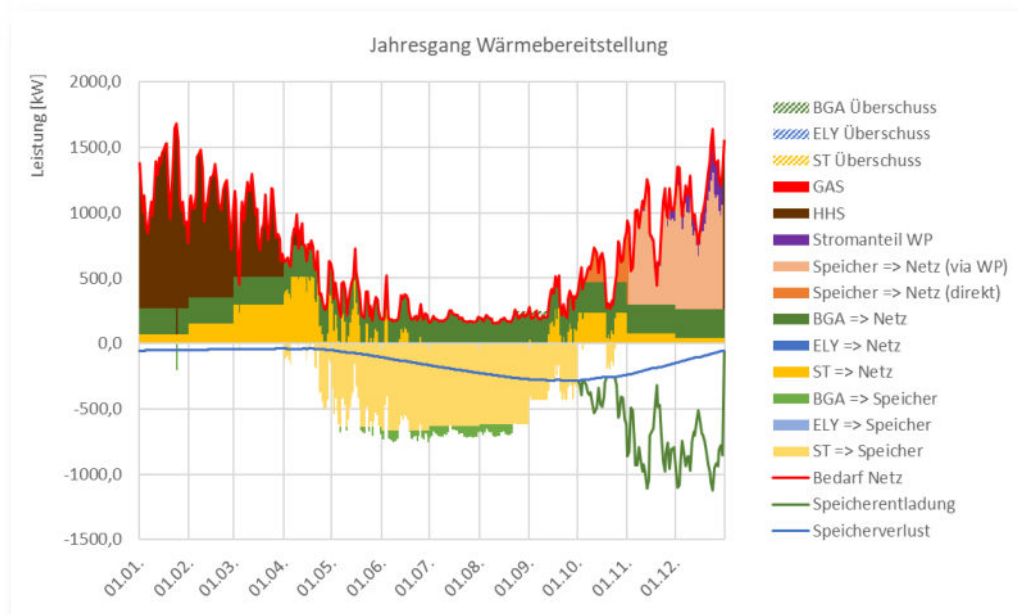


Abb. 63: Jahresgang Variante 3 (AG 80%)

Endenergie- und Treibhausgasbilanz

Zur Versorgung der angeschlossenen Gebäude ergeben sich folgende **Endenergiebedarfe** sowie daraus abgeleitete **Treibhausgasemissionen**:

	Endenergie	Emissionsfaktor	THG-Emissionen
Wärme Solarthermie	3.200 MWh/a	25 g/kWh	80,0 t/a
Wärme Biogasanlage	2.008 MWh/a	114 g/kWh	228,9 t/a
Biomasse	1.922 MWh/a 2.135 sm ³ /a	19 g/kWh	36,5 t/a
Erdgas	0 MWh/a	250 g/kWh	0,0 t/a
Strom (Wärmepumpe)	149 MWh/a	15 g/kWh	2,2 t/a
Strom (Hilfsenergie)	39.178 kWh/a	484 g/kWh	19,0 t/a
Heizwerk	16.334 kWh/a		
Netz	22.843 kWh/a		
Summe	5.161 MWh/a		366,7 t/a

Tab. 43: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Variante 3 (AG 80%)

Die spezifischen Treibhausgasemissionen der Nahwärmeversorgung betragen 71 g/kWh bezogen auf die Nutzwärme. Gegenüber dem laut Bedarfsanalyse festgestellten ortstypischen Brennstoffmix (252 g/kWh) ergibt sich somit eine spezifischer Vermeidungsfaktor von 181 g/kWh.

Durch die kalkulierte Versorgungsvariante können bei einem Anschlussgrad von 80% demnach jährlich **931 tCO₂-äqu. Treibhausgase eingespart** werden.

In den versorgten Objekten entspricht dies einer Verminderung um ca. 72 %.

Bezogen auf die gesamte Versorgungszone beträgt die Einsparung ca. 57 %.

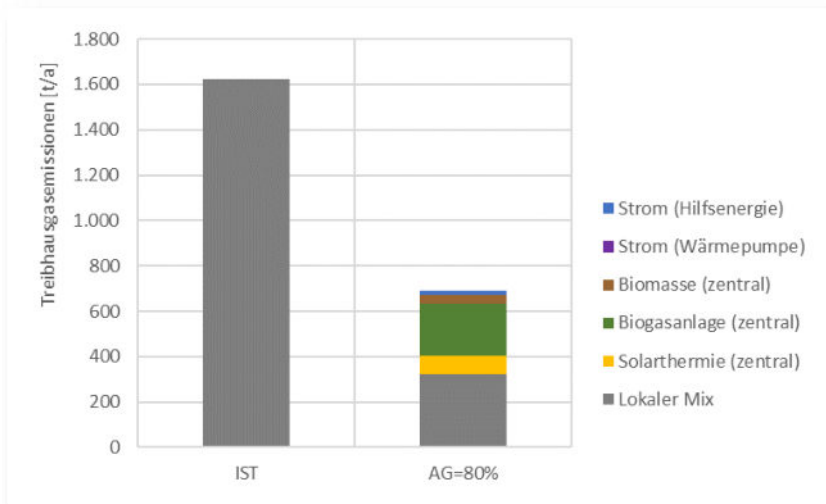


Abb. 64: Treibhausgaseinsparung Variante 3 (AG 80%)

5.4.5 Wirtschaftliche Parameter

Investitionskosten

Auf Basis der Anlagenauslegung wurden die zu erwartenden **Investitionskosten** kalkuliert. Grundlage hierfür bilden diverse publizierte Preisansätze⁵² sowie Erfahrungswerte und Richtpreisangebote zu vergleichbaren Anlagenkonfigurationen. Zu beachten ist, dass insbesondere im Bereich des SaisonaltSpeichers hohe Unsicherheiten u.a. hinsichtlich der Untergrundbedingungen und der fortschreitenden Markteinführung bestehen.

Das **Förderumfeld** für die Errichtung von regenerativen netzgebundenen Wärmeversorgungsanlagen befindet sich derzeit in der Umgestaltung. So trat auf Bundesebene kürzlich das Bundesförderprogramm effiziente Wärmenetze (BEW) in Kraft. Die auf Landesebene für die Ausreichung von EU-Mitteln maßgebliche Klimaschutzförderrichtlinie befindet sich derzeit noch in der Überarbeitung. Mit einer Veröffentlichung wird kurzfristig gerechnet.

Auf Grundlage der bislang bekannten Richtlinien bzw. Programmentwürfe werden für die Förderung des beschriebenen Vorhabens folgende Programme in Betracht kommen:

- Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW)
- Klimaschutz-Förderrichtlinie Mecklenburg-Vorpommern (KliFöRL-MV) – Stand Verbandsanhörung

Zu beachten ist, dass hinsichtlich der finalen Ausgestaltung und realen Auslegungspraxis der entsprechenden Förderprogramme derzeit noch Unschärfen bestehen.

Es ergibt sich ein **Investitionsbedarf von ca. 24,2 Mio. € vor Förderung**. Mit einer **Förderquote von 65%** verbleiben nach Förderung **Investitionskosten von ca. 8,5 Mio. €**.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die kalkulierten Investitionskosten im Überblick. Eine detaillierte Aufstellung zur Investitionsschätzung inklusive der gewählten Kostenansätze ist im Anhang beigelegt. Alle aufgeführten Kosten verstehen sich als Netto-Kosten.

⁵² U.a. FNR 02

Gebäude (Heizhaus)	1.230.000 €	5,1%
Wärmeerzeugung (Anlagentechnik)	12.804.800 €	52,9%
Wärmeverteilung (Netz)	5.021.300 €	20,7%
Zwischensumme	19.056.100 €	
Unvorhergesehenes	2.858.400 €	11,8%
Nebenkosten	2.286.700 €	9,4%
Investition vor Förderung	24.201.200 €	100,0%
Summe Förderung	15.710.503 €	64,9%
BEW	9.668.002 €	39,9%
KliFöRL MV (Entwurf)	6.042.501 €	25,0%
Investition nach Förderung	8.490.697 €	

Tab. 44: Investitionsschätzung und Förderung Variante 3

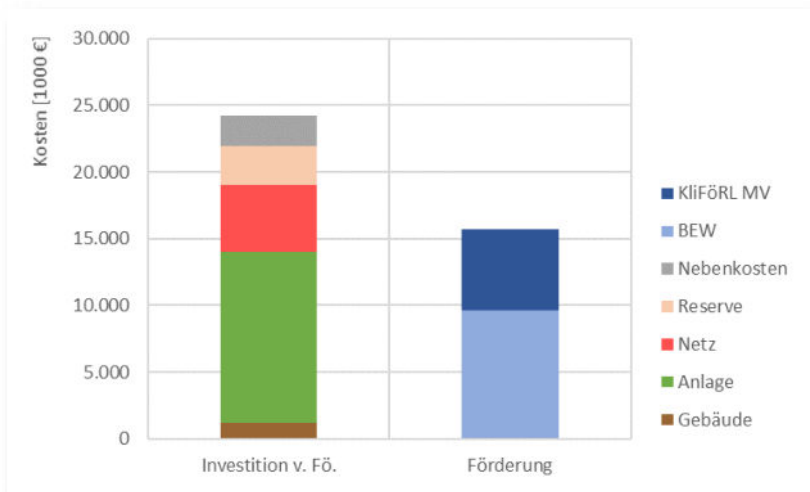


Abb. 65: Investitionsschätzung und Förderung Variante 3

Betriebs- und Verbrauchskosten

Weiterhin wurden die **Betriebskosten** der konzipierten Wärmeversorgung kalkuliert. Diese umfassen die laufenden Kosten für den Betrieb der Anlage, sofern sie nicht unmittelbar durch den Verbrauch von Energieträgern entstehen. Als Grundlage dienen verschiedenen Erfahrungswerte und publizierte Kennwerte⁵³.

Es ergeben sich zu erwartende **Betriebskosten von ca. 296.900 €** pro Jahr.

Die **Verbrauchskosten** umfassen die Kosten, die durch den Verbrauch von Energieträgern entstehen. Darüber hinaus wurden hier die durch Einführung des CO₂-Preises zu erwartenden Kosten berücksichtigt. Die Kalkulation basiert auf Gesprächen mit den lokal tätigen und als potenzielle Brennstofflieferanten in Frage kommenden Betrieben und aktuellen Marktpreisen verschiedener Energieträger. Für die Lieferung von Biogas-Abwärme wurde in Abgleich mit ähnlichen Vorhaben ein plausibler Preisansatz zugrunde gelegt. Dies ist ggf. im Weiteren mit dem Betreiber der Biogasanlage zu verhandeln. Gleiches gilt für die angesetzte Direktbelieferung mit PV-Strom zum Betrieb der Wärmepumpe. Darüber hinaus wurde ein CO₂-Preis von 30 €/t (Stand 2023) angesetzt.

⁵³ U.a. FNR 02

Es ist demnach mit **Verbrauchs-kosten in Höhe von ca. 91.698 €** pro Jahr zu rechnen.

Detailliertere Angaben zu den kalkulierten Betriebs- und Verbrauchskosten sind dem Anhang zu entnehmen.

Wärmegestehungskosten

Als zentrales Vergleichskriterium der Wirtschaftlichkeit verschiedener Versorgungskonzepte wurden die Wärmegestehungskosten als Vollkosten im Sinne der DIN 2067 ermittelt.

Hierbei wurden die zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe anfallenden kapitalgebundenen Kosten, Betriebskosten und Verbrauchskosten als Jahres-Gesamtkosten auf die bereitzustellende Nutzwärmemenge bezogen.

Die Kapitalkosten wurden mit Hilfe der Annuitätenmethode aus den Investitionskosten nach Förderung, einer zugrunde gelegten Laufzeit von 20 Jahren sowie unter Berücksichtigung der Restwerte nach Laufzeitende bestimmt.

Für die netzgebundene Wärmeversorgung ergeben sich **Wärmegestehungskosten von durchschnittlich ca. 184 €/MWh**.

Im Vergleich zu konventionellen Wärmeerzeugungstechnologien (Erdgas: ca. 185 €/MWh, Heizöl: ca. 175 €/MWh) ist die vorgeschlagene Variante damit auf vergleichbarem Niveau. Zu beachten ist bei der Beurteilung weiterhin, dass aufgrund des kleinen Verbrauchskostenanteils mit einer geringen Abhängigkeit von schwankenden Energieträgerpreisen und somit einer hohen Preisstabilität zu rechnen ist.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick. Eine detaillierte Aufstellung hierzu ist im Anhang enthalten.

Kapitalkosten	557.426 €/a	58,9%
Betriebskosten	296.900 €/a	31,4%
Verbrauchskosten	91.698 €/a	9,7%
Jahreskosten gesamt	946.024 €/a	100,0%
Jahres-Nutzwärmebedarf	5.151 MWh/a	
Wärmegestehungskosten	183,64 €/MWh	

Tab. 45: Wärmegestehungskosten Variante 3 (AG 80%)

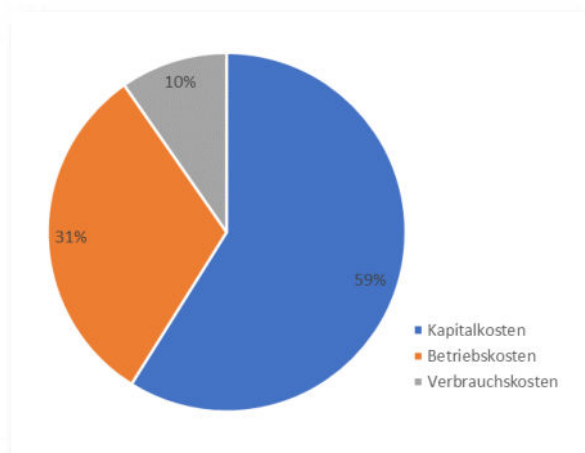


Abb. 66: Wärmegestehungskosten Variante 3 (AG 80%)

5.5 Logistik

Hinsichtlich der Gewinnung, Aufbereitung, Bereitstellung und Lagerung von Holzhackschnitzel sollen im Folgenden einige grundsätzliche Hinweise zusammengestellt werden. Weiterführende und ausführliche Informationen sind unter anderem den Veröffentlichungen der Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR) zu entnehmen.⁵⁴

Grundsätzlich ist anzuraten, bei der Auswahl von Logistikpartnern auf das Vorhandensein bzw. den Erwerb entsprechender fundierter Vorkenntnisse zu achten.

5.5.1 Materialeigenschaften

Die Beschaffenheit der eingesetzten Brennstoffe ist von ausschlaggebender Bedeutung für den wirtschaftlichen, umweltfreundlichen und zuverlässigen Betrieb einer Biomassefeuerung. Dabei ist grundsätzlich ein breites Spektrum an Materialien verwendbar. Entscheidend ist, dass die eingesetzten Komponenten, angefangen bei der Brennstoffbelieferung über die Kesselzuführung, die Verbrennungstechnologie, bis hin zur Abgasanlage und Entaschung für die jeweiligen Brennstoffspezifika geeignet sind.

Im Bereich der Holz-Hackschnitzel spielen neben der für Verbrennungs-, Korrosions- und Emissionsverhalten wichtigen chemischen Zusammensetzung insbesondere folgende Parameter eine wichtige Rolle:

- Wassergehalt des Brennstoffes (W)
- Aschegehalt (A)
- Stückigkeit (P)

Eine am Markt anerkannte Standardisierung für verschiedene Brennstoffqualitäten ist nach DIN EN ISO 17225 gegeben

Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass Anlagen zur Verbrennung schwierigerer Brennstoffe (feucht, verunreinigt, grobkörnig) in der Regel mit höheren spezifischen Investitionskosten verbunden sind als Anlagen, die einen höherwertigen Brennstoff benötigen.

Des Weiteren kann davon ausgegangen werden, dass Anlagen kleinerer Leistung tendenziell hochwertigere Brennstoffe erfordern.

5.5.2 Biologische Zersetzung

Zu beachten ist weiterhin, dass Holz als organischer Brennstoff grundsätzlich anfällig für biologische Zersetzungsprozesse (Fäulnis, Pilzbefall) ist. Neben dem Verlust an Heizwert kann hiermit durch Erwärmungsvorgänge im Extremfall auch ein Brandrisiko einhergehen. Biologische Zersetzungsprozesse werden dabei grundsätzlich durch 2 Faktoren begünstigt:

- Hoher Wassergehalt
- Große Oberfläche

In der Konsequenz bedeutet dies, dass Holz hackschnitzel (relativ große Oberfläche) nur unterhalb eines gewissen Wassergehaltes für eine längerfristige Lagerung geeignet sind. In der Regel unterscheidet man wie folgt:

⁵⁴ U.a. FNR 02, FNR 03

- Nicht lagerbeständig ($W > 35\%$)
- Bedingt lagerbeständig ($W 15 - 35\%$ - Lagerung für einige Wochen möglich)
- Lagerbeständig ($W \leq 15\%$ - Lagerung langfristig möglich)

5.5.3 Handlungsansätze

Für die Logistik der Brennstoffbereitstellung und -bevorratung ergeben sich daraus verschiedenen Handlungsansätze, um eine der Anlagenart entsprechende Materialqualität dauerhaft sicherzustellen:

Materialgewinnung

Bereits die Wahl des Schnittzeitpunktes ist entscheidend für die Qualität des Brennstoffes. So besitzt das Holz in der Regel während der Vegetationsperiode einen höheren Wassergehalt als im Winter. Darüber hinaus ergibt sich aus höheren Laubanteilen ein höherer Aschegehalt. Auch aus Natur- und Artenschutzgründen ist die Durchführung von Schnittmaßnahmen während der Vegetationsperiode nur bedingt möglich.

⇒ Wahl des Schnittzeitpunktes (außerhalb der Vegetationsperiode)

Aufgrund der geringeren spezifischen Oberfläche ist das Holz in noch ungehackter Form (Rund-, Schwachholz) weniger anfällig für biologische Zersetzung. Sofern möglich ist es daher vorteilhaft, das Material zunächst für ca. 1 Jahr bis zur begrenzten Lagerbeständigkeit in dieser Form vor zu trocknen. Da eine Wiedervernässung durch Regen hier nur geringen Einfluss hat, kann dies durchaus auch am Entstehungsort (Waldweg, Feldrand...) erfolgen.

⇒ Vortrocknung als Rund- oder Schwachholz (ggf. am Waldweg), wenn möglich

Zerkleinerung

Zur Zerkleinerung des Holzes kommen in der Regel entweder reißende Maschinen (Schredder) oder schneidende Maschinen (Hacker) zum Einsatz. Im Sinne der Brennstoffqualität ist in jedem Fall der Einsatz eines Hackes vorzusehen. Auch sollte dabei stets auf ausreichend scharfe Werkzeuge geachtet werden. Auf diese Weise können möglichst glatte Schnittkanten des Materials gewährleistet werden. Dies führt zum einen durch die geringere Oberfläche zu weniger biologischer Zersetzung. Zum anderen neigt das Material weniger zu Verklumpen, was die Störanfälligkeit in Förderanlagen reduziert.

⇒ Einsatz von Hackern mit scharfen Werkzeugen

Zwischenlagerung

Während bei der Lagerung von Rund- oder Schwachholz Verschmutzung und Wiedervernässung von nachrangiger Bedeutung sind, spielt beides bei der Lagerung von Hackschnitzeln eine größere Rolle. Eine Zwischenlagerung von Hackschnitzeln sollte daher nur auf befestigten Flächen und unter Dach bzw. abgedeckt erfolgen. Um übermäßigen Materialschwind und Brandgefahr durch biologische Zersetzung zu vermeiden ist für eine ausreichende Durchlüftung des Materials sowie ein begrenzte Lagerhöhe zu sorgen. Dabei sind sowohl die Stückigkeit als auch der Wassergehalt des Materials zu berücksichtigen. Als maximale Lagerhöhe unter günstigen Bedingungen wird in der Regel 5 m angegeben.

- ⇒ Lagerung von Hackschnitzeln auf befestigten Flächen und unter Dach / abgedeckt
- ⇒ Maximale Lagerhöhe und ausreichende Durchlüftung beachten

Trocknung

Ein definierter Wassergehalt des Brennstoffes ist sowohl für die Lagerbeständigkeit als auch für die Verbrennungseigenschaften von Bedeutung. Unmittelbar nach dem Schnitt weist das Material in der Regel Wassergehalte von bis zu 55% auf.

Insbesondere größere Feuerungsanlagen sind teilweise durchaus in der Lage, sehr feuchtes Material zu verbrennen. Allerdings sind erntefrische Holzhackschnitzel nicht lagerbeständig sie müssen daher zeitnah nach dem Hacken ohne längere Zwischenlagerung verbrannt werden.

In der Regel wird es sinnvoll sein, zumindest begrenzt lagerbeständiges Material einzusetzen. Teilweise kann dies durch das bereits erwähnte natürliche Vortrocknen als Stammware / Schwachholz wie oben beschrieben erreicht werden.

⇒ Natürliche Vortrocknung als Stammware / Schwachholz, wenn möglich

Sofern dies, z.B. aus logistischen Gründen, nicht möglich ist, existieren verschiedene weitere Verfahren zur Trocknung von Hackschnitzeln. Dies kann zum einen in Kombination mit der Zwischenlagerung im unbewegten Hackschnitzelhaufen (Satztrocknung) erfolgen. Neben der maschinellen Belüftung des Hackschnitzelhaufens von unten mit angewärmter Luft (Warmlufttrocknung), gibt es auch hier Verfahren, bei denen die durch Zersetzungsprozesse entstehende Wärme durch gezielte Luftlenkung zur Trocknung genutzt wird (z.B. Naturzugtrocknung). Hierbei ist jedoch ein gewisser Materialverlust durch Zersetzung einzukalkulieren.

⇒ Satztrocknung (maschinell oder natürlich), ggf. in Kombination mit Lagerung

Neben den unterschiedlichen Satztrocknungsverfahren existieren weiterhin verschiedene maschinelle Trocknungsverfahren (Trommeltrocknung, Bandtrocknung...). Diese finden in der Praxis jedoch meist nur in Sonderfällen (z.B. Pelletproduktion...) Anwendung.

Klassierung / Reinigung

Um Störungen in der Brennstoffzuführung und Verbrennung zu vermeiden, ist ein anlagenspezifisch definiertes Spektrum an Stückgrößen im Brennstoff einzuhalten. Eine entsprechende Klassifikation geht aus der bereits genannten Norm DIN EN ISO 17225 hervor. Hier sind neben der angestrebten Korngröße auch weitere Parameter wie maximaler Feinanteil und maximale Überlängen definiert.

Um bei wechselndem Ausgangsmaterial die geforderten Parameter sicher einhalten zu können, kann ggf. eine Klassierung der Hackschnitzel durch Siebanlagen erforderlich sein. Häufigen kommen in der Hackschnitzelproduktion Trommelsiebe zum Einsatz. In begrenztem Umfang ist es hierbei auch möglich, Fremdstoffe (Erde, Sand) sowie Laub- und Nadelanteile auszusondern.

⇒ Siebe ermöglichen definierte Korngrößen und Fremdstoffabscheidung (begrenzt)

Brennstoffanlieferung

Um einen ökonomischen Betrieb der Feuerungsanlage zu gewährleisten, soll bei der Brennstoffbelieferung möglichst weitgehend Standard-Fahrzeugtechnik eingesetzt und der Personal- und Zeitaufwand minimal gehalten werden.

Im Idealfall erfolgt die Anlieferung mit Standard-Fahrzeugen in kurzer Zeit allein durch den Fahrer und ohne Einsatz zusätzlicher technischer Hilfsmittel.

Optimal ist in dieser Hinsicht die Anlieferung durch Abschütten in einen unterirdischen Brennstoffbunker oder aber auf einen befahrbaren Schubboden. Hierbei kann eine Vielzahl verschiedener Fahrzeuge,

von großvolumigen Walking-Floor-Zügen über Containerzüge mit Hakenlift bis hin zu landwirtschaftlichen Schüttgut-Anhängern (Silozug o.ä.), eingesetzt werden.

⇒ Optimal: Abschütten in Bunker bzw. auf befahrbaren Schubboden

Bei der Auslegung der Lager ist jeweils die Bildung von Schüttkegeln, die erforderliche Bauhöhe zum Aufkippen sowie die erforderliche Rangierfläche zu berücksichtigen.

Um etwaige Fehlerquellen und Wartezeiten zu vermeiden, sollte auf zusätzliche Fördereinrichtungen zur Bunkerbefüllung wo immer möglich verzichtet werden.

Eine weitere Option, insbesondere wo die baulichen Gegebenheiten die Errichtung eines Tiefbau-Bunkers nicht zulassen, kann die Nutzung von Brennstoff-Wechselcontainern sein.

Hierbei handelt sich um spezielle Hackschnitzel-Container, in die bereits ein Austragungs-system integriert ist. Diese Container können mit Standard-Containerfahrzeugen transportiert und direkt an die Brennstoffförderanlage angedockt werden. Indem sich stets mindestens ein Container an der Anlage befindet während der zweite zur Befüllung bereitsteht, kann ein unterbrechungsfreier Betrieb sichergestellt werden. Eine klare eigentumsrechtliche Zuordnung ist hier unbedingte Voraussetzung.

⇒ Optional: Brennstoff-Wechselcontainer (wenn kein Bunker möglich)

Qualitätssicherung

Grundlage einer funktionierenden Qualitätssicherung der Brennstofflogistik ist die klare Festlegung der geforderten Qualitätsparameter (z.B. Stückigkeit, Wassergehalt, Rindenanteil, Blatt- / Nadelanteil, Holzsortimente) in einem Brennstoffliefervertrag zwischen Anlagenbetreiber und Brennstofflieferant. Hierbei sollte soweit wie möglich auf die Spezifikationen nach Norm Bezug genommen werden.

⇒ Festlegung von Brennstoffspezifikationen im Brennstoffliefervertrag

Bei Anlieferung ist eine Routine-Qualitätskontrolle zum Beispiel durch folgende Maßnahmen möglich:

- ⇒ Sichtkontrolle (z.B. Fremdstoffanteil)
- ⇒ Schablonen zu Bewertung der Stückigkeit
- ⇒ Überschlägige Feuchtemessung durch mobile Messgeräte

Eine detaillierte und exakte Überprüfung der Brennstoffparameter ist erforderlichenfalls durch Laboranalysen möglich. Hierfür ist ggf. auf eine repräsentative Probennahme, ausreichende Probengröße und sachgerechten Transport (luftdicht, vor Verunreinigung geschützt) zu achten. Darüber hinaus sollte die Analyse möglichst umgehend erfolgen, da ansonsten Verfälschungen durch biologische Veränderungen bzw. Austrocknen möglich sind.

In jedem Fall sollte eine umfassende Dokumentation der Qualitätskontrolle erfolgen.

⇒ Dokumentation!

Um Schwankungen des Heizwertes aufgrund wechselnder Brennstoffqualität zu kompensieren, hat sich eine Abrechnung der Brennstofflieferung nach Wärmeabgabe hinter dem Biomassekessel mittels geeichten Wärmemengenzählers als zielführend erwiesen. Hierbei sollte, je nach Konstellation, auch die Möglichkeit einer Betriebsführung des Biomassekessels durch den Brennstofflieferanten geprüft werden.

⇒ Abrechnung nach Wärmeabgabe

6 Alternative Versorgungsmodelle

Um einen Bezugsrahmen für die konzipierten Lösungen abzubilden, wurden verschiedene alternative Versorgungsmöglichkeiten hinsichtlich vergleichbarer ökonomischer und umweltrelevanter Kennwerte untersucht. Zu diesem Zweck wurden jeweils die zu erwartenden Investitionskosten (ggf. nach Förderung), die Wärme gestehungskosten und die Treibhausgasemissionen kalkuliert.

Um einen Vergleich der verschiedenen Varianten zu ermöglichen wurden auch hier die Vollkosten der Wärmeversorgung sowie die Treibhausgasemissionen als CO₂-Äquivalent betrachtet. Die Kalkulation erfolgt auf Basis diverser veröffentlichter Kennwerte und Erfahrungswerte.⁵⁵ Eine detaillierte Darstellung ist im Anhang beigefügt.

Zu beachten ist, dass entsprechend des jüngst von der Bundesregierung beschlossenen Entwurfs zur Änderung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) zahlreiche der hier vorgestellten Versorgungslösungen möglicherweise bereits ab 2024 für den Neueinbau nicht mehr zulässig wären. Aufgrund ihrer Verbreitung im Bestand sind sie hier dennoch zu Vergleichszwecken aufgeführt.

Die betroffenen Varianten sind im folgenden jeweils entsprechend gekennzeichnet.

6.1 Typ-Gebäude

Anhand der Bedarfsanalyse wurden zwei typische Gebäudekonstellationen definiert, für die im Folgenden wesentliche Vergleichskriterien gebäudebezogener Versorgungsformen kalkuliert wurden:

	Bestand	Neubau
Gebäudetyp	Einfamilienhaus	
Nutzfläche	150 m ²	
Jahres-Wärmebedarf	30.000 kWh/a	11.250 kWh/a
Auslegungsleistung	18 kW	11 kW
Heizungsart	Heizkörper	Flächenheizung

Tab. 46: Kennwerte Typ-Gebäude

6.2 Erdgas-Therme

Eine insgesamt weit verbreitete Versorgungsform stellt in Mecklenburg-Vorpommern die Wärmeversorgung auf Basis von Erdgas dar. Diese kann somit als ein üblicher Vergleichsstandard gelten.

Es wurde folgende Konstellation betrachtet:

Die gesamte Wärmeversorgung (Heizung und Warmwasser) erfolgt durch eine Erdgas-Brennwerttherme.

Für die Errichtung bzw. den Ersatz der Anlage ist, je nach Gebäudekonstellation, mit **Investitionskosten von ca. 5.400 bis 7.100 €** zu rechnen. Die Wärmeversorgung ist mit **Wärmegestehungskosten von ca. 170 bis 200 €/MWh** sowie mit **spezifischen Treibhausgasemissionen von 260 bis 276 g/kWh** verbunden.

⇒ **Neueinbau laut Änderungsentwurf zum GEG ab 2024 ggf. nicht mehr zulässig.**

⁵⁵ U.a. BMVBS 01, RECK 01, HMU 01, RENEVA 01, BWP 01,

Thema: MBS Mestlin

Projekt: T21.27

Bearbeitungsstand: 24.04.2023

	Bestand	Neubau
Investitionskosten	7.100 €	5.400 €
Kapitalkosten	707 €/a	538 €/a
Betriebskosten	235 €/a	235 €/a
Verbrauchsdaten	4.220 €/a	1.495 €/a
Gesamtkosten	5.162 €/a	2.268 €/a
Wärmegestehungskosten	172,08 €/MWh	201,64 €/MWh
THG-Emissionen	8,3 t/a 276 g/kWh	2,9 t/a 260 g/kWh

Tab. 47: Kennwerte Erdgas-Therme

6.3 Flüssiggas

Ein der laut Bedarfsanalyse im Untersuchungsgebiet verbreitetsten Versorgungsformen stellt, die Wärmeerzeugung aus Flüssiggas dar.

Es wurde folgende Konstellation betrachtet:

Die gesamte Wärmeversorgung (Heizung und Warmwasser) erfolgt durch eine Flüssiggas-Brennwerttherme. Die Brennstofflagerung erfolgt in außenstehenden Flüssiggastanks (Eigentum).

Für die Errichtung bzw. den Ersatz der Anlage ist, je nach Gebäudekonstellation, mit **Investitionskosten von ca. 5.700 bis 8.400 €** inkl. Flüssiggastank zu rechnen. Die Wärmeversorgung ist mit **Wärmegestehungskosten von ca. 150 bis 180 €/MWh** sowie mit **spezifischen Treibhausgasemissionen von 288 bis 305 g/kWh** verbunden.

⇒ **Neueinbau laut Änderungsentwurf zum GEG ab 2024 ggf. nicht mehr zulässig.**

	Bestand	Neubau
Investitionskosten	8.400 €	5.700 €
Kapitalkosten	837 €/a	568 €/a
Betriebskosten	270 €/a	270 €/a
Verbrauchsdaten	3.423 €/a	1.215 €/a
Gesamtkosten	4.529 €/a	2.053 €/a
Wärmegestehungskosten	150,98 €/MWh	182,47 €/MWh
THG-Emissionen	9,2 t/a 305 g/kWh	3,2 t/a 288 g/kWh

Tab. 48: Kennwerte Flüssiggas-Therme

6.4 Heizölkessel

Daneben spielt als weiterer fossiler Energieträger auch die Wärmeversorgung aus Heizöl eine wichtige Rolle im Gebäudebestand.

Es wurde folgende Konstellation betrachtet:

Die gesamte Wärmeversorgung (Heizung und Warmwasser) erfolgt durch einen Heizöl-Brennwertkessel. Die Brennstofflagerung erfolgt in Kunststoffanks im Gebäude.

Für die Errichtung bzw. den Ersatz der Anlage ist, je nach Gebäudekonstellation, mit **Investitionskosten von ca. 5.500 bis 9.600 €** zu rechnen. Die Wärmeversorgung ist mit **Wärmegestehungskosten von ca. 155 bis 190 €/MWh** sowie mit **spezifischen Treibhausgasemissionen von 357 g/kWh** verbunden.

⇒ **Neueinbau laut Änderungsentwurf zum GEG ab 2024 ggf. nicht mehr zulässig.**

	Bestand	Neubau
Investitionskosten	9.600 €	5.500 €
Kapitalkosten	956 €/a	548 €/a
Betriebskosten	330 €/a	330 €/a
Verbrauchsdaten	3.369 €/a	1.281 €/a
Gesamtkosten	4.656 €/a	2.159 €/a
Wärmegestehungskosten	155,19 €/MWh	191,92 €/MWh

THG-Emissionen	10,7 t/a	4,0 t/a
	357 g/kWh	357 g/kWh

Tab. 49: Kennwerte Heizölkessel

6.5 Solarthermie + Erdgas

Häufig wird die Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern auch durch den Einsatz einer Solarthermieanlage ergänzt. Diese kann entweder ausschließlich zur Warmwasserbereitung oder zusätzlich auch zur Heizwärmebereitstellung genutzt werden. Letzteres ist jedoch eher für besser gedämmte Gebäude idealerweise mit niedrigen Heiztemperaturen geeignet.

Zu beachten ist, dass diese Versorgungsform bei Einbeziehung eines fossilen Energieträgers (Erdgas) mittlerweile nicht mehr durch das maßgebliche Bundesförderprogramm BEG förderfähig ist

Es wurde folgende Konstellation betrachtet:

Die Wärmeversorgung mittels Erdgas-Therme wird durch eine Solarthermieanlage ergänzt. Im Bestandsgebäude dient diese ausschließlich der Warmwasserbereitung. Im Neubau wird von einer Heizungsunterstützung ausgegangen.

Für die Errichtung bzw. den Ersatz der Anlage ist, je nach Gebäudekonstellation, mit **Investitionskosten von ca. 13.600 bis 17.000 €** zu rechnen. Die Wärmeversorgung ist mit **Wärmegestehungskosten von ca. 185 bis 270 €/MWh** sowie mit **spezifischen Treibhausgasemissionen von 186 bis 254 g/kWh** verbunden.

⇒ **Neueinbau laut Änderungsentwurf zum GEG ab 2024 ggf. nur noch mit geänderter Auslegung zulässig. (Mindest-Solaranteil 65%, im Gebäudebestand ohne umfassende Sanierung praktisch kaum erreichbar.)**

Investitionskosten	13.600 €	16.900 €
--------------------	----------	----------

Kapitalkosten	1.355 €/a	1.684 €/a
Betriebskosten	285 €/a	285 €/a
Verbrauchsdaten	3.895 €/a	1.077 €/a
Gesamtkosten	5.535 €/a	3.046 €/a
Wärmegestehungskosten	184,49 €/MWh	270,72 €/MWh

THG-Emissionen	7,6 t/a	2,1 t/a
	254 g/kWh	186 g/kWh

Tab. 50: Kennwerte Erdgas-Therme + Solarthermie

6.6 Holz-Pellets

Eine komfortable Möglichkeit, um auch im Einfamilienhaus Biomasse zur Wärmeversorgung zu nutzen, besteht im Einsatz von Holz-Pellet-Heizungen. Der Vorteil gegenüber anderen Biomasse-Heizverfahren (Hackschnitzel, Scheitholz...) besteht vor allem im geringen Aufwand für Betrieb und Brennstoffbeschaffung. Diesbezüglich sind Pellet-Heizungen vergleichbar mit konventionellen Öl-Heizungen. Dem stehen jedoch entsprechend höhere Brennstoffkosten sowie ein erforderlicheres Brennstofflager gegenüber.

Es wurde folgende Konstellation betrachtet:

Die gesamte Wärmeversorgung (Heizung und Warmwasser) erfolgt durch einen Pelletkessel. Die Brennstofflagerung erfolgt in einem entsprechenden Lagerraum im Gebäude.

Für die Errichtung bzw. den Ersatz der Anlage ist, je nach Gebäudekonstellation, mit **Investitionskosten (nach Förderung) von ca. 15.000 bis 17.000 €** zu rechnen. Die Wärmeversorgung ist mit **Wärmegestehungskosten von ca. 154 bis 255 €/MWh** sowie mit **spezifischen Treibhausgasemissionen von 34 bis 40 g/kWh** verbunden.

⇒ **Neueinbau laut Änderungsentwurf zum GEG ab 2024 ggf. nur noch in Sonderfällen zulässig. (Z.B. schwer sanierbare, denkmalgeschützte Gebäude)**

	Bestand	Neubau
Investitionskosten	16.800 €	14.775 €

Kapitalkosten	1.674 €/a	1.472 €/a
Betriebskosten	400 €/a	400 €/a
Verbrauchsdaten	2.544 €/a	996 €/a
Gesamtkosten	4.618 €/a	2.868 €/a
Wärmegestehungskosten	153,92 €/MWh	254,94 €/MWh

THG-Emissionen	1,0 t/a	0,5 t/a
	34 g/kWh	40 g/kWh

Tab. 51: Kennwerte Pelletkessel

6.7 Luft-Wasser-Wärmepumpe

Insbesondere im Neubaubereich bzw. bei energetisch gut sanierten Gebäuden finden zunehmend elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpen Anwendung. Hierbei wird die erforderliche Wärme unter Einsatz von Strom direkt der Umgebungsluft entzogen. Da die Effizienz eng mit möglichst geringen Heizmitteltemperaturen verbunden ist, ein Einsatz im nicht- oder nur teilsanierten Altbau in der Regel nicht wirtschaftlich.

Es wurde folgende Konstellation betrachtet:

Im Neubau erfolgt die gesamte Wärmeversorgung (Heizung und Warmwasser) durch eine elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpe.

Für die Errichtung bzw. den Ersatz der Anlage ist, mit **Investitionskosten von ca. 11.000 €** zu rechnen. Die Wärmeversorgung ist mit **Wärmegestehungskosten von ca. 200 €/MWh** sowie mit **spezifischen Treibhausgasemissionen von 140 g/kWh** verbunden.

	Bestand	Neubau
Investitionskosten		11.050 €
Kapitalkosten		1.101 €/a
Betriebskosten		75 €/a
Verbrauchsdaten		1.092 €/a
Gesamtkosten		2.268 €/a
Wärmegestehungskosten		201,59 €/MWh
THG-Emissionen		1,6 t/a
		140 g/kWh

Tab. 52: Kennwerte Luft-Wasser-Wärmepumpe

7 Variantenvergleich und Szenarien

Im Folgenden wird ein Vergleich der bisher untersuchten Versorgungsvarianten hinsichtlich folgender Parameter dargestellt:

- Versorgungsumfang und Energieträgereinsatz
- Investitionskosten
- Wärmegestehungskosten
- Treibhausgasemissionen

7.1 Vergleich Versorgungsumfang

Im Zuge der konzipierten netzgebundenen Versorgungsvarianten ist bei den kalkulierten Anschlussgraden von bis zu 48% des Wärmebedarfs im Untersuchungsgebiet möglich, die vollständig aus erneuerbaren, regional verfügbaren Energieträgern bereitgestellt wird.

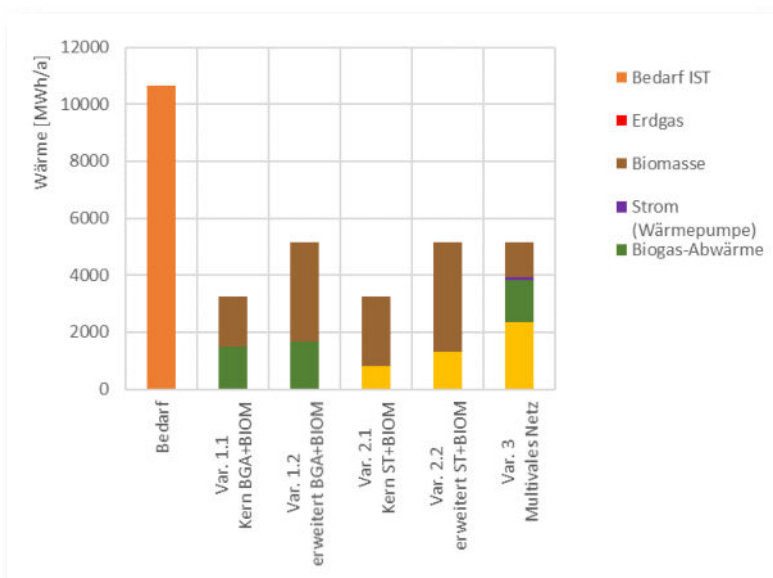


Abb. 67: Variantenvergleich Versorgungsumfang und Energieträgereinsatz

	Untersuchungs- gebiet	Var. 1.1 Kern BGA+BIOM	Var. 1.2 erweitert BGA+BIOM	Var. 2.1 Kern ST+BIOM	Var. 2.2 erweitert ST+BIOM	Var. 3 Multivales Netz
Solarthermie				821 MWh/a 25%	1.303 MWh/a 25%	2.358 MWh/a 46%
Biogas-Abwärme		1.488 MWh/a 46%	1.689 MWh/a 33%			1.480 MWh/a 29%
Strom (Wärmepumpe)						110 MWh/a 2%
Biomasse		1.773 MWh/a 54%	3.462 MWh/a 67%	2.440 MWh/a 75%	3.849 MWh/a 75%	1.204 MWh/a 23%
Erdgas						0 MWh/a 0%
IST	10.653 MWh/a					
Zubau	0 MWh/a					
Gesamt	10.653 MWh/a 100%	3.261 MWh/a 100% 31%	5.151 MWh/a 100% 48%	3.261 MWh/a 100% 31%	5.151 MWh/a 100% 48%	5.151 MWh/a 100% 48%

Tab. 53: Variantenvergleich Versorgungsumfang

7.2 Vergleich Investitionskosten

Für die konzipierten netzgebundenen Versorgungslösungen ist, je nach Variante, mit Investitionen nach Förderung in Höhe von ca. 2,7 bis 8,5 Mio. € zu rechnen. Dem liegt eine Förderquote von 50% bis 65% zugrunde.

	Var. 1.1 Kern BGA+BIOM	Var. 1.2 erweitert BGA+BIOM	Var. 2.1 Kern ST+BIOM	Var. 2.2 erweitert ST+BIOM	Var. 3 Multivales Netz
Anlageninvestition	4.457.500 €	7.373.400 €	6.166.600 €	9.960.800 €	19.056.100 €
Unvorhergesehene	668.600 € 12%	1.106.000 € 12%	925.000 € 12%	1.494.100 € 12%	2.858.400 € 12%
Nebenkosten	534.900 € 9%	884.800 € 9%	740.000 € 9%	1.195.300 € 9%	2.286.700 € 9%
Investition vor Förd.	5.661.000 € 100%	9.364.200 € 100%	7.831.600 € 100%	12.650.200 € 100%	24.201.200 € 100%
Summe Förderung	2.830.500 € 50%	4.682.100 € 50%	5.090.540 € 65%	8.222.630 € 65%	15.710.503 € 65%
BEW	0 € 0%	0 € 0%	3.132.640 € 40%	5.060.080 € 40%	9.668.002 € 40%
KliFöRL MV (Entwurf)	2.830.500 € 50%	4.682.100 € 50%	1.957.900 € 25%	3.162.550 € 25%	6.042.501 € 25%
Investition nach Förd.	2.830.500 €	4.682.100 €	2.741.060 €	4.427.570 €	8.490.697 €

Tab. 54: Variantenvergleich Investitionskosten

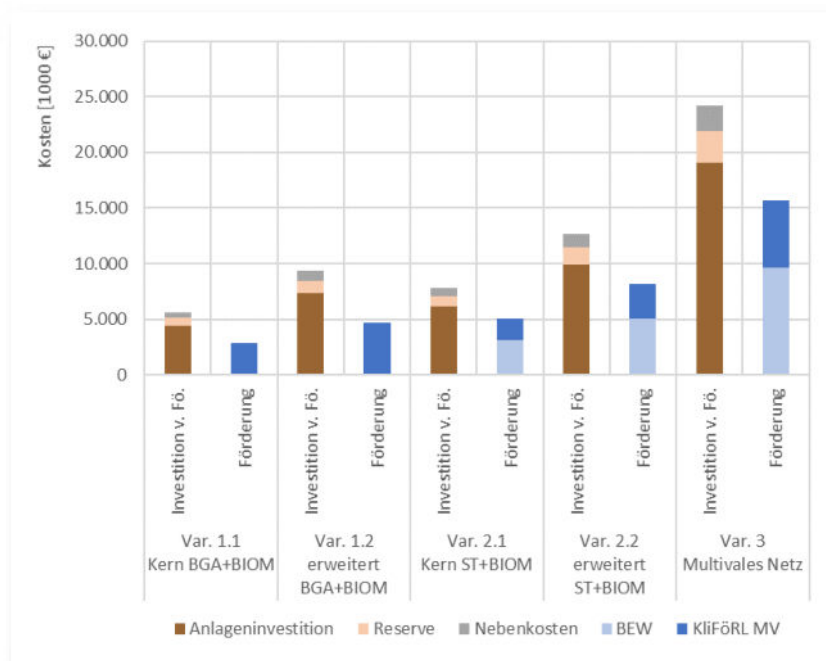


Abb. 68: Variantenvergleich Investitionskosten

Um auch einen Vergleich mit den gebäudebezogenen Versorgungslösungen zu ermöglichen, werden im Folgenden die Investitionskosten (nach Förderung) auf den jeweils zu deckenden Nutzwärmebedarf bezogen und als spezifische Investitionskosten ausgegeben.

Dabei wird deutlich, dass die spezifischen Investitionskosten der konzipierten netzgebundenen Versorgungslösungen ohne Saisonspeicher (Varianten 1 und 2) bei einer Förderhöhe von ca. 50 - 65% etwa im Bereich der gebäudeindividuellen Versorgungsformen auf Basis erneuerbarer Energien liegen.

Die deutlich höheren spezifischen Investitionen der Variante mit Saisonspeicher (Variante 3) liegen in dem höheren baulichen und anlagentechnischen Aufwand begründet.

	Investitionskosten	
	[€/kWh/a]	
	Bestand	Neubau
Var. 1.1Kern BGA+BIOM	868	
Var. 1.2erweitert BGA+BIOM	909	
Var. 2.1Kern ST+BIOM	841	
Var. 2.2erweitert ST+BIOM	859	
Var. 3Multivales Netz	1.648	
Erdgas	237	480
Flüssiggas	280	507
Heizöl	320	489
ST + Erdgas	453	1.502
Wärmepumpe		982
Pellets	560	1.313

Tab. 55: Variantenvergleich spezifische Investitionskosten

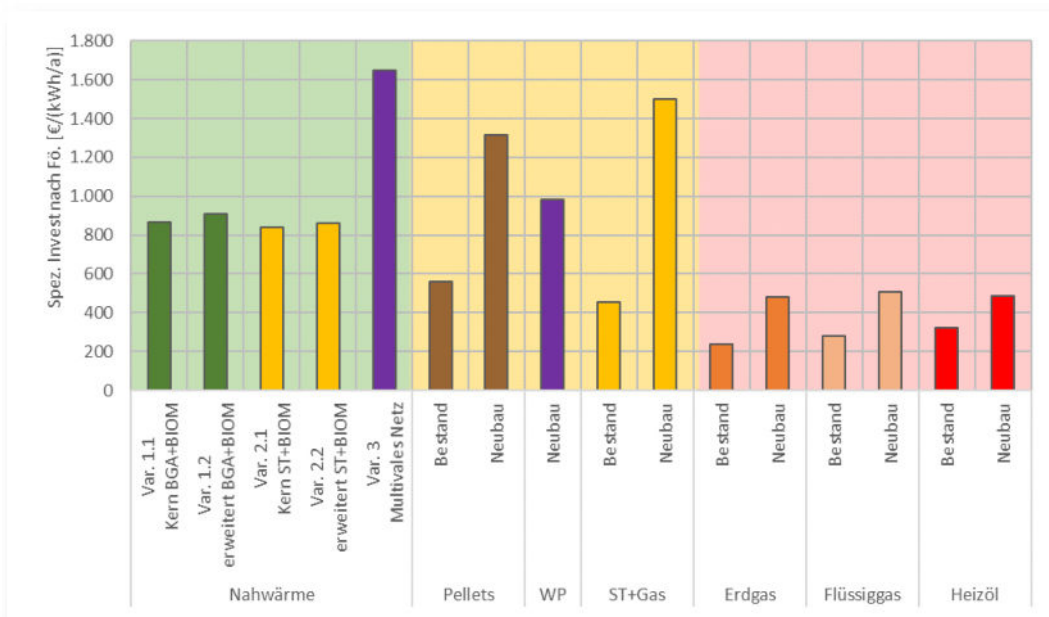


Abb. 69: Variantenvergleich spezifische Investitionskosten

7.3 Vergleich Wärmegestehungskosten

Die Wärmegestehungskosten bilden die gesamten mit der Wärmeversorgung zusammenhängenden Kosten (Kapital-, Betriebs- und Verbrauchskosten) ab und können somit als zentrales Vergleichskriterium zu Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Versorgungslösungen herangezogen werden.

	Kapitalkosten [€/kWh]		Betriebskosten [€/kWh]		Verbrauchskosten [€/kWh]		Wärmegestehungs- [€/kWh]	
	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau
Var. 1.1 Kern BGA+BIOM		58,4		36,6		37,8		132,7
Var. 1.2 erweitert BGA+BIOM		60,1		37,8		41,6		139,5
Var. 2.1 Kern ST+BIOM		55,3		46,1		30,1		131,5
Var. 2.2 erweitert ST+BIOM		55,2		47,0		31,1		133,3
Var. 3 Multivales Netz		108,2		57,6		17,8		183,6
Erdgas	23,6	47,8	7,8	20,9	140,7	132,9	172,1	201,6
Flüssiggas	27,9	50,5	9,0	24,0	114,1	108,0	151,0	182,5
Heizöl	31,9	48,7	11,0	29,3	112,3	113,9	155,2	191,9
ST + Erdgas	45,2	149,7	9,5	25,3	129,8	95,7	184,5	270,7
Wärmepumpe		97,9		6,7		97,1		201,6
Pellets	55,8	130,8	13,3	35,6	84,8	88,5	153,9	254,9

Tab. 56: Variantenvergleich Wärmegestehungskosten

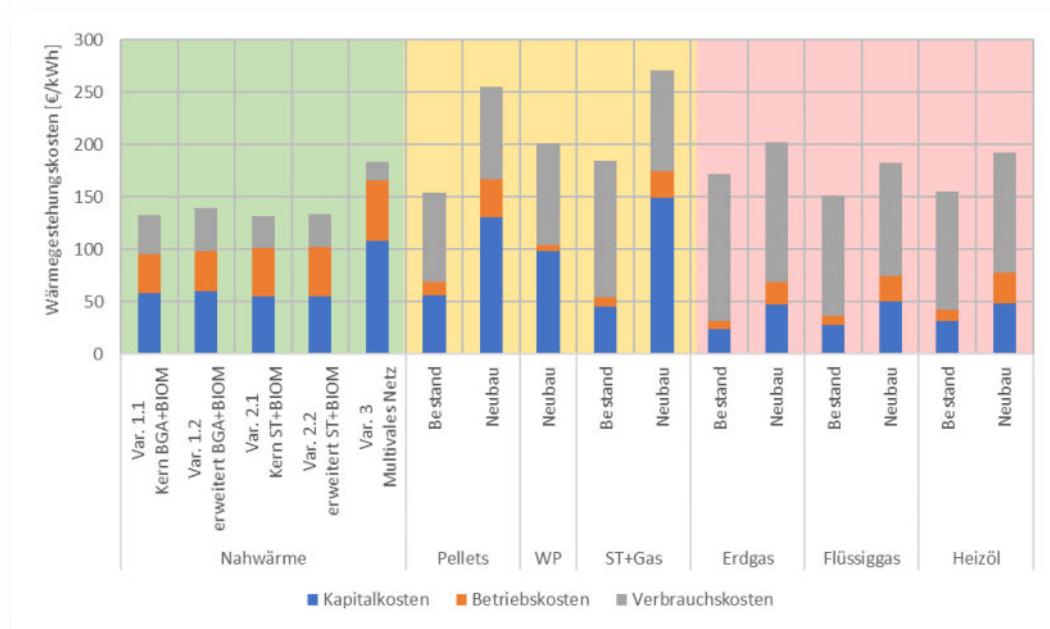


Abb. 70: Variantenvergleich Wärmegestehungskosten

Es wird deutlich, dass die Wärmegestehungskosten der konzipierten biomassebasierten Versorgungslösungen niedriger sind, als die der betrachteten konventionellen Varianten. Hinzu kommt, dass der potenziell volatile Verbrauchsanteile geringer ist. Damit ergibt sich hier eine größere Kostenstabilität gegenüber schwankenden Brennstoffpreisen.

7.4 Vergleich Treibhausgasemissionen

Anhand der kalkulierten, auf die Nutzwärme bezogenen Treibhausgasemissionen ist ein Vergleich der klimarelevanten Wirkungen der einzelnen betrachteten Varianten möglich.

	Treibhausgas-Emissionen [g/kWh]	
	Bestand	Neubau
Var. 1.1Kern BGA+BIOM	75	
Var. 1.2erweitert BGA+BIOM	64	
Var. 2.1Kern ST+BIOM	31	
Var. 2.2erweitert ST+BIOM	32	
Var. 3Multivales Netz	71	
Erdgas	276	260
Flüssiggas	305	288
Heizöl	357	357
ST + Erdgas	254	186
Wärmepumpe		140
Pellets	34	40

Tab. 57: Variantenvergleich Treibhausgasemissionen

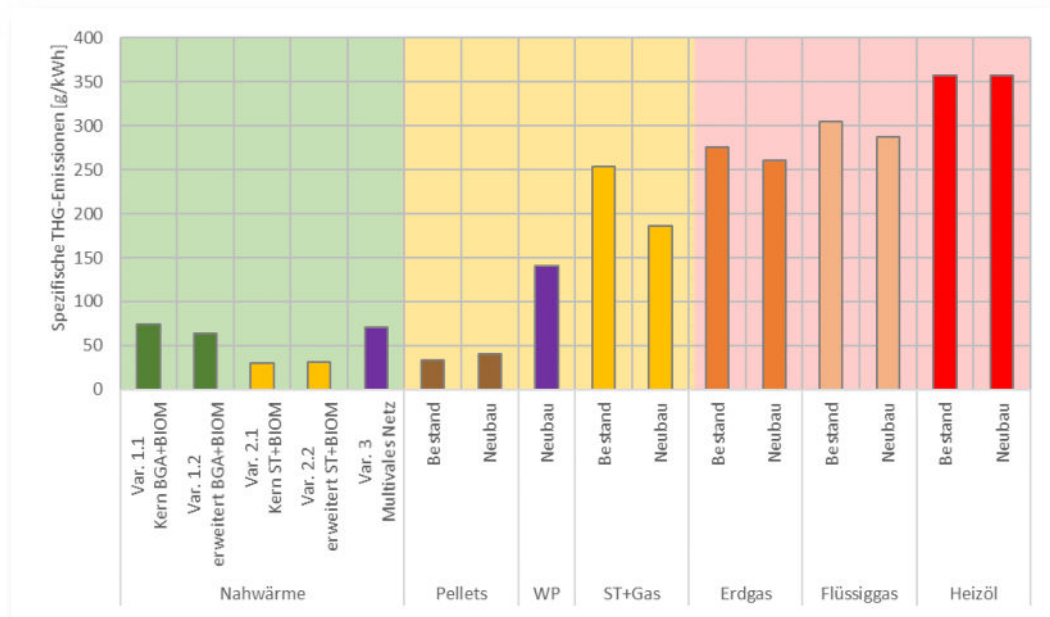


Abb. 71: Variantenvergleich Treibhausgasemissionen

Besonders deutlich wird hier die drastische Reduktion der Treibhausgasemissionen der biomassebasierten Konzepte gegenüber konventionellen Varianten um teils über 80%. Grund ist dabei vor allem der nur geringe Anteil an fossilen Energieträgern.

7.5 Sensitivitätsanalyse

Um die Auswirkungen veränderter Rahmenbedingungen auf das wirtschaftliche Verhalten der konzipierten Versorgungslösungen abschätzen zu können, wurde eine Sensitivitätsanalyse der Wärmegestehungskosten durchgeführt.

Hierbei wurden folgende Parameter variiert:

- Anschlussgrad
- Förderquote
- Brennstoffkosten

Sensitivität „Anschlussgrad“

Eine Variation des Anschlussgrades bewirkt in erster Linie eine Änderung der Wärmeabnahme. Daher können anhand dieser Analyse auch mögliche Auswirkungen eines veränderten Wärmebedarfs durch energetische Sanierung, demografische Veränderungen usw. abgeschätzt werden.

Die Abhängigkeit der Wärmegestehungskosten vom Anschlussgrad stellt sich in den untersuchten biomassebasierten Varianten wie folgt dar:

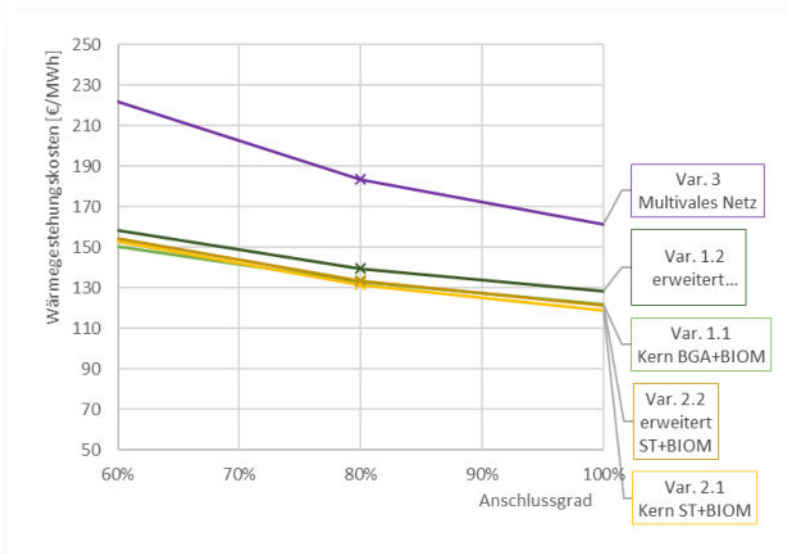


Abb. 72: Sensitivität Anschlussgrad

Wie zu erkennen ist, sinken die Wärmegestehungskosten deutlich mit zunehmendem Wärmedurchsatz. In diesem Sinne sollte ein möglichst hoher Anschlussgrad angestrebt werden. Ggf. ist auch zu prüfen, ob der Ausbau einzelner Teilbereiche mit geringem Anschlussgrad unterbleiben oder zurückgestellt werden sollte. In diesem Zusammenhang ist auf eine sinnvolle Wahl von Ausbaureserven zu achten.

Sensitivität Förderquote

Eine Variation der Förderquote bewirkt in erster Linie eine Veränderung der Kapitalkosten. Daher können anhand dieser Analyse auch mögliche Auswirkungen veränderter Investitionskosten abgeschätzt werden.

Die Abhängigkeit der Wärmegegestehungskosten von der Förderquote stellt sich in den untersuchten Varianten wie folgt dar:

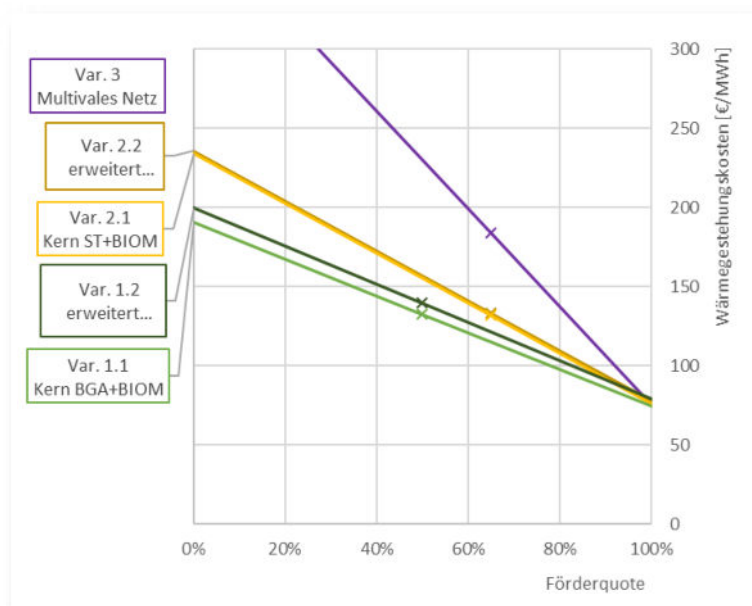


Abb. 73: Sensitivität Förderquote

Wie hier zu erkennen ist, trägt eine günstige Förderkulisse wesentlich zu den erzielbaren attraktiven Wärmegegestehungskosten der netzgebundenen Varianten bei.

Sensitivität Brennstoffkosten

Um eine Übersichtlichkeit und Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wird hier von einer prozentual gleichverteilten Veränderung aller Energieträgerpreise ausgegangen. In der Praxis ist zu berücksichtigen, dass regional verfügbare, erneuerbare Energieträger in der Regel eine deutlich höhere Preisstabilität aufweisen, als weltmarktabhängige fossile Energieträger.

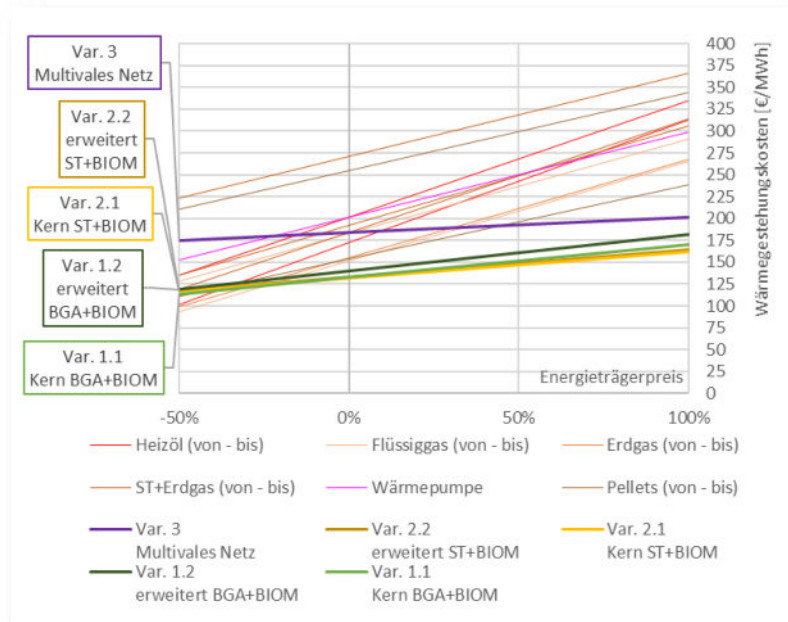


Abb. 74: Sensitivität Brennstoffpreis

Es wird deutlich, dass die Wärmegestehungskosten der konzipierten netzgebundenen Versorgungslösungen im Vergleich zu konventionellen Varianten nur relativ wenig von den Brennstoffkosten abhängig sind. Dies liegt in dem relativ kleinen Anteil verbrauchsgebundener Kosten an den Gesamtkosten begründet. In der Konsequenz ergibt sich eine größere Kostenstabilität auch bei variablem Marktumfeld.

8 Kommunale Bestandsgebäude

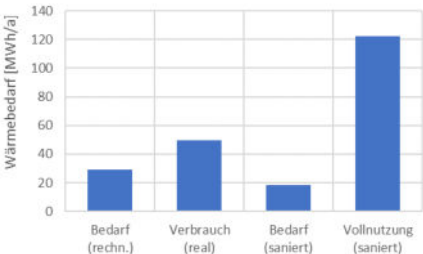
8.1 Gebäude

Entsprechend der Aufgabenstellung wurden verschiedene kommunale Gebäude hinsichtlich ihres Sanierungspotenzials vertieft untersucht. Hierzu erfolgte eine Einschätzung des baulichen und anlagentechnischen Zustand sowie der Gebäudenutzung anhand eines Vor-Ort-Termins und, soweit verfügbar, anhand von Bauunterlagen. Berücksichtigung fanden hierbei folgende Gebäude:

- Kulturhaus
- Grundschule
- Turnhalle (angegliedert an Grundschule)
- Sportlerheim
- Kita / Arztpraxis
- Feuerwehr

Anhand dieser Informationen wurde ein erwartbarer Energiebedarf kalkuliert und mit dem realen Energieverbrauch verglichen. Des Weiteren wurde ein erzielbarer Energiebedarf in einem umfassend sanierten Gebäudezustand abgeschätzt. Mögliche Ursachen für festgestellte Abweichungen sowie mögliche Verbesserungsmaßnahmen wurden benannt.

Im Folgenden werden die Ergebnisse pro Gebäude zusammengefasst.

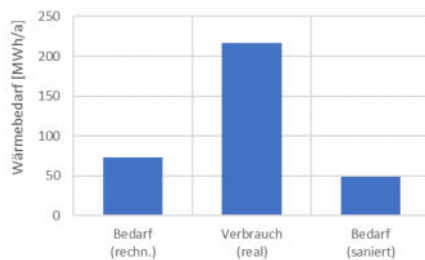
Kulturhaus <i>Marx-Engels-Platz 1, 19374 Mestlin</i>											
	Nutzfläche: 3.430 m² Baujahr: 1954 Sanierungsstand: sukzessive Teilsanierung der Fenster in genutzten Bereichen (innen vorgesetzte Doppelverglasung) Energieträger: Erdgas-Therme (versorgt nur genutzte Bereiche) Baujahr Anlage: vor 2014, Ersatz geplant Besonderheiten: denkmalgeschütztes Gebäude Leerstand ca. 80% Teilnutzung für gelegentliche Veranstaltungen perspektivisches Nutzungskonzept unklar										
 <table border="1"> <caption>Energy Demand and Consumption Data</caption> <thead> <tr> <th>Kategorie</th> <th>Wärmebedarf / Verbrauch [MWh/a]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Bedarf (rechn.)</td> <td>~30</td> </tr> <tr> <td>Verbrauch (real)</td> <td>~50</td> </tr> <tr> <td>Bedarf (saniert)</td> <td>~20</td> </tr> <tr> <td>Vollnutzung (saniert)</td> <td>~122</td> </tr> </tbody> </table>	Kategorie	Wärmebedarf / Verbrauch [MWh/a]	Bedarf (rechn.)	~30	Verbrauch (real)	~50	Bedarf (saniert)	~20	Vollnutzung (saniert)	~122	Wärmebedarf IST (rechn.): 29,1 MWh/a Wärmeverbrauch IST (real): 49,4 MWh/a (+ 70%) Wärmebedarf saniert (rechn.): <i>Unveränderte Nutzung</i> 18,4 MWh/a <i>Vollnutzung</i> 122 MWh/a Sanierungspotenzial: - 31 MWh/a (-63%)
Kategorie	Wärmebedarf / Verbrauch [MWh/a]										
Bedarf (rechn.)	~30										
Verbrauch (real)	~50										
Bedarf (saniert)	~20										
Vollnutzung (saniert)	~122										
Mögliche Schwachstellen • Mängel ausgeführter Dämmmaßnahmen (Fenster) • Undichtheiten zu ungenutzten Gebäudeteilen • Nicht optimales Nutzerverhalten (ungünstige Heizzeiten und Temperatureinstellungen)	Mögliche Maßnahmen • Weiterentwicklung eines Nutzungskonzeptes • Erweiterte Zustandsanalyse, z.B. durch: ◦ Gebäudeenergieberatung (durch Effizienzexperten – Denkmal, förderfähig) ◦ Ggf. Dichtheitsprüfung (Blower-Door) • Prüfung / Optimierung der Heizungseinstellungen • Sukzessive Fortführung Fenstersanierung (je nach Nutzungskonzept) • Dämmung der obersten Geschossdecke / Zwischendecke (je nach Nutzungskonzept, baufachliche Prüfung erforderlich) • Fassadendämmung im Rahmen denkmalschutzrechtlicher und bautechnischer Möglichkeiten										

Grundschule

Marx-Engels-Platz 2, 19374 Mestlin



Nutzfläche: ca. 1.690 m²
 Baujahr: ca. 1954
 Sanierungsstand: Fenstersanierung (ca. 1997 - 2001)
 Geschossdeckendämmung (240 mm Mineralwolle)
 Energieträger: Nahwärme (Biogas-Abwärme + Erdgas)
 Baujahr Anlage: 2013
 Besonderheiten: denkmalgeschütztes Gebäude
 Gebäudeverbund mit Sporthalle
 Heizzentrale des Wärmenetzes
 Einzelaufschlüsselung des Verbrauchs nicht möglich (vgl. 8.2.3)



Wärmebedarf IST (rechn.): 73,2 MWh/a
 Wärmeverbrauch IST (real): 216 MWh/a
 (+ 195%)
 Wärmebedarf saniert (rechn.): 49,3 MWh/a
Sanierungspotenzial: - 170 MWh/a
 (-77%)

Mögliche Schwachstellen

- Mängel ausgeführter Dämmmaßnahmen (Fenster, Geschossdeckendämmung)
- Undichtheiten (ins. Fenster / Türen)
- Hydraulische Schaltungsfehler (siehe 8.2.2)
- Fehlender hydraulischer Abgleich
- Nicht optimales Nutzerverhalten (ungünstige Heizzeiten und Temperatureinstellungen)

Mögliche Maßnahmen

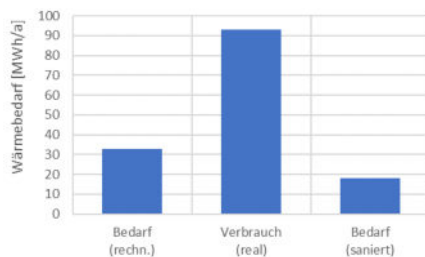
- Erweiterte Zustandsanalyse, z.B. durch:
 - Gebäudeenergieberatung (durch Effizienzexperten – Denkmal, förderfähig)
 - Dichtheitsprüfung (Blower-Door)
 - Thermografie-Scan
 - Sichtkontrolle Geschossdeckendämmung (Zustand / Ausführung)
- Optimierung der hydraulischen Schaltung (vgl. 8.2.2)
- Durchführung des hydraulischen Abgleichs
- Prüfung / Optimierung der Heizungseinstellungen
- Dämmung der Kellerdecke zum unbeheizten Bereich
- Fassadendämmung im Rahmen denkmalschutzrechtlicher und bautechnischer Möglichkeiten

Sporthalle

Marx-Engels-Platz 2, 19374 Mestlin



Nutzfläche: ca. 270 m²
 Baujahr: ca. 1954
 Sanierungsstand: Fenstersanierung (ca. 1997 - 2001)
 Geschossdeckendämmung
 (240 mm Mineralwolle, unsicher)
 Energieträger: Nahwärme (Biogas-Abwärme + Erdgas)
 Baujahr Anlage: 2013
 Besonderheiten: denkmalgeschütztes Gebäude
 Gebäudeverbund mit Grundschule
 Einzelaufschlüsselung des Verbrauchs
 nicht möglich (vgl. 8.2.3)



Wärmebedarf IST (rechn.): 32,8 MWh/a
 Wärmeverbrauch IST (real): 93,1 MWh/a
 (+ 184%)
 Wärmebedarf saniert (rechn.): 18,2 MWh/a
Sanierungspotenzial: - 75 MWh/a
 (-80%)

Mögliche Schwachstellen

- Mängel ausgeführter Dämmmaßnahmen (Fenster, Geschossdeckendämmung)
- Undichtheiten (ins. Fenster / Türen)
- Hydraulische Schaltungsfehler (siehe 8.2.2)
- Fehlender hydraulischer Abgleich
- Nicht optimales Nutzerverhalten (ungünstige Heizzeiten und Temperatureinstellungen)

Mögliche Maßnahmen

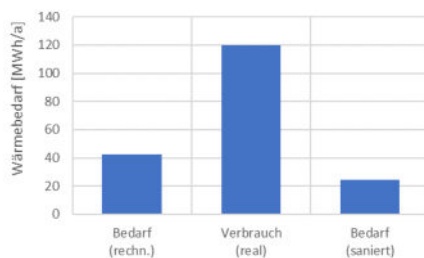
- Erweiterte Zustandsanalyse, z.B. durch:
 - Gebäudeenergieberatung (durch Effizienzexperten – Denkmal, förderfähig)
 - Dichtheitsprüfung (Blower-Door)
 - Thermografie-Scan
 - Sichtkontrolle Geschossdeckendämmung (Zustand / Ausführung)
- Optimierung der hydraulischen Schaltung (vgl. 8.2.2)
- Durchführung des hydraulischen Abgleichs
- Prüfung / Optimierung der Heizungseinstellungen
- Fassadendämmung im Rahmen denkmalrechtlicher und bautechnischer Möglichkeiten

Sportlerheim

Marx-Engels-Platz 2a, 19374 Mestlin



Nutzfläche: ca. 555 m²
 Baujahr: ca. 1954
 Sanierungsstand: teilweise Fenstersanierung (seit ca. 1997)
 Geschossdeckendämmung (240 mm Mineralwolle)
 Energieträger: Nahwärme (Biogas-Abwärme + Erdgas)
 Baujahr Anlage: 2013
 Besonderheiten: Nutzung teils als Vereinsheim, teils als Schulmensa
 Einzelaufschlüsselung des Verbrauchs nicht möglich (vgl. 8.2.3)



Wärmebedarf IST (rechn.): 42,5 MWh/a
 Wärmeverbrauch IST (real): 120 MWh/a (+ 182%)
 Wärmebedarf saniert (rechn.): 24,6 MWh/a
Sanierungspotenzial: - 95 MWh/a (-80%)

Mögliche Schwachstellen

- Mängel ausgeführter Dämmmaßnahmen (Fenster, Geschossdeckendämmung)
- Undichtheiten (ins. Fenster / Türen)
- Hydraulische Schaltungsfehler (siehe 8.2.2)
- Fehlender hydraulischer Abgleich
- Nicht optimales Nutzerverhalten (ungünstige Heizzeiten und Temperatureinstellungen)

Mögliche Maßnahmen

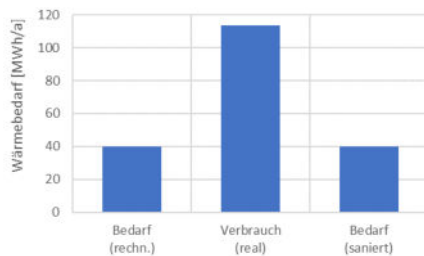
- Erweiterte Zustandsanalyse, z.B. durch:
 - Gebäudeenergieberatung (durch Effizienzexperte, förderfähig)
 - Dichtheitsprüfung (Blower-Door)
 - Thermografie-Scan
 - Sichtkontrolle Geschossdeckendämmung (Zustand / Ausführung)
- Optimierung der hydraulischen Schaltung (vgl. 8.2.2)
- Durchführung des hydraulischen Abgleichs
- Prüfung / Optimierung der Heizungseinstellungen
- Fassadendämmung

Kita / Praxis

Querstraße 2, 19374 Mestlin



Nutzfläche: ca. 833 m²
 Baujahr: ca. 1954
 Sanierungsstand: Fenstersanierung (ca. 2001)
 Geschossdeckendämmung (240 mm Mineralwolle)
 Fassadendämmung (ca. 2001)
 Energieträger: Nahwärme (Biogas-Abwärme + Erdgas)
 Baujahr Anlage: 2013
 Besonderheiten: Nutzung teils als Kita, teils als Arztpraxis (Anbau)
 Einzelaufschlüsselung des Verbrauchs nicht möglich (vgl. 8.2.3)



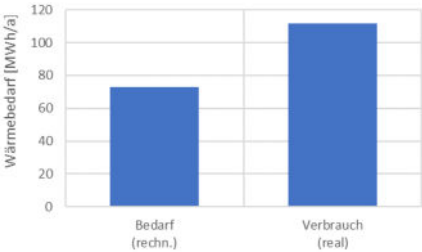
Wärmebedarf IST (rechn.): 39,7 MWh/a
 Wärmeverbrauch IST (real): 114 MWh/a
 (+ 186%)
 Wärmebedarf saniert (rechn.): 39,7 MWh/a
Sanierungspotenzial: - 74 MWh/a (-65%)

Mögliche Schwachstellen

- Mängel ausgeführter Dämmmaßnahmen (Fenster, Geschossdeckendämmung, Fassadendämmung)
- Undichtheiten (ins. Fenster / Türen)
- Hydraulische Schaltungsfehler (siehe 8.2.2)
- Fehlender hydraulischer Abgleich
- Nicht optimales Nutzerverhalten (ungünstige Heizzeiten und Temperatureinstellungen)

Mögliche Maßnahmen

- Erweiterte Zustandsanalyse, z.B. durch:
 - Gebäudeenergieberatung (durch Effizienzexperte, förderfähig)
 - Dichtheitsprüfung (Blower-Door)
 - Thermografie-Scan
 - Sichtkontrolle Geschossdeckendämmung (Zustand / Ausführung)
- Optimierung der hydraulischen Schaltung (vgl. 8.2.2)
- Durchführung des hydraulischen Abgleichs
- Prüfung / Optimierung der Heizungseinstellungen

Feuerwehr <i>MTS-Straße 6, 19374 Mestlin</i>	
	Nutzfläche: ca. 1.050 m ² Baujahr: unbekannt Sanierungsstand: teilsanierung Fenster / Tore) Energieträger: Erdgas Baujahr Anlage: 1997 Besonderheiten: Ersatzneubau geplant
	Wärmebedarf IST (rechn.): 73 MWh/a Wärmeverbrauch IST (real): 112 MWh/a (+ 53%)
Mögliche Schwachstellen • Fehlende Wärmedämmung • Undichtheiten (ins. Fenster / Türen) • Veraltete Heizungsanlage • Nicht optimales Nutzerverhalten (ungünstige Heizzeiten und Temperatureinstellungen)	Mögliche Maßnahmen • Umsetzung des geplanten Ersatzneubaus • Prüfung / Optimierung der Heizungseinstellungen

8.2 Nahwärmeversorgung Bestandsnetz

Einige der kommunalen Gebäude werden bereits seit 2013 von der Biogasanlage Mestlin aus mit Wärme versorgt. Anhand diverser vorliegender Planungs- und Revisionsunterlagen⁵⁶ sowie von Verbrauchsabrechnungen wurde die Bestandsversorgung analysiert.

Die Versorgung erfolgt mittels einer Nahwärmeleitung (ca. 668 m) von der Biogasanlage aus zunächst zur Schule. Dort befinden sich die Pufferspeicher (3x1500 l) und eine ergänzende Gaskesselanlage (2x206 kW). Diese unterstützt bei Bedarf die Wärmebereitstellung.

Von der Schule aus werden über interne Bestandsleitungen weiterhin die angegliederte Sporthalle sowie das benachbarte Sportlerheim mit Wärme versorgt. Darüber hinaus wird über eine weitere Nahwärmeleitung (ca. 67 m) die Kita und Arztpraxis versorgt.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Konstellation im Überblick.

⁵⁶ ECO 01 et al.

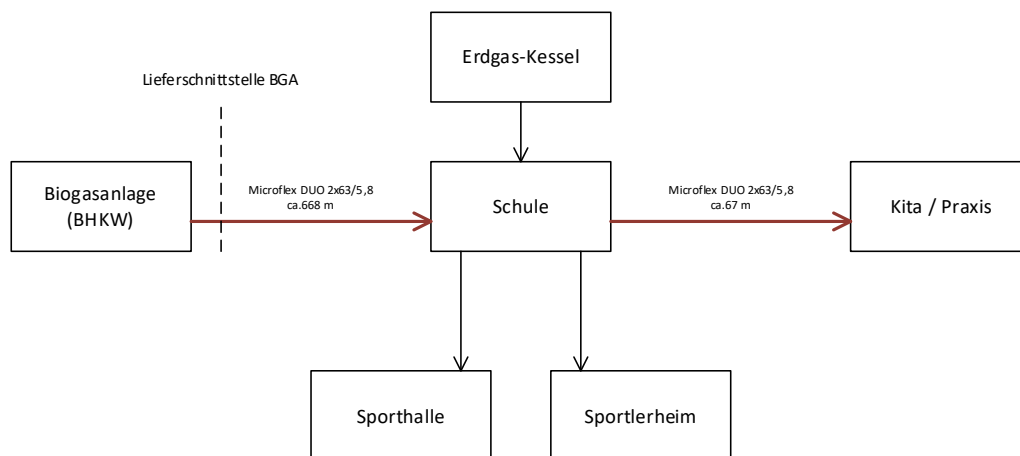


Abb. 75: Schema Bestandswärmenetz

Die Wärmebereitstellung ab BHKW erfolgt mit Temperaturen von 65 bis 80°C im Rahmen freier Kapazitäten. Für die weiteren Kalkulationen wird ein mittleres Temperaturniveau des Leitungsnetzes von 70 / 50 °C angenommen. Eine Übersicht zur prognostizierten Leistung ist der Potenzialanalyse unter 4.2 zu entnehmen.

8.2.1 Leitungsmaterial

Als Leitungsmaterial wurde das Kunststoffrohrsystem Microflex DUO in der Bemessung 2x63 / 5,8mm eingesetzt. Laut Herstellerangaben⁵⁷ besitzt dieses Rohrsystem einen längenbezogenen U-Wert von 0,424 W/(m*K). Bei einer mittleren Temperaturdifferenz zum Erdreich von 50K ergeben sich damit jährliche Wärmeverluste in Höhe von 136,5 MWh/a.

Dies ist ein relativ hoher Wert, was in der eher geringen Isolierstärke des Leitungsmaterials begründet liegt. Vergleichbare moderne, hocheffiziente Nahwärmeleitungssysteme ließen im Vergleich um ca. 1/3 niedrigere Verluste erwarten. Dies entspräche bei den aktuell gültigen Wärmepreisen einer jährlichen Einsparung von ca. 915 €.

Die Kosten eines möglichen Ersatzes müssen bei aktuellem Preisniveau jedoch mit ca. 418.000 € veranschlagt werden, sodass ein solcher derzeit nicht wirtschaftlich wäre.

8.2.2 Schaltung

Die hydraulische Schaltung der zentralen Anlage in der Schule wurde anhand von Planungs- und Revisionsunterlagen sowie vor Ort analysiert. Hierbei wurden teilweise nicht nachvollziehbare Schaltungselemente vorgefunden. Dies betrifft unter anderem:

- Vorlaufparallele Einbindung der Speicherguppe
- Fehlende / unvollständige hydraulische Entkopplung diverser Pumpen

Nach erster Einschätzung kann dies unter Umständen zu folgenden Problemen führen:

- Mangelhafte Speicherwirksamkeit
- Erschwerte Regelbarkeit der Gesamtanlage
- Ggf. unnötiges Zuschalten der Gaskesselanlage

Es wird daher dringend empfohlen, das Schaltungskonzept zu überprüfen und anzupassen.

⁵⁷ WAT 01

8.2.3 Wärmebilanz und Messkonzept

Wie bereits oben erwähnt, wurde für die einzelnen versorgten Gebäude ein zu erwartender Wärmebedarf entsprechend des bekannten Dämmstandard, der Nutzungsart sowie der Gebäudegeometrie errechnet. Im Vergleich mit dem tatsächlichen Verbrauch fällt auf, dass dieser deutlich höher ist, als rechnerisch zu erwarten wäre.

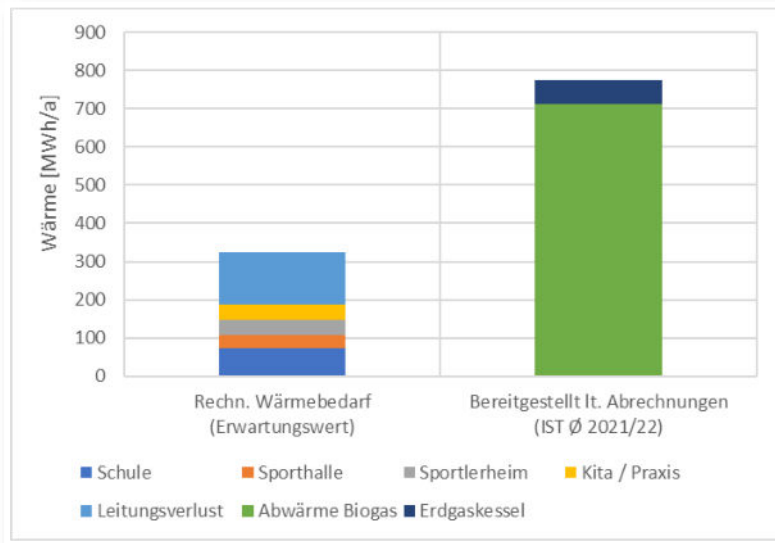


Abb. 76: Wärmebilanz Bestandsnetz

Nach aktuellem Stand erfolgt die Aufteilung der insgesamt verbrauchten Wärmemenge nach einem nutzflächenabhängigen Schlüssel. Eine separate Verbrauchsmessung der einzelnen Abnehmer erfolgt nicht. Aus diesem Grunde lässt sich auch das Zustandekommen der beträchtlichen Abweichung nicht genauer lokalisieren.

Hier wäre die Einführung eines abnehmerscharfen Messkonzeptes mit Installation separater Wärmemengenzähler bzw. konsequenter Erfassung und Auswertung evtl. bereits vorhandener Zähler zu empfehlen.

9 Fördermittel-Situation

Die Entscheidung für eine Investition in Energieeffizienz und Klimaschutz hängt nicht zuletzt oft auch an der Wirtschaftlichkeit. Dies gilt sowohl für kleine Maßnahmen als auch für große Vorhaben.

Aus diesem Grunde haben Bund, Länder und EU zahlreiche Fördermöglichkeiten für derartige Projekte auf den Weg gebracht. In der Folge werden die wesentlichen Programme kurz aufgeführt, die für die in dieser Studie vorgeschlagenen Maßnahmen relevant sind. Da sich die Fördermittelsituation jedoch laufend weiterentwickelt, empfiehlt es sich hier auf dem neusten Stand zu bleiben. Hilfreich können dabei u.a. folgende Internetseiten sein:

- Landeszentrum für erneuerbare Energien MV (Leea)
<https://www.foerderung-leea-mv.de/>
- Landesförderinstitut MV (Förderfinder)
<https://www.lfi-mv.de/foerderfinder/>
- KfW – Förderbank des Bundes
<https://www.kfw.de/kfw.de.html>
- Förderungen des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
https://www.bafa.de/DE/Home/home_node.html
- Beratungsangebote der Verbraucherzentrale
<https://www.verbraucherzentrale-energieberatung.de>
<https://www.verbraucherzentrale-mv.eu>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
<https://www.deutschland-machts-effizient.de>

9.1 Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Seit das EEG im Jahr 2000 erstmals in Kraft trat, stellt es in Deutschland das zentrale Steuerungs- und Förderinstrument insbesondere im Bereich der regenerativen Stromerzeugung dar. Es regelt die Konditionen für die Erzeugung, Netzeinspeisung und Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien.

Im Laufe der Jahre wurde das EEG mehrfach umfassend überarbeitet und weiterentwickelt, sodass es mittlerweile sehr umfangreiche und differenzierte Regelungen enthält.

Was wird gefördert?

- Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Wer wird gefördert?

- (vielfältige Akteursgruppen)

Wie wird gefördert?

- Hauptsächlich über festgelegte Einspeisevergütungen bzw. Marktprämien
- Im Einzelnen stark differenziert

Wie hoch ist die Förderung?

- Stark abhängig u.a. von Anlagenart und -größe, Marktentwicklung, Anschlusszeitpunkt usw.
- Keine pauschale Aussage möglich

Weitere Informationen

- https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/Das_EEG/das_eeg.html

KfW-Programm 270: Erneuerbare Energien – Standard

Ergänzend zur Förderung nach dem EEG (Förderung im Betrieb der Anlagen) kann die Errichtung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Rahmen zinsvergünstigter Kredite im Programm 270 der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) werden. Auch die Finanzierung von Anlagen zur regenerativen Wärme- / Kälteerzeugung und -verteilung Maßnahmen zur Systemintegration erneuerbarer Energien können finanziert werden.

Was wird gefördert?

- Errichtung / Erwerb von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien
- Errichtung / Erwerb von Anlagen zur Wärme-/Kälteerzeugung, -verteilung und -speicherung aus erneuerbaren Energien
- Maßnahmen zur Systemintegration erneuerbarer Energien (Digitalisierung, Lastmanagement, PtX...)
- Contracting / Modernisierung

Wer wird gefördert?

- Unternehmen / Körperschaften öffentl. Rechts... / Selbständige / natürliche Personen / Vereine, Genossenschaften...
- KEINE Kommunen / Gebietskörperschaften

Wie wird gefördert?

- Zinsvergünstigte Darlehen (bis 100% Finanzierung, max. 50 Mio €, individueller Zinssatz)
- Bearbeitung über Hausbank

Wie hoch ist die Förderung?

- Individueller, risikoabhängiger Zinssatz
- Max. Kreditbetrag 50 Mio € pro Vorhaben

Weitere Informationen

- [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-\(270\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-(270)/)

9.2 Energieeffizienz im Gebäudebereich

9.2.1 Energieberatung

Verbraucherzentralen

Die Verbraucherzentralen unterstützen private Haushalte beim Energiesparen. Hierzu bieten Sie zahlreiche kostenlose oder kostengünstige Beratungsangebote durch qualifizierte Fachleute an. Die Beratung ist telefonisch, online oder vor Ort möglich.

Was wird gefördert?

- Allgemeine Beratung zu Energieeinsparung und Effizienz (Basisberatung)
- Konkret situationsbezogene Energieberatung (Energie-Check)

Wer wird gefördert?

- Privatpersonen

Wie wird gefördert?

- Kostenlose / kostengünstige Beratungsangebote (telefonisch / online / vor Ort)

Wie hoch ist die Förderung?

- Kostenlose Basisberatung
- Energie-Check ab 30 € Eigenanteil

Weitere Informationen

- <https://verbraucherzentrale-energieberatung.de/>

Bundesförderung für Energieberatung für Wohngebäude (EBW)

Die Bundesregierung bezuschusst über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa) die qualifizierte Energieberatung und die fachlich fundierte Vorbereitung von Sanierungsschritten im Wohngebäudebestand mit bis zu 80% der Kosten.

Was wird gefördert?

- Energieberatung und Sanierungskonzept im Wohngebäude

Wer wird gefördert?

- Hauseigentümer, Privatpersonen, Mieter

Wie wird gefördert?

- Zuschuss

Wie hoch ist die Förderung?

- 80%
- Ein- und Zweifamilienhäuser: max. 1.300 €
- Mehrfamilienhäuser: max. 1.700 €

Weitere Informationen

- https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieberatung/Energieberatung_Wohngebaeude/energieberatung_wohngebaeude_node.htm

Bundesförderung für Energieberatung für Nichtwohngebäude, Anlagen und Systeme (EBN)

Die Bundesregierung bezuschusst über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa) die qualifizierte Energieberatung und die fachlich fundierte Vorbereitung von Sanierungsschritten im Nichtwohngebäudebestand bzw. für den energieeffizienten Neubau mit bis zu 80% der Kosten.

Was wird gefördert?

- Energieberatung für Sanierungskonzept, Neubau oder Energiespar-Contracting im Nichtwohngebäude

Wer wird gefördert?

- Unternehmen
- Kommunale Zweckverbände
- Soziale, gesundheitliche, kulturelle Einrichtungen
- Kommunen
- Freiberuflich Tätige

Wie wird gefördert?

- Zuschuss

Wie hoch ist die Förderung?

- 80%
- Modul 1 „Energieaudit“: max. 6.000 €
- Modul 2 „Energieberatung“: max. 8.000 €
- Modul 3 „Contracting-Orientierung“: max. 10.000 €
- Mehrfamilienhäuser: max. 1.700 €

Weitere Informationen

- https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieberatung/Nichtwohngebäude_Anlagen_Systeme/nichtwohngebäude_anlagen_systeme_node.html

9.2.2 Effizienzmaßnahmen / Sanierung / Neubau

Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)

Mit der Bundesförderung für effiziente Gebäude bündelt die Bundesregierung die vormals vielfältigen Förderprogramme in den Bereichen des energieeffizienten Bauens und Sanierens. Mit dem BEG können nun angefangen von der Durchführung effizienzsteigernder Einzelmaßnahmen über die Komplettsanierung bis hin zum Neubau effizienter Gebäude vielfältige Vorhaben im Wohn- und Nichtwohngebäudebereich gefördert werden. Hierbei sind auch erforderliche Umfeldmaßnahmen sowie eine fachlich fundierte Baubegleitung förderfähig. Die Förderung steht in vielen Fällen entweder als reine Zuschussvariante oder als Zinsgünstiger Kredit mit Tilgungszuschüssen einer breiten Palette an Antragstellern zur Verfügung. Da für ein optimales Ergebnis alle Bau- und Sanierungsschritte inhaltlich aufeinander abgestimmt sein sollten, ist für die Antragstellung meist die Beratung durch einen sog. Energieeffizienzexperten (förderfähig nach EBW bzw. EBN) erforderlich.

Was wird gefördert?

- Effizienzsteigernde Einzelmaßnahmen (Dämmung, Heizungstechnik, Anlagentechnik...)
- Energetische Sanierung von Bestandsgebäuden
- Energieeffizienter Neubau
- Inkl. erforderlicher Umfeldmaßnahmen und Baubegleitung

Wer wird gefördert?

- Zahlreiche Akteursgruppen (Kommunen, Unternehmen, Gebäudeeigentümer...)

Wie wird gefördert?

- Reine Zuschussvariante
- Zinsgünstiger Kredit mit Tilgungszuschüssen

Wie hoch ist die Förderung?

- Einzelmaßnahmen: maßnahmenabhängig 20-50%
(ggf. inkl. Boni für Austausch von Ölheizung, verbesserte Emissionswerte und Maßnahmen im Rahmen eines individuellen Sanierungsfahrplans, inkl. Fachplanung und Baubegleitung)
- Sanierung Wohngebäude: max. 50% / 75.000€ je WE
(abhängig vom erreichter Energiestandard)
- Neubau Wohngebäude: max. 12,5% / 18.750€ je WE
(abhängig vom erreichten Energiestandard)
- Sanierung Nichtwohngebäude: max. 50% / 1.000 € je m² / 15 Mio. €
(abhängig vom erreichter Energiestandard)
- Neubau Nichtwohngebäude: max. 12,5% / 3,75 Mio. €
(abhängig vom erreichten Energiestandard)

Weitere Informationen

- <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Bundesförderung-für-effiziente-Gebäude/>

9.3 Energieeffiziente Infrastruktur

Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)

Mit der im September 2022 in Kraft getretenen Bundesförderung für effiziente Wärmenetze wurde ein einheitliches Förderinstrument zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien und Abwärme sowie der Effizienzsteigerung in Wärme- und Kältenetzen geschaffen. Einem systemischen Förderansatz folgend werden sowohl die Transformation bestehender Systeme als auch der Bau neuer effizienter Netzsysteme gefördert.

Was wird gefördert?

Modul 1:

- Transformationspläne / Machbarkeitsstudien
zur Vorbereitung des Umbaus bzw. der Neuerrichtung effizienter Wärmenetze
- Fachplanung (Leistungsphasen 1-4 HOAI)

Modul 2:

- Bau neuer Netze mit hohem Anteil erneuerbarer Energien
- Transformation von Bestandsnetzen
- Inkl. Erzeugungsanlagen und Umfeldmaßnahmen (systemischer Ansatz)
- Fachplanung (Leistungsphasen 5-8 HOAI)

Modul 3:

- Einzelmaßnahmen in Bestandswärmenetzen
z.B. Solarthermieanlagen, Wärmepumpen, Biomassekessel, Wärmespeicher, Rohrleitungen, Wärmeübergabestationen

Modul 4:

- Betriebskostenzuschuss für nach Modul 2 bzw. 3 geförderte Solarthermieanlagen oder Großwärmepumpen

Wer wird gefördert?

- Unternehmen
- Wirtschaftlich tätige Kommunen, kommunale Eigenbetriebe, Unternehmen, Zweckverbände
- Eingetragene Vereine und Genossenschaften

Wie wird gefördert?

- Kostenzuschuss für Studien, Planungsleistungen...
- Investitionskostenzuschuss für Neubau / Transformation
- Betriebskostenzuschuss für Solarthermieanlagen und Großwärmepumpen

Wie hoch ist die Förderung?

- Modul 1: bis 50%, max. 2 Mio. €
- Modul 2: bis 40%
- Betriebskostenzuschuss: variabel

Weitere Informationen

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

Klimaschutz-Förderrichtlinie MV (KliFöRL MV) (Stand: Verbandsanhörung)

Bereits seit längerem stellen die Klimaschutz-Förderrichtlinien für Kommunen und Unternehmen zwei wesentliche Säulen der Klimaschutzförderung des Landes Mecklenburg-Vorpommern dar. Mit Hilfe der EFRE-Strukturfondsmittel der EU werden hier u.a. Energieeffizienzprojekte wie LED-Beleuchtungen, Biomasseheizungen, Strom- und Wärmespeicherlösungen sowie Elektromobilitätsprojekte in Unternehmen, Vereinen und Kommunen gefördert.

Derzeit befinden sich die Richtlinien im Überarbeitung. Mit einer Verfügbarkeit ist nach derzeitigem Kenntnisstand ab Anfang 2023 zu rechnen. Die nachfolgenden Ausführungen stellen den aktuellen Kenntnisstand im Rahmen der Verbandsanhörung dar.

Was wird gefördert?

- Maßnahmen zur Verringerung von THG-Emissionen um mind. 30% und Steigerung der Energieeffizienz oder Errichtung intelligenter Energiesysteme, z.B.:
- Investive Maßnahmen zur Energieeinsparung / Energieeffizienzsteigerung über den gesetzlichen Standard hinaus
- Intelligente kleinräumige Energiesysteme und lokale Netze
- Innovative Demonstrationsprojekte
- Planungsleistungen
- Machbarkeitsstudien / Vorplanungsstudien

Wer wird gefördert?

- Nicht wirtschaftlich tätige Organisationen – Programmteil „Kommunen“
- Wirtschaftlich tätige Organisationen – Programmteil „Unternehmen“

Wie wird gefördert?

- Zuschuss (Projektförderung)

Wie hoch ist die Förderung?

- Programmteil „Kommunen“: 25 – 50% (in Ausnahmen bis 80%)
- Programmteil „Unternehmen“: 20 – 70%

Weitere Informationen

- <https://www.regierung-mv.de/Landesregierung/lm/Klima/Klimaschutz/Foerderung/>

9.4 Quartiersentwicklung

KfW-Programm 432: Energetische Stadtsanierung

Mit dem KfW-Programm 432 „Energetische Stadtsanierung“ werden Maßnahmen zum Klimaschutz und der Klimaanpassung im Quartier bezuschusst. Konkret geht es um die fundierte Vorbereitung und Umsetzung konkreter Maßnahmen in abgegrenzten Bereichen. Hierbei wird in einem ersten Modul die Erstellung eines integrierten Quartierskonzepts gefördert. In der Folge (Modul B) können Sach- und Personalkosten für einen Sanierungsmanager bezuschusst werden, dessen Aufgabe die Planung und Koordination zur Konzeptumsetzung ist.

Dieses Förderprogramm kann einen zentralen Baustein sein, um die umfangreichen Aufgaben im Bereich der Projektentwicklung und Projektsteuerung rund Sanierungs- und Energieprojekte im kommunalen Kontext zu erfüllen.

Was wird gefördert?

- Modul A: Erstellung integrierter Quartierskonzepte
- Modul B: Sanierungsmanagement

Wer wird gefördert?

- Kommunale Gebietskörperschaften und deren rechtl. unselbstständige Eigenbetriebe
- Ggf. Weitergabe an beteiligte Dritte

Wie wird gefördert?

- Kostenzuschuss für die Erstellung integrierte Konzepte (Modul A)
- Personal- und Sachkostenzuschüsse für Sanierungsmanager (Modul B)
(3 Jahre, mit Verlängerung max. 5 Jahre)

Wie hoch ist die Förderung?

- Modul A: 75%
- Modul B: 75% (max. 210.000€, mit Verlängerung max. 350.000€)

Weitere Informationen

- [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/öffentliche-Einrichtungen/Kommunen/Förderprodukte/Energetische-Stadtsanierung-Zuschuss-Kommunen-\(432\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/öffentliche-Einrichtungen/Kommunen/Förderprodukte/Energetische-Stadtsanierung-Zuschuss-Kommunen-(432)/)

10 Betreibermodelle

Für den Betrieb einer Biomassefeuerungsanlage bzw. eines Nahwärmenetzes kommen unterschiedliche Betreibermodelle in Betracht, die jeweils verschiedene Vor- und Nachteile aufweisen. Grundsätzlich kann wie folgt unterschieden werden:

10.1 Unternehmensformen

10.1.1 Kommunales Unternehmen

Gemeint sind Betriebsformen, bei denen die Gemeinde (bzw. ggf. auch das Amt o.ä.) eine 100% Beteiligung hält. Dies können beispielsweise folgende Unternehmensformen sein:

- kommunaler Eigenbetrieb
- Anstalt öffentlichen Rechts
- kommunale GmbH

Vorteile:

- Hohes Vertrauen lokaler Anschlussnehmer / Partner
- Langfristig verlässliche Planungsperspektive
- Hohe Förderquoten bei kommunalen Investitionen
- Hohe lokale Wertschöpfung

(Mögliche) Nachteile:

- Teils rechtliche Hürden (Kommunalwirtschaftsrecht, Wettbewerbsrecht...)
- In der Regel Knowhow-Aufbau erforderlich
- Investitionsbedarf seitens der Kommune

10.1.2 Gemeinschaftliche Unternehmen

Gemeint sind hier Unternehmensformen, an denen sowohl lokal agierende Unternehmen als auch Privatpersonen beteiligt sein können. Beispielsweise kommen hier folgende Unternehmensformen in Betracht:

- Bürgergenossenschaft (eG)
- GmbH
- GmbH & Co. KG
- GbR

Vorteile:

- Je nach Beteiligung hohe Identifikation der Anschlussnehmer (z.B. bei eG)
- Hohe lokale Wertschöpfung
- Überschaubarer rechtlicher Rahmen
- Verteilter Investitionsbedarf
- Ggf. Nutzung vorhandenen Knowhows (z.B. bei beteiligten Unternehmen)

(Mögliche) Nachteile:

- Teils komplizierte Gründung / Steuerung (z.B. eG)
- Langfristige Planungsperspektive muss sichergestellt werden (ggf. auch bei Ausscheiden einzelner Beteiligter)
- i.d.R. geringere Fördersätze bei wirtschaftlich tätigen Unternehmen
- Meist Knowhow-Aufbau erforderlich

10.1.3 Privatwirtschaftliches Unternehmen

Gemeint sind hier Modelle, bei denen etablierte, branchenerfahrene Unternehmen Investition und Betrieb der Anlage und somit die gesamte Wärmeversorgung übernehmen.

Vorteile:

- Kein Investitionsbedarf seitens Kommune oder lokale Akteure
- Minimaler Aufwand für die Kommune
- Umfassendes Knowhow vorhanden

(Mögliche) Nachteile:

- Teils geringes Vertrauen seitens lokaler Anschlussnehmer
- Langfristig planbare Perspektive muss vertraglich sichergestellt werden. Ggf. müssen Betreiberwechsel organisiert werden.
- Geringere Fördersätze
- Geringe lokale Wertschöpfung

10.2 Betreibermodelle

In der Praxis sind hinsichtlich Investition, Anlagenbetrieb und Brennstoffbelieferung auch gemischte Modelle gängige Praxis. Beispielhaft hierfür können folgende Konstellationen stehen:

10.2.1 Brennstoffzukauf / Wärmeverkauf

Die Feuerungsanlage und Wärmeverteilung befindet sich in privatem bzw. kommunalem Eigentum und wird durch den Eigentümer betrieben. Der Brennstoff wird durch lokale Lieferanten (i.d.R. frei Anlage) bereitgestellt. Die erzeugte Wärme wird direkt an den Endabnehmer verkauft.

Beim Eigentümer / Betreiber sind das notwendige Knowhow sowie entsprechende personelle Ressourcen erforderlich um die Betriebsführung vollständig abwickeln zu können. Ggf. müssen Dienstleistungen extern zugekauft werden.

Bei kommunaler Investition können hohe Förderquoten erzielt werden. Durch die geringe Anzahl beteiligter Akteure können zusätzliche Kosten für entsprechende Margen minimiert werden.

10.2.2 Wärmeliefer-Contracting

Hierbei befindet sich das Wärmenetz sowie ggf. das Gebäude in der Regel im Eigentum der Kommune (oder ggf. auch eines privatwirtschaftlichen Unternehmens) und wird von dieser betrieben.

Die Wärmeerzeugungsanlage befindet sich im Eigentum einer Betreibergesellschaft aus beispielsweise lokalen Landwirtschaftsbetrieben. Diese mietet ggf. das Gebäude und verkauft Wärme an den Netzbetreiber.

Beim Betreiber der Erzeugungsanlage ist häufig bereits Knowhow zur Betriebsführung vorhanden. Des Weiteren werden kritische Schnittstellen im Bereich der Brennstoffbereitstellung und Verbrennung vermieden. Allerdings können bei Investition durch wirtschaftlich tätige Unternehmen für die Anlagentechnik die maximalen Fördersätze häufig nicht ausgeschöpft werden.

10.2.3 Betriebsführungs-Contracting

Hierbei befindet sich die gesamte Anlage inkl. Gebäude, Wärmeerzeugung und Wärmenetz in der Regel im Eigentum der Kommune (oder ggf. auch eines privatwirtschaftlichen Unternehmens).

Teile der Anlage wie die Wärmeerzeugung oder auch das Netz werden hierbei jedoch an externe Partner (Betreibergesellschaft siehe oben, regionaler Energiedienstleister...) verpachtet und durch diesen betrieben.

In dieser Konstellation können häufig die Vorteile hoher Förderquoten mit der Nutzung fundierten Knowhows verbunden werden. Im Einzelfall ist jedoch zu prüfen, ob die jeweiligen Förderprogramme dies zulassen (Zweckbindung). Allerdings entstehen unter Umständen durch die Beteiligung mehrerer Akteure zusätzliche Kosten für entsprechende Margen.

11 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Die durchgeführten Untersuchungen haben erhebliche Potenziale zur Nutzung lokal verfügbarer erneuerbarer Energieträger bzw. zur Reduktion des Energiebedarfs in folgenden Bereichen ergeben:

- Energetische Biomassenutzung (Feuerungsanlagen) in Wärmenetzen
- Abwärmenutzung der bestehenden Biogasanlage in Wärmenetzen
- Solarthermie-Freiflächenanlagen in Wärmenetzen
- Energetische Gebäudesanierung
- Eventuell Einbindung von Stromüberschüssen in die Wärmeversorgung
- Photovoltaik-Freiflächennutzung

Als rein gebäudespezifische Maßnahmen liegen sowohl die Aufdach-Solarenergienutzung als auch die energetische Gebäudesanierung im Verantwortungsbereich der jeweiligen Gebäudeeigentümer. Die Umsetzbarkeit ist hier sehr spezifisch von der konkreten Konstellation abhängig und erfordert in jedem Fall eine fundierte Fachplanung. In diesem Zusammenhang sollten bestehende unabhängige Informations- und Beratungsangebote, vor Ort gezielt publiziert werden. Darüber hinaus kann eine Vernetzung regional tätiger Handwerks- und Dienstleistungsbetriebe hilfreich sein.

Die Fernwärmeversorgung auf Basis von Solarthermie, Biogas-Abwärme und energetischer Biomassenutzung kommt insbesondere im unmittelbaren Bereich der Ortslage Mestlin in Betracht. In Hinblick auf die bereits vorhandene Biogasanlage und die erhebliche Potenziale im Strombereich kann der Aufbau eines multivalenten Wärmenetzes mit Saisonalspeicher eine interessante Option sein. Dies bietet auch perspektivisch die Chance, hoch flexibel auf zukünftige Entwicklungen im Energiesektor zu reagieren. So können neben solarthermischer Wärme wahlweise auch beliebige andere Wärmequellen wie z.B. gewerbliche Abwärme, Umweltwärme oder Wärmeüberschüssen aus dem Stromsektor (power-to-gas, power-to-heat) eingebunden werden.

Um einerseits das erforderliche Vertrauen der Abnehmer und eine möglichst hohe lokale Teilhabe und Wertschöpfung sowie andererseits einen professionellen und verlässlichen Betrieb entsprechender Anlagen sicherzustellen, kommt der Wahl eines geeigneten Betreibermodells und kompetenter Partner eine entscheidende Bedeutung zu. Auch hier wird die Nutzung bestehender Netzwerke und Informationsangebote empfohlen.

Konkret können folgende Handlungsempfehlungen abgeleitet werden:

11.1 Planung und Realisierung biomassebasierte Nahwärme

Für die beschriebenen Versorgungsbereiche in der Ortslage Mestlin wird die Umsetzung einer netzgebundenen Wärmeversorgung empfohlen. Hierfür wurden verschiedene Konzeptansätze vorgeschlagen und verglichen.

Bei der Wahl eines präferierten Ansatzes (Einbindung von Biogas-Abwärme und / oder Solarthermie, mit oder ohne Saisonspeicher) sollten folgende Aspekte in der Abwägung berücksichtigt werden:

- Treibhausgaseinsparung
- Wärmegestehungskosten
- Finanzierbarkeit
- Realisierbarkeit von Schnittstellen
- Flächenbedarf- und Verfügbarkeit
- Umsetzungshorizont
- Entwicklungsperspektive weiterer Projekte (z.B. PV-Freiflächenanlagen)

Um den Projektentwicklungs-, Planungs- und Realisierungsprozess effizient und professionell zu gestalten, sollte hierbei die Unterstützung durch erfahrene und kompetente Partner genutzt werden. Hilfreich können in diesem Zusammenhang die oben genannten Netzwerke sein. Auch der Ersteller dieser Studie steht gern mit weiterer Expertise zur Verfügung.

Empfehlenswert erscheint für die konkrete Vorbereitung entsprechender Maßnahmen die nach KfW-Programm 432 zu 75% förderfähige Vorgehensweise zur Quartierssanierung. Hierbei wird in einem ersten Schritt aus dieser Machbarkeitsstudie für das konkret angestrebte Vorhaben ein sogenanntes integriertes Quartierskonzept abgeleitet. In einem zweiten Schritt können dann durch einen ebenfalls geförderten Sanierungsmanager zahlreiche notwendige Aufgaben hinsichtlich Projektsteuerung und Koordination übernommen werden.

Zur Umsetzung der genannten Vorhaben sind unter anderem folgende Arbeitsschritte erforderlich

- Identifikation und Koordination möglicher Projektbeteiligter
- Festlegung einer Betriebsform
- Kaufmännische Planung
 - Finanzierungsplanung
 - Fördermittelakquise
 - Entwicklung eines Tarifmodells
- Technische Planung
 - Bedarfsermittlung
 - Entwurfsplanung / Umsetzungsplanung
- Genehmigungsplanung
- Vertragsgestaltung
 - Vorvereinbarungen / Absichtserklärungen
 - Anschlussverträge
 - Lieferverträge
 - Betriebsführungsverträge
 - ...
- Ausschreibung und Vergabe
- Bauausführung / Bauüberwachung
- Inbetriebnahme / Betriebsführung

Zu beachten ist hierbei, dass diese Schritte teils in einem mehrstufigen Verfahren sukzessive zu verfeinern und weiterzuentwickeln sind. Von wesentlicher Bedeutung ist dabei jeweils auch die Festlegung geeigneter Abbruchkriterien je nach Projektfortschritt.

11.2 Regionale und überregionale Vernetzung

Um konkrete Vorhaben fachlich fundiert und professionell voranzubringen ist ein intensiver Kontakt zu externen Netzwerken wie etwa dem Landeszentrum für erneuerbare Energie (LEEAA MV), der Landesenergie- und Klimaschutzagentur (LEKA MV) oder der Verbraucherzentrale MV zu empfehlen. Weiterhin empfehlenswert ist die Vernetzung mit benachbarten Ämtern und Gemeinden, um zukünftige Klimaschutzaktivität gemeinsam Abstimmen und so Ressourcen und Synergien optimal nutzen zu können. Hierbei kann insbesondere die Unterstützung des Landkreises hilfreich sein.

11.3 Lokale Vernetzung

Um möglichst frühzeitig vielfältige Akteursgruppen in anstehende Gestaltungsprozesse einzubinden, lokal verfügbare Kompetenzen und Ressourcen zu bündeln sowie Engagement und Information in der Breite der Bevölkerung zu fördern wird die Bildung eines lokalen Netzwerks von Akteuren aus verschiedenen Bereichen angeregt. Hierfür kommen beispielsweise in Betracht:

- Lokalverwaltung
- Landkreis
- Lokale Wirtschaft
- Gemeindevertreter
- Interessierte Bürger
- Externe Fachleute

Entsprechend Arbeitsgruppen haben sich in vergleichbaren Konstellationen beispielweise in folgenden Aktivitäten als sehr gutes Format bewährt:

- Regelmäßiger Informations- und Erfahrungsaustausch
- Aktivierung und Einbindung weiterer Akteure
- Vorbereitung und Durchführung von Informationsangeboten (z.B. Anlagenbesichtigungen...)
- Vorbereitung und Unterstützung konkreter Projektvorhaben

11.4 Publikation neutraler Energie- und Fördermittelberatungsangebote

Um Aktivitäten der einzelnen Einwohner und Gebäudeeigentümer im Bereich der Energieeinsparung und Nutzung erneuerbarer Energien zu unterstützen, sollten bestehende neutrale Informationsangebote zu Fördermitteln und Energieberatung vor Ort publiziert werden. Dies kann beispielsweise durch Verlinkung entsprechender Förderdatenbanken und Beratungsseiten zu Effizienz- und Klimaschutzmaßnahmen auf den Internetseiten der Gemeinde bzw. des Amtes erfolgen. Beispielfhaft sind folgende relevante Ressourcen zu nennen:

- Landeszentrum für erneuerbare Energien MV (Leea)
<https://www.foerderung-leea-mv.de/>
- Landesförderinstitut MV (Förderfinder)
<https://www.lfi-mv.de/foerderfinder/>
- KfW – Förderbank des Bundes
<https://www.kfw.de/kfw.de.html>
- Förderungen des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
https://www.bafa.de/DE/Home/home_node.html
- Beratungsangebote der Verbraucherzentrale
<https://www.verbraucherzentrale-energieberatung.de>
<https://www.verbraucherzentrale-mv.eu>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
<https://www.deutschland-machts-effizient.de>

11.5 Schaffung lokaler Beratungsangebote

Ein weiterer Schritt zur Verbesserung des Informations- und Beratungsangebots vor Ort kann die Durchführung regelmäßiger lokaler Beratungsangebote in der Gemeinde sein. Als Partner kommen hierbei ggf. die Energieberater der Verbraucherzentrale MV e.V. sowie lokale Dienstleistungs- und Handwerksbetriebe in Betracht.

Thema: MBS Mestlin

Projekt: T21.27

Bearbeitungsstand: 24.04.2023

12 Quelleverzeichnis

Folgende Quellen wurden bei der Erarbeitung der Machbarkeitsstudie genutzt:

- BDEW 01** BDEW/VKU/GEODE Leitfaden
Abwicklung von Standardlastprofilen Gas
Hrsg.: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.,
Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU),
GEODE – Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie
Berlin, 2018
- BMVBS 01** Ermittlung von spezifischen Kosten energiesparender Bauteil-, Beleuchtungs-, Heizungs- und
Klimatechnikausführungen bei Nichtwohngebäuden für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung
zur EnEV 2012
Hrsg.: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS)
BMVBS-Online-Publikation, Nr. 08/2012
- BNA 01** Marktstammdatenregister
Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4, 53113 Bonn
Zugang via: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>
- BWP 01** Online-Rechner für Wärmepumpen
Bundesverband Wärmepumpe e.V.
<https://www.waermepumpe.de/normen-technik/jazrechner/>
- DENA 01** Biomethan in der Wärmewende
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a, 10115 Berlin
2018
- DWD 01** DWD Climate Data Center (CDC)
Tägliche Stationsmessungen der mittleren Lufttemperatur auf 2 m Höhe in °C - TMK_MN004
(diverse Standorte)
Deutscher Wetterdienst
CDC-Vertrieb Klima und Umwelt
Frankfurter Straße 135, 63067 Offenbach
Zugang via: <https://cdc.dwd.de/portal/>
- ECO 01** Wärmenutzungskonzept aus der Biogasanlage Mestlin
ECO-CERT Kremp, Kuhlmann & Partner, Sachverständige im Umweltschutz
Teerofen Haus 3, 19395 Karow
- FNR 01** Basisdaten Bioenergie Deutschland 2019
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)
OT Gülzow, Hofplatz 1, 18276 Gülzow-Prüzen
- FNR 02** Leitfaden Feste Biobrennstoffe, 4. Aufl. 2014
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)
OT Gülzow, Hofplatz 1, 18276 Gülzow-Prüzen
- FNR 03** Handbuch zum Qualitätsmanagement von Holzhackschnitzeln, 1. Aufl. 2017

Thema: MBS Mestlin

Projekt: T21.27

Bearbeitungsstand: 24.04.2023

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), OT Gülzow, Hofplatz 1, 18276 Gülzow-Prüzen
Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE) Godesberger Allee 142–148, 53175 Bonn,

- FNR 04 Strohheizungsanlage Gülzow - Demonstration einer Strohheizung mit Nahwärmenetz, 2013
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)
OT Gülzow, Hofplatz 1, 18276 Gülzow-Prüzen
- FNR 05 Leitfaden Biogas – Von der Gewinnung zur Nutzung
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)
OT Gülzow, Hofplatz 1, 18276 Gülzow-Prüzen
- GEMIS Ergebnisse aus GEMIS Version 4.95
IINAS GmbH – Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien
Excel-Tabelle: 2017_GEMIS-Ergebnisse-Auszug.xlsx, Datenstand: Apr. 2017
- HMU 01 Lerneinheit Solarthermie - Didaktische Handreichung
Hrsg.: Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz
Wiesbaden und Kassel 2011
- LAiV 01 WMS WebAtlas M-V (WMS MV WebAtlasDE/MV)
Landesamt für innere Verwaltung M-V, Amt für Geoinformation, Vermessung und Katasterwesen
Lübecker Straße 289, 19059 Schwerin
URL des WMS-Dienstes: https://www.geodaten-mv.de/dienste/webatlasde_wms/service?
- LAiV 02 WMS Digitale Orthophotos M-V (WMS_MV_DOP)
Landesamt für innere Verwaltung M-V, Amt für Geoinformation, Vermessung und Katasterwesen
Lübecker Straße 289, 19059 Schwerin
URL des WMS-Dienstes: http://www.geodaten-mv.de/dienste/adv_dop?
- LAiV 03 WFS Digitale Verwaltungsgrenzen (DVG)
Landesamt für innere Verwaltung M-V, Amt für Geoinformation, Vermessung und Katasterwesen
Lübecker Straße 289, 19059 Schwerin
URL des WMS-Dienstes: https://www.geodaten-mv.de/dienste/dvg_laiv_wfs?
- LAiV 04 WFS Digitale Flurgrenzen (DFG)
Landesamt für innere Verwaltung M-V, Amt für Geoinformation, Vermessung und Katasterwesen
Lübecker Straße 289, 19059 Schwerin
URL des WMS-Dienstes: https://www.geodaten-mv.de/dienste/dfg_wfs?
- LAiV 05 WMS Amtliches Liegenschaftskatasterinformationssystem M-V (WMS_MV_ALKIS)
Landesamt für innere Verwaltung M-V, Amt für Geoinformation, Vermessung und Katasterwesen
Lübecker Straße 289, 19059 Schwerin
URL des WMS-Dienstes: https://www.geodaten-mv.de/dienste/alkis_wms?
- LAiV 06 WMS Gebäude2D (MV 2D-Gebäude WMS)
Landesamt für innere Verwaltung M-V, Amt für Geoinformation, Vermessung und Katasterwesen
Lübecker Straße 289, 19059 Schwerin
URL des WMS-Dienstes: http://www.geodaten-mv.de/dienste/gebaeude_wms?
- LAiV 07 Statistischer Bericht
Bevölkerungsstand der Kreise, Ämter und Gemeinden in Mecklenburg-Vorpommern
Stand: 30.06.2021
Statistisches Amt Mecklenburg-Vorpommern

Thema: MBS Mestlin

Projekt: T21.27

Bearbeitungsstand: 24.04.2023

Lübecker Str. 287, 19059 Schwerin

- LAiV 09 Statistischer Bericht
Bestand an Wohngebäuden und Wohnungen (Fortschreibung) in Mecklenburg-Vorpommern
Stand:2020
Statistisches Amt Mecklenburg-Vorpommern
Lübecker Str. 287, 19059 Schwerin
- LAiV 10 Statistischer Bericht
Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung in Mecklenburg-Vorpommern
Stand:2020
Statistisches Amt Mecklenburg-Vorpommern
Lübecker Str. 287, 19059 Schwerin
- LAND MV 01 Bau- und Planungsportal M-V
Ministerpräsidentin des Landes Mecklenburg-Vorpommern - Staatskanzlei -
Schloßstraße 2-4, D-19053 Schwerin
URL: <https://bplan.geodaten-mv.de/>
- LUNG 01 WMS Regionale Raumentwicklungsprogramme (MV RREP)
Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie M-V
Goldberger Straße 12b, 18273 Güstrow
URL des WMS-Dienstes: https://www.umweltkarten.mv-regierung.de/script/mv_ax_rrep_wms.php?
- LUNG 02 WMS Schutzgebiete (MV Schutzgebiete)
Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie M-V
Goldberger Straße 12b, 18273 Güstrow
URL des WMS-Dienstes: https://www.umweltkarten.mv-regierung.de/script/mv_a2_schutzgeb_wms.php?
- LUNG 03 WMS Biotope (MV Biotope)
Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie M-V
Goldberger Straße 12b, 18273 Güstrow
URL des WMS-Dienstes: https://www.umweltkarten.mv-regierung.de/script/mv_a2_biotope_wms.php?
- LUNG 04 WMS MV Erdwärmeauskunft
Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie M-V
Goldberger Straße 12b, 18273 Güstrow
URL des WMS-Dienstes: https://www.umweltkarten.mv-regierung.de/script/mv_a7_geothermie_erdwaerme_wms.php?
- NDR 01 Der erste Erdbeckenspeicher Deutschlands wird in SH gebaut
Meldung des NDR vom 01.09.2022
<https://www.ndr.de/nachrichten/info/Der-erste-Erdbeckenspeicher-Deutschlands-wird-in-SH-gebaut,erdbeckenspeicher100.html>
Norddeutscher Rundfunk
Anstalt des öffentlichen Rechts
Rothenbaumchaussee 132, 20149 Hamburg
- PVGIS PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM
Zugang via: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/de/
© European Union, 1995-2022
- RECK 01 Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik
73. Auflage
Prof. Dr. Ing. Ernst-Rudolf Schramek (Hrsg.)

Thema: MBS Mestlin

Projekt: T21.27

Bearbeitungsstand: 24.04.2023

© 2007 Oldenbourg Industrieverlag

- RPV WM 01 Regionales Raumentwicklungsprogramm Westmecklenburg
Teilfortschreibung Entwurf des Kapitels 6.5 Energie
zur 2. Stufe des Beteiligungsverfahrens
Regionaler Planungsverband Westmecklenburg
c/o Amt für Raumordnung und Landesplanung Westmecklenburg
Wismarsche Straße 159, 19053 Schwerin
- RPV WM 02 Regionales Energiekonzept Westmecklenburg
Regionaler Planungsverband Westmecklenburg
c/o Amt für Raumordnung und Landesplanung Westmecklenburg
Wismarsche Straße 159, 19053 Schwerin
- RPV WM 03 Kleinräumige Bevölkerungsprognose
für den Regionalen Planungsverband Westmecklenburg
Gertz Gutsche Rümenapp GbR
Ruhrstraße 11, 22761 Hamburg
veröffentlicht durch den Regionalen Planungsverband Westmecklenburg
Stand: 2010
- SOL 02 Solites
Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme
Meitnerstr. 8, D – 70563 Stuttgart
<https://www.scfw.de/>
- WAT 01 MICROFLEX Vorisoliertes Leitungssystem – Technisches Datenblatt
Watts Industries Deutschland GmbH
Godramsteiner Hauptstr. 167, • 76829 Landau
© 2021 Watts
- WIKI 01 Übersicht zu Energiebedarf verschiedener Baustandards
<https://de.wikipedia.org/wiki/Energiestandard#Deutschland>
Abgerufen: 02/2022
- WIP 01 Nachhaltige Wärmenutzung von Biogasanlagen
Dominik Rutz
© 2012, WIP Renewable Energies, München, Deutschland

Thema: MBS Mestlin

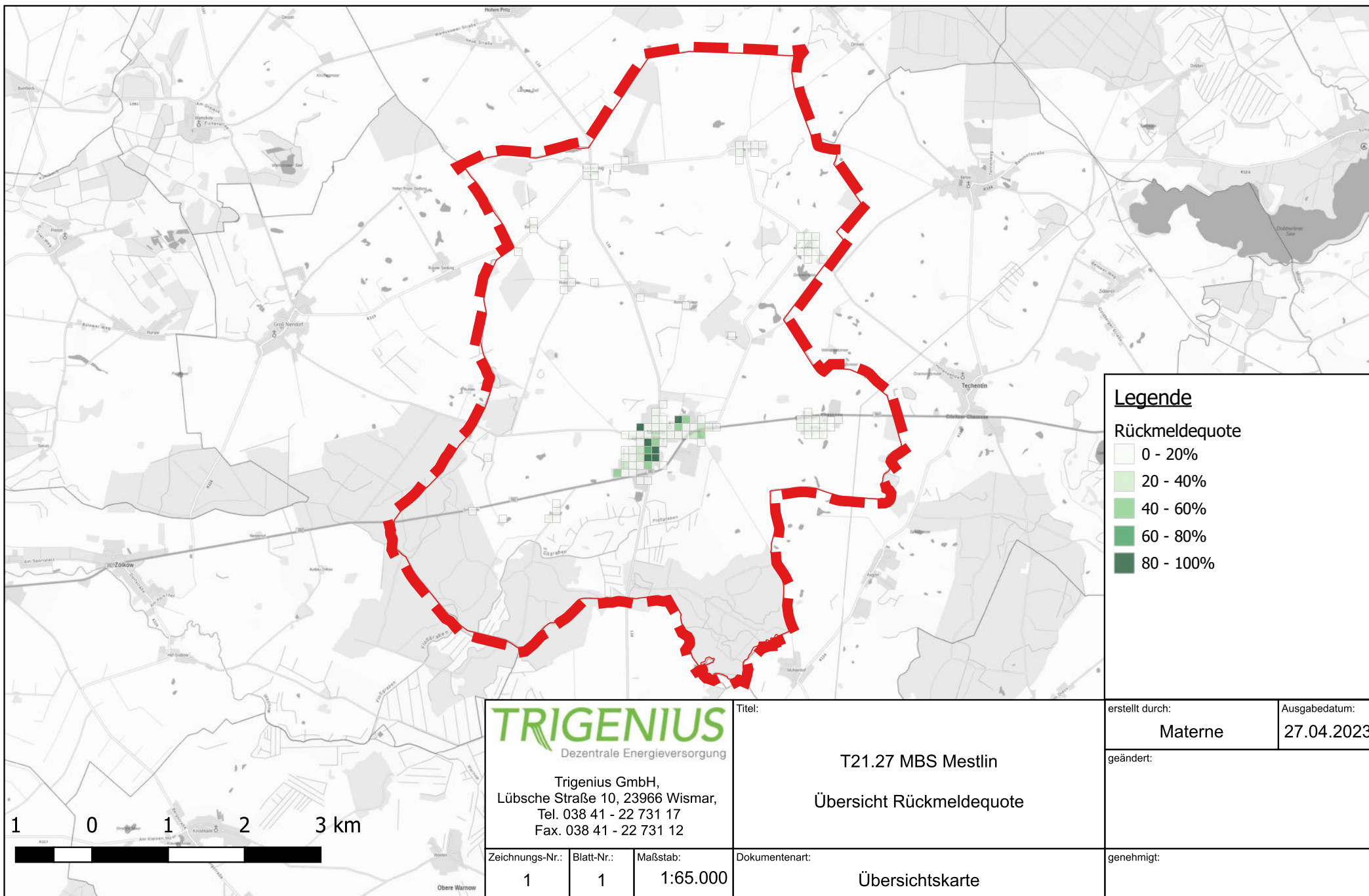
Projekt: T21.27

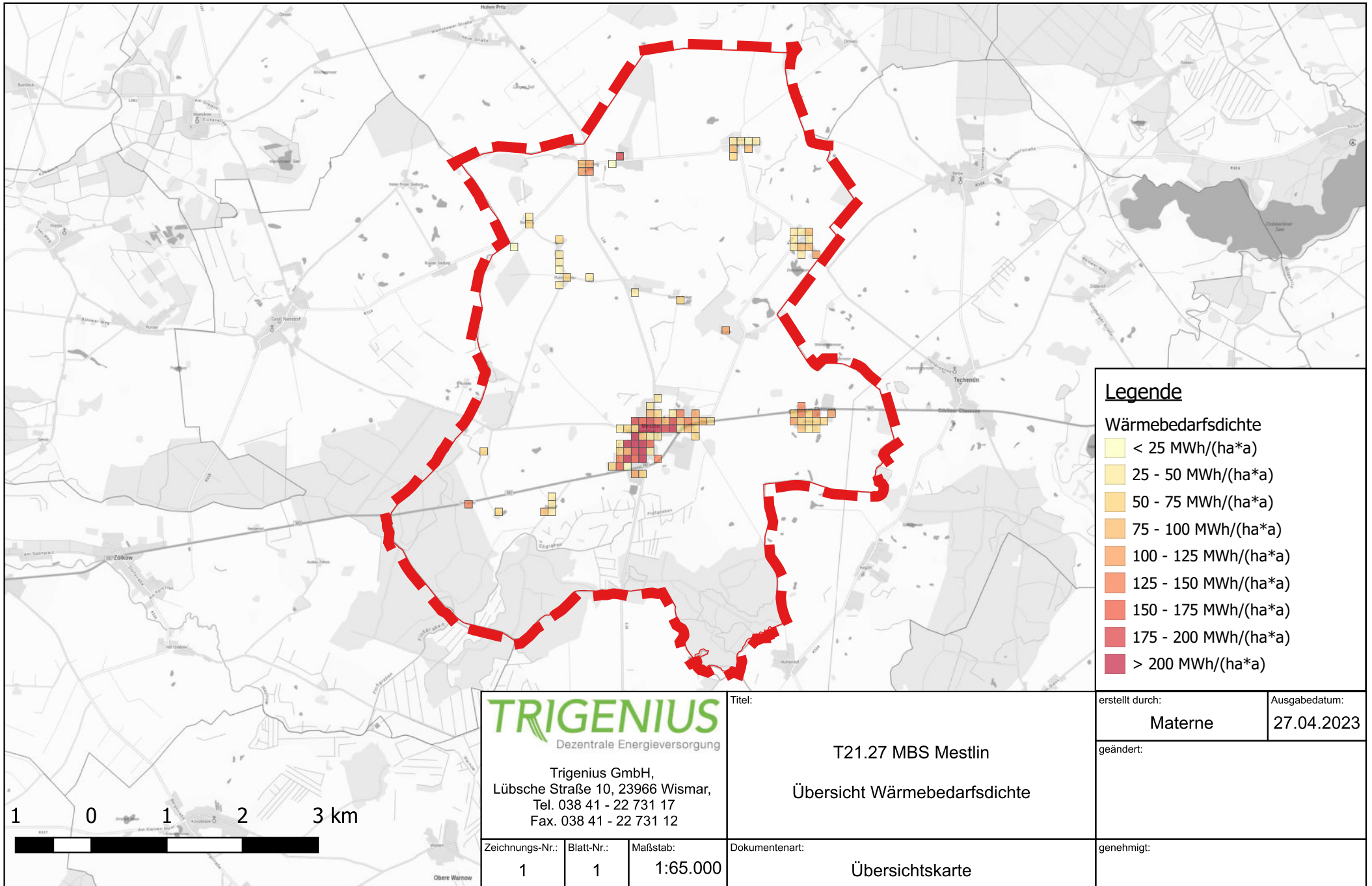
Bearbeitungsstand: 27.04.2023

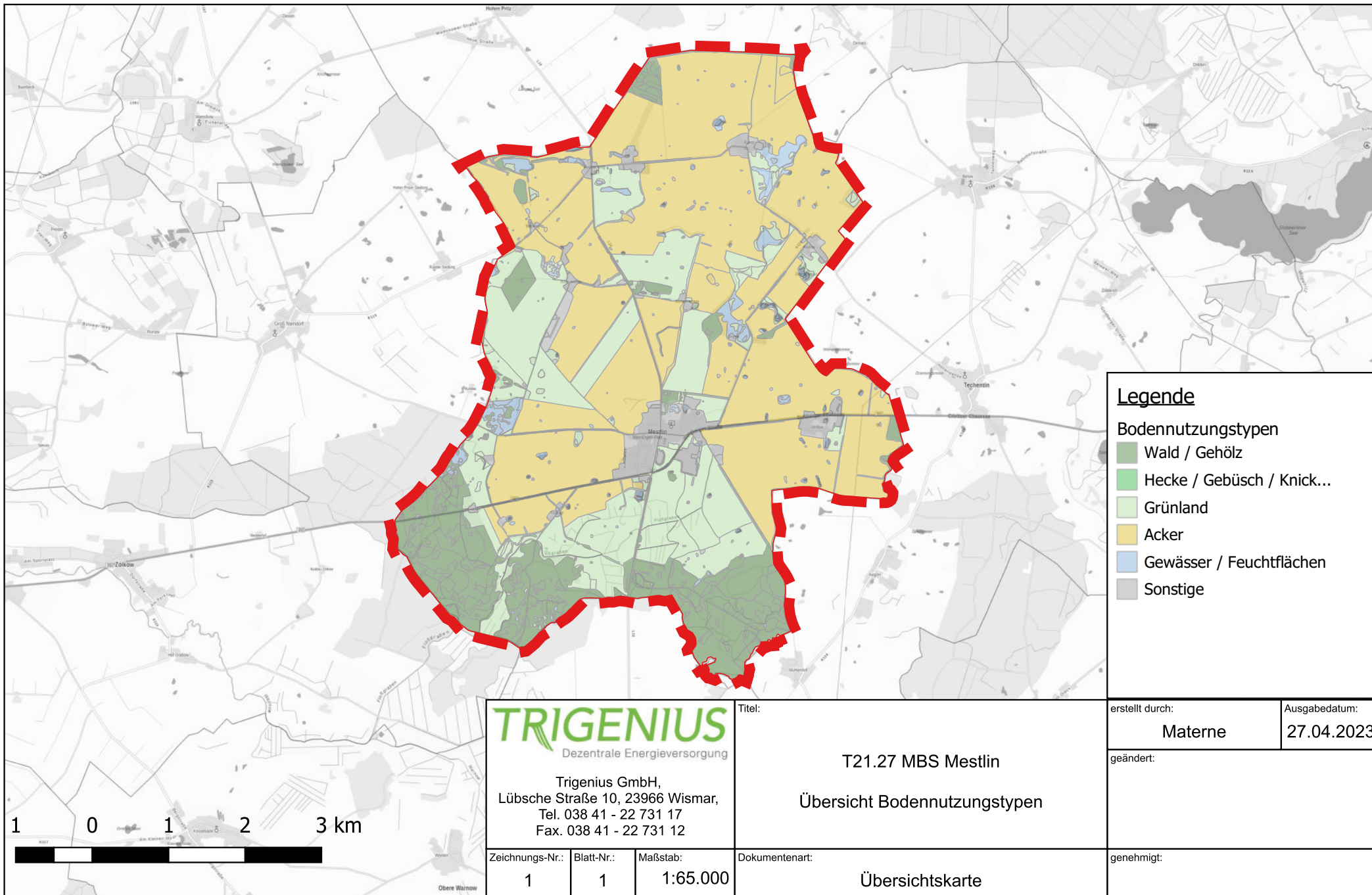
TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

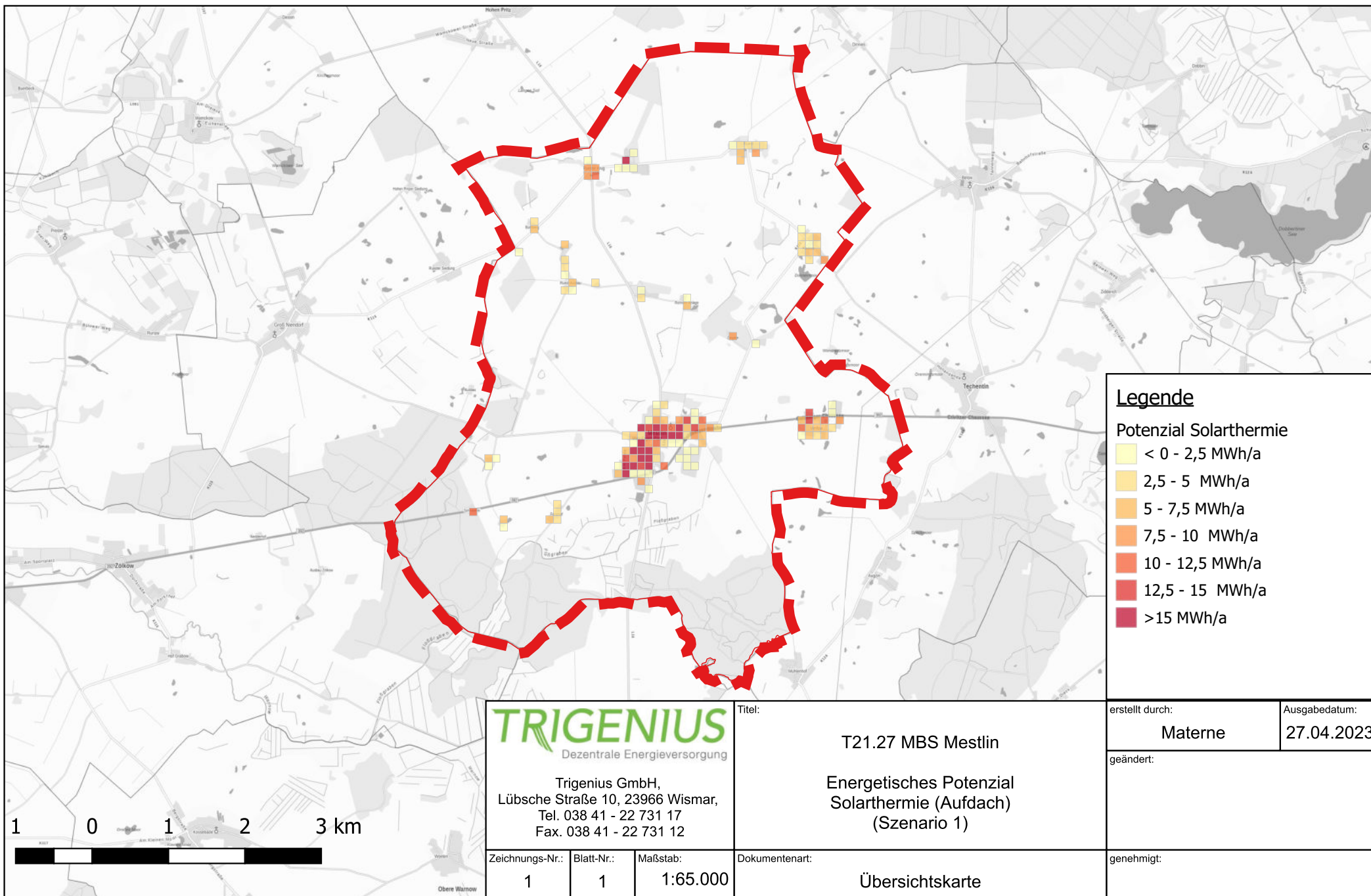
Anhang 1

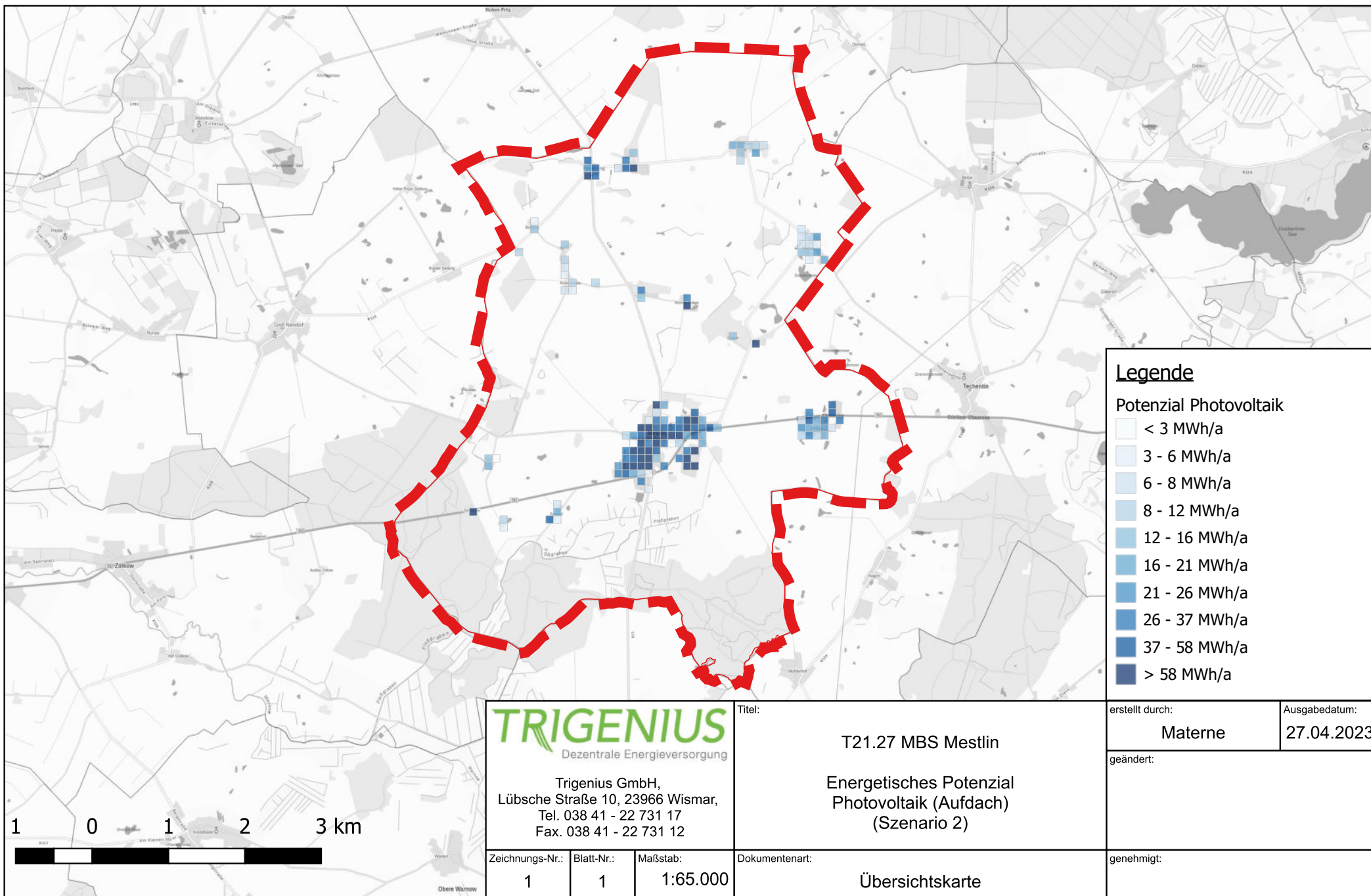
Karten

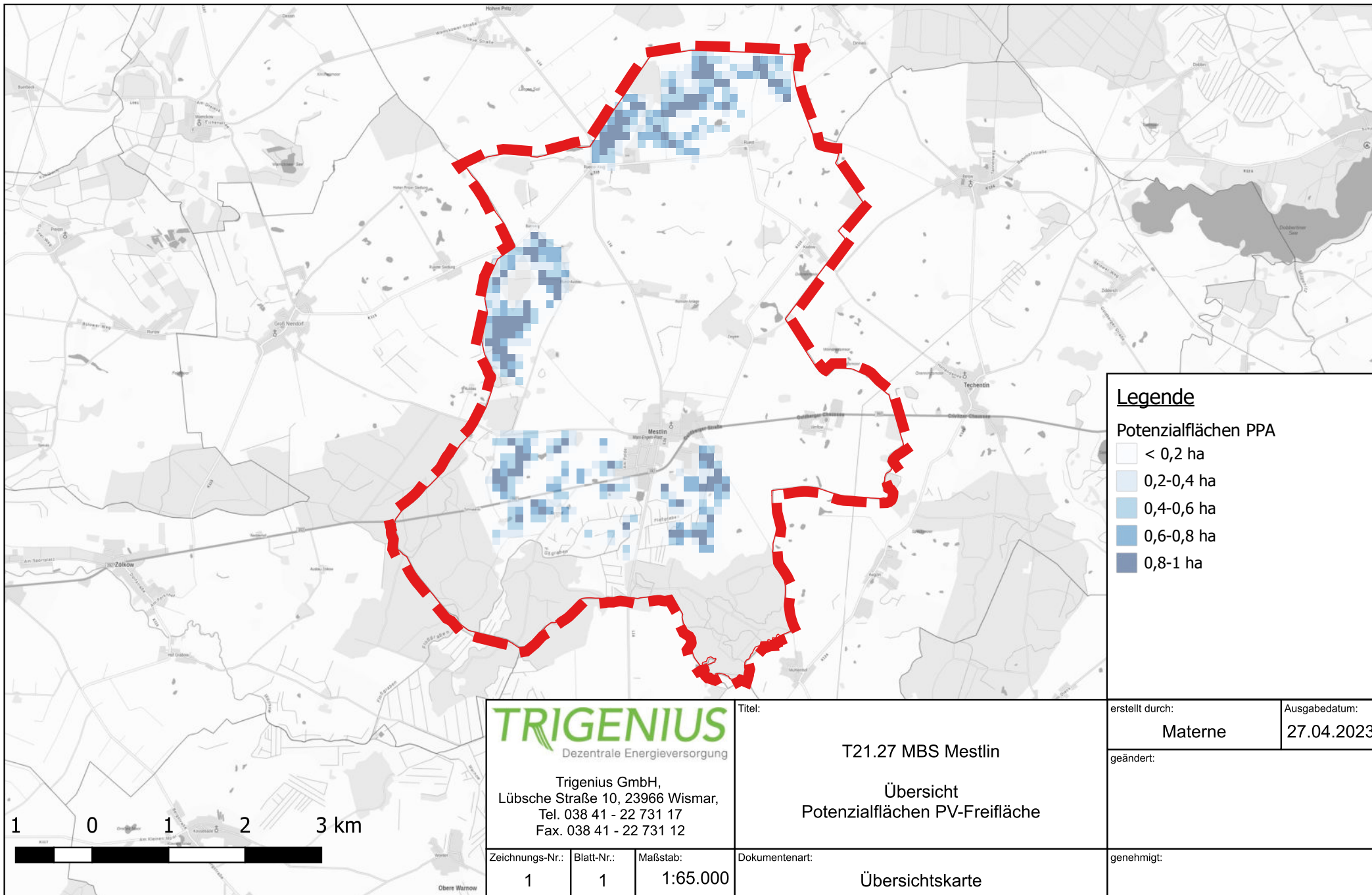


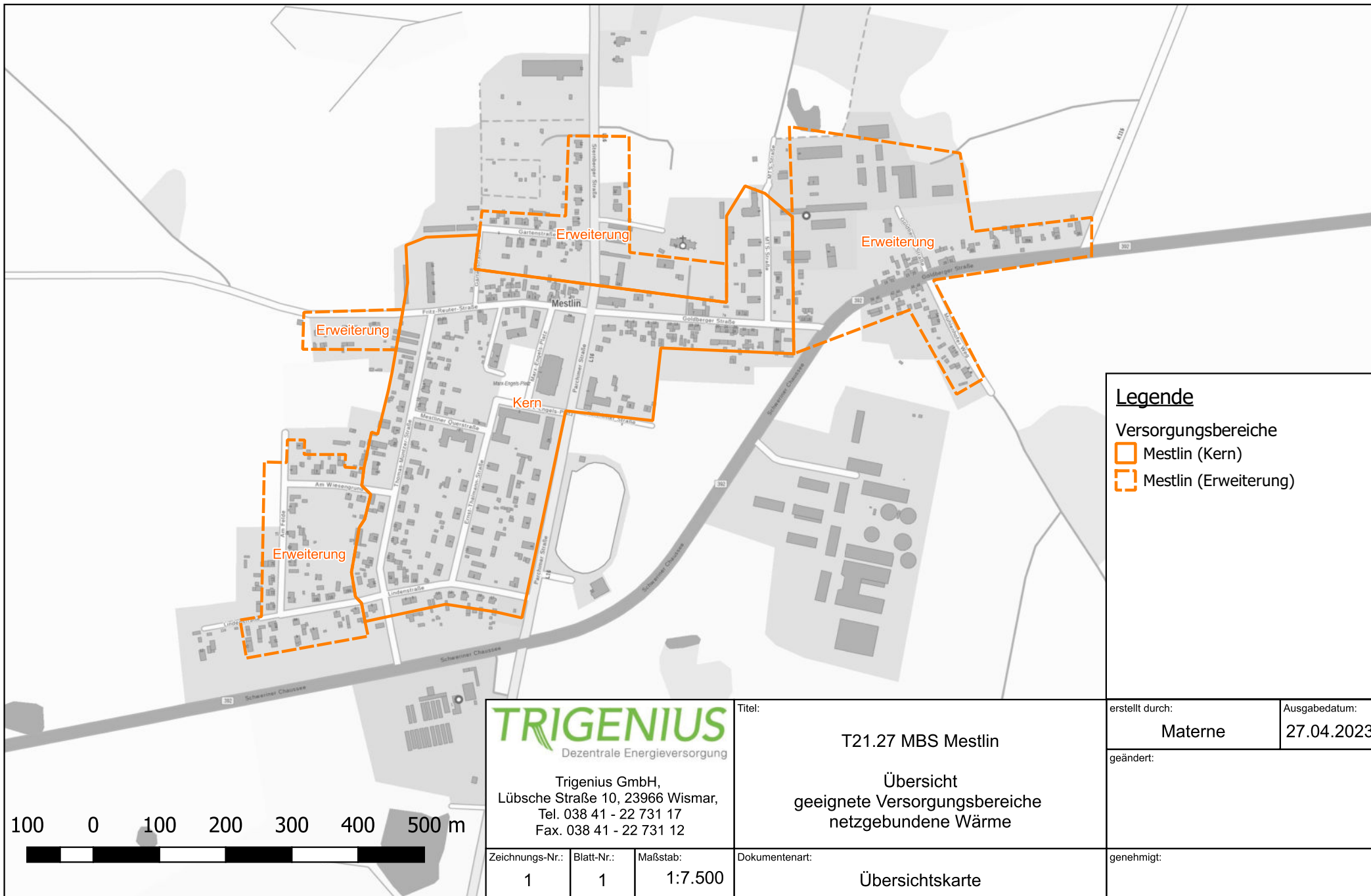


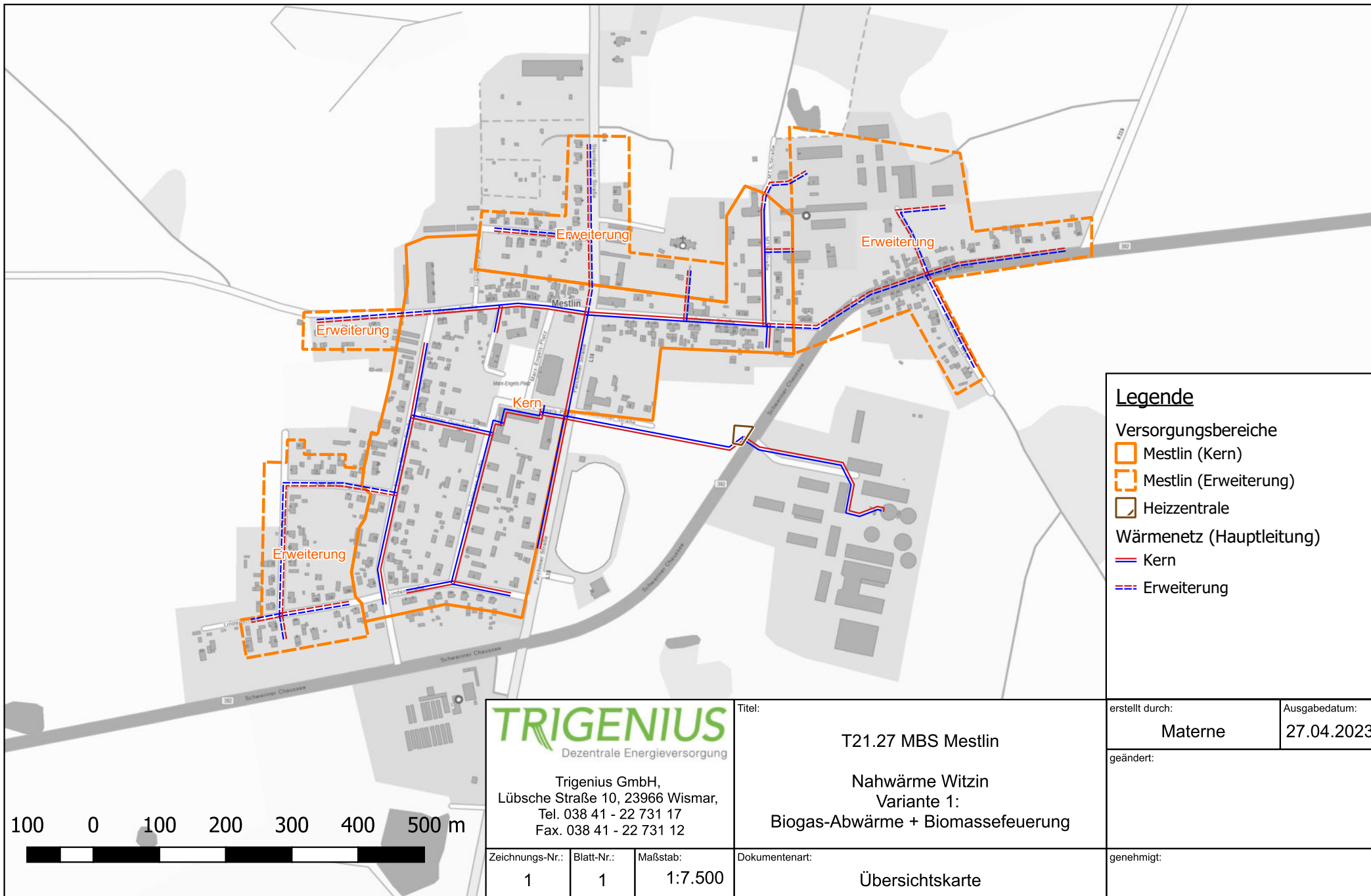












TRIGENIUS
Dezentrale Energieversorgung

Trigenius GmbH,
Lübsche Straße 10, 23966 Wismar,
Tel. 038 41 - 22 731 17
Fax. 038 41 - 22 731 12

Zeichnungs-Nr.: 1	Blatt-Nr.: 1	Maßstab: 1:7.500
----------------------	-----------------	---------------------

Titel:

T21.27 MBS Mestlin

Nahwärme Witzin
Variante 1:
Biogas-Abwärme + Biomassefeuerung

Dokumentenart:

Übersichtskarte

erstellt durch:

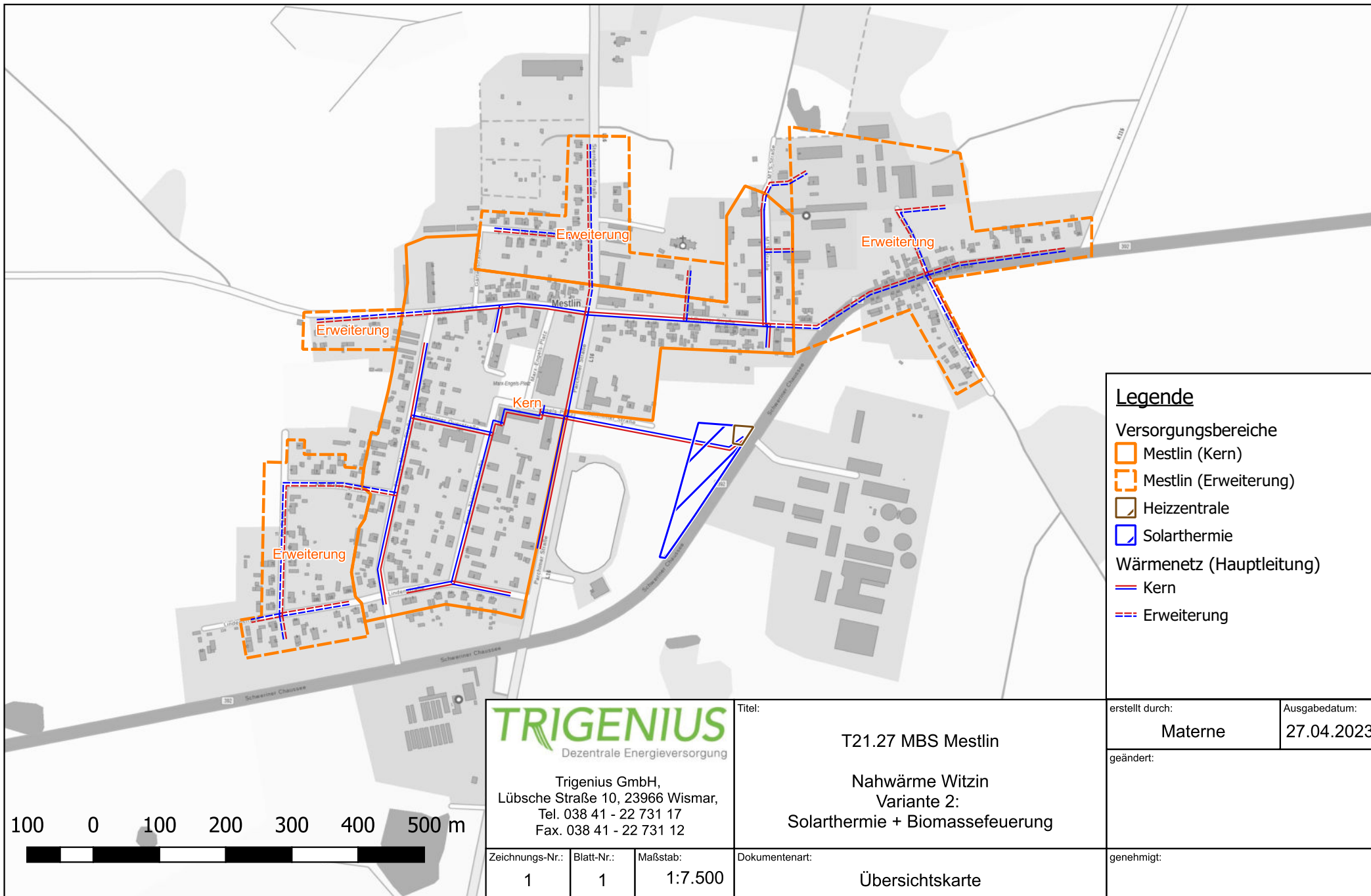
Materne

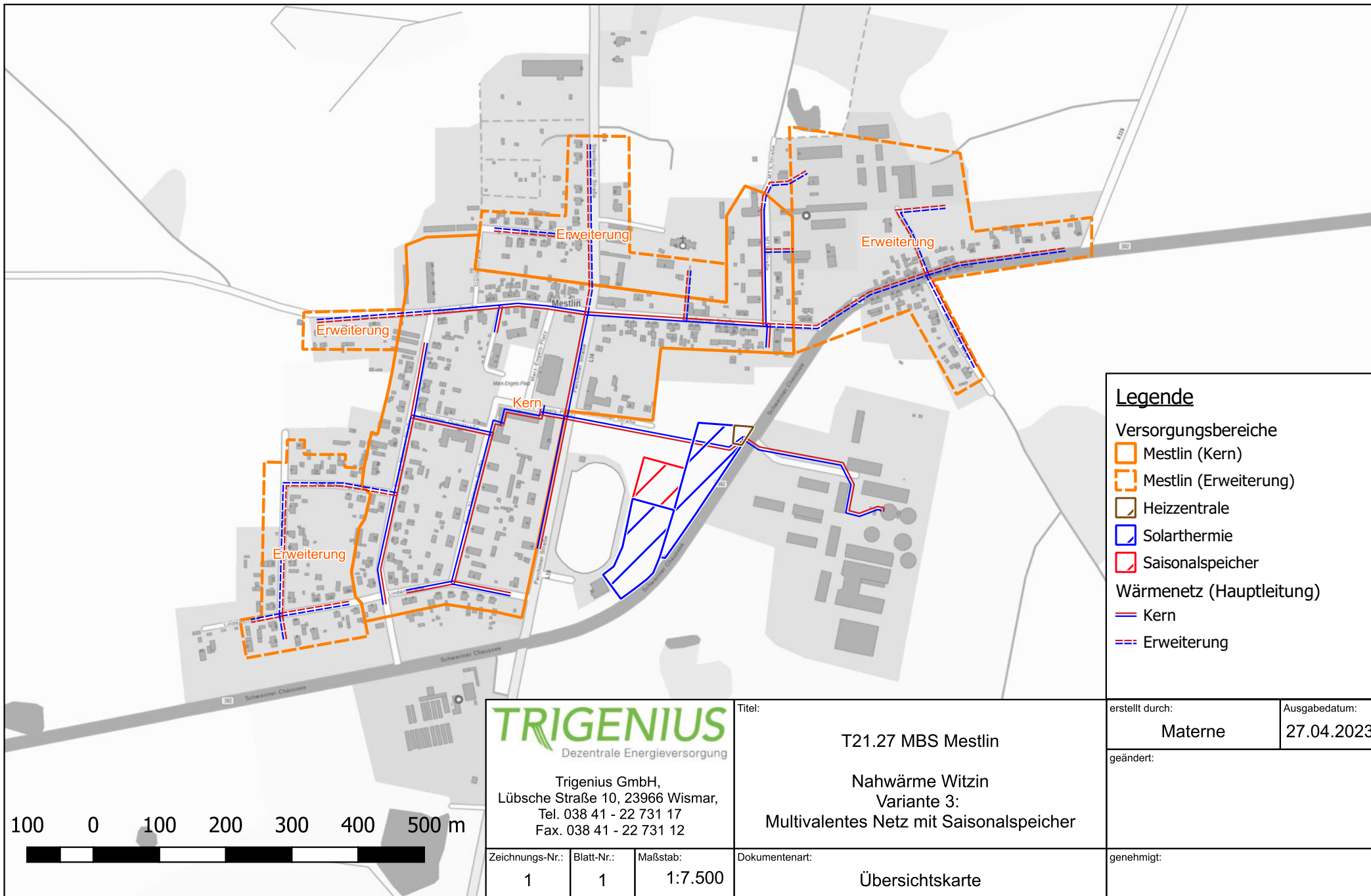
Ausgabedatum:

27.04.2023

geändert:

genehmigt:





Thema: MBS Mestlin

Projekt: T21.27

Bearbeitungsstand: 27.04.2023

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Anhang 2

Fragebögen der Anwohner- und Gewerbebefragung

Liebe Bürgerinnen und Bürger der Gemeinde Mestlin,

wir alle erleben derzeit einen Wandel.

Bereits seit Monaten kann wohl jeder von uns bei einem Blick auf die Strom- und Gasrechnung feststellen, dass die Preise im Moment nur eine Richtung kennen: Nämlich nach oben. Gleichzeitig zeigen die aktuellen geopolitischen Verwerfungen tagtäglich, wie verletzlich unsere bisher sicher geglaubten Versorgungsmodelle in Wirklichkeit sind. Neben alldem macht der Klimawandel mit Trockenheit, Starkregenereignissen und ausgedehnten Waldbränden auch vor unseren Breiten nicht halt.

All diese Entwicklungen führen uns deutlich vor Augen:
Es ist höchste Zeit umzusteuern!

Auch die zum Schutz des Klimas bereits eingeleiteten und unter dem Eindruck der aktuellen Geschehnisse noch einmal forcierten politischen Weichenstellungen zeigen, dass wir vor einer ***grundlegenden Umgestaltung unserer Energieversorgung*** stehen.

Als Gemeinde sind wir entschlossen, die mit den notwendigen Veränderungen verbundenen ***Chancen für unsere Region*** bestmöglich zu nutzen. Unser Anspruch ist es, den anstehenden Wandel für alle verkraftbar zu gestalten und langfristig gestärkt daraus hervorzugehen.

Mit diesem Ziel haben wir eine Studie in Auftrag gegeben, in der Möglichkeiten für eine zukünftige Versorgung unserer Gemeinde aus regional gewonnenen, erneuerbaren Energien untersucht werden sollen. Damit wollen wir die Grundlage für eine ***zukunftsfähige Energieversorgung unserer Gemeinde*** legen.

„ Gemeinsam wollen wir daran arbeiten, auch zukünftig eine bezahlbare, zuverlässige und klimafreundliche Energieversorgung sicherzustellen.

Dazu benötigen wir Ihre Unterstützung!

Um den Energieverbrauch in unserer Gemeinde realistisch einschätzen zu können, haben wir den beiliegenden Fragebogen entwickelt.

Wir bitten Sie, diesen Fragebogen auszufüllen und bis zum 13.12.2022 zurückzugeben oder online an der Befragung teilzunehmen.

Die Rückgabe der ausgefüllten Fragebögen kann per Post, Fax oder E-Mail an die Trigenius GmbH (s.o.) erfolgen. Alternativ können Sie den Fragebogen auch im Postkasten der Grundschule Mestlin am Marx-Engels-Platz 2 einwerfen.

Sollten Sie ***Unterstützung*** benötigen, können Sie sich an die Mitarbeiter der von uns beauftragten Trigenius GmbH wenden. Diese helfen Ihnen gern weiter. Die Teilnahme ist selbstverständlich ***freiwillig und unverbindlich***. Informationen zum Datenschutz finden Sie umseitig.

Bereits im Voraus bedanke ich mich für Ihre Unterstützung.

Haushaltsbefragung

Machbarkeitsstudie Nachhaltige Energieversorgung

Termin: bis 13.12.2022

Rückgabe & Informationen

Trigenius GmbH

Lübsche Str. 10, 23966 Wismar

E-Mail: b.materne@trigenius-gmbh.de

Tel.: 0 38 41 / 22 731 17

Fax: 0 38 41 / 22 731 12

Fragebogen zum Ausdrucken

mestlin.trigenius-gmbh.de

Online teilnehmen

www.umfrageonline.com/s/mestlin



Mit freundlichen Grüßen

Ihr Günter Philipowitz
Bürgermeister der Gemeinde Mestlin

Gedruckt auf 100% Recycling-Papier

Informationen zur Freiwilligkeit und zum Datenschutz

Die Teilnahme an der Befragung ist freiwillig und begründet keinerlei weitere Verbindlichkeiten oder Verpflichtungen.

Zweck der Befragung: Erstellung einer Machbarkeitsstudie zur nachhaltigen Energieversorgung

Information zu Betroffenenrechten: Auf Ihre Rechte zu Auskunft, Berichtigung, Löschung, Einschränkung der Verarbeitung, Datenübertragbarkeit und Widerspruch bezüglich aller Ihrer verarbeiteten personenbezogenen Daten weisen wir Sie an dieser Stelle ausdrücklich hin. Rechtsgrundlagen hierfür sind die Art. 15 bis 21 DS-GVO. Beruht die Verarbeitung personenbezogener Daten auf Ihrer Einwilligung, können Sie diese jederzeit mit Wirkung für die Zukunft widerrufen. Sie haben das Recht, Beschwerden beim Landesbeauftragten für Datenschutz und Informationsfreiheit Mecklenburg-Vorpommern zu erheben: Postanschrift: Schloss Schwerin, Lennéstraße 1, 19053 Schwerin, Tel.: 0385 / 59494-0 oder E-Mail: info@datenschutz-mv.de.

Verbleib und Aufbewahrung der Daten: Die erhobenen Daten werden vertraulich und ausschließlich zum genannten Zweck verwendet. Die Befragung erfolgt durch die Gemeinde Mestlin. Mit der Auswertung der gesammelten Daten ist durch die Gemeinde Mestlin die Trigenius GmbH, Lübsche Str. 10, 23966 Wismar, betraut. Der Datenschutz wird in allen Arbeitsschritten durch geeignete technische und organisatorische Maßnahmen sichergestellt. Die Daten werden nur so lange aufbewahrt, wie dies zur Erstellung der Machbarkeitsstudie sowie zur ggf. erforderlichen Nachweisführung gegenüber Dritten (z.B. Fördermittelgeber) erforderlich ist. Anschließend werden sie vollständig gelöscht / vernichtet. Dieser Zeitraum beträgt maximal 10 Jahre.

Einwilligung in die Datenverarbeitung nach Art. 6 Abs. 1 Buchstabe a) in Verbindung mit Art. 7 DSGVO: Der Teilnehmer stimmt der Datenverarbeitung bei der Umfrage ausdrücklich zu, indem er den ausgefüllten Fragebogen abgibt / zusendet bzw. an der Online-Befragung teilnimmt.

Haushaltsbefragung zur Energiebedarfsermittlung

im Rahmen der Machbarkeitsstudie „Nachhaltige Wärmeversorgung“

(Ausfüllhilfe mit Muster-Fragebogen unter mestlin.trigenius-gmbh.de)

1. Gebäudeanschrift

1.1	PLZ, Ort		
1.2	Straße, Hausnummer		
1.3	Ggf. Adresszusatz		⇒ z.B. Nebengebäude...

2. Interessenlagen

2.1	Ich bin an der Nutzung von erneuerbaren Energien im Haushalt:	☐ interessiert ☐ nicht interessiert ☐ interessiert, unter folgenden Bedingungen:	
-----	---	---	--

3. Gebäude und Nutzung

3.1	Gebäudetyp:		⇒ z.B. Einfamilien-, Doppel-, Reihenhaus...
3.2	Die Angaben beziehen sich auf:	☐ das gesamte Gebäude ☐ den von mir genutzten Gebäudeteil	⇒ z.B. Mietwohnung...
3.3	Wohn- / Nutzfläche:	 m² davon beheizt m²	⇒ beheizbare Bereiche
3.4	Etagen:		⇒ beheizbare Bereiche
3.5	Baujahr:		
3.6	Dämmmaßnahmen:	☐ Fenster: ☐ Fassade: ☐ Dach: ☐ Sonstiges:	⇒ Bitte Art, Umfang und Jahr der Maßnahmen angeben.
3.7	Nutzungsart:		⇒ z.B. Wohnen, Gewerbe, Büro...
3.8	Bewohner / Nutzer:	 Personen	
3.9	Besonderheiten:		⇒ z.B. Saisonale Nutzung, Leerstand...

Für Rückfragen stehen Ihnen die folgenden Ansprechpartner gern zur Verfügung:

Bearbeiter Trigenius GmbH:

Herr Materne,

E-Mail: b.materne@trigenius-gmbh.de

Tel: 0 384 1 – 22 731 17,

Alle Angaben sind freiwillig und werden vertraulich behandelt.

4. Heizung und Warmwasser

4.1	Wärmeerzeugung: (Heizkessel, Therme...)	Energieträger: ☐ Heizöl ☐ Holz ☐ Erdgas ☐ Strom ☐ Flüssiggas ☐ Sonstiges: Nennleistung(en): kW Baujahr(e):	⇒ Bei mehreren Wärmeerzeugern, bitte jeden einzeln, ggf. auf einem extra Blatt, aufführen. ⇒ z.B. laut Typenschild ⇒ z.B. laut Typenschild
4.2	Wärmeverteilung:	☐ Gebäudezentralheizung ☐ Etagenheizung ☐ Einzelraumheizung	
4.3	Wärmeabgabe:	☐ Fußboden- / Flächenheizung: % ☐ Heizkörper: % ☐ Sonstiges: %	⇒ Bitte ungefähre Aufteilung nach Nutzfläche angeben.
4.4	Nachtbetrieb:	☐ normale ☐ reduzierte ☐ keine Beheizung	
4.5	Kamine, Kaminöfen...	☐ gelegentlich betrieben: Stück ☐ regelmäßig Betrieben: Stück	
4.6	Warmwasserbereitung:	☐ zentral, durch beschriebenen Wärmeerzeuger ☐ zentral, durch ein separates Heizgerät ☐ dezentral (z.B. Boiler, Durchlauferhitzer...)	
4.7	Zentrale Lüftungsanlage:	☐ nicht vorhanden ☐ vorhanden	⇒ nicht gemeint sind WC-Lüfter, Dunstabzugshauben...

5. Energieverbrauch

5.1	Brennstoffverbrauch:	☐ 2019: ☐ 2020: ☐ 2021: ☐ durchschnittlich pro Jahr:	⇒ Bei mehreren Energieträgern (siehe 4.1), bitte einzeln aufführen! ⇒ Bitte Einheit angeben (z.B. kWh, l, m³, kg) ⇒ Laut Abrechnung
5.2	Zusätzlich Holz für Kaminöfen...	durchschnittlich pro Jahr:	⇒ Bitte Einheit angeben (z.B. kg, fm, rm)
5.3	Stromverbrauch:	durchschnittlich pro Jahr: kWh	⇒ Laut Abrechnung

6. Solarenergienutzung

6.1	Solarthermieanlage: (Solarwärme)	☐ nicht vorhanden ☐ vorhanden, zur Warmwasserbereitung ☐ vorhanden, zur Heizungsunterstützung	
6.2	Photovoltaikanlage: (Solarstrom)	☐ nicht vorhanden ☐ vorhanden Nennleistung: kWp Baujahr:	

Gewerbebefragung zur Energiebedarfsermittlung

im Rahmen der Machbarkeitsstudie „Nachhaltige Wärmeversorgung“

1. Grunddaten zum Unternehmen

1.1	Firmenname		
1.2	Ansprechpartner / Kontakt		
1.3	Anschrift Unternehmensstandort(e)		
1.4	Branche		
1.5	Kurze Tätigkeitsbeschreibung		
1.6	Unternehmensgröße		Aussagekräftige Kenngrößen, z.B. Arbeitsplätze, Verkaufsfläche, Produktionsmenge, Bettenzahl...

2. Wärmeversorgung

2.1	Wärme wird im Unternehmen zu folgenden Zwecken genutzt:	☐ Heizung ☐ Warmwasser ☐ Prozesswärme ggf. Temperaturniveau: °C	
2.2	Folgende(r) Energieträger wird / werden zur Wärmeversorgung genutzt:	☐ Erdgas: ☐ Flüssiggas: ☐ Heizöl: ☐ Holz: ☐ Strom: ☐ Sonstiges:	Bitte jeweils den mittleren Jahresverbrauch sowie die entsprechende Einheit angeben! (z.B. kWh, t, m³, ...)
2.3	Angaben zum Wärmeerzeuger (Heizkessel...)	Bezeichnung: Baujahr: Leistung:	Bei mehreren Anlagen, bitte einzeln auflisten. (Beiblatt)

3. Kälteversorgung

3.1	Kälte wird im Unternehmen zu folgenden Zwecken genutzt:	☐ Klimatisierung ☐ Kühlräume / Kühllager ... ggf. Temperaturniveau: °C ☐ Prozesskälte ggf. Temperaturniveau: °C	
3.2	Folgende(s) Verfahren wird / werden zur Kälteerzeugung eingesetzt:	☐ Kompressionskältemaschine ☐ Sorptionskältemaschine ☐ Sonstiges:	
3.3	Folgende(r) Energieträger wird / werden zur Kälteversorgung genutzt:	☐ Strom: kWh ☐ Erdgas: kWh ☐ Sonstiges:	Bitte jeweils den mittleren Jahresverbrauch angeben!
3.4	Angaben zum Kälteerzeuger (Heizkessel...)	Bezeichnung: Baujahr: Leistung:	Bei mehreren Anlagen, bitte einzeln auflühren. (Beiblatt)

4. Stromversorgung

4.1	Mittlerer jährlicher Stromverbrauch	 kWh	Ggf. inkl. selbst erzeugten Stroms und Strom für Wärme und Kälte
4.2	Gibt es Anlagen zur Stromproduktion am Standort?	Art (KWK, PV...): Baujahr: Elektr. Leistung: kW Jährliche Stromproduktion: - Gesamt: kWh - davon Eigenverbrauch: kWh - davon Netzeinspeisung: kWh	Bei mehreren Anlagen, bitte einzeln auflühren. (Beiblatt)

5. Überschüsse und Potenziale

5.1	Bestehen bisher ungenutzte Wärmeüberschüsse?	Wärmequelle: Temperaturniveau: °C Wärmeleistung: kW Jährl. Wärmemenge: kWh	z.B. Abwärme aus Prozessen bzw. KWK... Bei mehreren Anlagen, bitte einzeln auflühren. (Beiblatt)
5.2	Fallen bisher ungenutzte, energetisch nutzbare Reststoffe an?	Art: Menge:	z.B. Holz... Bitte ggf. ergänzen! (Beiblatt)
5.3	Sind ggf. für eine Solarenergienutzung infrage kommende Flächen vorhanden?	☐ auf / an Gebäuden: m ² ☐ Freiflächen: ha	Bitte jeweils ungefähre Größe angeben!

6. Interessenlage

7.1	Wo liegen Ihre Interessen- schwerpunkte?	☐ Alternativen im Bereich der Wärmeversorgung ☐ Alternativen im Bereich der Stromversorgung ☐ Installation eigener Versorgungsanlagen (PV, KWK...) ☐ Nutzung energetischer Überschüsse (Wärme, Strom, Reststoffe) ☐ Elektromobilität	
-----	---	---	--

Kontakt und Abgabe

Die Abgabe ist postalisch oder per E-Mail an die Trigenius GmbH möglich.
Hier stehen wir Ihnen auch gerne für Rückfragen zur Verfügung.

TRIGENIUS GmbH

Lübsche Str. 10, 23966 Wismar

Tel: 03841 / 22731 19

E-Mail: m.neben@trigenius-gmbh.de

Informationen zur Freiwilligkeit und zum Datenschutz

Die Teilnahme an der Befragung ist freiwillig und begründet keinerlei weitere Verbindlichkeiten oder Verpflichtungen.

Zweck der Befragung: Erstellung einer Machbarkeitsstudie

Information zu Betroffenenrechten: Auf Ihre Rechte zu Auskunft, Berichtigung, Löschung, Einschränkung der Verarbeitung, Datenübertragbarkeit und Widerspruch bezüglich aller Ihrer verarbeiteten personenbezogenen Daten weisen wir Sie an dieser Stelle ausdrücklich hin. Rechtsgrundlagen hierfür sind die Art. 15 bis 21 DS-GVO. Beruht die Verarbeitung personenbezogener Daten auf Ihrer Einwilligung, können Sie diese jederzeit mit Wirkung für die Zukunft widerrufen. Sie haben das Recht, Beschwerden beim Landesbeauftragten für Datenschutz und Informationsfreiheit Mecklenburg-Vorpommern zu erheben: Postanschrift: Schloss Schwerin, Lennéstraße 1, 19053 Schwerin, Tel.: 0385 / 59494-0 oder E-Mail: info@datenschutz-mv.de.

Verbleib und Aufbewahrung der Daten: Die erhobenen Daten werden vertraulich und ausschließlich zum Zweck der Erstellung der Machbarkeitsstudie verwendet. Hiermit ist durch die Gemeinde Mestlin die Trigenius GmbH beauftragt. Der Datenschutz wird in allen Arbeitsschritten durch geeignete technische und organisatorische Maßnahmen sichergestellt. Die Daten werden nur so lange aufbewahrt, wie dies zur Erstellung der Studie sowie zur ggf. erforderlichen Nachweisführung gegenüber Dritten (z.B. Fördermittelgeber) erforderlich ist. Anschließend werden sie vollständig gelöscht / vernichtet. Dieser Zeitraum beträgt maximal 10 Jahre.

Einwilligung in die Datenverarbeitung nach Art. 6 Abs. 1 Buchstabe a) in Verbindung mit Art. 7 DSGVO: Der Teilnehmer stimmt der Datenverarbeitung bei der Umfrage ausdrücklich zu, indem er den ausgefüllten Fragebogen abgibt / zusendet.

Thema: MBS Mestlin

Projekt: T21.27

Bearbeitungsstand: 27.04.2023

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Anhang 3

Energetisches Biomassepotenzial

Energetisches Biomassepotenzial

Waldrestholz (WRH)

Endenergiepotenzial (theoretisch)

Fläche	553,1 ha	Wald	LUNG 01
Spez. Ertrag	1,9 t/(ha*a)	WRH w=55%, umgerechnet aus w=15%	FNR 01,02
Mittl. Heizwert	9,4 MJ/kg	WRH w=55%, umgerechnet aus w=15%	FNR 01,02
Biomasse (Aufkommen)	1.044,7 t/a	WRH w=55%, umgerechnet aus w=15%	
	2.730,0 MWh/a	WRH w=55%, umgerechnet aus w=15%	

Endenergiepotenzial (nutzbar)

Nutzungseinschränkung	83,0%	Wald in FFH / NSG	LUNG 02
Bereitstellungsverluste	5%	Bergung / Aufbereitung / Transport	typ. Betriebswert
Lagerverluste	10%	bezogen auf Trockensubstanz	FNR 02
Mittl. Heizwert	13,3 MJ/kg	WRH w=30%, umgerechnet aus w=15%	FNR 01,02
Biomasse (verfügbar)	97,6 t/a	WRH w=30%, umgerechnet aus w=15%	
	360,0 MWh/a	WRH w=30%, umgerechnet aus w=15%	

Nutzenergieverbrauch IST

Biomasseverbrauch	353,0 MWh/a	in Privathaushalte lt. Energie- und Treibhausgasbilanz, überwiegend Einzelfeuerung, Kaminöfen...	Anwohnerbefragung
JNG Umwandlung	80%		typ. Betriebswert
Wärme (genutzt)	282,4 MWh/a		
	5,0%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	

Nutzenergiepotenzial (Szen. 1. inkl. IST)

JNG Umwandlung	85%		FNR 02
Verteilverlust Wärme	12%	bez. auf Wärmeerzeugung	typ. Betriebswert
Hilfsenergiebedarf	2,50%	bez. auf Wärmeerzeugung	typ. Betriebswert
Wärme (nutzbar)	287,7 MWh/a	Wärme frei Abnehmer	
	5,1%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	
Hilfsenergiebedarf	0,1 MWh/a	Strom	

Nutzenergiepotenzial (Szen. 2. inkl. IST)

JNG Biomassekessel	88%		FNR 02
η_{el} Turbogenerator	15%	Bsp. ORC, netto	FNR 02
η_{therm} Turbogenerator	80%	Bsp. ORC	FNR 02
Verteilverlust Wärme	12%		typ. Betriebswert
Hilfsenergiebedarf	2,50%	bez. auf Wärmeerzeugung, exkl. ORC	typ. Betriebswert
Wärme (nutzbar)	286,8 MWh/a	Wärme frei Abnehmer	
	5,1%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	
Strom (nutzbar)	0,9 MWh/a	Strom ab HKW	
		bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Strom"	
Hilfsenergiebedarf	0,1 MWh/a	Strom	

Energetisches Biomassepotenzial

--

Landschaftspflegeholz (LPH)

Endenergiepotenzial (theoretisch)

Fläche	16,1 ha	Hecken, Knicks	LUNG 01
Spez. Ertrag	16,7 t/(ha*a)	LPH w=40%, abgeleitet	nach BWS 01
Mittl. Heizwert	11,6 MJ/kg	LPH w=40%, umgerechnet aus w=15%	FNR 01,02
Biomasse (Aufkommen)	268,3 t/a	LPH w=40%, umgerechnet aus w=15%	
	863,8 MWh/a		

Endenergiepotenzial (nutzbar)

Nutzungseinschränkung	6,4%		
Bereitungsverluste	5%	Bergung / Aufbereitung / Transport	typ. Betriebswert
Lagerverluste	10%	bezogen auf Trockensubstanz	FNR 02
Mittl. Heizwert	13,1 MJ/kg	LPH w=30%, umgerechnet aus w=15%	FNR 01,02
Biomasse (verfügbar)	184,1 t/a	LPH w=30%, umgerechnet aus w=15%	
	670,5 MWh/a	LPH w=30%, umgerechnet aus w=15%	

Nutzenergieverbrauch IST

Biomasseverbrauch	353,0 MWh/a	in Privathaushalte lt. Energie- und	Angabe Betrieb
JNG Umwandlung	80%	Treibhausgasbilanz, überwiegend	typ. Betriebswert
Wärme (genutzt)	282,4 MWh/a	Einzelfeuerung, Kaminöfen...	
	5,0%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	

Nutzenergiepotenzial (Szen. 1. inkl. IS)

JNG Umwandlung	85%		FNR 02
Verteilverlust Wärme	12%	bez. auf Wärmeerzeugung	typ. Betriebswert
Hilfsenergiebedarf	2,50%	bez. auf Wärmeerzeugung	typ. Betriebswert
Wärme (nutzbar)	519,9 MWh/a	Wärme frei Abnehmer	
	9,2%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	
Hilfsenergiebedarf	6,7 MWh/a	Strom	

Nutzenergiepotenzial (Szen. 2. inkl. IS)

JNG Biomassekessel	88%		FNR 02
η_{el} Turbogenerator	15%	Bsp. ORC, netto	FNR 02
η_{therm} Turbogenerator	80%	Bsp. ORC	FNR 02
Verteilverlust Wärme	12%		typ. Betriebswert
Hilfsenergiebedarf	2,50%	bez. auf Wärmeerzeugung, exkl. ORC	typ. Betriebswert
Wärme (nutzbar)	479,1 MWh/a	Wärme frei Abnehmer	
	8,5%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	
Strom (nutzbar)	41,9 MWh/a	Strom ab HKW	
		bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Strom"	
Hilfsenergiebedarf	5,6 MWh/a	Strom	

Energetisches Biomassepotenzial

Raumpotenzial Gemeindegebiet

Getreidestroh (STROH)

Endenergiepotenzial (theoretisch)

Fläche	285,2 ha	17% d. Ackerfläche (Weizenanbau LUP)	LUNG 01, FNR 03, LAiV 01
Spez. Ertrag	6,0 t/(ha*a)	STROH w=15%	FNR 01,02
Mittl. Heizwert	14,3 MJ/kg	STROH w=15%	FNR 01,02
Biomasse (Aufkommen)	1.711,2 t/a	STROH w=15%	
	6.797,3 MWh/a		

Endenergiepotenzial (nutzbar)

Nutzungseinschränkung	50,0%	übliche landwirtschaftliche Praxis	
Bereitstellungsverluste	2%	Bergung / Aufbereitung / Transport	typ. Betriebswert
Lagerverluste	2%	bezogen auf Trockensubstanz	FNR 02
Mittl. Heizwert	14,3 MJ/kg	STROH w=15%, umgerechnet aus w=15%	FNR 01,02
Biomasse (verfügbar)	821,7 t/a	STROH w=15%, umgerechnet aus w=15%	
	3.264,0 MWh/a	STROH w=15%, umgerechnet aus w=15%	

Nutzenergieverbrauch IST

Biomasseverbrauch	
JNG Umwandlung	
Wärme (genutzt)	

Nutzenergiepotenzial (Szen. 1. inkl. IS)

JNG Umwandlung	83%		FNR 03
Verteilungsverlust Wärme	12%	bez. auf Wärmeerzeugung	typ. Betriebswert
Hilfsenergiebedarf	2,50%	bez. auf Wärmeerzeugung	typ. Betriebswert
Wärme (nutzbar)	2.384,1 MWh/a	Wärme frei Abnehmer	
	42,4%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	
Hilfsenergiebedarf	67,7 MWh/a	Strom	

Nutzenergiepotenzial (Szen. 2. inkl. IS)

JNG Biomassekessel	88%		FNR 02
η_{el} Turbogenerator	15%	Bsp. ORC, netto	FNR 02
η_{therm} Turbogenerator	80%	Bsp. ORC	FNR 02
Verteilungsverlust Wärme	12%		typ. Betriebswert
Hilfsenergiebedarf	2,50%	bez. auf Wärmeerzeugung, exkl. ORC	typ. Betriebswert
Wärme (nutzbar)	2.022,1 MWh/a	Wärme frei Abnehmer	
	36,0%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	
Strom (nutzbar)	430,9 MWh/a	Strom ab HKW	
		bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Strom"	
Hilfsenergiebedarf	57,4 MWh/a	Strom	

Energetisches Biomassepotenzial

Landschaftspflegeheu (HEU)

Endenergiepotenzial (theoretisch)

Fläche	777,2 ha	Grünland	LUNG 01
Spez. Ertrag	4,5 t/(ha*a)	HEU w=15%	FNR 01,02
Mittl. Heizwert	14,4 MJ/kg	HEU w=15%	FNR 01,02
Biomasse (Aufkommen)	3.497,4 t/a	HEU w=15%	
	13.989,6 MWh/a		

Endenergiepotenzial (nutzbar)

Nutzungseinschränkung	50,0%	konkurrierende Nutzung /aufwändige Bergung	
Bereitstellungsverluste	2%	Bergung / Aufbereitung / Transport	typ. Betriebswert
Lagerverluste	2%	bezogen auf Trockensubstanz	FNR 02
Mittl. Heizwert	14,4 MJ/kg	HEU w=15%, umgerechnet aus w=15%	FNR 01,02
Biomasse (verfügbar)	1.679,5 t/a	STROH w=15%, umgerechnet aus w=15%	
	6.717,8 MWh/a	STROH w=15%, umgerechnet aus w=15%	

Nutzenergieverbrauch IST

Biomasseverbrauch
JNG Umwandlung
Wärme (genutzt)

Nutzenergiepotenzial (Szen. 1. inkl. IS)

JNG Umwandlung	83%		FNR 03
Verteilungsverlust Wärme	12%	bez. auf Wärmeerzeugung	typ. Betriebswert
Hilfsenergiebedarf	2,50%	bez. auf Wärmeerzeugung	typ. Betriebswert
Wärme (nutzbar)	4.906,7 MWh/a	Wärme frei Abnehmer	
	87,3%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	
Hilfsenergiebedarf	139,4 MWh/a	Strom	

Nutzenergiepotenzial (Szen. 2. inkl. IS)

JNG Biomassekessel	88%		FNR 02
η_{el} Turbogenerator	15%	Bsp. ORC, netto	FNR 02
η_{therm} Turbogenerator	80%	Bsp. ORC	FNR 02
Verteilungsverlust Wärme	12%		typ. Betriebswert
Hilfsenergiebedarf	2,50%	bez. auf Wärmeerzeugung, exkl. ORC	typ. Betriebswert
Wärme (nutzbar)	4.161,8 MWh/a	Wärme frei Abnehmer	
	74,0%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	
Strom (nutzbar)	886,8 MWh/a	Strom ab HKW	
		bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Strom"	
Hilfsenergiebedarf	118,2 MWh/a	Strom	

Thema: MBS Mestlin

Projekt: T21.27

Bearbeitungsstand: 27.04.2023

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Anhang 4

*Kalkulation Variante 1A
(Abwärme Biogasanlage + Biomassefeuerung –
Kernausbau)*

Zusammenfassung Wärmenetz

Netzstruktur

Abnehmer	91
Netzlänge	3.722 trm
Wärmebelegung	876 kWh/(trm*a)

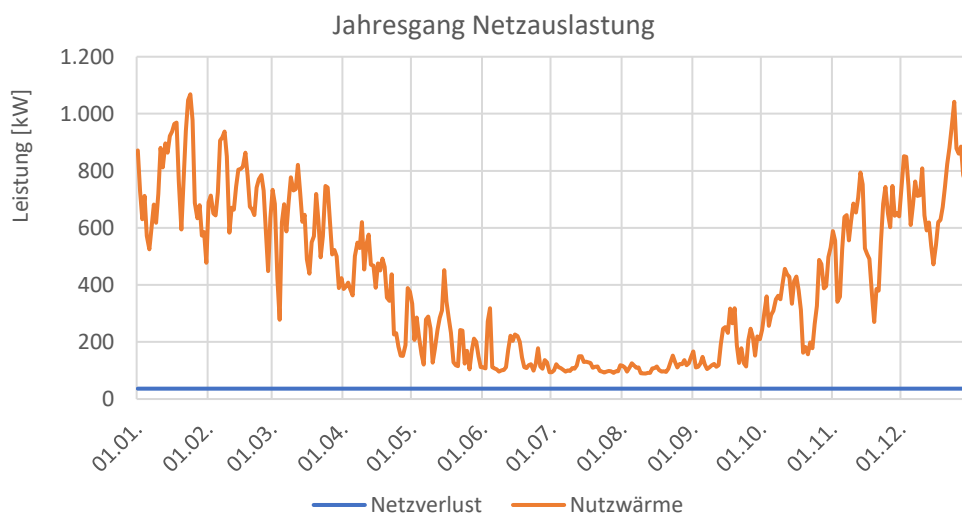
Wärmebilanz

	Leistung [kW]	Wärme [MWh/a]	
Summe Abnehmer	1.693,9	3.261,0	91,1%
Gleichzeitigkeit	0,79	---	
Netzverlust	36,3	318,4	8,9%
Netzeingang	1.366,4	3.579,4	100,0%

Pumpe (Hilfsenergie)	9,0	8.228 kWh/a
----------------------	-----	-------------

Leitungsbemessung

	Hauptl.	Anschlussl.	Gesamt
Länge	2.357 trm	1.365 trm	3.722 trm
Nennweite (mittel)	DN 80	DN 20	DN 50
Nennweite (max)			DN 100



Zusammenfassung

Solarthermie

Kollektorfläche (brutto)	[m ²]	0
Grundstücksfläche	[m ²]	0

Pufferspeicher	[m ³]	36
-----------------------	-------------------	----

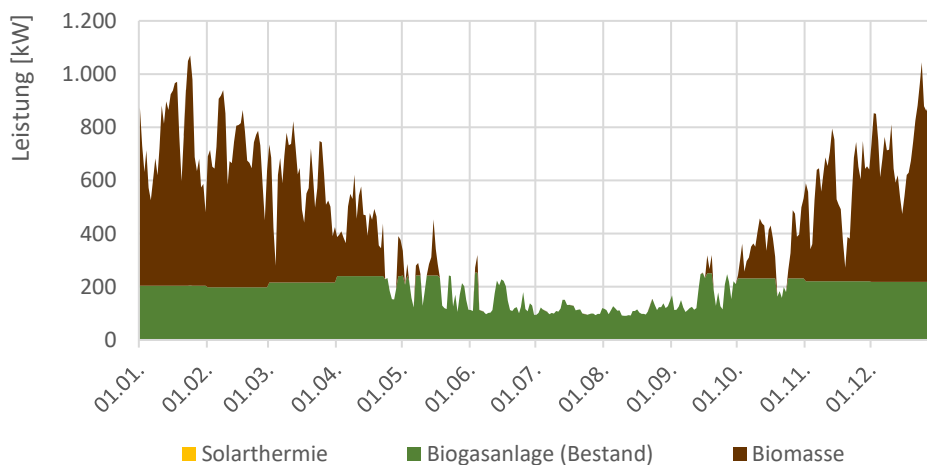
Wärmeerzeugung

	Leistung [kW]		Wärme [MWh/a]		Auslastung [h/a]
Bedarf frei Netz	1.366	100%	3.579	100%	
Speicherverluste	2	0%	10	0%	
Summe Bedarf	1.368	100%	3.590	100%	
Summe Erzeugung	1.400	102%	3.590	100%	
Biogasanlage (Bestand)	200	15%	1.638	46%	---
Biomassekessel	1.200	88%	1.952	54%	1.627

Endenergiebedarf

		Abwärme BGA	Biomasse	Erdgas	Summe
Endenergieaufkommen	[MWh/a]	2.031,6			
Endenergieeinsatz	[MWh/a]	1.637,7	2.296,3	0,0	3.934,1
(% des Aufkommens)		80,6%			
Strombedarf (WP / Hilfe.)	[MWh/a]	0,0	19,5	0,0	19,5

Jahresgang Wärmeerzeugung



Var. 1.1: BM + BGA (Kern) (AG 80)

Investitionskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

		EP	GP
Gebäude (Heizwerk)	psch.		552.000 €
Wärmeerzeugung			1.113.800 €
Solarthermie-Anlage (inkl. Peripherie)	0 m ²	980 €/m ²	0 €
Einbindung BGA	psch.		10.000 €
Biomassekesselanlage (inkl. Peripherie)	1.200 kW	699 €/kW	838.800 €
Spitzenlastkessel (inkl. Peripherie)	0 kW	242 €/kW	0 €
Pufferspeicher	36 m ³	1.222 €/m ³	44.000 €
Leittechnik / Sonstige Peripherie	psch.		221.000 €
Wärmeverteilung			2.791.700 €
Netzpumpe	psch.		11.400 €
Nahwärmeleitung	3.722 trm	613 €/trm	2.279.800 €
Hausanschlüsse	91 Stk.	5.500 €/Stk.	500.500 €
Zwischensumme			4.457.500 €
Unvorhergesehenes	15%		668.600 €
Nebenkosten	12%		534.900 €
Investition vor Förderung			5.661.000 €
davon Förderfähig			5.661.000 €
Summe Förderung	50,0%		2.830.500 €
BEW - systmische Förderung	0,0%		0 €
KliFöRL MV (EFRE, Entwurf)	50,0%		2.830.500 €
Investition nach Förderung			2.830.500 €

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Personalkosten (TBF / KBF)	39.100 €/a
Wartung / Instandhaltung	45.800 €/a
Betriebsmittel / Entsorgung	4.000 €/a
Versicherungen / Abgaben...	30.300 €/a
Summe Betriebskosten	119.200 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

BEW-Betriebskostenförderung ST		-20,00 €/MWh	0 €/a
Abwärme BGA	1.638 MWh/a	20,00 €/MWh	32.760 €/a
Holz-Hackschnitzel (frei Anlage)	2.296 MWh/a	32,30 €/MWh	74.170 €/a
Erdgas	0 MWh/a	120,00 €/MWh	0 €/a
Hilfsenergie (Strom)	28 MWh/a	320,00 €/MWh	8.870 €/a
CO ₂ -Preis-Umlage	244 t/a	30,00 €/t	7.310 €/a
Summe Verbrauchskosten			123.110 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)	190.407 €
--	------------------

Zinssatz	5,50% p.a.
Laufzeit	20 a
Restwert	1.619.545 €
KWF	0,0837
RVF	0,0287

Jährliche Betriebskosten (siehe oben)	119.200 €
--	------------------

Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)	123.110 €
--	------------------

Jahreskosten gesamt	432.717 €
Jahresnutzwärmebedarf	3.261 MWh
Wärmegestehungskosten	132,69 €/MWh

Thema: MBS Mestlin

Projekt: T21.27

Bearbeitungsstand: 27.04.2023

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Anhang 5

*Kalkulation Variante 1B
(Abwärme Biogasanlage + Biomassefeuerung –
Erweiterter Ausbau)*

Zusammenfassung Wärmenetz

Netzstruktur

Abnehmer	157
Netzlänge	6.836 trm
Wärmebelegung	754 kWh/(trm*a)

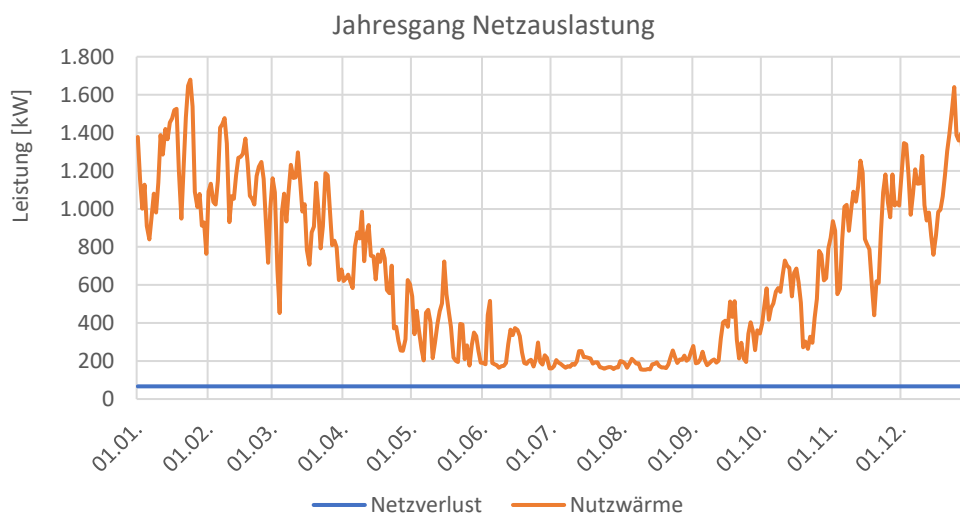
Wärmebilanz

	Leistung [kW]	Wärme [MWh/a]	
Summe Abnehmer	2.642,6	5.151,4	89,8%
Gleichzeitigkeit	0,68	---	
Netzverlust	66,6	583,6	10,2%
Netzeingang	1.873,8	5.735,1	100,0%

Pumpe (Hilfsenergie)	15,9	22.843 kWh/a
----------------------	------	--------------

Leitungsbemessung

	Hauptl.	Anschlussl.	Gesamt
Länge	4.481 trm	2.355 trm	6.836 trm
Nennweite (mittel)	DN 80	DN 20	DN 50
Nennweite (max)			DN 125



Zusammenfassung

Solarthermie

Kollektorfläche (brutto)	[m ²]	0
Grundstücksfläche	[m ²]	0

Pufferspeicher	[m ³]	51
-----------------------	-------------------	----

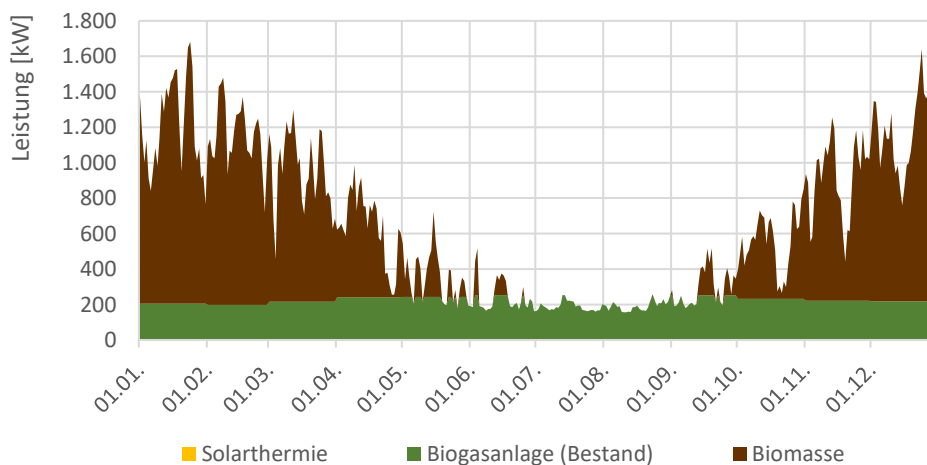
Wärmeerzeugung

	Leistung [kW]		Wärme [MWh/a]		Auslastung [h/a]
Bedarf frei Netz	1.874	100%	5.735	100%	
Speicherverluste	2	0%	15	0%	
Summe Bedarf	1.876	100%	5.750	100%	
Summe Erzeugung	1.900	101%	5.750	100%	
Biogasanlage (Bestand)	200	11%	1.885	33%	---
Biomassekessel	1.700	91%	3.865	67%	2.273

Endenergiebedarf

	Abwärme BGA	Biomasse	Erdgas	Summe
Endenergieaufkommen [MWh/a]	2.031,6			
Endenergieeinsatz [MWh/a]	1.885,0	4.546,5	0,0	6.431,5
(% des Aufkommens)	92,8%			
Strombedarf (WP / Hilfe.) [MWh/a]	0,0	38,6	0,0	38,7

Jahresgang Wärmeerzeugung



Var. 1.2: BM + BGA (erweitert) (AG 80)

Investitionskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

		EP	GP
Gebäude (Heizwerk)	psch.		781.000 €
Wärmeerzeugung			1.571.100 €
Solarthermie-Anlage (inkl. Peripherie)	0 m ²	980 €/m ²	0 €
Einbindung BGA	psch.		10.000 €
Biomassekesselanlage (inkl. Peripherie)	1.700 kW	699 €/kW	1.188.300 €
Spitzenlastkessel (inkl. Peripherie)	0 kW	242 €/kW	0 €
Pufferspeicher	51 m ³	1.193 €/m ³	60.800 €
Leittechnik / Sonstige Peripherie	psch.		312.000 €
Wärmeverteilung			5.021.300 €
Netzpumpe	psch.		21.100 €
Nahwärmeleitung	6.836 trm	617 €/trm	4.215.200 €
Hausanschlüsse	157 Stk.	5.000 €/Stk.	785.000 €
Zwischensumme			7.373.400 €
Unvorhergesehenes	15%		1.106.000 €
Nebenkosten	12%		884.800 €
Investition vor Förderung			9.364.200 €
davon Förderfähig			9.364.200 €
Summe Förderung	50,0%		4.682.100 €
BEW - systmische Förderung	0,0%		0 €
KliFöRL MV (EFRE, Entwurf)	50,0%		4.682.100 €
Investition nach Förderung			4.682.100 €

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Personalkosten (TBF / KBF)	61.800 €/a
Wartung / Instandhaltung	76.200 €/a
Betriebsmittel / Entsorgung	6.700 €/a
Versicherungen / Abgaben...	50.200 €/a
Summe Betriebskosten	194.900 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

BEW-Betriebskostenförderung ST		-20,00 €/MWh	0 €/a
Abwärme BGA	1.885 MWh/a	20,00 €/MWh	37.700 €/a
Holz-Hackschnitzel (frei Anlage)	4.546 MWh/a	32,30 €/MWh	146.850 €/a
Erdgas	0 MWh/a	120,00 €/MWh	0 €/a
Hilfsenergie (Strom)	62 MWh/a	320,00 €/MWh	19.680 €/a
CO ₂ -Preis-Umlage	331 t/a	30,00 €/t	9.930 €/a
Summe Verbrauchskosten			214.160 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)	309.822 €
--	------------------

Zinssatz	5,50% p.a.
Laufzeit	20 a
Restwert	2.858.248 €
KWF	0,0837
RVF	0,0287

Jährliche Betriebskosten (siehe oben)	194.900 €
--	------------------

Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)	214.160 €
--	------------------

Jahreskosten gesamt	718.882 €
Jahresnutzwärmebedarf	5.151 MWh
Wärmegestehungskosten	139,55 €/MWh

Thema: MBS Mestlin

Projekt: T21.27

Bearbeitungsstand: 27.04.2023

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Anhang 6

*Kalkulation Variante 2A
(Solarthermie + Biomassefeuerung – Kernausbau)*

Zusammenfassung Wärmenetz

Netzstruktur

Abnehmer	91
Netzlänge	3.722 trm
Wärmebelegung	876 kWh/(trm*a)

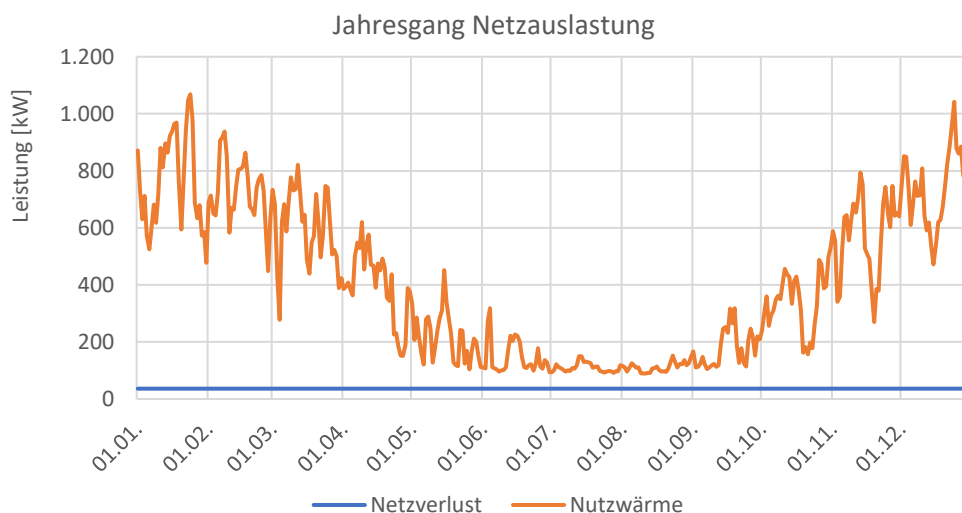
Wärmebilanz

	Leistung [kW]	Wärme [MWh/a]	
Summe Abnehmer	1.693,9	3.261,0	91,1%
Gleichzeitigkeit	0,79	---	
Netzverlust	36,3	318,4	8,9%
Netzeingang	1.366,4	3.579,4	100,0%

Pumpe (Hilfsenergie)	9,0	8.228 kWh/a
----------------------	-----	-------------

Leitungsbemessung

	Hauptl.	Anschlussl.	Gesamt
Länge	2.357 trm	1.365 trm	3.722 trm
Nennweite (mittel)	DN 80	DN 20	DN 50
Nennweite (max)			DN 100



Zusammenfassung

Solarthermie

Kollektorfläche (brutto)	[m ²]	2.400
Grundstücksfläche	[m ²]	5.850

Pufferspeicher	[m ³]	100
-----------------------	-------------------	-----

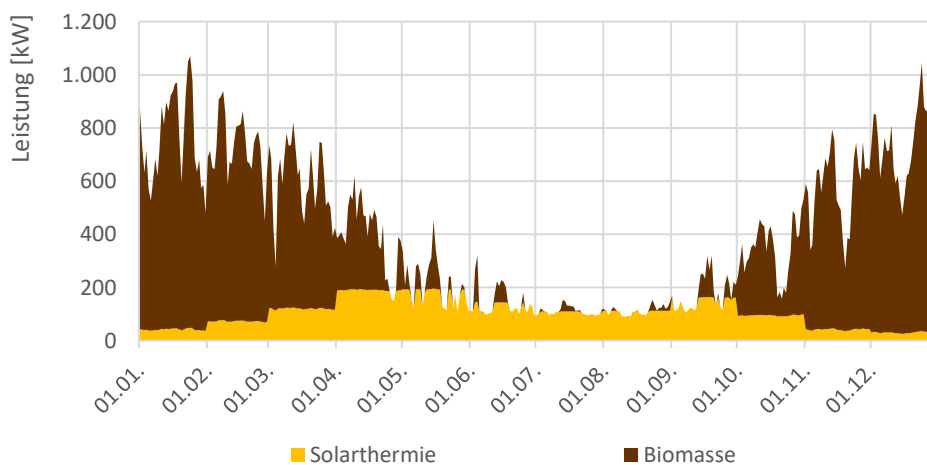
Wärmeerzeugung

	Leistung [kW]		Wärme [MWh/a]		Auslastung [h/a]
Bedarf frei Netz	1.366	100%	3.579	100%	
Speicherverluste	1	0%	10	0%	
Summe Bedarf	1.368	100%	3.589	100%	
Summe Erzeugung	1.370	100%	3.589	100%	
Solarthermie	---		904	25%	---
Biomassekessel	1.370	100%	2.685	75%	1.960
Gaskessel	0	0%	0	0%	0

Endenergiebedarf

	Biomasse	Erdgas	Summe
Endenergieaufkommen [MWh/a]			
Endenergieeinsatz [MWh/a] (% des Aufkommens)	3.159,2	0,0	3.159,2
Strombedarf (WP / Hilfe.) [MWh/a]	26,9	0,0	26,9

Jahresgang Wärmeerzeugung



Projekt: MBS Mestlin**Eingabedaten**

Standort Hamburg
Betrachtungszeitraum 1.1 - 31.12

Kollektordaten

Hersteller Ritter XL Solar GmbH
Produkt Vakuum-Röhren-Kollektor XL 19/49 P
Zertifikatnummer 011-7S2425 R
Modulfläche (brutto) 4,94 m²
Modulfläche (apertur) 4,50 m²
Bezugsfläche für Kennwerte Kollektoraperturfläche
 $\eta_{0,b}$ 0,693
 $k_{\theta,d}$ 0,951
 c_1 0,583 W/m²K
 c_2 0,003 W/m²K²
 c_3 0,000 J/m³K

Kollektorfeldgröße 2400 m²
Art der Nachführung Keine Nachführung
Kollektorneigung 35°
Kollektorausrichtung 0°
Wärmeträgermedium Wasser-Glykol
Verlust durch Glykol 0,0 %
Regelung Netzzvorlauftemperatur

Angaben zur Systemberechnung

Rohrleitungsvolumen Kollektorfeld 0,0006 m³/m²
Verlustfaktor kollektorfeldinterne Rohre 0,060 W/m²K
Verbindungs-Rohrleitungslänge 80 m
Verbindungsleitungstyp erdvergraben
Rohrleitungsdurchmesser (innen) 0,107 m
Verlustfaktor der Rohrleitung 0,260 W/mK

ΔT Wärmeübertrager Solarkreis 5,0 K
Speichervolumen 100 m³
maximale Speichertemperatur 110 °C
Speicherinhalt zu Beginn 0,0 MWh
Koeffizient Speicherverluste 37,9 W/K

Lastprofil MESTLIN_KERN_80

Die hier angegebenen Kollektordaten wurden für die Berechnung verwendet. Wenn der Kollektor mit der Steady State Testmethode getestet wurde, wurden die eingegebenen Daten für $\eta_{0,hem}$, a_1 und a_2 in die hier angezeigten Daten umgerechnet. Verluste durch Glykol werden ggf. von $\eta_{0,b}$ subtrahiert.

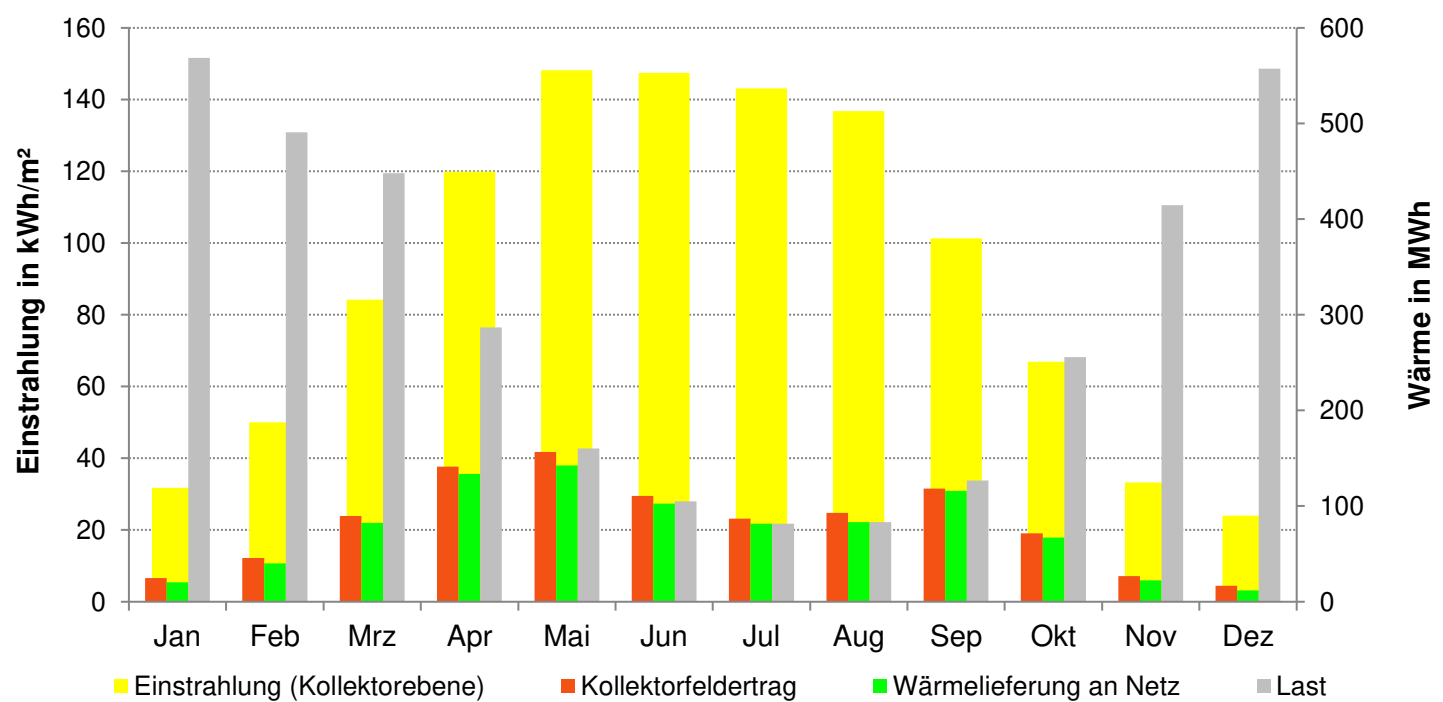
Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energieaufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Projekt: MBS Mestlin

Berechnungsergebnisse

Monat	Kollektor- ertrag	Kollektor- feldertrag	Wärme- eintrag in Speicher	Wärme- lieferung an Netz	Last	TVL	TRL
	<i>kWh/m²</i> Brutto	<i>kWh</i>	<i>kWh</i>	<i>kWh</i>	<i>kWh</i>	°C	°C
Jan	10,4	24.909	21.420	20.209	568.799	66	48
Feb	19,1	45.751	41.079	39.941	490.771	65	47
Mrz	37,3	89.610	83.548	82.406	448.091	65	45
Apr	58,9	141.465	135.430	133.784	286.753	65	41
Mai	65,3	156.726	150.335	142.525	160.187	65	37
Jun	46,0	110.458	104.538	102.663	105.061	65	34
Jul	36,3	87.049	80.864	81.651	81.651	65	32
Aug	38,7	92.901	87.171	83.352	83.352	65	32
Sep	49,2	118.151	113.049	116.079	126.783	65	36
Okt	29,9	71.685	67.146	66.921	255.949	65	40
Nov	11,1	26.651	23.343	22.423	414.453	65	45
Dez	6,9	16.572	13.516	12.076	557.536	65	48
Jahr	409	981.927	921.439	904.029	3.579.385	65,2	44,1



Gefördert durch:


aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Var. 2.1: BM + ST (Kern) (AG 80)

Investitionskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

		EP	GP
Gebäude (Heizwerk)		psch.	673.000 €
Wärmeerzeugung			2.701.900 €
Solarthermie-Anlage (inkl. Peripherie)	2.400 m ²	565 €/m ²	1.356.000 €
Biomassekesselanlage (inkl. Peripherie)	1.370 kW	699 €/kW	957.600 €
Spitzenlastkessel (inkl. Peripherie)		242 €/kW	0 €
Pufferspeicher	100 m ³	1.193 €/m ³	119.300 €
Leittechnik / Sonstige Peripherie	psch.		269.000 €
Wärmeverteilung			2.791.700 €
Netzpumpe	psch.		11.400 €
Nahwärmeleitung	3.722 trm	613 €/trm	2.279.800 €
Hausanschlüsse	91 Stk.	5.500 €/Stk.	500.500 €
Zwischensumme			6.166.600 €
Unvorhergesehenes	15%		925.000 €
Nebenkosten	12%		740.000 €
Investition vor Förderung			7.831.600 €
davon Förderfähig			7.831.600 €
Summe Förderung	65,0%		5.090.540 €
BEW - systmische Förderung	40,0%		3.132.640 €
KliFöRL MV (EFRE, Entwurf)	25,0%		1.957.900 €
Investition nach Förderung			2.741.060 €

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Personalkosten (TBF / KBF)	39.100 €/a
Wartung / Instandhaltung	63.700 €/a
Betriebsmittel / Entsorgung	5.600 €/a
Versicherungen / Abgaben...	42.000 €/a
Summe Betriebskosten	150.400 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

BEW-Betriebskostenförderung ST	904 MWh/a	-20,00 €/MWh	-18.081 €/a
Holz-Hackschnitzel (frei Anlage)	3.159 MWh/a	32,30 €/MWh	102.040 €/a
Erdgas	0 MWh/a	120,00 €/MWh	0 €/a
Hilfsenergie (Strom)	35 MWh/a	320,00 €/MWh	11.230 €/a
CO ₂ -Preis-Umlage	100 t/a	30,00 €/t	2.990 €/a
Summe Verbrauchskosten			98.179 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)	180.228 €
--	------------------

Zinssatz	5,50% p.a.
Laufzeit	20 a
Restwert	1.713.500 €
KWF	0,0837
RVF	0,0287

Jährliche Betriebskosten (siehe oben)	150.400 €
--	------------------

Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)	98.179 €
--	-----------------

Jahreskosten gesamt	428.807 €
Jahresnutzwärmebedarf	3.261 MWh
Wärmegestehungskosten	131,49 €/MWh

Thema: MBS Mestlin

Projekt: T21.27

Bearbeitungsstand: 27.04.2023

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Anhang 7

*Kalkulation Variante 2B
(Solarthermie + Biomassefeuerung – Erweiterter
Ausbau)*

Zusammenfassung Wärmenetz

Netzstruktur

Abnehmer	157
Netzlänge	6.836 trm
Wärmebelegung	754 kWh/(trm*a)

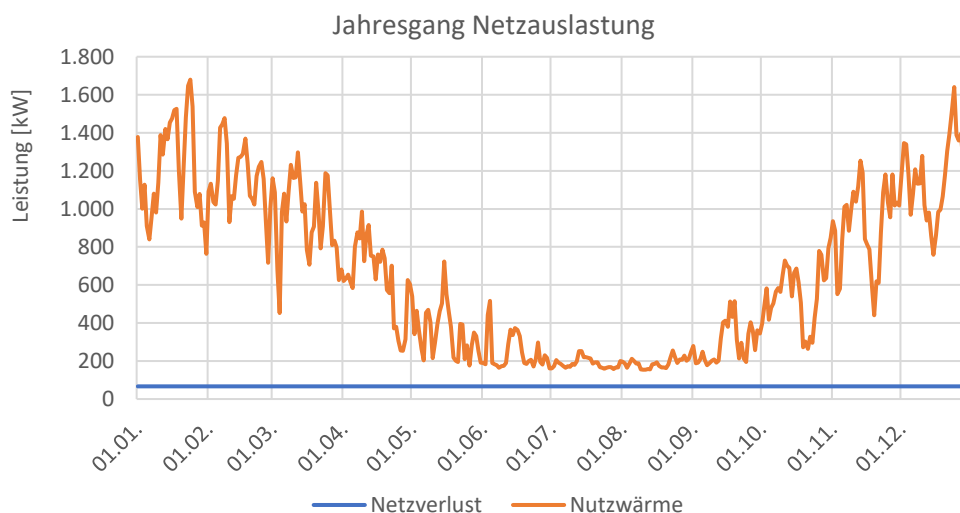
Wärmebilanz

	Leistung [kW]	Wärme [MWh/a]	
Summe Abnehmer	2.642,6	5.151,4	89,8%
Gleichzeitigkeit	0,68	---	
Netzverlust	66,6	583,6	10,2%
Netzeingang	1.873,8	5.735,1	100,0%

Pumpe (Hilfsenergie)	15,9	22.843 kWh/a
----------------------	------	--------------

Leitungsbemessung

	Hauptl.	Anschlussl.	Gesamt
Länge	4.481 trm	2.355 trm	6.836 trm
Nennweite (mittel)	DN 80	DN 20	DN 50
Nennweite (max)			DN 125



Zusammenfassung

Solarthermie

Kollektorfläche (brutto)	[m ²]	3.700
Grundstücksfläche	[m ²]	9.020

Pufferspeicher	[m ³]	160
-----------------------	-------------------	-----

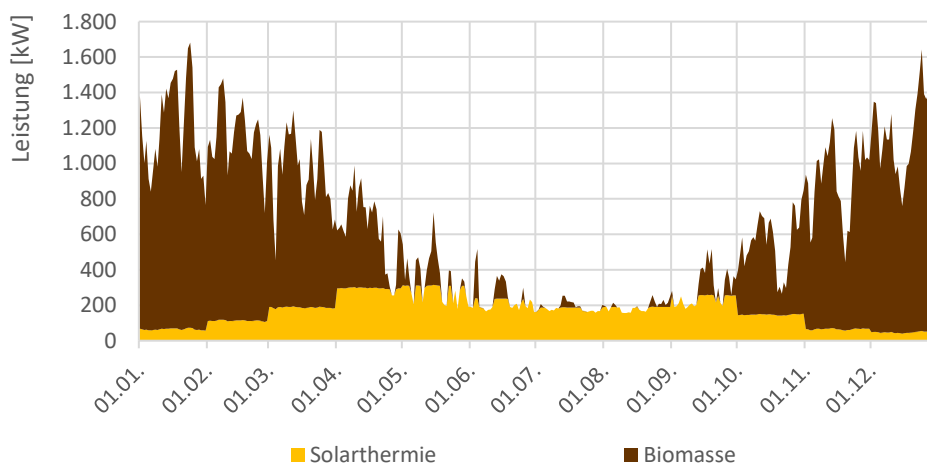
Wärmeerzeugung

	Leistung [kW]		Wärme [MWh/a]		Auslastung [h/a]
Bedarf frei Netz	1.874	100%	5.735	100%	
Speicherverluste	2	0%	14	0%	
Summe Bedarf	1.876	100%	5.749	100%	
Summe Erzeugung	1.900	101%	5.749	100%	
Solarthermie	---		1.454	25%	---
Biomassekessel	1.900	101%	4.295	75%	2.261
Gaskessel	0	0%	0	0%	0

Endenergiebedarf

		Biomasse	Erdgas	Summe
Endenergieaufkommen	[MWh/a]			
Endenergieeinsatz	[MWh/a]	5.052,9	0,0	5.052,9
(% des Aufkommens)				
Strombedarf (WP / Hilfse.)	[MWh/a]	42,9	0,0	42,9

Jahresgang Wärmeerzeugung



Projekt: MBS Mestlin**Eingabedaten**

Standort	Hamburg
Betrachtungszeitraum	1.1 - 31.12

Kollektordaten

Hersteller	Ritter XL Solar GmbH
Produkt	Vakuum-Röhren-Kollektor XL 19/49 P
Zertifikatnummer	011-7S2425 R
Modulfläche (brutto)	4,94 m ²
Modulfläche (apertur)	4,50 m ²
Bezugsfläche für Kennwerte	Kollektoraperturfläche
$\eta_{0,b}$	0,693
$k_{\theta,d}$	0,951
c1	0,583 W/m ² K
c2	0,003 W/m ² K ²
c3	0,000 J/m ³ K

Kollektorfeldgröße	3700 m ²
Art der Nachführung	Keine Nachführung
Kollektorneigung	35°
Kollektorausrichtung	0°
Wärmeträgermedium	Wasser-Glykol
Verlust durch Glykol	0,0 %
Regelung	Netzvorlauftemperatur

Angaben zur Systemberechnung

Rohrleitungsvolumen Kollektorfeld	0,0006 m ³ /m ²
Verlustfaktor kollektorfeldinterne Rohre	0,060 W/m ² K
Verbindungs-Rohrleitungslänge	80 m
Verbindungsleitungstyp	erdvergraben
Rohrleitungsdurchmesser (innen)	0,107 m
Verlustfaktor der Rohrleitung	0,260 W/mK

ΔT Wärmeübertrager Solarkreis	5,0 K
Speichervolumen	160 m ³
maximale Speichertemperatur	110 °C
Speicherinhalt zu Beginn	0,0 MWh
Koeffizient Speicherverluste	48,0 W/K

Lastprofil	MESTLIN_ERW_80
------------	----------------

Die hier angegebenen Kollektordaten wurden für die Berechnung verwendet. Wenn der Kollektor mit der Steady State Testmethode getestet wurde, wurden die eingegebenen Daten für $\eta_{0,hem}$, a_1 und a_2 in die hier angezeigten Daten umgerechnet. Verluste durch Glykol werden ggf. von $\eta_{0,b}$ subtrahiert.

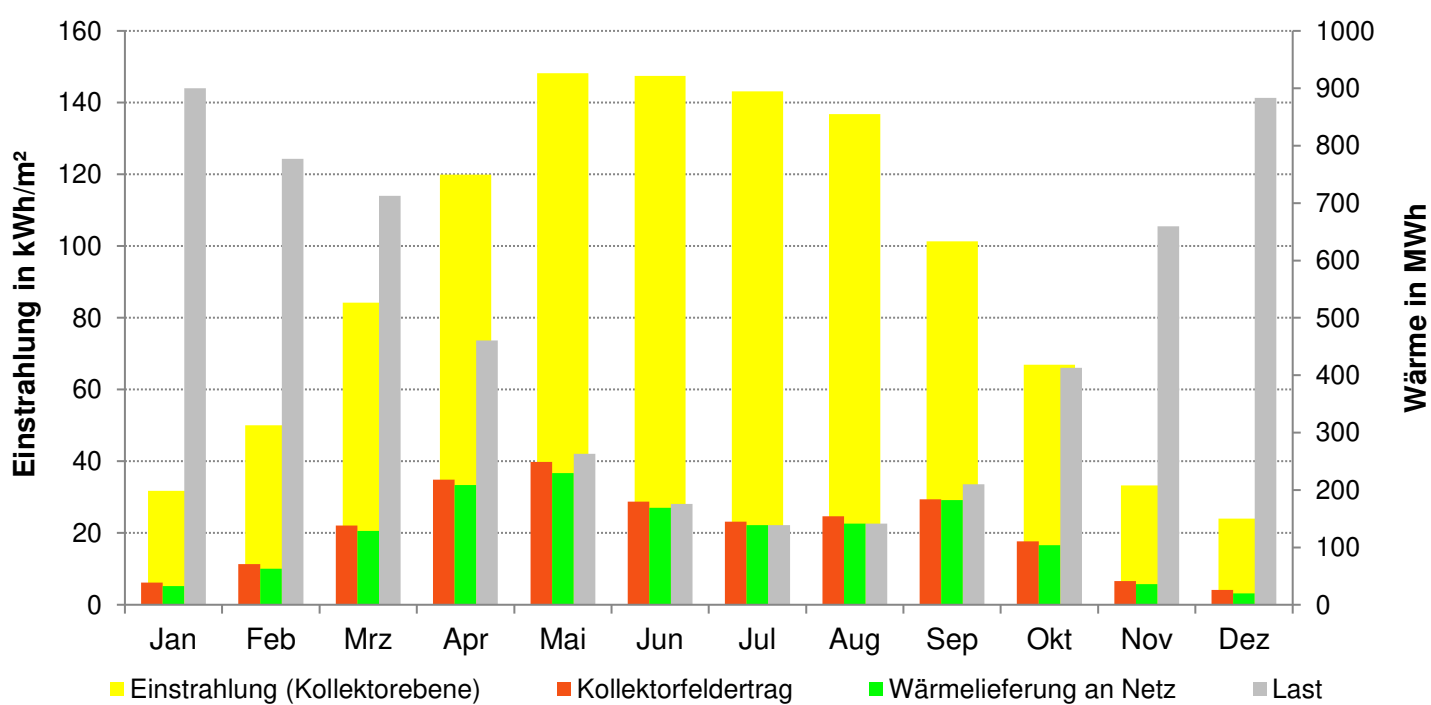
Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energieaufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Projekt: MBS Mestlin

Berechnungsergebnisse

Monat	Kollektor- ertrag	Kollektor- feldertrag	Wärme- eintrag in Speicher	Wärme- lieferung an Netz	Last	TVL	TRL
	<i>kWh/m²</i> Brutto	<i>kWh</i>	<i>kWh</i>	<i>kWh</i>	<i>kWh</i>	°C	°C
Jan	10,4	38.410	33.928	32.397	899.957	66	48
Feb	19,1	70.546	64.530	63.091	777.278	65	47
Mrz	37,3	138.176	130.333	128.893	712.353	65	45
Apr	59,0	218.257	210.476	208.680	460.676	65	41
Mai	67,3	249.129	240.809	229.407	263.090	65	37
Jun	48,6	179.697	172.030	169.036	175.715	65	34
Jul	39,0	144.448	136.407	138.800	138.800	65	32
Aug	41,6	153.868	146.496	141.542	141.542	65	32
Sep	49,6	183.484	176.963	182.703	210.208	65	36
Okt	29,9	110.548	104.688	103.684	413.064	65	40
Nov	11,1	41.096	36.815	35.653	659.473	65	45
Dez	6,9	25.554	21.674	19.853	882.919	65	48
Jahr	420	1.553.213	1.475.148	1.453.740	5.735.075	65,2	43,9



Gefördert durch:


Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Var. 2.2: BM + ST (erweitert) (AG 80)

Investitionskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

		EP	GP
Gebäude (Heizwerk)		psch.	950.000 €
Wärmeerzeugung			3.989.500 €
Solarthermie-Anlage (inkl. Peripherie)	3.700 m ²	565 €/m ²	2.090.500 €
Biomassekesselanlage (inkl. Peripherie)	1.900 kW	699 €/kW	1.328.100 €
Spitzenlastkessel (inkl. Peripherie)	0 kW	242 €/kW	0 €
Pufferspeicher	160 m ³	1.193 €/m ³	190.900 €
Leittechnik / Sonstige Peripherie	psch.		380.000 €
Wärmeverteilung			5.021.300 €
Netzpumpe	psch.		21.100 €
Nahwärmeleitung	6.836 trm	617 €/trm	4.215.200 €
Hausanschlüsse	157 Stk.	5.000 €/Stk.	785.000 €
Zwischensumme			9.960.800 €
Unvorhergesehenes	15%		1.494.100 €
Nebenkosten	12%		1.195.300 €
Investition vor Förderung			12.650.200 €
davon Förderfähig			12.650.200 €
Summe Förderung	65,0%		8.222.630 €
BEW - systmische Förderung	40,0%		5.060.080 €
KliFöRL MV (EFRE, Entwurf)	25,0%		3.162.550 €
Investition nach Förderung			4.427.570 €

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Personalkosten (TBF / KBF)	61.800 €/a
Wartung / Instandhaltung	103.300 €/a
Betriebsmittel / Entsorgung	9.000 €/a
Versicherungen / Abgaben...	67.800 €/a
Summe Betriebskosten	241.900 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

BEW-Betriebskostenförderung ST	1.454 MWh/a	-20,00 €/MWh	-29.075 €/a
Holz-Hackschnitzel (frei Anlage)	5.053 MWh/a	32,30 €/MWh	163.210 €/a
Erdgas	0 MWh/a	120,00 €/MWh	0 €/a
Hilfsenergie (Strom)	66 MWh/a	320,00 €/MWh	21.050 €/a
CO ₂ -Preis-Umlage	164 t/a	30,00 €/t	4.930 €/a
Summe Verbrauchskosten			160.115 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)	284.496 €
--	------------------

Zinssatz	5,50% p.a.
Laufzeit	20 a
Restwert	2.998.663 €
KWF	0,0837
RVF	0,0287

Jährliche Betriebskosten (siehe oben)	241.900 €
--	------------------

Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)	160.115 €
--	------------------

Jahreskosten gesamt	686.512 €
Jahresnutzwärmebedarf	5.151 MWh
Wärmegestehungskosten	133,27 €/MWh

Thema: MBS Mestlin

Projekt: T21.27

Bearbeitungsstand: 27.04.2023

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Anhang 8

Kalkulation Variante 3 (Multivalentes Wärmenetz mit Saisonalspeicher)

Zusammenfassung Wärmenetz

Netzstruktur

Abnehmer	157
Netzlänge	6.836 trm
Wärmebelegung	754 kWh/(trm*a)

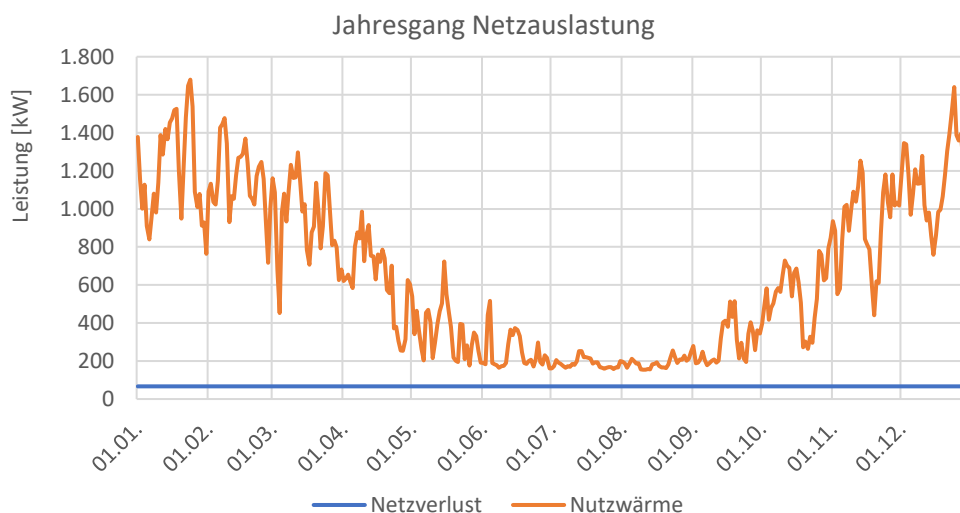
Wärmebilanz

	Leistung [kW]	Wärme [MWh/a]	
Summe Abnehmer	2.642,6	5.151,4	89,8%
Gleichzeitigkeit	0,68	---	
Netzverlust	66,6	583,6	10,2%
Netzeingang	1.873,8	5.735,1	100,0%

Pumpe (Hilfsenergie)	15,9	22.843 kWh/a
----------------------	------	--------------

Leitungsbemessung

	Hauptl.	Anschlussl.	Gesamt
Länge	4.481 trm	2.355 trm	6.836 trm
Nennweite (mittel)	DN 80	DN 20	DN 50
Nennweite (max)			DN 125



Zusammenfassung

Saisonalspeicher

Grundfläche	[m²]	1.600
Volumen	[m³]	24.000

Pufferspeicher	[m³]	51
-----------------------	------	----

Wärmepumpe

Therm. Leistung	[kW]	1.390
Vollbetriebsstunden	[h/a]	787
JAZ	[-]	7

Solarthermie

Kollektorfläche (brutto)	[m²]	7.000
Grundstücksfläche	[m²]	17.073

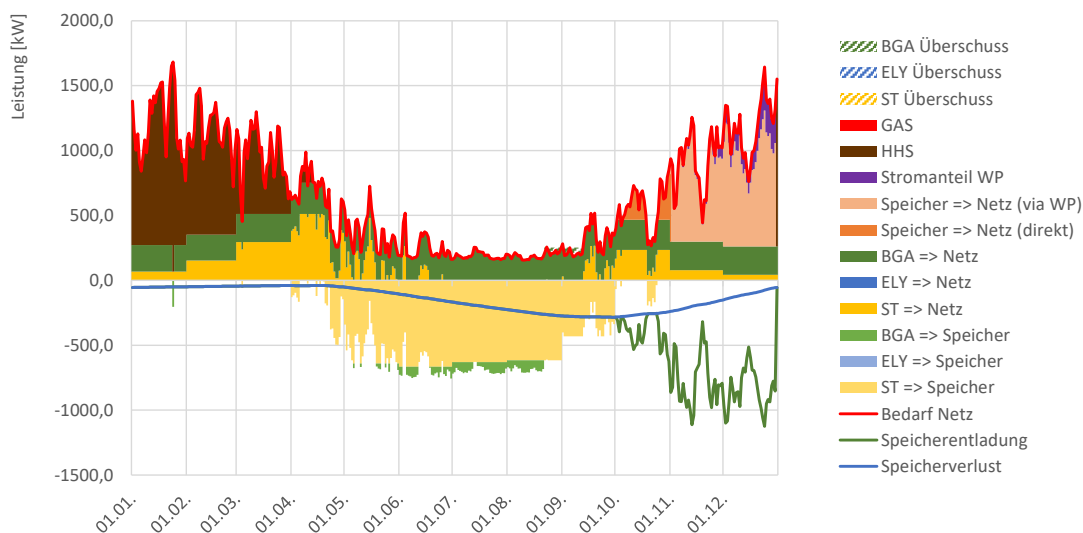
Wärmeerzeugung

	Nutzung				Überschuss		
	Leistung [kW]		Wärme [MWh/a]		Wärme [MWh/a]		Auslastung [h/a]
Bedarf frei Netz	1.874	100%	5.735	82%			
Speicherverluste	3	0%	1.256	18%			
dav. Saisonalspeicher	---		1.237				
dav. Pufferspeicher	3		19				
Summe Bedarf	1.877	100%	6.991	100%			
Summe Erzeugung	1.700	91%	6.989	100%			
Solarthermie	---		3.198	46%	0	0%	---
Elektrolyse	0	0%	0	0%	0	0%	0
Biogas (Bestand)	---		2.008	29%	23	1%	---
Stromanteil WP	---		149	2%			---
Biomassekessel	1.700	91%	1.633	23%			961
Gaskessel	0	0%	0	0%			0

Endenergiebedarf

	Abwärme ELY	Abwärme BGA	Biomasse	Erdgas	WP-Strom	Summe
Endenergieaufkommen [MWh/a]	0,0	2.031,6				
Endenergieeinsatz [MWh/a]	0,0	2.008,2	1.921,7	0,0		3.929,9
(% des Aufkommens)		98,9%				
Strombedarf (WP / Hilfe.) [MWh/a]			16,3	0,0	149,4	165,8

Jahresgang Wärmebereitstellung



Var. 3.2: Multivalent (AG 80)

Investitionskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

		EP	GP
Gebäude (Heizwerk)	psch.		1.230.000 €
Wärmeerzeugung			12.804.800 €
Solarthermie-Anlage (inkl. Peripherie)	7.000 m ²	528 €/m ²	3.696.000 €
Einbindung BGA	psch.		10.000 €
Biomassekesselanlage (inkl. Peripherie)	1.700 kW	699 €/kW	1.188.300 €
Spitzenlastkessel (inkl. Peripherie)	0 kW	242 €/kW	0 €
Wärmepumpe	1.390 kW	512 €/kW	711.700 €
Pufferspeicher	51 m ³	1.193 €/m ³	60.800 €
Saisonalspeicher	24.000 m ³	277 €/m ³	6.648.000 €
Leittechnik / Sonstige Peripherie	psch.		490.000 €
Wärmeverteilung			5.021.300 €
Netzpumpe	psch.		21.100 €
Nahwärmeleitung	6.836 trm	617 €/trm	4.215.200 €
Hausanschlüsse	157 Stk.	5.000 €/Stk.	785.000 €
Zwischensumme			19.056.100 €
Unvorhergesehenes	15%		2.858.400 €
Nebenkosten	12%		2.286.700 €
Investition vor Förderung			24.201.200 €
davon Förderfähig			24.170.005 €
Summe Förderung	64,9%		15.710.503 €
BEW - systmische Förderung	40,0%		9.668.002 €
KliFöRL MV (EFRE, Entwurf)	25,0%		6.042.501 €
Investition nach Förderung			8.490.697 €

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Personalkosten (TBF / KBF)	61.800 €/a
Wartung / Instandhaltung	128.600 €/a
Betriebsmittel / Entsorgung	12.500 €/a
Versicherungen / Abgaben...	94.000 €/a
Summe Betriebskosten	296.900 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

BEW-Betriebskostenförderung ST	3.198 MWh/a	-20,00 €/MWh	-63.958 €/a
Wärmepumpenstrom (regionale EE)	149 MWh/a	200,00 €/MWh	29.886 €/a
Abwärme BGA	2.008 MWh/a	20,00 €/MWh	40.160 €/a
Holz-Hackschnitzel (frei Anlage)	1.922 MWh/a	32,30 €/MWh	62.070 €/a
Erdgas	0 MWh/a	120,00 €/MWh	0 €/a
Hilfsenergie (Strom)	39 MWh/a	320,00 €/MWh	12.540 €/a
CO ₂ -Preis-Umlage	367 t/a	30,00 €/t	11.000 €/a
Summe Verbrauchskosten			91.698 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)	557.426 €
--	------------------

Zinssatz	5,50% p.a.
Laufzeit	20 a
Restwert	5.337.285 €
KWF	0,0837
RVF	0,0287

Jährliche Betriebskosten (siehe oben)	296.900 €
--	------------------

Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)	91.698 €
--	-----------------

Jahreskosten gesamt	946.024 €
Jahresnutzwärmebedarf	5.151 MWh
Wärmegestehungskosten	183,64 €/MWh

Thema: MBS Mestlin

Projekt: T21.27

Bearbeitungsstand: 27.04.2023

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Anhang 9

Kalkulation alternativer Versorgungskonzepte

Technologie		Erdgas-Brennwert-Therme	
		Bestand	Neubau
Auslegung			
Erdgastherme		18 kW	11 kW
Wärmebereitstellung			
Erdgastherme		30.000 kWh/a	11.250 kWh/a
Effizienz			
JNG Erdgastherme		0,91	0,97
Endenergiebedarf			
Erdgas		32.967 kWh/a	11.598 kWh/a
Strom (Hilfsenergie)		50 kWh/a	50 kWh/a
Investition			
		7.100 €	5.400 €
Gastherme		4.300 €	2.600 €
Gasanschluss		2.200 €	2.200 €
Schornstein		600 €	600 €
Kapitalkosten			
		707 €/a	538 €/a
Zinssatz		5,5%	5,5%
Nutzungsdauer		15 a	15 a
Betriebskosten			
		235 €/a	235 €/a
Wartung / Instandhaltung		165 €/a	165 €/a
Schornsteinfeger		70 €/a	70 €/a
Versicherung		0 €/a	0 €/a
Verbrauchskosten			
		4.220 €/a	1.495 €/a
Erdgas	120 €/MWh	3.956 €/a	1.392 €/a
Strom (Hilfsenergie)	32 ct/kWh	16 €/a	16 €/a
CO ₂ -Preis	30 €/t	248 €/a	88 €/a
Gesamtkosten			
		5.162 €/a	2.268 €/a
Wärmegestehungskosten			
		172,08 €/MWh	201,64 €/MWh
THG-Emissionen			
als CO ₂ -äqu.		8,3 t/a	2,9 t/a
		276 g/kWh	260 g/kWh
Erdgas	250 g/kWh	8,2 t/a	2,9 t/a
Strom	484 g/kWh	0,0 t/a	0,0 t/a

Technologie		Flüssiggas-Brennwert-Therme	
		Bestand	Neubau
Auslegung			
Erdgastherme		18 kW	11 kW
Wärmebereitstellung			
Gastherme		30.000 kWh/a	11.250 kWh/a
Effizienz			
JNG Gastherme		0,91	0,97
Endenergiebedarf			
Flüssiggas		32.967 kWh/a	11.598 kWh/a
Strom (Hilfsenergie)		50 kWh/a	50 kWh/a
Investition			
		8.400 €	5.700 €
Gastherme		4.300 €	2.600 €
Flüssiggastank		3.500 €	2.500 €
Schornstein		600 €	600 €
Kapitalkosten			
		837 €/a	568 €/a
Zinssatz		5,5%	5,5%
Nutzungsdauer		15 a	15 a
Betriebskosten			
		270 €/a	270 €/a
Wartung / Instandhaltung		200 €/a	200 €/a
Schornsteinfeger		70 €/a	70 €/a
Versicherung		0 €/a	0 €/a
Verbrauchskosten			
		3.423 €/a	1.215 €/a
Flüssiggas	95 €/MWh	3.132 €/a	1.102 €/a
Strom (Hilfsenergie)	32 ct/kWh	16 €/a	16 €/a
CO ₂ -Preis	30 €/t	275 €/a	97 €/a
Gesamtkosten			
		4.529 €/a	2.053 €/a
Wärmegestehungskosten			
		150,98 €/MWh	182,47 €/MWh
THG-Emissionen			
als CO ₂ -äqu.		9,2 t/a	3,2 t/a
		305 g/kWh	288 g/kWh
Erdgas	277 g/kWh	9,1 t/a	3,2 t/a
Strom	484 g/kWh	0,0 t/a	0,0 t/a

Technologie		Heizöl-Brennwert-Kessel	
		Bestand	Neubau
Auslegung			
Heizölkessel		18 kW	11 kW
Wärmebereitstellung			
Heizölkessel		30.000 kWh/a	11.250 kWh/a
Effizienz			
JNG Heizölkessel		0,90	0,91
Endenergiebedarf			
Heizöl		33.333 kWh/a	12.363 kWh/a
Strom (Hilfsenergie)		150 kWh/a	150 kWh/a
Investition			
		9.600 €	5.500 €
Heizölkessel		4.000 €	2.400 €
Öltank		5.000 €	2.500 €
Schornstein		600 €	600 €
Kapitalkosten			
		956 €/a	548 €/a
Zinssatz		5,5%	5,5%
Nutzungsdauer		15 a	15 a
Betriebskosten			
		330 €/a	330 €/a
Wartung / Instandhaltung		220 €/a	220 €/a
Schornsteinfeger		50 €/a	50 €/a
Versicherung		60 €/a	60 €/a
Verbrauchskosten			
		3.369 €/a	1.281 €/a
Heizöl	90 €/MWh	3.000 €/a	1.113 €/a
Strom (Hilfsenergie)	32 ct/kWh	48 €/a	48 €/a
CO2-Preis	30 €/t	321 €/a	120 €/a
Gesamtkosten			
		4.656 €/a	2.159 €/a
Wärmegestehungskosten			
		155,19 €/MWh	191,92 €/MWh
THG-Emissionen			
als CO ₂ -äqu.		10,7 t/a	4,0 t/a
		357 g/kWh	357 g/kWh
Heizöl	319 g/kWh	10,6 t/a	3,9 t/a
Strom	484 g/kWh	0,1 t/a	0,1 t/a

Technologie	Solarthermie (Aufdach) + Erdgas-Brennwert-Therme
--------------------	---

	Bestand	Neubau
--	----------------	---------------

Auslegung

Solarthermie	7 m²	12 m²
Pufferspeicher	400 ltr.	900 ltr.
Erdgastherme	18 kW	11 kW

Wärmebereitstellung

	30.000 kWh/a	11.250 kWh/a
Solarthermie	2.500 kWh/a	3.375 kWh/a
Erdgastherme	27.500 kWh/a	7.875 kWh/a

Effizienz

JNG Erdgastherme	0,91	0,97
------------------	------	------

Endenergiebedarf

Erdgas	30.220 kWh/a	8.119 kWh/a
Strom (Hilfsenergie)	125 kWh/a	125 kWh/a

Investition	13.600 €	16.900 €
Solarthermie (inkl. Pufferspeicher)	6.500 €	11.500 €
Gastherme	4.300 €	2.600 €
Gasanschluss	2.200 €	2.200 €
Schornstein	600 €	600 €
abzgl. Förderung (BEG) 0%	0 €	0 €

Kapitalkosten	1.355 €/a	1.684 €/a
Zinssatz	5,5%	5,5%
Nutzungsdauer	15 a	15 a

Betriebskosten	285 €/a	285 €/a
Wartung / Instandhaltung	180 €/a	180 €/a
Schornsteinfeger	70 €/a	70 €/a
Versicherung	35 €/a	35 €/a

Verbrauchskosten	3.895 €/a	1.077 €/a
Erdgas 120 €/MWh	3.626 €/a	974 €/a
Strom (Hilfsenergie) 32 ct/kWh	40 €/a	40 €/a
CO2-Preis 30 €/t	228 €/a	63 €/a

Gesamtkosten	5.535 €/a	3.046 €/a
Wärmegestehungskosten	184,49 €/MWh	270,72 €/MWh

THG-Emissionen	7,6 t/a	2,1 t/a
-----------------------	----------------	----------------

als CO ₂ -äqu.		254 g/kWh	186 g/kWh
Erdgas	250 g/kWh	7,6 t/a	2,0 t/a
Strom	484 g/kWh	0,1 t/a	0,1 t/a

Technologie		Luft-Wasser-Wärmepumpe	
		Bestand	Neubau
Auslegung			
Wärmepumpe		bedingt geeignet	11 kW
Wärmebereitstellung			
Wärmepumpe			11.250 kWh/a
Effizienz			
JAZ Wärmepumpe			3,50
Endenergiebedarf			
Strom (Wärmepumpe)			3.214 kWh/a
Strom (Hilfsenergie)			50 kWh/a
Investition			
Wärmepumpe			17.000 €
abzgl. Förderung (BEG)		35%	-5.950 €
Kapitalkosten			
			1.101 €/a
Zinssatz			5,5%
Nutzungsdauer			15 a
Betriebskosten			
			75 €/a
Wartung / Instandhaltung			75 €/a
Verbrauchsdaten			
			1.092 €/a
Strom (Wärmepumpe)	32 ct/kWh		1.029 €/a
Strom (Hilfsenergie)	32 ct/kWh		16 €/a
CO ₂ -Preis	30 €/t		47 €/a
Gesamtkosten			
			2.268 €/a
Wärmegestehungskosten			201,59 €/MWh
THG-Emissionen			
als CO ₂ -äqu.			1,6 t/a
			140 g/kWh
Strom (Wärmepumpe)	484 g/kWh		1,6 t/a
Strom (Hilfsenergie)	484 g/kWh		0,0 t/a

Technologie	Pellet-Kessel	
-------------	---------------	--

	Bestand	Neubau
Auslegung		
Pellet-Kessel	18 kW	11 kW

Wärmebereitstellung		
Pellet-Kessel	30.000 kWh/a	11.250 kWh/a

Effizienz		
JNG Pellet-Kessel	0,90	0,91

Endenergiebedarf		
Pellets	33.333 kWh/a	12.363 kWh/a
Strom (Hilfsenergie)	250 kWh/a	250 kWh/a

Investition	16.800 €	14.775 €
Pellet-Kessel	12.000 €	10.500 €
Pufferspeicher	3.600 €	3.000 €
Pellet-Lager	6.000 €	5.400 €
Schornstein	600 €	600 €
abzgl. Förderung (BEG) 25%	-5.400 €	-4.725 €

Kapitalkosten	1.674 €/a	1.472 €/a
Zinssatz	5,5%	5,5%
Nutzungsdauer	15 a	15 a

Betriebskosten	400 €/a	400 €/a
Wartung / Instandhaltung	250 €/a	250 €/a
Schornsteinfeger	150 €/a	150 €/a
Versicherung	0 €/a	0 €/a

Verbrauchskosten	2.544 €/a	996 €/a
Pellets 73 €/MWh	2.433 €/a	902 €/a
Strom (Hilfsenergie) 32 ct/kWh	80 €/a	80 €/a
CO2-Preis 30 €/t	31 €/a	14 €/a

Gesamtkosten	4.618 €/a	2.868 €/a
Wärmegestehungskosten	153,92 €/MWh	254,94 €/MWh

THG-Emissionen	1,0 t/a	0,5 t/a
als CO ₂ -äqu.	34 g/kWh	40 g/kWh
Pellets 27 g/kWh	0,9 t/a	0,3 t/a
Strom 484 g/kWh	0,1 t/a	0,1 t/a