

Gemeinde Kalkhorst

Beschlussvorlage

V Kalkh/20/1-1

öffentlich

Aufbau einer gemeindeeigenen und regenerativen Energieversorgungsstruktur

hier: Ergebnis der Machbarkeitsstudie

<i>Organisationseinheit:</i>	<i>Datum</i>
<i>Bearbeiter:</i>	08.04.2021
Antje Hettenhausen	<i>Verfasser:</i>
	Hettenhausen, Antje

<i>Beratungsfolge</i>	<i>Geplante Sitzungstermine</i>	<i>Ö / N</i>
Bauausschuss der Gemeinde Kalkhorst (Vorberatung)	03.06.2021	Ö
Gemeindevertretung Kalkhorst (Entscheidung)		Ö

Sachverhalt:

Die Machbarkeitsstudie zur nachhaltigen Energieversorgung in der Gemeinde Kalkhorst liegt nun vor.

Im Rahmen der Grundlagenanalyse wurden Energiebedarfe und Einsparpotenziale im privaten, gewerblichen und öffentlichen Sektor sowie regionale Biomassepotenziale und Versorgungsstrukturen ermittelt. Die darauf aufbauend 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
- Aufdach-Solarenergienutzung
- Energetische Gebäudesanierung

Die Ergebnisse der Machbarkeitsstudie werden im Bauausschuss durch die Trigenius GmbH vorgestellt.

Beschlussvorschlag:

Die Gemeindevertretung der Gemeinde Kalkhorst empfiehlt ...

Finanzielle Auswirkungen:

Beschreibung (bei Investitionen auch Folgekostenberechnung beifügen - u.a. Abschreibung, Unterhaltung, Bewirtschaftung)	
	Finanzierungsmittel im Haushalt vorhanden.
	durch Haushaltsansatz auf Produktsachkonto:

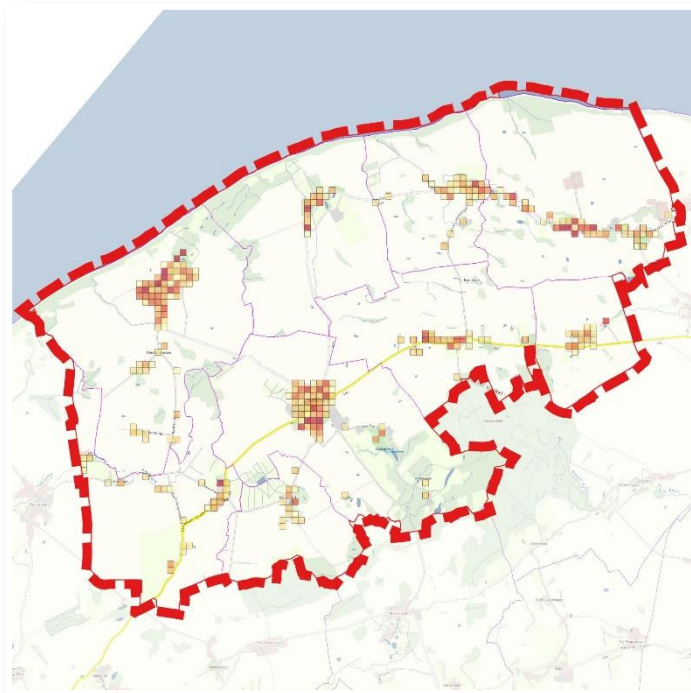
	durch Mitteln im Deckungskreis über Einsparung bei Produktsachkonto:
	über- / außerplanmäßige Aufwendung oder Auszahlungen
	unvorhergesehen und
	unabweisbar und
	Begründung der Unvorhersehbarkeit und Unabweisbarkeit (insbes. in Zeiten vorläufiger Haushaltsführung auszufüllen):
	Deckung gesichert durch
	Einsparung außerhalb des Deckungskreises bei Produktsachkonto:
	Keine finanziellen Auswirkungen.

Anlage/n:

1	20210507 Machbarkeitsstudie zur nachhaltigen Energieversorgung in der Gemeinde Kalkhorst öffentlich
---	---

Machbarkeitsstudie zur nachhaltigen Energieversorgung

in der Gemeinde Kalkhorst



Auftraggeber:

Gemeinde Kalkhorst
über Amt Klützer Winkel
Schloßstraße 1
23948 Klütz

Erstellt durch:

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



Bearbeitungsstand: Mai 2021

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
3.3	Entwicklungsperspektive	18
4	Potenzialanalyse	20
4.1	Energetische Gebäudesanierung	21
4.2	Energetische Biomassenutzung	23
4.3	Photovoltaik-Freiflächenanlagen	26
4.4	Solar-Aufdachanlagen	27
4.5	Windenergienutzung	30
4.6	Zusammenfassung	30
5	Konzeption einer netzgebundenen Wärmeversorgung auf Biomasse-Basis	32
5.1	Versorgungsgebiete	32
5.2	Funktionale Konzeption	33
5.3	Versorgungsgebiet Kalkhorst	38
5.4	Versorgungsgebiet Elmenhorst	45
5.5	Versorgungsgebiet Groß Schwansee	51
5.6	Versorgungsgebiet Warnkenhagen	57
5.8	Logistik	63
6	Alternative Versorgungsmodelle	67
6.1	Netzgebundene Versorgungsmodelle	67
6.2	Gebäudebezogene Versorgungsmodelle	69
7	Variantenvergleich und Szenarien	73
7.1	Vergleich Versorgungsumfang	73
7.2	Vergleich Investitionskosten	75
7.3	Vergleich Wärmegestehungskosten	77
7.4	Vergleich Treibhausgasemissionen	78
7.5	Sensitivitätsanalyse	79
8	Betreibermodelle	83
8.1	Unternehmensformen	83
8.2	Betreibermodelle	84
8.3	Situation vor Ort	85
9	Aufdach-Solarenergienutzung	86
9.1	Solarthermie	86
9.2	Photovoltaik	87
10	Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen	91
10.1	Planung und Realisierung biomassebasierte Nahwärme	92
10.2	Regionale und überregionale Vernetzung	92
10.3	Lokale Vernetzung	93
10.4	Publikation neutraler Energie- und Fördermittelberatungsangebote	93
10.5	Schaffung lokaler Beratungsangebote	94
10.6	Regionale und überregionale Vernetzung	95
11	Quellerverzeichnis	96

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Gebäudeklassifizierung (exemplarisch).....	4
Abb. 2: Gebäudebestand nach Sektor und Ortsteil.....	8
Abb. 3: Nutzfläche nach Sektor und Ortsteil.....	9
Abb. 4: Karte Rückmeldequote Befragung.....	10
Abb. 5: Rückmeldequote und Interessenlage nach Ortsteilen.....	11
Abb. 6: Wärmebedarf nach Sektor und Ortsteil.....	12
Abb. 7: Karte: Wärmebedarfsdichte.....	13
Abb. 8: Strombedarf nach Sektor und Ortsteil.....	14
Abb. 9: Endenergieträger-Mix der Wärmebereitstellung.....	15
Abb. 10: Endenergiebedarf nach Ortsteil und Energieträger.....	16
Abb. 11: Treibhausgasemissionen nach Ortsteil und Energieträger.....	17
Abb. 12: Mittelfristiges Entwicklungsszenario nach Ortsteil.....	18
Abb. 13: Wärme-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil.....	22
Abb. 14: Karte Bodennutzungsarten.....	23
Abb. 15: Energetisches Potenzial Biomasse.....	25
Abb. 16: Treibhausgasminderungspotenzial Biomasse.....	26
Abb. 17: Energetisches Potenzial solarer Aufdachanlagen nach Ortsteil.....	29
Abb. 18: Treibhausgasminderungspotenzial solarer Aufdachanlagen.....	29
Abb. 19: Zusammenfassung energetische Potenziale.....	31
Abb. 20: Zusammenfassung Treibhausgasminderungspotenzial.....	31
Abb. 21: Übersicht funktionale Konzeption.....	33
Abb. 22: Heizhaus (Beispiel).....	34
Abb. 23: Raumkonzept Heizzentrale.....	35
Abb. 24: Brennstoffanlieferung.....	35
Abb. 25: Holz-Hackschnitzelkessel.....	36
Abb. 26: Pufferspeicher.....	36
Abb. 27: Nahwärmeleitungen.....	37
Abb. 28: Wärmeübergabestation.....	37
Abb. 29: Karte Versorgungsgebiet Kalkhorst.....	38
Abb. 30: Jahresgang Nahwärmeversorgung Kalkhorst (Anschlussgrad 80%).....	40
Abb. 31: Treibhausgaseinsparung Nahwärme Kalkhorst (Anschlussgrad 80%).....	41
Abb. 32: Investitionsschätzung und Förderung Nahwärme Kalkhorst (Anschlussgrad 80%).....	42
Abb. 33: Wärmegestehungskosten Nahwärme Kalkhorst.....	44
Abb. 34: Karte Versorgungsgebiet Elmenhorst.....	45
Abb. 35: Jahresgang Nahwärmeversorgung Elmenhorst (Anschlussgrad 80%).....	47
Abb. 36: Treibhausgaseinsparung Nahwärme Elmenhorst (Anschlussgrad 80%).....	48
Abb. 37: Investitionsschätzung und Förderung Nahwärme Elmenhorst (Anschlussgrad 80%).....	49
Abb. 38: Wärmegestehungskosten Nahwärme Elmenhorst.....	50
Abb. 39: Karte Versorgungsgebiet Groß Schwansee.....	51
Abb. 40: Jahresgang Nahwärmeversorgung Groß Schwansee (Anschlussgrad 80%).....	53
Abb. 41: Treibhausgaseinsparung Nahwärme Groß Schwansee (Anschlussgrad 80%).....	54
Abb. 42: Investitionsschätzung und Förderung Nahwärme Groß Schwansee (Anschlussgrad 80%).....	55
Abb. 43: Wärmegestehungskosten Nahwärme Groß Schwansee.....	56
Abb. 44: Karte Versorgungsgebiet Warnkenhagen.....	57
Abb. 45: Jahresgang Nahwärmeversorgung Warnkenhagen (Anschlussgrad 80%).....	59
Abb. 46: Treibhausgaseinsparung Nahwärme Warnkenhagen (Anschlussgrad 80%).....	60
Abb. 47: Investitionsschätzung und Förderung Nahwärme Warnkenhagen (Anschlussgrad 80%).....	61
Abb. 48: Wärmegestehungskosten Nahwärme Warnkenhagen.....	62
Abb. 49: Karte Standort Solarthermie Kalkhorst.....	68
Abb. 50: Jahresgang Nahwärme Kalkhorst + Solarthermie.....	68
Abb. 51: Versorgungsumfang netzgebundener Anlagen.....	73
Abb. 52: Variantenvergleich Energieträgereinsatz.....	74

Abb. 53: Variantenvergleich Investitionskosten	75
Abb. 54: Variantenvergleich spezifische Investitionskosten	76
Abb. 55: Variantenvergleich Wärmegestehungskosten	77
Abb. 56: Variantenvergleich Treibhausgasemissionen	78
Abb. 57: Sensitivität Anschlussgrad	79
Abb. 58: Sensitivität Förderquote	80
Abb. 59: Sensitivität Brennstoffpreis	81
Abb. 60: Sensitivität CO ₂ -Preis	82
Abb. 61: PV-Anlage - klassische Südausrichtung	88
Abb. 62: PV-Anlage - Ost-/Westausrichtung	89
Abb. 63: PV-Anlage - Südausrichtung mit Batteriespeicher	89

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Emissionsfaktoren nach GEMIS	7
Tab. 2: Gebäudebestand nach Sektor und Ortsteil	8
Tab. 3: Nutzfläche nach Sektor und Ortsteil	9
Tab. 4: Rückmeldequote und Interessenlage nach Ortsteilen	10
Tab. 5: Wärmebedarf nach Sektor und Ortsteil	12
Tab. 6: Strombedarf nach Sektor und Ortsteil	13
Tab. 7: Endenergiebedarf der Wärmeversorgung nach Ortsteil und Energieträger	15
Tab. 8: Treibhausgasemissionen der Wärmeversorgung nach Ortsteil und Energieträger	16
Tab. 9: Treibhausgasemissionen der Stromversorgung nach Ortsteil	17
Tab. 10: Zu- und Rückbaumengen	18
Tab. 11: Mittelfristiges Entwicklungsszenario – Wärme	19
Tab. 12: Mittelfristiges Entwicklungsszenario – Strom	19
Tab. 13: Wärme-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil und Sektor	22
Tab. 14: THG-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil	22
Tab. 15: Energetisches Potenzial Biomasse	25
Tab. 16: Treibhausgasminderungspotenzial Biomasse	26
Tab. 17: Energetisches Potenzial solarer Aufdachanlagen nach Ortsteil	28
Tab. 18: Treibhausgasminderungspotenzial solarer Aufdachanlagen	29
Tab. 19: Zusammenfassung energetische Potenziale	30
Tab. 20: Zusammenfassung Treibhausgasminderungspotenzial	31
Tab. 21: Kenngrößen Versorgungsgebiete	32
Tab. 22: Wärmebilanz Nahwärmeversorgung Kalkhorst (Anschlussgrad 80%)	40
Tab. 23: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Nahwärme Kalkhorst (Anschlussgrad 80%)	41
Tab. 24: Investitionsschätzung und Förderung Nahwärme Kalkhorst (Anschlussgrad 80%)	42
Tab. 25: Wärmegestehungskosten Nahwärme Kalkhorst	43
Tab. 26: Wärmebilanz Nahwärmeversorgung Elmenhorst (Anschlussgrad 80%)	46
Tab. 27: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Nahwärme Elmenhorst (Anschlussgrad 80%)	47
Tab. 28: Investitionsschätzung und Förderung Nahwärme Elmenhorst (Anschlussgrad 80%)	49
Tab. 29: Wärmegestehungskosten Nahwärme Elmenhorst	50
Tab. 26: Wärmebilanz Nahwärmeversorgung Groß Schwansee (Anschlussgrad 80%)	52
Tab. 27: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Nahwärme Groß Schwansee (Anschlussgrad 80%)	53
Tab. 28: Investitionsschätzung und Förderung Nahwärme Groß Schwansee (Anschlussgrad 80%)	55
Tab. 29: Wärmegestehungskosten Nahwärme Groß Schwansee	56
Tab. 26: Wärmebilanz Nahwärmeversorgung Warnkenhagen (Anschlussgrad 80%)	58
Tab. 27: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Nahwärme Warnkenhagen (Anschlussgrad 80%)	59
Tab. 28: Investitionsschätzung und Förderung Nahwärme Warnkenhagen (Anschlussgrad 80%)	61
Tab. 29: Wärmegestehungskosten Nahwärme Warnkenhagen	62
Tab. 39: Kennwerte Typ-Gebäude	69
Tab. 40: Kennwerte Heizölkessel	70

Thema: Machbarkeitsstudie zur nachhaltigen Energieversorgung in Kalkhorst

Projekt: T20.53

Bearbeitungsstand: 07.05.2021

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Tab. 41: Kennwerte Erdgas-Therme	70
Tab. 42: Kennwerte Erdgas-Therme + Solarthermie.....	71
Tab. 43: Kennwerte Pelletkessel.....	72
Tab. 44: Kennwerte Luft-Wasser-Wärmepumpe.....	72
Tab. 45: Variantenvergleich Versorgungsumfang.....	74
Tab. 46: Variantenvergleich Investitionskosten	75
Tab. 47: Variantenvergleich spezifische Investitionskosten	76
Tab. 48: Variantenvergleich Wärmegestehungskosten.....	77
Tab. 49: Variantenvergleich Treibhausgasemissionen.....	78

Anhänge

Anhang 1:	Karten
Anhang 2:	Fragebogen der Anwohnerbefragung
Anhang 3:	Energetisches Biomassepotenzial
Anhang 4:	Kalkulation Nahwärme Kalkhorst (Biomasse)
Anhang 5:	Kalkulation Nahwärme Kalkhorst (Biomasse + Solarthermie)
Anhang 6:	Kalkulation Nahwärme Elmenhorst (Biomasse)
Anhang 7:	Kalkulation Nahwärme Groß Schwansee (Biomasse)
Anhang 8:	Kalkulation Nahwärme Warnkenhagen (Biomasse)
Anhang 9:	Kalkulation alternativer Versorgungskonzepte

1 Hintergrund und Aufgabenstellung

Die Gemeinde Kalkhorst 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. So machen bereits heute die Kosten der Energieversorgung häufig einen Großteil der Wohnkosten privater Haushalte im ländlichen Raum aus. Gleichzeitig bietet jedoch gerade dieser Bereich durch den Einsatz regional verfügbarer, erneuerbarer Energieträger vielfach große Potenziale zum Schutz von Klima und Umwelt sowie die Möglichkeit, Wertschöpfung vor Ort zu halten. Die Bereitstellung moderner und nachhaltiger Versorgungslösungen stellt damit ein wesentliches Element zur dauerhaften Sicherung der Lebensqualität im ländlichen Raum 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 Klimaschutzbemühungen der Bundesregierung. So werden eine restriktivere Regulierung des Einsatzes konventioneller Energieträger sowie die Einführung einer wirksamen CO₂-Bepreisung aller Voraussicht nach tiefgreifende Veränderungen der Energieversorgungsstruktur nach sich ziehen.

Aufgrund der baulichen Struktur steht mittelfristig in vielen Privathaushalten in der Gemeinde eine altersbedingte Sanierung der vorhandenen Wärmeversorgungsanlagen an. Gleichzeitig sind aus lokaler Forst- und Landschaftspflege erhebliche Mengen an Restholz vorhanden, die potenziell für eine energetische Nutzung in Betracht kommt. Auch Potenziale zur Nutzung regenerativer Solar- und Windenergie zur Wärmeversorgung sind im Norden Deutschlands vielversprechend. Daher liegt der Gedanke nahe, diese Potenziale für eine zukünftige Energieversorgung der Gemeinde nutzbar zu machen.

Vor diesem Hintergrund beauftragte die Gemeinde die Durchführung einer Machbarkeitsstudie 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. Es wurde ein übergreifendes GIS-Projekt angelegt, in dem alle relevanten raumbezogenen Daten zusammengeführt werden. Die Verwendung des etablierten ESRI-Shape-Standards stellt hierbei eine problemlose Weiterverwendung in nachfolgenden Projektschritten sicher. Sämtliche in der Studie dargestellte Karten wurden auf Basis dieses GIS-Projektes erstellt.

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
- Vorhandene 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

- Energieportal Nordwestmecklenburg¹¹
- Fachkarten Erdwärmenutzung¹²

2.1.5 Naturschutzfachliche Belange

- Schutzgebiete¹³
- Geschützte Biotope¹⁴

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 Gemeinden¹⁵
- Bevölkerung, Haushalte und Familien¹⁶
- Bestand an Wohngebäuden und Wohnungen¹⁷
- Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung¹⁸
- Regionales Energiekonzept Westmecklenburg¹⁹
- Kleinräumige Bevölkerungsprognose²⁰

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 dienten 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 Know-How möglichst frühzeitig in das Vorhaben zu integrieren. Es wurden Akteure aus folgenden Bereichen kontaktiert:

- Landwirtschafts-, Forstwirtschafts- und Landschaftspflegebetriebe
- Wohnungswirtschaft
- Öffentliche Verwaltung / Liegenschaftsverwaltung

¹¹ LK NWM 01

¹² LUNG 04

¹³ LUNG 02

¹⁴ LUNG 03

¹⁵ LAiV 07

¹⁶ LAiV 08

¹⁷ LAiV 09

¹⁸ LAiV 10

¹⁹ RPV WM 02

²⁰ RPV WM 03

3 Bedarfsanalyse

In einem zweiten Schritt wurde der Energiebedarf 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 Energieportals Nordwestmecklenburg²¹, des amtlichen Liegenschaftskataster-Informationssystems (ALKIS®)²² sowie ergänzend durch die Auswertung aktueller Luftbildaufnahmen²³ wurden zunächst sämtliche energetisch relevante Gebäude im Untersuchungsgebiet kartografisch und tabellarisch erfasst. Unter ergänzender Berücksichtigung der bestehenden Bebauungspläne²⁴ sowie kartografischer Informationen zum Gebäudebestand²⁵ wurden die Gebäude hinsichtlich folgender Aspekte klassifiziert:



- Standort (Adresse)
- Gebäudegröße (Grundfläche, Höhe)
- 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...)

²¹ LK NWM 01

²² LAiV 05

²³ LAiV 02

²⁴ LAND MV 01

²⁵ LAiV 06

3.1.2 Vorläufige Energiebedarfsermittlung

Der Wärmebedarf für Heizung und Warmwasserbereitung sowie der Strombedarf im erfassten Bestand wurde in einer ersten Stufe gebäudescharf soweit verfügbar dem Bedarfskataster im Energieportal Nordwestmecklenburg²⁶ entnommen. Für dort nicht enthaltene Gebäude bzw. Werte erfolgte eine Ermittlung anhand typischer Bedarfskennwerte. 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 baurechtlicher Vorgaben (Wärmeschutz-verordnungen / Energieeinsparverordnungen), diverse publizierte Kennwerte²⁷ sowie Erfahrungswerte aus vergleichbaren Untersuchungen.

Anhand von Klimaaufzeichnungen des Deutschen Wetterdienstes²⁸ 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)²⁹ zugrunde gelegt. Die zeitliche Auflösung beträgt 24 Stunden.

3.1.3 Anwohnerbefragung

Um die Energiebedarfs- und -versorgungssituation genauer einschätzen zu können, wurde im Weiteren 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 beigelegt. Für kommunale Gebäude wurden entsprechende Informationen durch Abfrage beim Amt Klützer Winkel als zuständigem Verwaltungsträger erhoben.

3.1.4 Vor-Ort-Begehung

Auf die zunächst geplanten Vor-Ort-Begehungen von Objekten wurde in Absprache mit dem Auftraggeber aufgrund der CORONA-bedingten Einschränkungen zugunsten eines erweiterten Betrachtungsspektrums im Strom-Bereich verzichtet.

²⁶ LK NWM 01

²⁷ u.a. RECK 01, WIKI 01

²⁸ DWD 01

²⁹ BDEW 01

3.1.5 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:

- 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 Wetterdienstes³⁰ 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.

3.1.6 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 abgeschätzt. Hierbei wurden folgende typische Jahresnutzungsgrade der Wärmeerzeugung zugrunde gelegt:

- Erdgas: 0,91
- Heizöl: 0,90
- Flüssiggas: 0,91
- Holz: 0,75
- Strom (via Wärmepumpe): 3,50
- Strom (konventionell): 0,98

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.

³⁰ DWD 01

Die genutzten Emissionsfaktoren wurden den veröffentlichten Ergebnisdaten des vom Internationalen Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien (IINAS) entwickelten GEMIS-Modells³¹ entnommen.

Folgende Emissionsfaktoren wurden genutzt:

Energieträger	Bezug	Emissionsfaktor	Quelle
Erdgas	<i>Brennstoff</i>	250,0 g/kWh <i>Gemis</i>	<i>Erdgas-Hzg 100%</i>
Heizöl	<i>Brennstoff</i>	319,0 g/kWh <i>Gemis</i>	<i>Heizöl-Hzg 100%</i>
Flüssiggas	<i>Brennstoff</i>	277,0 g/kWh <i>Gemis</i>	<i>Flüssiggas-Hzg 100%</i>
Biomasse	<i>Brennstoff</i>	19,0 g/kWh <i>Gemis</i>	<i>Holz-Stücke-Hzg 100%</i>
Solarthermie	<i>Wärme</i>	36,0 g/kWh <i>Gemis</i>	<i>Solar-Kollektor Vakuum Warmwasser</i>
Strom (mix)	<i>Strom (Verbraucher)</i>	484,0 g/kWh <i>Gemis</i>	<i>Stromnetz-lokal 2020</i>

Tab. 1: Emissionsfaktoren nach GEMIS

³¹ GEMIS

3.2 Ergebnisse

3.2.1 Gebäudebestand

Im Untersuchungsgebiet wurden **insgesamt 934 Gebäude** identifiziert, die einen relevanten Energiebedarf aufweisen. Zu einem weit überwiegenden Anteil von ca. 97% sind diese dem privaten Sektor zuzuordnen. Größtenteils (93%) handelt es sich hierbei um Einfamilien- bzw. Doppelhäuser. Reihenhäuser und kleine Mehrfamilienhäuser sowie einige wenige Sonderbauten (Schule, Sporthalle) stellen einen nur kleinen Anteil dar.

Ortsteil	Anzahl				
	[-]				
	Sektor				
	privat	gewerblich	öffentlich	gesamt	
Brook	37	4	0	41	4,4%
Dönkendorf	26	0	0	26	2,8%
Elmenhorst	121	5	0	126	13,5%
Groß Schwansee	304	5	0	309	33,1%
Hohen Schönberg	62	4	0	66	7,1%
Kalkhorst	199	12	2	213	22,8%
Klein Pravtshagen	39	0	0	39	4,2%
Neuenhagen	46	0	0	46	4,9%
Warnkenhagen	67	0	1	68	7,3%
gesamt	901	30	3	934	100,0%
	96,5%	3,2%	0,3%	100,0%	

Tab. 2: Gebäudebestand nach Sektor und Ortsteil

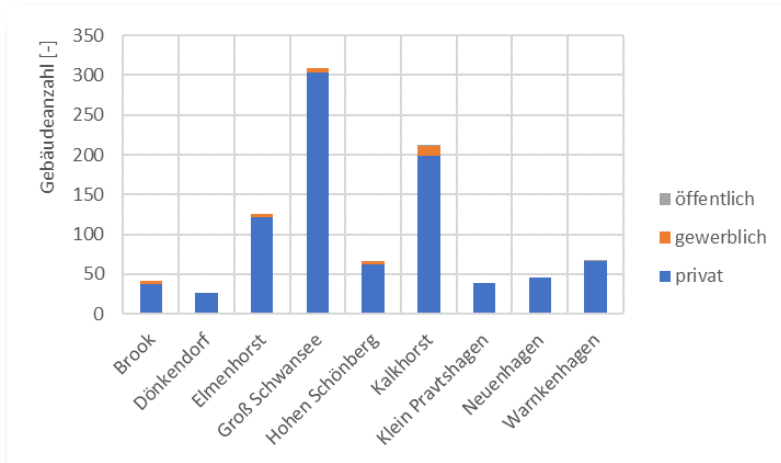


Abb. 2: Gebäudebestand nach Sektor und Ortsteil

Der beschriebene Gebäudebestand umfasst insgesamt eine **Nutzfläche von ca. 200.000 m²**. Auch hier stellt der private Sektor mit 88% den größten Anteil dar.

Ortsteil	Nutzfläche [m²]				
	Sektor				
	privat	gewerblich	öffentlich	gesamt	
Brook	7.726	1.594	0	9.320	4,7%
Dönkendorf	5.446	0	0	5.446	2,7%
Elmenhorst	30.041	2.749	0	32.790	16,4%
Groß Schwansee	48.118	10.040	0	58.158	29,1%
Hohen Schönberg	11.545	2.138	0	13.683	6,9%
Kalkhorst	39.719	2.761	3.800	46.280	23,2%
Klein Pravtshagen	7.783	0	0	7.783	3,9%
Neuenhagen	11.966	0	0	11.966	6,0%
Warnkenhagen	13.599	0	542	14.140	7,1%
gesamt	175.942	19.282	4.342	199.566	100,0%
	88,2%	9,7%	2,2%	100,0%	

Tab. 3: Nutzfläche nach Sektor und Ortsteil

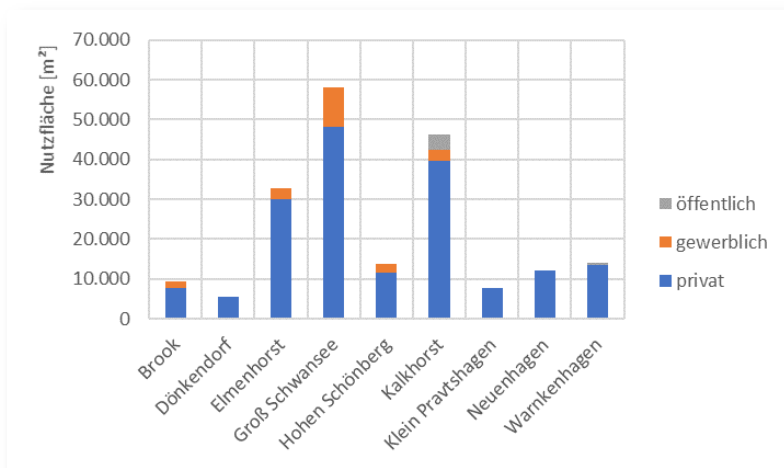


Abb. 3: Nutzfläche nach Sektor und Ortsteil

Die zahlen- und flächenmäßig größte Anteile am Gebäudebestand entfallen auf die Ortsteile Groß Schwansee (ca. 30%), Kalkhorst (ca. 23%) und Elmenhorst (ca. 15%).

3.2.2 Befragungsrücklauf

Die durchgeführte Anwohnerbefragung sowie die ergänzenden Abfragen bei Verwaltungsträgern und der Wohnungswirtschaft ergab verwertbare Rückmeldungen zu 147 der 934 erfassten Gebäude. Dies entspricht einer **Rückmeldequote von ca. 16%**.

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

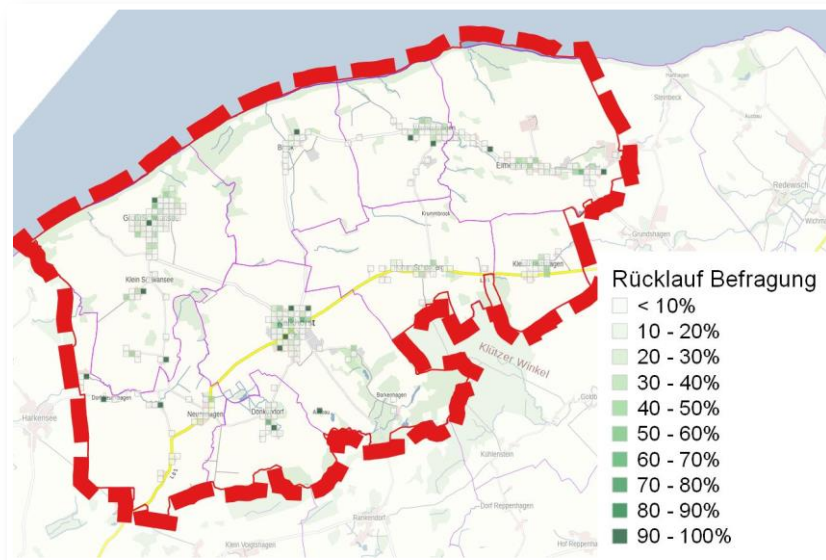


Abb. 4: Karte Rückmeldequote Befragung

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

In ca. 91% der Rückmeldungen erklärten die Befragten ein grundsätzliches Interesse, wenn teilweise auch unter Bedingungen, an der Nutzung lokaler erneuerbarer Energien. In lediglich ca. 9% der Rückmeldungen wurde kein Interesse signalisiert.

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

Ortsteil	Interesse				
	interessiert (ggf. bedingt)	nicht interessiert	keine Angabe	gesamt	
Brook	3 7,3%	0 0,0%	0 0,0%	3	7,3%
Dönkendorf	4 15,4%	1 3,8%	0 0,0%	5	20,0%
Elmenhorst	15 11,9%	2 1,6%	0 0,0%	17	13,6%
Groß Schwansee	44 14,2%	7 2,3%	0 0,0%	51	16,6%
Hohen Schönberg	5 7,6%	1 1,5%	0 0,0%	6	9,2%
Kalkhorst	40 18,8%	1 0,5%	0 0,0%	41	19,3%
Klein Prastshagen	5 12,8%	0 0,0%	0 0,0%	5	13,1%
Neuenhagen	6 13,0%	1 2,2%	0 0,0%	7	15,5%
Warnkenhagen	12 17,6%	0 0,0%	0 0,0%	12	17,9%
gesamt	134 14,3%	13 1,4%	0 0,0%	147	15,8%

Tab. 4: Rückmeldequote und Interessenlage nach Ortsteilen

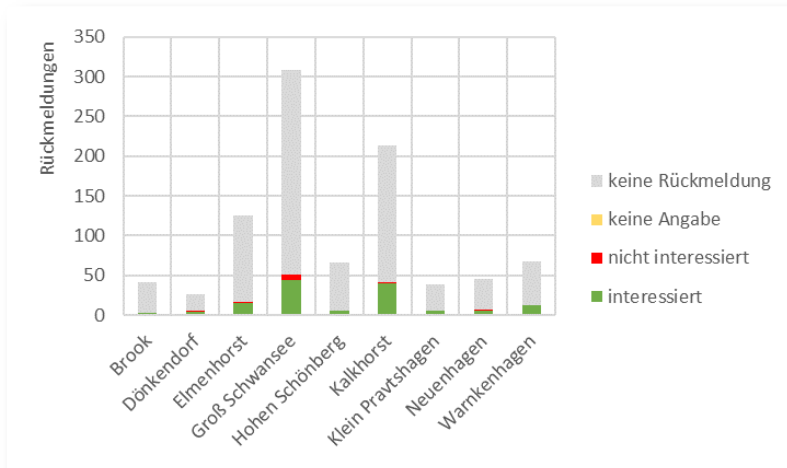


Abb. 5: Rückmeldequote und Interessenlage nach Ortsteilen

Als Bedingungen für ein Interesse wurden unter anderem genannt:

- Wirtschaftliche Attraktivität gegenüber anderen Versorgungsformen
- Nachhaltigkeit (ökologisch, sozial)
- Beteiligungsmöglichkeiten
- Natur- und Landschaftsschutz
- Ein ausreichendes Temperaturniveau bzw. Versorgungssicherheit
- Vorbehalte gegenüber Einzeltechnologien (Windenergie, Biogas)

3.2.3 Wärmebedarf

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

Ortsteil	Wärmebedarf				
	[MWh/a]				
	Sektor				
	privat	gewerblich	öffentlich	gesamt	
Brook	1.070	109	0	1.180	4,7%
Dönkendorf	721	0	0	721	2,9%
Elmenhorst	4.014	191	0	4.205	16,6%
Groß Schwansee	6.105	832	0	6.937	27,4%
Hohen Schönberg	1.507	257	0	1.765	7,0%
Kalkhorst	5.474	209	213	5.896	23,3%
Klein Pravtshagen	1.093	0	0	1.093	4,3%
Neuenhagen	1.550	0	0	1.550	6,1%
Warnkenhagen	1.914	0	19	1.933	7,6%
gesamt	23.447	1.599	233	25.279	100,0%
	92,8%	6,3%	0,9%	100,0%	

Tab. 5: Wärmebedarf nach Sektor und Ortsteil

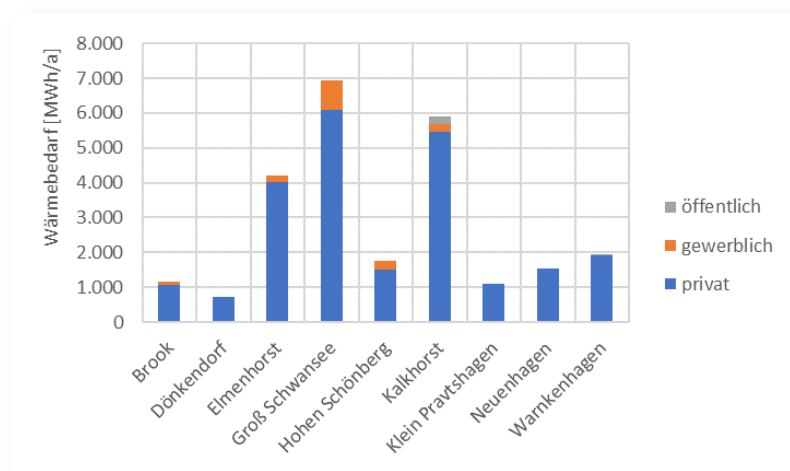


Abb. 6: Wärmebedarf nach Sektor und Ortsteil

Es wurde ein **Gesamt-Wärmebedarf von ca. 25.300 MWh/a** im Untersuchungsgebiet ermittelt. Hiervon entfallen ca. 93% 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:

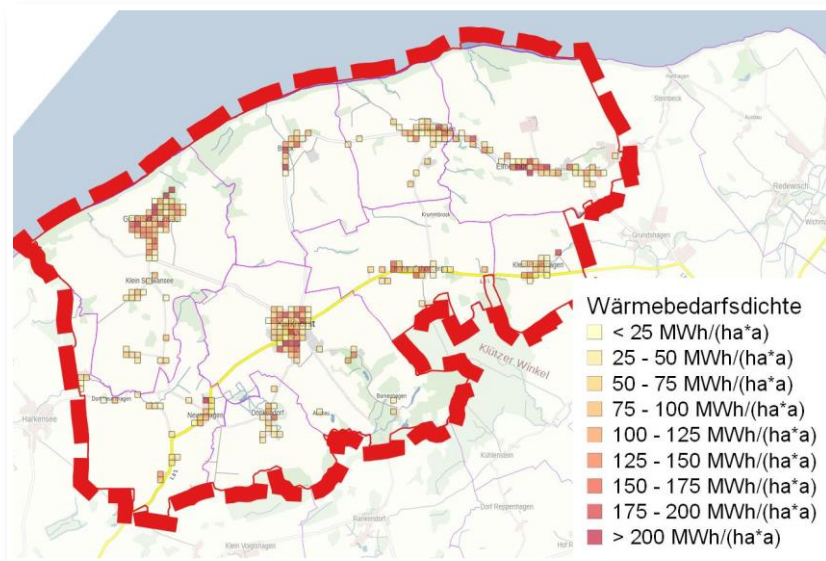


Abb. 7: Karte: Wärmebedarfsdichte

In dieser Darstellung werden bereits zusammenhängende Gebiete eines verdichteten Wärmebedarfs in den Ortsteilen Kalkhorts, Groß Schwansee und Elmenhorst 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	öffentlich		
Brook	146	98	0	0	244 5,4%
Dönkendorf	102	0	0	0	102 2,2%
Elmenhorst	563	156	0	0	719 15,8%
Groß Schwansee	911	678	0	0	1.589 34,8%
Hohen Schönberg	217	132	0	0	349 7,6%
Kalkhorst	756	123	35	0	915 20,1%
Klein Pravtshagen	145	0	0	0	145 3,2%
Neuenhagen	236	0	0	0	236 5,2%
Warnkenhagen	260	0	1	0	261 5,7%
gesamt	3.337 73,2%	1.187 26,0%	36 0,8%		4.560 100,0%

Tab. 6: Strombedarf nach Sektor und Ortsteil

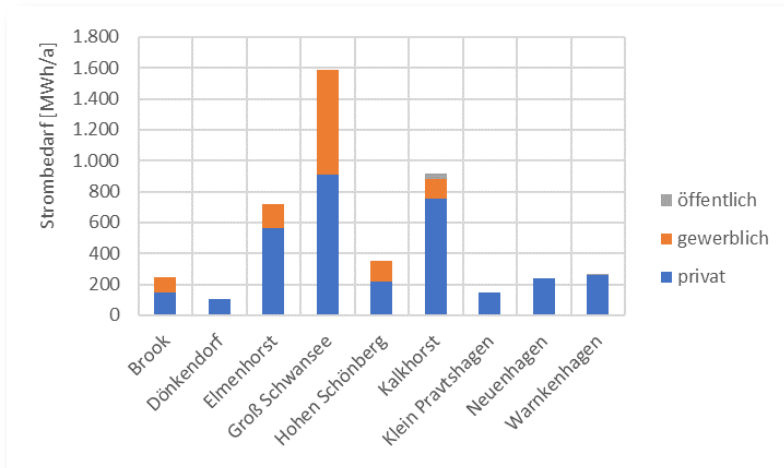


Abb. 8: Strombedarf nach Sektor und Ortsteil

Es wurde ein **Gesamt-Wärmebedarf von ca. 4.600 MWh/a** im Untersuchungsgebiet ermittelt. Hiervon entfallen ca. 73% auf die Wohnbebauung.

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.

Hinsichtlich des Endenergieträgermix zur Wärmeerzeugung wurde zwischen Ortsteilen mit und ohne Erdgasanschluss unterschieden. Die anteilige Verteilung der einzelnen Energieträger an der Wärmebereitstellung wurde entsprechend der Ergebnisse der Anwohnerbefragung abgeschätzt. Die nachfolgende Übersicht zeigt den zugrunde gelegten Mix:

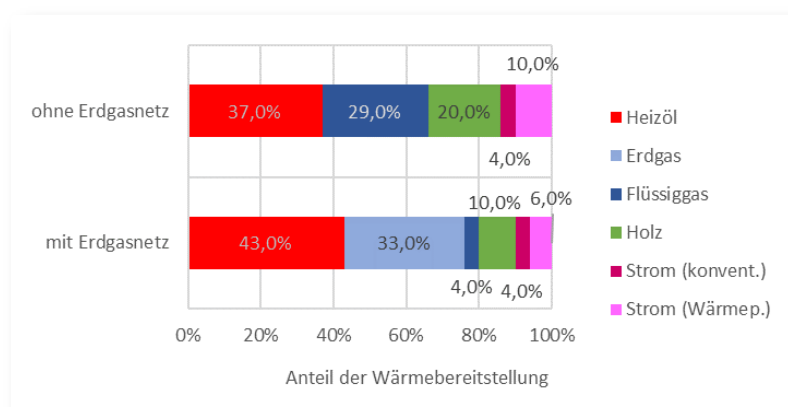


Abb. 9: Endenergieträger-Mix der Wärmebereitstellung

Für die Bereitstellung von Wärme ergibt sich insgesamt ein **Endenergiebedarf von ca. 25.900 MWh/a**. Als Endenergieträger kommt überwiegend Heizöl (44,5%) zum Einsatz, gefolgt von Erdgas (20,5%). Insbesondere in den kleineren Ortsteilen ohne Erdgasanschluss werden wesentliche Teile des Wärmebedarfs auch durch die Verbrennung von Holz in Einzelfeuerstätten bzw. gebäudezentralen Anlagen gedeckt. Daher stellt dieser Energieträger mit 18,9% den drittgrößten Verbrauchsanteil dar. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Aufteilung auf die Ortsteile im Detail:

Ortsteil	Endenergiebedarf zur Wärmebereitstellung [MWh/a]					
	Heizöl	Erdgas	Flüssiggas	Holz	Strom (Wärme)	gesamt
Brook	485	0	376	315	82	1.175
Dönkendorf	296	0	230	192	50	718
Elmenhorst	1.729	0	1.340	1.121	292	4.190
Groß Schwansee	3.314	2.516	305	925	402	7.060
Hohen Schönberg	725	0	562	471	122	1.758
Kalkhorst	2.817	2.138	259	786	342	6.000
Klein Pravtshagen	450	0	348	292	76	1.090
Neuenhagen	740	562	68	207	90	1.577
Warnkenhagen	795	0	616	515	134	1.926
gesamt	11.351	5.216	4.105	4.823	1.590	25.495
	44,5%	20,5%	16,1%	18,9%	6,2%	100,0%

Tab. 7: Endenergiebedarf der Wärmeversorgung nach Ortsteil und Energieträger

Zusätzlich zum Endenergieaufwand der Wärmeversorgung fließt auch der bereits oben dargestellte Stromverbrauch in Höhe von 4.560 MWh/a in den gesamten Endenergiebedarf mit ein. Die nachfolgende Abbildung zeigt diesen im Überblick:

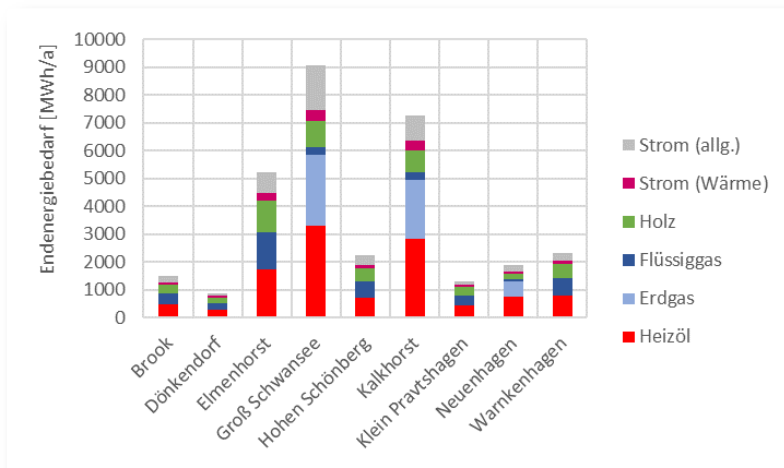


Abb. 10: Endenergiebedarf nach Ortsteil und Energieträger

Anhand der oben genannten Emissionsfaktoren wurden die **Treibhausgasemissionen der Wärmeversorgung mit insgesamt ca. 6.900 t/a CO₂-äqu.** bestimmt. Dies entspricht einem spezifischen Emissionsfaktor von **274 g/kWh CO₂-äqu. bezogen auf die Nutzwärme.** Zu über 87% werden diese durch den Einsatz von Heizöl, Erdgas und Flüssiggas verursacht. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Zusammensetzung im Einzelnen:

Ortsteil	Treibhausgasemissionen der Wärmebereitstellung [t/a]						
	Heizöl	Erdgas	Flüssiggas	Holz	Strom (Wärme)	gesamt	
Brook	155	0	104	6	40	304	4,4%
Dönkendorf	95	0	64	4	24	186	2,7%
Elmenhorst	551	0	371	21	141	1.085	15,7%
Groß Schwansee	1.057	629	84	18	195	1.983	28,6%
Hohen Schönberg	231	0	156	9	59	455	6,6%
Kalkhorst	899	535	72	15	165	1.685	24,3%
Klein Prantshagen	143	0	97	6	37	282	4,1%
Neuenhagen	236	140	19	4	43	443	6,4%
Warnkenhagen	254	0	171	10	65	499	7,2%
gesamt	3.621	1.304	1.137	92	769	6.923	100,0%
	52,3%	18,8%	16,4%	1,3%	11,1%		

Tab. 8: Treibhausgasemissionen der Wärmeversorgung nach Ortsteil und Energieträger

Hinzu kommen die **Treibhausgasemissionen der Stromversorgung** in Höhe von ca. **2.200 t/a CO₂-äqu.**, die sich wie folgt aufteilen:

<i>Ortsteil</i>	Treibhausgasemission der Strombereitstellung	
Brook	118	5,4%
Dönkendorf	49	2,2%
Elmenhorst	348	15,8%
Groß Schwansee	769	34,8%
Hohen Schönberg	169	7,6%
Kalkhorst	443	20,1%
Klein Pravtshagen	70	3,2%
Neuenhagen	114	5,2%
Warnkenhagen	126	5,7%
gesamt	2.207	100,0%

Tab. 9: Treibhausgasemissionen der Stromversorgung nach Ortsteil

Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht die Aufteilung:

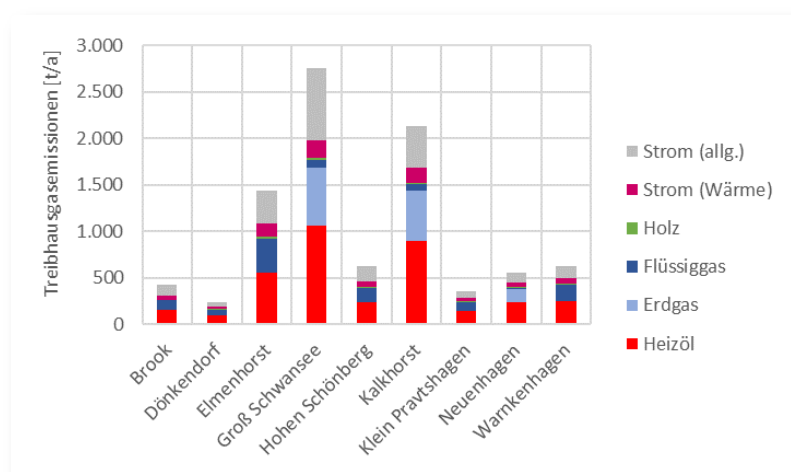


Abb. 11: Treibhausgasemissionen nach Ortsteil und Energieträger

3.3 Entwicklungsperspektive

Die oben dargestellte Energiebedarfsermittlung spiegelt den aktuellen IST-Zustand wieder. Eine perspektivische Entwicklung des Gebäudebestandes kann in der Zukunft zu veränderten Bedarfen führen. Um dies abzubilden wurde ein mittelfristiges Entwicklungsszenario erstellt. Dieses berücksichtigt folgende Faktoren:

- Konkret bekannte Zubauoptionen (B-Plan-Gebiete in Kalkhorst und Elmenhorst)
- Konkret bekannte Rückbauplanung (B-Plan-Gebiet Kalkhorst)
- Energetische Sanierung von 50% des in Frage kommenden Gebäudebestands (siehe Potenzial „Energetische Sanierung, Pkt. 4.1)

Folgende Zu- und Rückbaumengen wurden berücksichtigt:

Ortsteil	Zubau		Rückbau	
	Gebäude [-]	Nutzfläche [m²]	Gebäude [-]	Nutzfläche [m²]
Elmenhorst	11	1.276	0	0
Kalkhorst	45	5.665	1	3.348
gesamt	56	6.941	1	3.348

Tab. 10: Zu- und Rückbaumengen

Die nachfolgende Abbildung zeigt die resultierenden Strom- und Wärmebedarfe im Vergleich zum IST-Zustand.

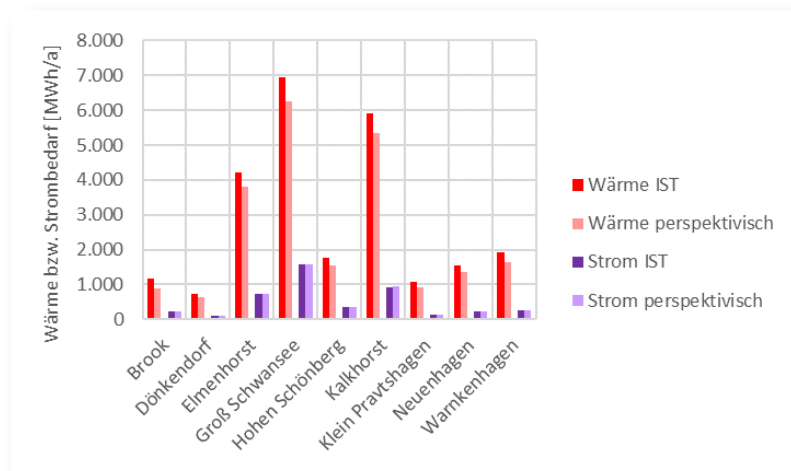


Abb. 12: Mittelfristiges Entwicklungsszenario nach Ortsteil

Es ergibt sich mittelfristig eine **Reduktion des Wärmebedarfs um ca. 11%** sowie eine **Steigerung des Strombedarfs um ca. 1,5%**. Die nachfolgenden Tabellen zeigen die Verteilung auf die Ortsteile.

	Entwicklung des Wärmebedarfs					
	Zubau [MWh/a]		Rückbau [MWh/a]		Sanierung [MWh/a]	Gesamt [MWh/a]
Brook	0	+0,0%	0	+0,0%	-298	-25,2%
Dönkendorf	0	+0,0%	0	+0,0%	-98	-13,5%
Elmenhorst	142	+3,4%	0	+0,0%	-542	-12,9%
Groß Schwansee	0	+0,0%	0	+0,0%	-679	-9,8%
Hohen Schönberg	0	+0,0%	0	+0,0%	-209	-11,9%
Kalkhorst	631	+10,7%	-448	-7,6%	-722	-12,2%
Klein Pravtshagen	0	+0,0%	0	+0,0%	-165	-15,1%
Neuenhagen	0	+0,0%	0	+0,0%	-194	-12,5%
Warnkenhagen	0	+0,0%	0	+0,0%	-286	-14,8%
gesamt	773	+3,1%	-448	-1,8%	-3.193	-12,6%

Tab. 11: Mittelfristiges Entwicklungsszenario – Wärme

	Entwicklung des Strombedarfs					
	Zubau [MWh/a]		Rückbau [MWh/a]		Gesamt [MWh/a]	
Brook	0	+0,0%	0	+0,0%	0	+0,0%
Dönkendorf	0	+0,0%	0	+0,0%	0	+0,0%
Elmenhorst	24	+3,4%	0	+0,0%	24	+3,4%
Groß Schwansee	0	+0,0%	0	+0,0%	0	+0,0%
Hohen Schönberg	0	+0,0%	0	+0,0%	0	+0,0%
Kalkhorst	108	+11,8%	-64	-7,0%	44	+4,8%
Klein Pravtshagen	0	+0,0%	0	+0,0%	0	+0,0%
Neuenhagen	0	+0,0%	0	+0,0%	0	+0,0%
Warnkenhagen	0	+0,0%	0	+0,0%	0	+0,0%
gesamt	133	+2,9%	-64	-1,4%	69	+1,5%

Tab. 12: Mittelfristiges Entwicklungsszenario – Strom

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 von Restholz aus Forstwirtschaft und Landschaftspflege
- 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 Windenergienutzung

Hinsichtlich der Erzeugung und Nutzung von Biogas wird angesichts des faktischen Zubau-Stopps aufgrund der bestehenden energiepolitischen Rahmenbedingungen lediglich das Potenzial der bestehenden Anlage ausgewertet.

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 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 6.201 MWh/a**. Dies entspricht **24,5%** des bestehenden Wärmebedarfs.

Bei ansonsten gleichbleibender Versorgungsstruktur bedeutet dies eine Verminderung der Treibhausgasemissionen der Wärmeversorgung um 1.692 t/a (24,4%). Die nachfolgenden Übersichten zeigen die Ergebnisse im Überblick.

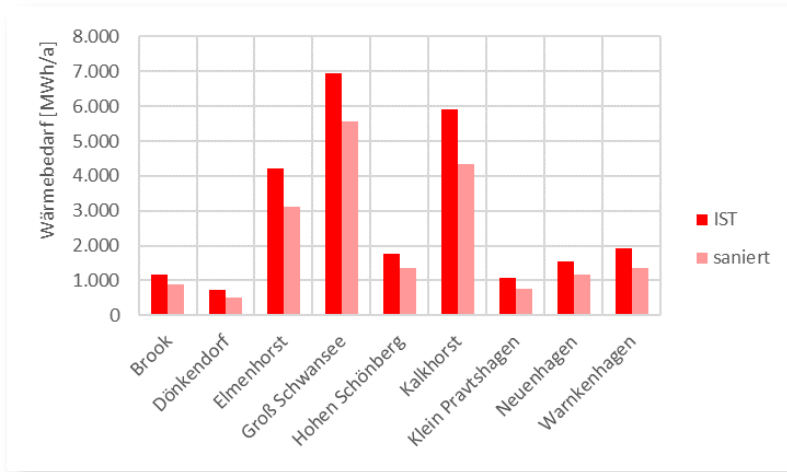


Abb. 13: Wärme-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil

	Wärme-Einsparpotenzial Gebäudesanierung					
	privat [MWh/a]		gewerblich [MWh/a]		öffentlich [MWh/a]	gesamt [MWh/a]
Brook	-298	-27,8%	0	0,0%	0	-298 -25,2%
Dönkendorf	-195	-27,1%	0		0	-195 -27,1%
Elmenhorst	-1.081	-26,9%	-3	-1,5%	0	-1.084 -25,8%
Groß Schwansee	-1.322	-21,7%	-37	-4,4%	0	-1.359 -19,6%
Hohen Schönberg	-368	-24,4%	-50	-19,6%	0	-419 -23,7%
Kalkhorst	-1.537	-28,1%	-20	-9,5%	0 0,0%	-1.557 -26,4%
Klein Pravtshagen	-330	-30,2%	0		0	-330 -30,2%
Neuenhagen	-388	-25,0%	0		0	-388 -25,0%
Warnkenhagen	-572	-29,9%	0		0 0,0%	-572 -29,6%
gesamt	-6.091	-26,0%	-110	-6,9%	0 0,0%	-6.201 -24,5%

Tab. 13: Wärme-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil und Sektor

	THG-Einsparpotenzial Gebäudesanierung [t/a]	
Brook	-77	-25,2%
Dönkendorf	-50	-27,1%
Elmenhorst	-280	-25,8%
Groß Schwansee	-388	-19,6%
Hohen Schönberg	-108	-23,7%
Kalkhorst	-445	-26,4%
Klein Pravtshagen	-85	-30,2%
Neuenhagen	-111	-25,0%
Warnkenhagen	-148	-29,6%
gesamt	-1.692	-24,4%

Tab. 14: THG-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil

4.2 Energetische Biomassenutzung

Untersucht wurde das Potenzial einer Wärme- und / oder Stromnutzung lokal verfügbarer biogener Reststoffe aus Land- und Forstwirtschaft. 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 Bodennutzungsarten³²
- Anbaustatistiken des Statistischen Amtes MV³³
- Diverse publizierte Daten zu spezifischen Erträgen und Brennstoffeigenschaften, u.a. bereitgestellt durch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR)^{34, 35}
- Gespräche mit lokal tätigen Landwirtschaftsbetrieben (aufgrund geringer Resonanz nur eingeschränkt aussagekräftig)

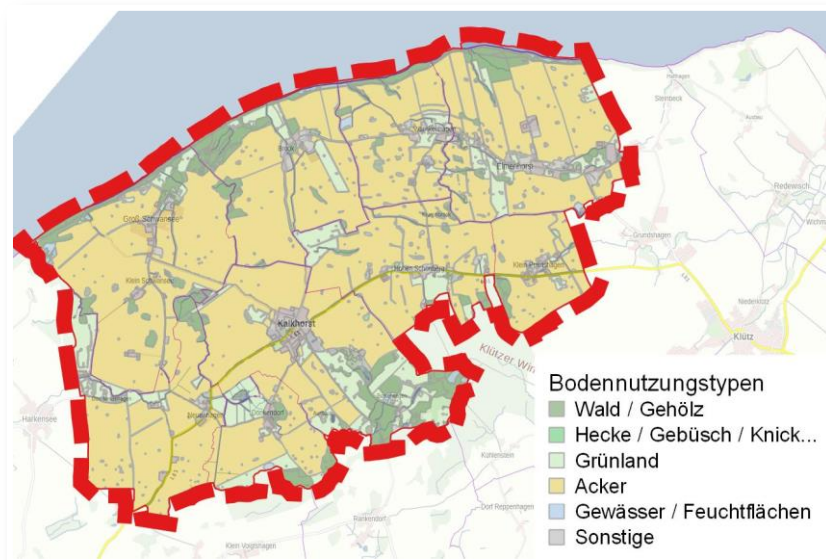


Abb. 14: Karte Bodennutzungsarten

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:

³² LUNG 03

³³ LAiV 10

³⁴ FNR01], [FNR02

³⁵ [BWS 01]

- 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

Da unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen der Neubau von Biogasanlagen bis auf wenige spezielle Nischenanwendungen praktisch nicht stattfindet, wurde auf die weiterführende Betrachtung dieser Technologie an dieser Stelle verzichtet. Allerdings werden die energetischen Potenziale der bestehenden Biogasanlage in Kalkhorst mit aufgeführt.

Untersuchte Stoffgruppen

Waldrestholz (WRH)

- Rest- und Kronenhölzer, die im Rahmen der Forstbewirtschaftung anfallen
- Flächenbezug: Forstfläche im Gemeindegebiet abzgl. Flächen in Naturschutzgebieten
- Aufkommen laut Ansätzen der FNR

Landschaftspflegeholz (LPH)

- Restholz aus der Landschaftspflege, insb. Heckenschnitt
- Flächenbezug: Hecken, Gebüsche usw. im Gemeindegebiet
- Aufkommen laut Ansätzen der FNR

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% (lokale Praxis zwecks Bodenwerterhalt)

Landschaftspflegeheu (HEU)

- Heu aus der Grünlandpflege
- Flächenbezug: 50% der Grünlandfläche
(Nutzungskonkurrenzen zur Futtergewinnung / Weidewirtschaft)
- Aufkommen laut Ansätzen der FNR

Tierische Reststoffe

Energetisch nutzbare Reststoffe aus der Tierhaltung fallen nach Aussagen lokal tätiger Landwirtschaftsbetriebe nur in geringem Umfang und saisonal schwankend im Gemeindegebiet an.

Eine weitere Betrachtung unterbleibt daher.

Energetisches Potenzial und Treibhausgasminderungspotenzial

Durch den Einsatz der untersuchten Biomassegruppen zur Energiegewinnung ergibt sich, je nach Szenario, ein energetisches Potenzial von bis zu ca. **20.400 MWh/a Wärme** und bis zu ca. **3.000 MWh/a Strom**. Dies entspricht ca. **80% des vorliegenden Wärmebedarfs** bzw. **66% des Strombedarfs**. Hierbei sind die bereits zur Wärmeversorgung genutzten Holzmengen berücksichtigt.

Hinzu kommt ein abgeschätztes Potenzial der Biogasanlage von ca. 1.200 MWh/a Wärme und 1.680 MWh/a Strom. Inwiefern diese allerdings tatsächlich zur Verfügung stehen, konnte im Zuge der Akteursbefragung jedoch nicht genauer verifiziert werden.

	IST		Szenario 1		Szenario 2	
	Wärme [MWh/a]	Strom [MWh/a]	Wärme [MWh/a]	Strom [MWh/a]	Wärme [MWh/a]	Strom [MWh/a]
Bedarf gesamt	25.279	4.560				
Waldresholz WRH	3.618		754		713	41
Landschaftspflegeholz LPH			4.498		4.257	247
Getreidestroh STROH			11.619		9.855	2.100
Landschaftspflegeheu HEU			3.528		2.992	638
Summe			20.399	0	17.818	3.026
zzgl. Bestands-BGA			1.200	1.680	1.200	1.680

Tab. 15: Energetisches Potenzial Biomasse

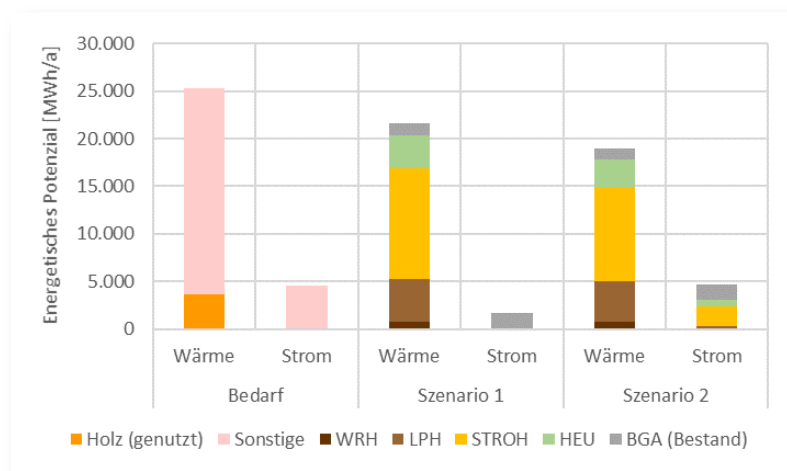


Abb. 15: Energetisches Potenzial Biomasse

Bezogen auf die in der Bedarfsanalyse dargestellte Versorgungsstruktur im Untersuchungsgebiet ergibt sich hieraus ein **Treibhausgasminderungspotenzial** von je nach Szenario ca. **4.800 bis 5.500 t/a bzw. 53 bis 60%**.

	Emissionen			Treibhausgas-Minderungspotenzial					
	IST			Szenario 1			Szenario 2		
	Wärme [t/a]	Strom [ta]	gesamt [t/a]	Wärme [t/a]	Strom [ta]	gesamt [t/a]	Wärme [t/a]	Strom [t/a]	gesamt [t/a]
Emissionen verbleibend	6.923	2.207	9.130	2.081	2.207	4.288	2.785	815	3.600
Waldresholz WRH				-65		-65	-54	-19	-73
Landschaftspflegeholz LPH				-386		-386	-323	-110	-433
Getreidestroh STROH				-3.368		-3.368	-2.885	-969	-3.854
Landschaftspflegeheu HEU				-1.023		-1.023	-876	-294	-1.170
Einsparung gesamt				-4.842		-4.842	-4.138	-1.392	-5.530
				-69,9%	0,0%	-53,0%	-59,8%	-63,1%	-60,6%

Tab. 16: Treibhausgasminderungspotenzial Biomasse

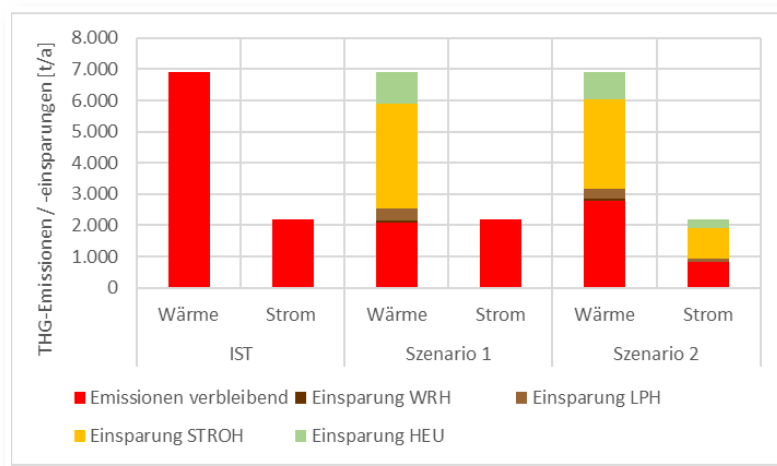


Abb. 16: Treibhausgasminderungspotenzial Biomasse

4.3 Photovoltaik-Freiflächenanlagen

Untersucht wurde das Potenzial einer Stromnutzung von Solarenergie (Photovoltaik) auf Freiflächen. Der Auswahl geeigneter Flächen liegen die Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zugrunde. Dieses nennt insbesondere folgende zulässige Flächen:

- Flächen entlang von Schienenwegen oder Autobahnen in einem Abstand von 220 m
- Konversionsflächen mit Belastungen aus vormaliger Nutzung

Entsprechende Flächen konnten im Untersuchungsgebiet nicht identifiziert werden. Dem entsprechend wird kein Potenzial für eine PV-Freiflächenutzung ausgewiesen.

Dies bedeutet jedoch nicht, dass die Errichtung entsprechender Anlagen grundsätzlich ausgeschlossen ist. Allerdings besteht außerhalb der genannten Flächenkulisse kein Anspruch auf Vergütung nach den Regelungen des EEG, sodass ggf. alternative Vermarktungswege für den erzeugten Strom erforderlich wären. Angesichts der allgemein hochwertigen Böden im Untersuchungsgebiet sind entsprechende Interessen eher unwahrscheinlich.

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 Energieportals Nordwestmecklenburg³⁶
- Kartenmaterial des amtlichen Liegenschaftskataster-Informationssystems (ALKIS)³⁷
- Luftbildaufnahmen³⁸
- Daten des Marktstammdatenregisters³⁹
- Ergebnisse der Anwohnerbefragung

Ansätze und Szenarien

Als potenziell geeignet wurden folgende Dachflächen identifiziert:

- Im Energieportal als „gut“ oder „sehr gut“ geeignet deklarierte Dachflächen
- Ergänzend soweit nicht im Energieportal enthalten: Flächen mit Ausrichtungen Ost / Süd / West

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 entsprechend der Angaben im Energieportal 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.

³⁶ LK NWM 01

³⁷ LAiV 05

³⁸ LAiV 02

³⁹ BNA 01

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

- 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 Markstammdatenregister sind im Untersuchungsgebiet bereits 25 Photovoltaik-Aufdachanlagen mit einer Gesamtleistung von 241 kWp installiert. Dies entspricht einem Jahresertrag von ca. 186 MWh Strom.

Energetisches Potenzial und Treibhausgasminderungspotenzial

Durch den Ausbau der Aufdach-Solarenergienutzung ergibt sich, je nach Szenario, ein energetisches Potenzial von bis zu ca. **2.400 MWh/a Wärme** und bis zu ca. **8.000 MWh/a Strom**. Dies entspricht ca. **10% des vorliegenden Wärmebedarfs** bzw. **176% des Strombedarfs**.

Das **Treibhausgasminderungspotenzial beträgt ca. 40%**.

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

	Szenario 1						Szenario 2		
	Photovoltaik			Solarthermie			Photovoltaik		
	Fläche [m²]	Inst. Leistg. [kWp]	Ertrag [MWh/a]	Fläche [m²]	Inst. Leistg. [MWh/a]	Ertrag	Fläche [m²]	Inst. Leistg. [kWp]	Ertrag [MWh/a]
Brook	4.796	624	491	588	130	11,1%	5.800	754	590
Dönkendorf	1.101	143	110	258	55	7,6%	1.516	197	151
Elmenhorst	20.309	2.640	2.017	1.821	403	9,6%	23.233	3.020	2.308
Groß Schwansee	3.729	485	374	2.621	587	8,5%	7.574	985	759
Hohen Schönberg	3.838	499	385	847	191	10,8%	5.294	688	529
Kalkhorst	20.006	2.601	2.003	2.649	599	10,2%	24.915	3.239	2.488
Klein Pravtshagen	1.494	194	151	453	104	9,5%	2.326	302	234
Neuenhagen	2.272	295	230	662	150	9,7%	3.416	444	345
Warnkenhagen	4.686	609	469	916	208	10,7%	6.222	809	622
gesamt	62.231	8.090	6.229	10.814	2.427	9,6%	80.296	10.438	8.026

Tab. 17: Energetisches Potenzial solarer Aufdachanlagen nach Ortsteil

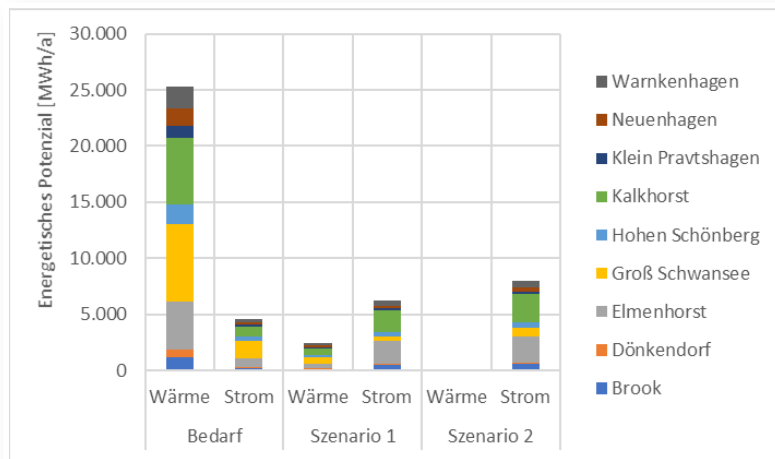


Abb. 17: Energetisches Potenzial solarer Aufdachanlagen nach Ortsteil

	Emissionen			Treibhausgas-Minderungspotenzial					
	Wärme [t/a]	Strom [t/a]	gesamt [t/a]	Wärme [t/a]	Strom [t/a]	gesamt [t/a]	Wärme [t/a]	Strom [t/a]	gesamt [t/a]
Emissionen verbleibend	6.923	2.207	9.130	6.218	-652	5.566	6.923	-1.477	5.446
Solare Aufdachanlagen SOLAD		-81	-81	-705	-2.859	-3.564	0	-3.684	-3.684
Einsparung gesamt				-705	-2.859	-3.564	0	-3.684	-3.684
				-10,2%	-129,6%	-39,0%	0,0%	-166,9%	-40,3%

Tab. 18: Treibhausgasminderungspotenzial solarer Aufdachanlagen

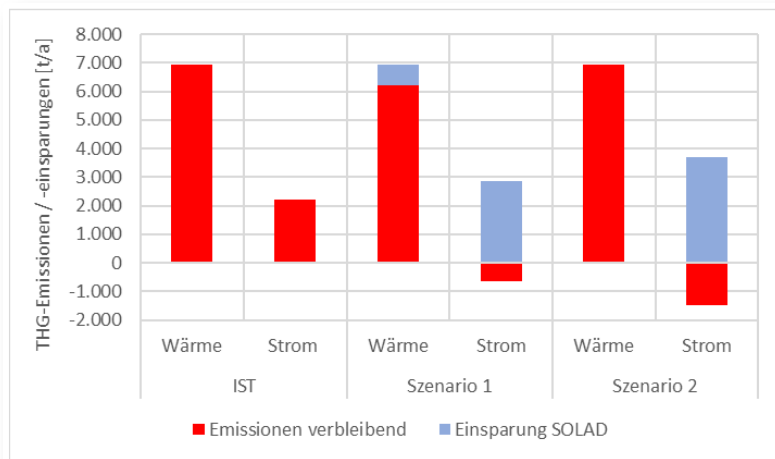


Abb. 18: Treibhausgasminderungspotenzial solarer Aufdachanlagen

4.5 Windenergienutzung

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

Laut Marktstammdatenregister sind derzeit im Untersuchungsgebiet 2 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 1.200 kW in Betrieb. Diese liefern einen jährlichen Stromertrag von ca. 1.920 MWh/a.

Für beide Anlagen ist jedoch der Vergütungszeitraum nach Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG) abgelaufen. Ein Ersatz der bestehenden Anlagen (Repowering) ist nicht zu erwarten, insbesondere da die derzeit geltenden Abstandskriterien zur Wohnbebauung in diesem Fall nicht eingehalten werden könnten. Insofern ist davon auszugehen, dass auch diese beiden Windkraftanlagen in absehbarer Zeit außer Betrieb gehen werden.

Ein Potenzial für die Windenergienutzung konnte insofern im Untersuchungsgebiet nicht identifiziert werden.

4.6 Zusammenfassung

Wie die vorangestellten Untersuchungen zeigten, bestehen nennenswerte Potenziale zur Nutzung lokal verfügbarer erneuerbarer Energieträger insbesondere im Bereich der energetischen Biomassennutzung sowie der Aufdach-Solarenergienutzung. Darüber hinaus bestehen erhebliche Potenziale zur Reduktion des Wärmebedarfs durch energetische Gebäudesanierung.

Die genannten Potenziale belaufen sich insgesamt je nach Szenario auf bis zu 115% des bestehenden Wärmebedarfs und bis zu 176% des Strombedarfs. Rechnerisch ließe sich somit der gesamte lokale Energiebedarf im Gebäudesektor aus den genannten Potenzialen decken. Darüber bestünde ein rechnerischer Energieüberschuss, der ggf. außerhalb des Untersuchungsgebiets genutzt werden könnte.

	Szenario 1		Szenario 2	
	Wärme [MWh/a]	Strom [MWh/a]	Wärme [MWh/a]	Strom [MWh/a]
Bedarf IST	25.279 100,0%	4.560 100,0%	25.279 100,0%	4.560 100,0%
Potenzial Sanierung	-6.201 -24,5%	0,0%	-6.201 -24,5%	0,0%
Bedarf saniert	19.077 75,5%	4.560 100,0%	19.077 75,5%	4.560 100,0%
Potenzial Biomasse	20.399 80,7%	0 0,0%	17.818 70,5%	3.026 66,4%
Potenzial Solar Aufdach	2.427 9,6%	6.229 136,6%	0 0,0%	8.026 176,0%

Tab. 19: Zusammenfassung energetische Potenziale

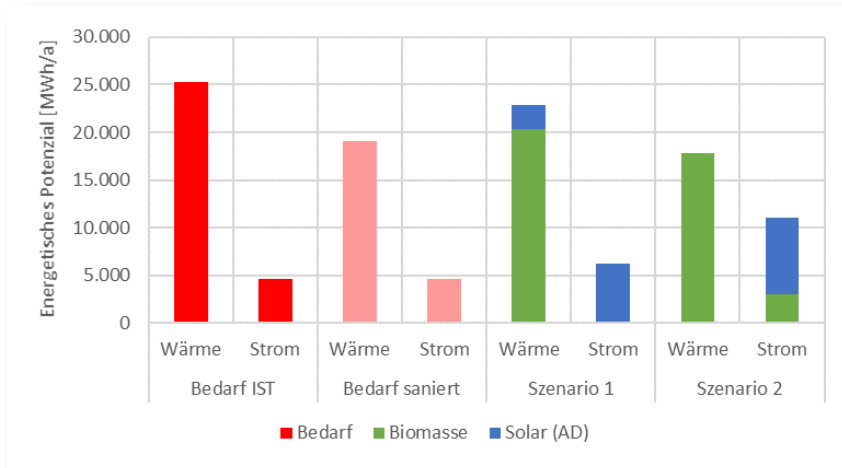


Abb. 19: Zusammenfassung energetische Potenziale

Die genannten Potenziale gehen rechnerisch mit einem Treibhausgas-Minderungspotenzial von je nach Szenario bis zu 120% einher.

	Szenario 1			Szenario 2		
	Wärme [t/a]	Strom [t/a]	gesamt [t/a]	Wärme [t/a]	Strom [t/a]	gesamt [t/a]
Emissionen IST	6.923 100,0%	2.207 100,0%	9.130 100,0%	6.923 100,0%	2.207 100,0%	9.130 100,0%
Potenzial Sanierung	-1.692 -24,4%	0 0,0%	-1.692 -18,5%	-1.692 -24,4%	0 0,0%	-1.692 -18,5%
Potenzial Biomasse	-4.842 -69,9%	0 0,0%	-4.842 -53,0%	-4.138 -59,8%	-1.392 -63,1%	-5.530 -60,6%
Potenzial Solar Aufdach	-705 -10,2%	-2.859 -129,6%	-3.564 -39,0%	0 0,0%	-3.684 -166,9%	-3.684 -40,3%

Tab. 20: Zusammenfassung Treibhausgasminderungspotenzial

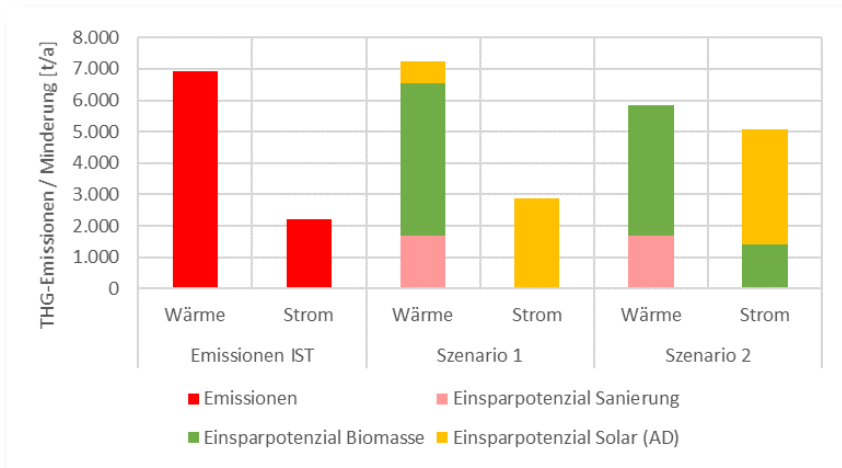


Abb. 20: Zusammenfassung Treibhausgasminderungspotenzial

5 Konzeption einer netzgebundenen Wärmeversorgung auf Biomasse-Basis

Aufbauend auf der vorangestellten Wärmebedarfs- und Potenzialanalyse wurden in Abstimmung mit dem Auftraggeber in Frage kommende Versorgungsgebiete und Anlagenstandorte für biomassebasierte, netzgebundene Wärmeversorgungs-lösungen identifiziert. Im Anschluss wurden für diese Gebiete jeweils geeignete Versorgungslösungen konzipiert. Hierfür wurden die jeweiligen Hauptkomponenten 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. 120 MWh/(ha*a)).

Weitere wesentliche Faktoren waren die bestehende lokale Versorgungsstruktur sowie ggf. bereits in Betracht kommende Anlagenstandorte.

In Abstimmung mit dem Auftraggeber wurden unter Berücksichtigung der genannten Faktoren in folgenden Ortsteilen in Frage kommende Gebiete für eine Nahwärmeversorgung identifiziert:

- Kalkhorst
(B-Plan-Entwurf Nr. 14, Schule, Kegelbahn, umliegende Wohngebäude, Straße „Am Mühlenberg“)
- Elmenhorst
(Kernbereich mit Dorfstraße, Dorfplatz, Birkenweg und Zur Steilküste, B-Plan-Entwurf)
- Groß Schwansee
(Seeweg, Buchenweg, Strandweg, Lindenstraße - nördl. Teil)
- Warnkenhagen
(Kernbereich mit Dorfstraße und Hohenschönberger Weg)

Die gewählten Gebiete können durch folgende Abnehmerstruktur beschrieben werden:

	Gebäude	Wärmebedarf	Auslegungsleistung
Kalkhorst	84	2.350 MWh/a	1.121 kW
Elmenhorst	75	2.514 MWh/a	1.200 kW
Groß Schwansee	64	1.665 MWh/a	790 kW
Warnkenhagen	35	988 MWh/a	467 kW

Tab. 21: Kenngrößen Versorgungsgebiete

5.2 Funktionale Konzeption

Brennstoffgruppen

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. Im Rahmen der Befragung lokaler Akteure wurde auch dieser Themenkomplex angesprochen. Insgesamt erbrachte dies jedoch aufgrund geringer Beteiligung kaum belastbare Ergebnisse.

Aus diesem Grund werden in der Folge Versorgungslösungen auf Basis von holzartiger Biomasse dargestellt und kalkuliert. Nichts desto trotz wäre für die genannten Standorte angesichts der ermittelten Potenziale 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.

Überblick

Die konzipierten Wärmeversorgungs-lösungen basieren jeweils auf einer Holz-Hackschnitzelfeuerung in Kombination mit einem Erdgas-Brennwertkessel. Die wesentlichen Komponenten sind in der folgenden Übersicht zusammengestellt:

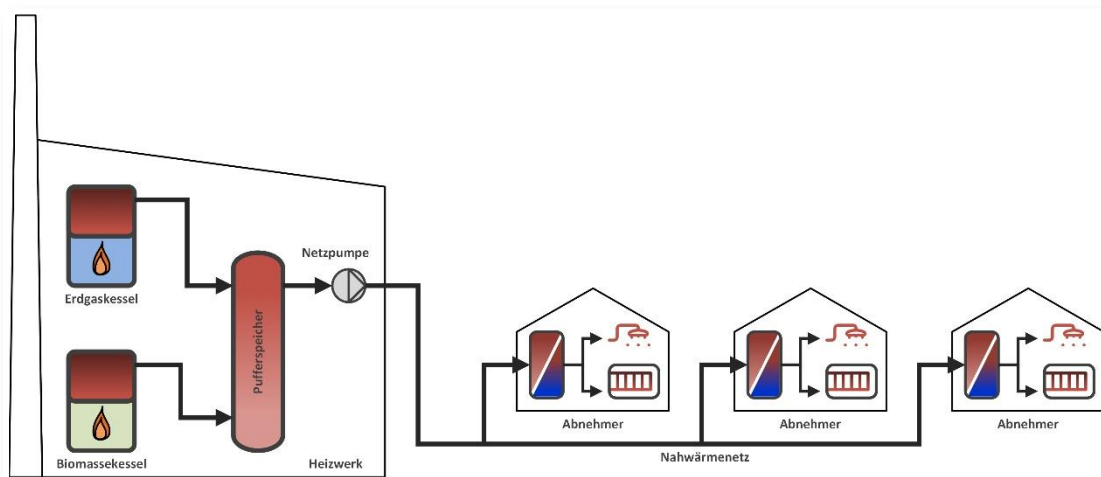


Abb. 21: Übersicht funktionale Konzeption

Heizzentrale

Die Wärmeerzeugung 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 u.a. in folgenden Bereichen:



Abb. 22: 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.

Exemplarisch wurde für einen 400 kW-Biomassekessel eine Heizzentrale zur Aufnahme der Versorgungsanlagen konzipiert. Diese besteht aus einem Maschinenhaus mit einer Grundfläche von ca. 81 m² sowie einem Hackschnitzelbunker mit einer Grundfläche von ca. 37 m² zzgl. Wartungs- und Zugangswegen.

Im Leistungsbereich bis ca. 1.000 kW ist der grundsätzliche Aufbau der Heizzentrale vergleichbar. Je nach Leistung der Kesselanlage und Logistikkonzept können die Abmessungen des Bunkers sowie in geringerem Maße des Kesselhauses variieren.

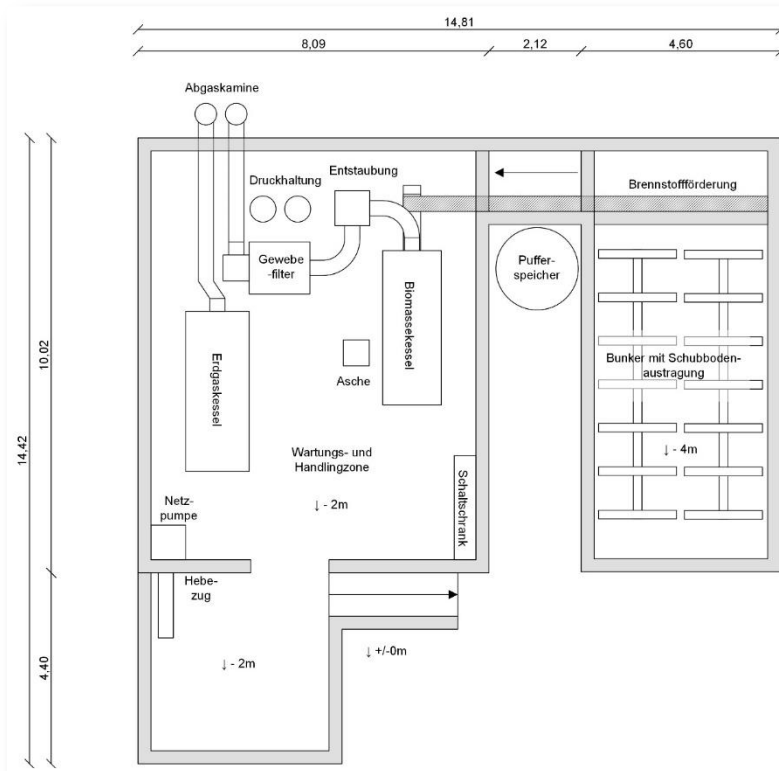


Abb. 23: Raumkonzept Heizzentrale

Brennstoffanlieferung

Um ein problemloses Abschütten der Hackschnitzel bei kompakten Baumaßen zu ermöglichen, befindet sich die Bunkersohle ca. 4 m unter Geländeoberkante (GOK). Als oberer Abschluss ist ein elektrisch bzw. hydraulisch öffnender Silodeckel auf einer 0,5 m hohen Aufkantung vorgesehen.



Abb. 24: Brennstoffanlieferung

Zur Vermeidung allzu großer Steigungswinkel und Längen der Brennstoffförderung wird auch das Maschinenhaus mit einem Bodenniveau von ca. 2 m unter GOK teilweise im Tiefbau vorgesehen. Insgesamt wird im Maschinenhaus eine lichte Raumhöhe von ca. 5 m benötigt.

Die Konzeption geht von einer Brennstoffbelieferung per Schüttgut-LKW, z.B. 2 x 40 m³ Abrollcontainer (Hakenlift-Kipper), aus. Das Abschütten erfolgt längsseitig in den Bunker.

Um ein unnötig großes Bauvolumen zu vermeiden ist die Aufstellung des Pufferspeichers im Außenbereich vorgesehen.

Feuerungstechnik

Der Grundwärmebedarf sowie der Mittellastbereich 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. 25: Holz-Hackschnitzelkessel

Hinsichtlich der Feuerungstechnologie existiert eine große Bandbreite. Ausschlaggebend 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. 26: Pufferspeicher

Für die Abdeckung von Lastspitzen und aus Redundanzgründen wird zusätzlich ein **Erdgas- bzw. Flüssiggas-Brennwertkessel** eingeplant. Um eine vollständige Redundanz sicherzustellen wird dieser auf den maximal ab Heizwerk zu erwartenden Leistungsbedarf ausgelegt.

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

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. 27: 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. 28: 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.

5.3 Versorgungsgebiet Kalkhorst

Das Versorgungsgebiet umfasst den Bereich des in Aufstellung befindlichen Bebauungsplans Nr. 14 der Gemeinde Kalkhorst einschließlich der umliegenden größeren Wohngebäude, den Straßenzug „Am Mühlberg“ sowie die Schule, die Kegelbahn und anliegende Bestandsgebäude. Insgesamt sind dies 84 Gebäude.

Für das B-Plan-Gebiet wurde eine exemplarische, dem Satzungsentwurf entsprechende, Bebauung zugrunde gelegt.

5.3.1 Räumliche Konzeption

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

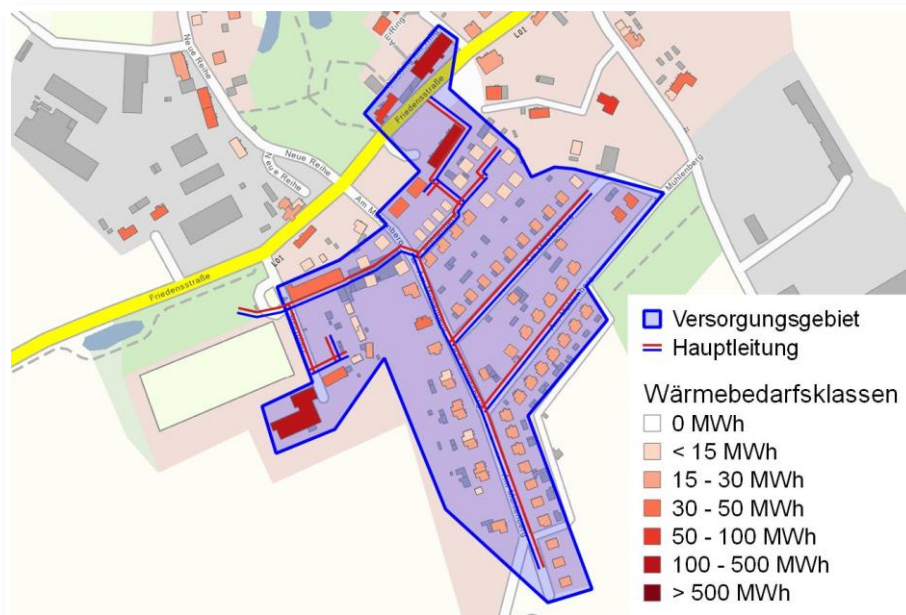


Abb. 29: Karte Versorgungsgebiet Kalkhorst

In Abstimmung mit dem Auftraggeber wurde als möglicher Standort für eine Heizzentrale die Grünfläche westlich der Buswendescheife an der Schule festgelegt

5.3.2 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

- Feuerungstyp: Vorschubrostfeuerung mit Rauchrohrkessel
- Nennleistung: 400 kW
- Jahresnutzungsgrad: 0,85

Gaskessel

- Nennleistung: 800 kW
- Jahresnutzungsgrad: 0,95

Pufferspeicher

- Volumen: 12 m³
- Dauerhaft witterungsbeständige Ausführung und Isolierung

Netzpumpe

- Auslegungs-Volumenstrom: 30 m³/h
- Auslegungs-Förderhöhe: 20 m
- Regelmodus: dp-v

Wärmenetz

- Trassenlänge: 2.300 m
 - davon Hauptleitung: 1.295 m
 - davon Anschlussleitung: 1.005 m
- Max. Querschnitt: DN 80
- Mittl. Querschnitt: DN 40
- Wärmebelegung: 817 kWh/(trm*a)

Hausanschlüsse

- Anzahl: 67
- Summe Anschlussleistung: 897 kW

Detailliertere Informationen zur Auslegung sind im Anhang aufgeführt.

5.3.3 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 1.879 MWh an Nutzwärme. Diese werden über das Nahwärmenetz zu 96,9% aus Biomasse und zu 3,1% aus Erdgas bereitgestellt. Die Netzverluste betragen dabei ca. 9,4%.

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

	Leistung	Wärme
Bedarf frei Abnehmer	897 kW	1.879 MWh/a 90,6%
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,811	
Verluste	22,1 kW	194 MWh/a 9,4%
Netz	21,4 kW	187 MWh/a
Speicher	0,8 kW	7 MWh/a
Summe Bedarf	749 kW 100,0%	2.074 MWh/a 100,0%
Summe Erzeugung	1.200 kW 160,1%	2.074 MWh/a 100,0%
Biomasse-Kessel	400 kW 53,4%	2.009 MWh/a 96,9%
Erdgaskessel	800 kW 106,8%	64 MWh/a 3,1%

Tab. 22: Wärmebilanz Nahwärmeversorgung Kalkhorst (Anschlussgrad 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.

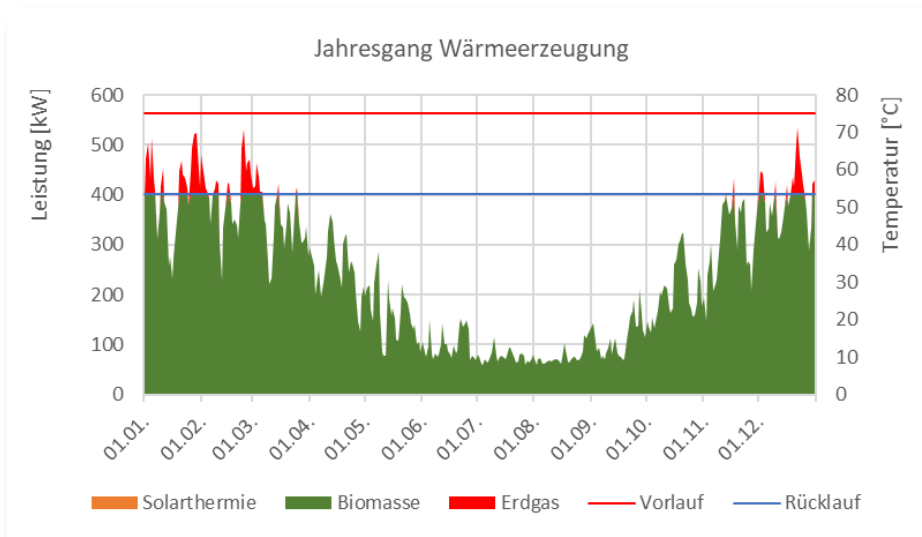


Abb. 30: Jahresgang Nahwärmeversorgung Kalkhorst (Anschlussgrad 80%)

Endenergie- und Treibhausgasbilanz

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

	Endenergie	Emissionsfaktor	THG-Emissionen
Holz-Hackschnitzel	2.364 MWh/a 2.781 sm ³ /a	19 g/kWh	44,9 t/a
Erdgas	68 MWh/a	250 g/kWh	16,9 t/a
Strom (Hilfsenergie)	22.499 kWh/a	484 g/kWh	10,9 t/a
Heizwerk	20.212 kWh/a		
Netz	2.287 kWh/a		
Summe	24.931 MWh/a		72,7 t/a

Tab. 23: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Nahwärme Kalkhorst (Anschlussgrad 80%)

Die spezifischen Treibhausgasemissionen der Nahwärmeversorgung betragen 38,7 g/kWh bezogen auf die Nutzwärme. Gegenüber dem laut Bedarfsanalyse festgestellten ortstypischen Brennstoffmix (286 g/kWh) ergibt sich somit eine spezifischer Vermeidungsfaktor von 247 g/kWh.

Durch die kalkulierte Versorgungsvariante können bei einem Anschlussgrad von 80% demnach jährlich **465 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. 69%.

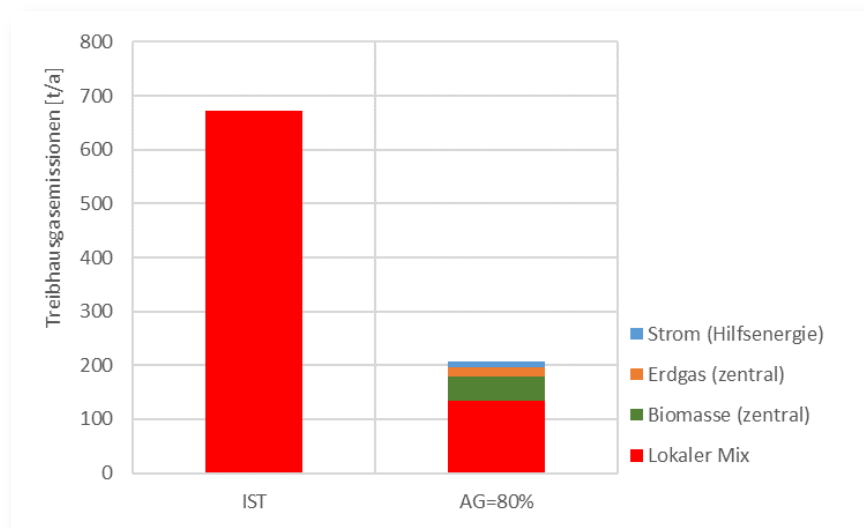


Abb. 31: Treibhausgaseinsparung Nahwärme Kalkhorst (Anschlussgrad 80%)

Der Bedarf an Holzhackschnitzeln von 2.364 MWh bzw. 2.781 sm³ entspricht ca. 45% des Potenzials an Restholz.

5.3.4 Wirtschaftliche Parameter

Investitionskosten

Auf Basis der Anlagenauslegung wurden die zu erwartenden **Investitionskosten** kalkuliert. Grundlage hierfür bilden diverse publizierte Preisansätze⁴⁰ sowie Erfahrungswerte und Richtpreisangebote zu vergleichbaren Anlagenkonfigurationen.

Für eine **Förderung** des Vorhabens kommen insbesondere folgende Programme in Betracht:

- KfW-Programm 271: Erneuerbare Energien – Premium
- Klimaschutz-Förderrichtlinie Mecklenburg-Vorpommern

Es ergibt sich ein **Investitionsbedarf von ca. 2.6 Mio. € vor Förderung**. Mit einer **Förderquote von 64%** verbleiben nach Förderung **Investitionskosten von ca. 0,9 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)	260.000 €	9,9%
Wärmeerzeugung (Anlagentechnik)	520.600 €	19,9%
Wärmeverteilung (Netz)	1.278.800 €	48,9%
Zwischensumme	2.059.400 €	
Unvorhergesehenes	308.900 €	11,8%
Nebenkosten	247.100 €	9,4%
Investition vor Förderung	2.615.400 €	100,0%
Summe Förderung	1.681.856 €	64,3%
KfW 271	281.540 €	10,8%
KliFöRL MV (EFRE)	1.400.316 €	53,5%
Investition nach Förderung	933.544 €	

Tab. 24: Investitionsschätzung und Förderung Nahwärme Kalkhorst (Anschlussgrad 80%)

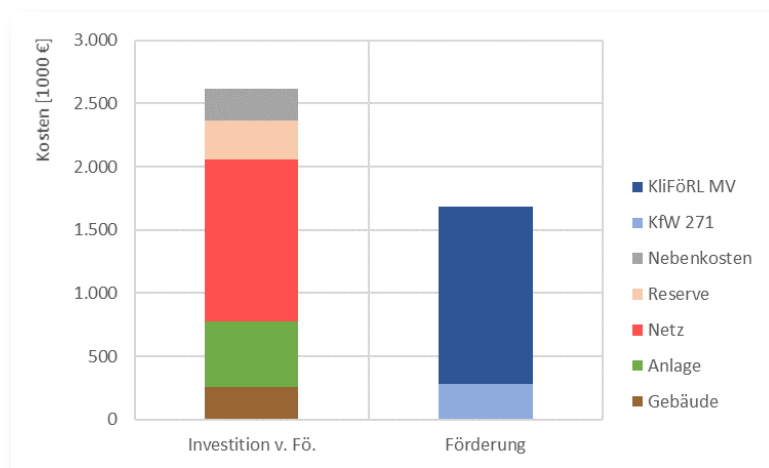


Abb. 32: Investitionsschätzung und Förderung Nahwärme Kalkhorst (Anschlussgrad 80%)

⁴⁰ U.a. FNR 02

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 Kennwerte⁴¹.

Es ergeben sich zu erwartende **Betriebskosten von ca. 62.500 €** 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 25 €/t (Einführungspreis ab 2021) angesetzt.

Es ist demnach mit **Verbrauchskosten in Höhe von ca. 56.430 €** 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. Hierbei wird von einer Finanzierung entsprechend der Konditionen des KfW-Programms 271 ausgegangen.

Für die ortsteilbezogene Wärmeversorgung ergeben sich **Wärmegestehungskosten von durchschnittlich ca. 77 €/MWh**.

Im Vergleich zu konventionellen Wärmeerzeugungstechnologien (Erdgas: ca. 100 €/MWh, Heizöl: ca. 115 €/MWh) ist die vorgeschlagene Variante damit sehr attraktiv.

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

Kapitalkosten	26.238 €/a	18,1%
Betriebskosten	62.500 €/a	43,1%
Verbrauchskosten	56.430 €/a	38,9%
Jahreskosten gesamt	145.168 €/a	100,0%
Jahres-Nutzwärmebedarf	1.879 MWh/a	
Wärmegestehungskosten	77,24 €/MWh	

Tab. 25: Wärmegestehungskosten Nahwärme Kalkhorst

⁴¹ U.a. FNR 02

Thema: Machbarkeitsstudie zur nachhaltigen Energieversorgung in Kalkhorst

Projekt: T20.53

Bearbeitungsstand: 07.05.2021

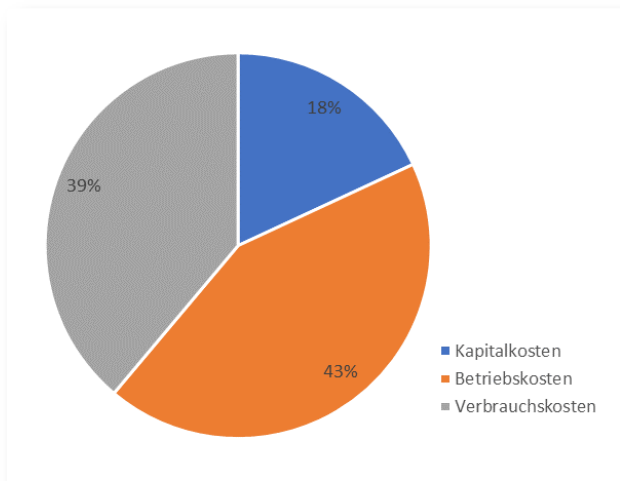


Abb. 33: Wärmegestehungskosten Nahwärme Kalkhorst

5.4 Versorgungsgebiet Elmenhorst

Das Versorgungsgebiet umfasst mit 75 Gebäuden den Kernbereich der Ortslage Elmenhorst mit den Straßen Dorfstraße, Dorfplatz, Birkenweg und Zur Steilküste sowie den Bereich des in Vorbereitung befindlichen Bebauungsplans.

5.4.1 Räumliche Konzeption

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

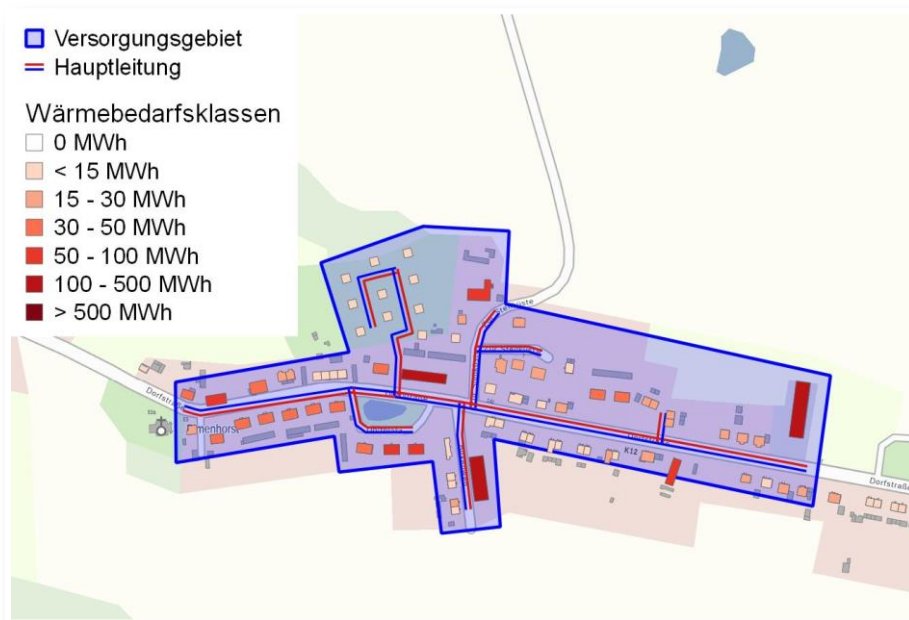


Abb. 34: Karte Versorgungsgebiet Elmenhorst

Ein konkreter Standort für eine Heizwerk ist noch nicht zu benennen. Ggf. wäre eine Standortwahl in Zusammenhang mit der Ausweisung des Bebauungsplanes möglich.

5.4.2 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

- Feuerungstyp: Vorschubrostfeuerung mit Rauchrohrkessel
- Nennleistung: 500 kW
- Jahresnutzungsgrad: 0,85

Gaskessel

- Nennleistung: 900 kW
- Jahresnutzungsgrad: 0,95

Pufferspeicher

- Volumen: 15 m³
- Dauerhaft witterungsbeständige Ausführung und Isolierung

Netzpumpe

- Auslegungs-Volumenstrom: 33 m³/h
- Auslegungs-Förderhöhe: 21 m
- Regelmodus: dp-v

Wärmenetz

- Trassenlänge: 2.244 m
 - davon Hauptleitung: 1.284 m
 - davon Anschlussleitung: 960 m
- Max. Querschnitt: DN 80
- Mittl. Querschnitt: DN 40
- Wärmebelegung: 896 kWh/(trm*a)

Hausanschlüsse

- Anzahl: 60
- Summe Anschlussleistung: 960 kW

Detailliertere Informationen zur Auslegung sind im Anhang aufgeführt.

5.4.3 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 ca. 2.011 MWh an Nutzwärme. Diese werden über das Nahwärmenetz zu 99,5% aus Biomasse und zu 0,5% aus Erdgas bereitgestellt. Die Netzverluste betragen dabei ca. 8,7%.

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

	Leistung	Wärme
Bedarf frei Abnehmer	960 kW	2.011 MWh/a 91,3%
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,843	
Verluste	21,9 kW	191 MWh/a 8,7%
Netz	20,9 kW	183 MWh/a
Speicher	1,0 kW	9 MWh/a
Summe Bedarf	831 kW 100,0%	2.203 MWh/a 100,0%
Summe Erzeugung	1.400 kW 168,5%	2.203 MWh/a 100,0%
Biomasse-Kessel	500 kW 60,2%	2.191 MWh/a 99,5%
Gaskessel	900 kW 108,4%	11 MWh/a 0,5%

Tab. 26: Wärmebilanz Nahwärmeversorgung Elmenhorst (Anschlussgrad 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.

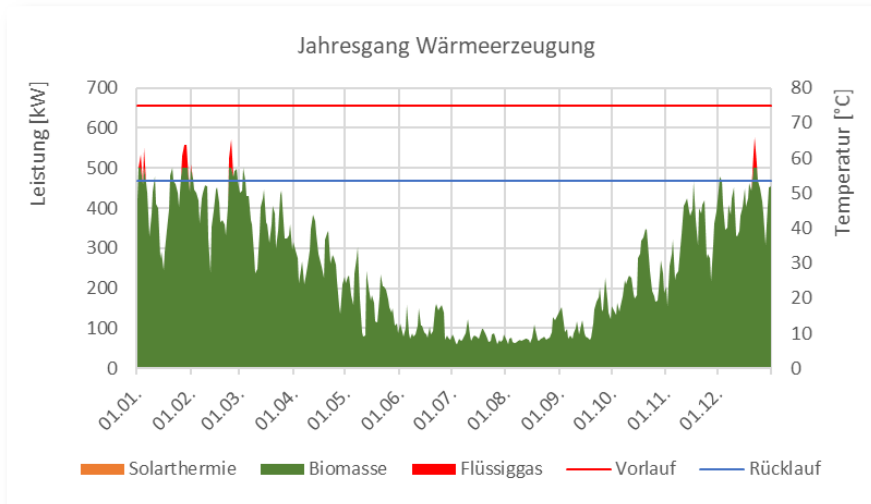


Abb. 35: Jahresgang Nahwärmeversorgung Elmenhorst (Anschlussgrad 80%)

Endenergie- und Treibhausgasbilanz

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

	Endenergie	Emissionsfaktor	THG-Emissionen
Holz-Hackschnitzel	2.578 MWh/a 3.033 sm ³ /a	19 g/kWh	49,0 t/a
Flüssiggas	12 MWh/a	250 g/kWh	3,0 t/a
Strom (Hilfsenergie)	24.351 kWh/a	484 g/kWh	11,8 t/a
Heizwerk	21.930 kWh/a		
Netz	2.420 kWh/a		
Summe	26.941 MWh/a		63,8 t/a

Tab. 27: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Nahwärme Elmenhorst (Anschlussgrad 80%)

Die spezifischen Treibhausgasemissionen der Nahwärmeversorgung betragen 31,7 g/kWh bezogen auf die Nutzwärme. Gegenüber dem laut Bedarfsanalyse festgestellten ortstypischen Brennstoffmix (258 g/kWh) ergibt sich somit eine spezifischer Vermeidungsfaktor von 226 g/kWh.

Durch die kalkulierte Versorgungsvariante können bei einem Anschlussgrad von 80% demnach jährlich **455 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%.

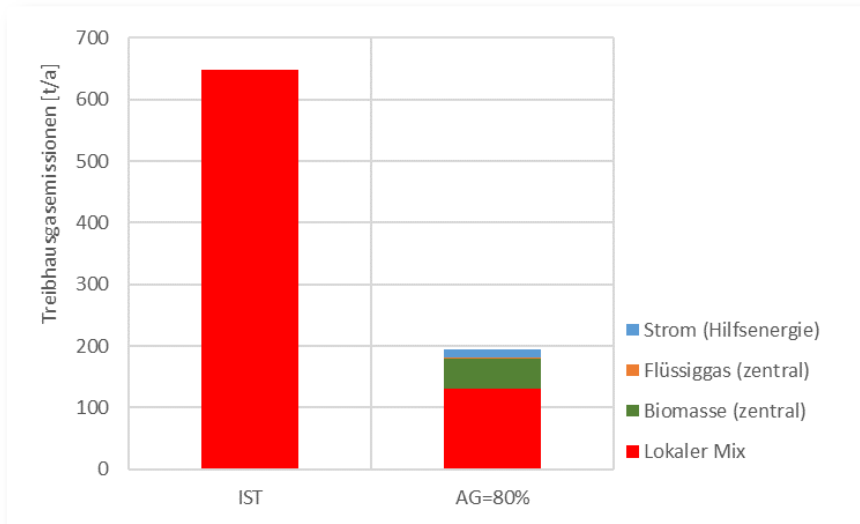


Abb. 36: Treibhausgaseinsparung Nahwärme Elmenhorst (Anschlussgrad 80%)

Der Bedarf an Holzhackschnitzeln von 2.578 MWh bzw. 3.033 sm³ entspricht ca. 49% des Potenzials an Restholz.

5.4.4 Wirtschaftliche Parameter

Investitionskosten

Auf Basis der Anlagenauslegung wurden die zu erwartenden **Investitionskosten** kalkuliert. Grundlage hierfür bilden diverse publizierte Preisansätze⁴² sowie Erfahrungswerte und Richtpreisangebote zu vergleichbaren Anlagenkonfigurationen.

Für eine **Förderung** des Vorhabens kommen insbesondere folgende Programme in Betracht:

- KfW-Programm 271: Erneuerbare Energien – Premium
- Klimaschutz-Förderrichtlinie Mecklenburg-Vorpommern

Es ergibt sich ein **Investitionsbedarf von ca. 2,4 Mio. € vor Förderung**. Mit einer **Förderquote von 65%** verbleiben nach Förderung **Investitionskosten von ca. 840.000 €**.

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.

⁴² U.a. FNR 02

Gebäude (Heizhaus)	246.000 €	10,3%
Wärmeerzeugung (Anlagentechnik)	491.100 €	20,6%
Wärmeverteilung (Netz)	1.135.900 €	47,8%
Zwischensumme	1.873.000 €	
Unvorhergesehenes	281.000 €	11,8%
Nebenkosten	224.800 €	9,5%
Investition vor Förderung	2.378.800 €	100,0%
Summe Förderung	1.535.836 €	64,6%
KfW 271	271.390 €	11,4%
KliFöRL MV (EFRE)	1.264.446 €	53,2%
Investition nach Förderung	842.964 €	

Tab. 28: Investitionsschätzung und Förderung Nahwärme Elmenhorst (Anschlussgrad 80%)

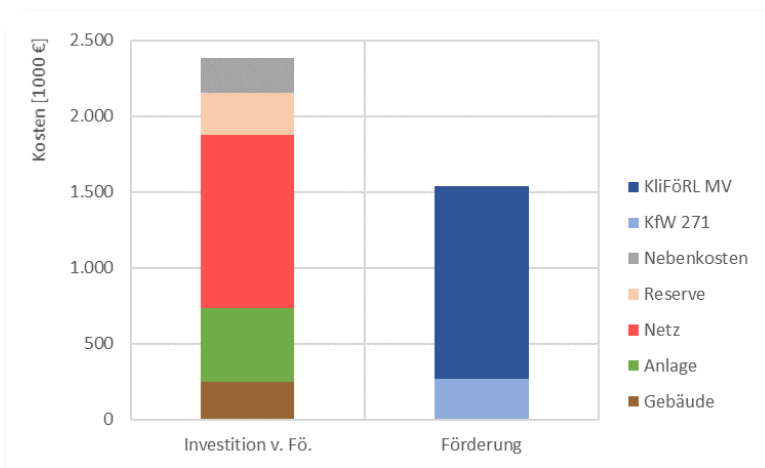


Abb. 37: Investitionsschätzung und Förderung Nahwärme Elmenhorst (Anschlussgrad 80%)

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 Kennwerte⁴³.

Es ergeben sich zu erwartende **Betriebskosten von ca. 60.300 €** 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 25 €/t (Einführungspreis ab 2021) angesetzt.

Es ist demnach mit **Verbrauchskosten in Höhe von ca. 57.390 €** pro Jahr zu rechnen.

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

⁴³ 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. Hierbei wird von einer Finanzierung entsprechend der Konditionen des KfW-Programms 271 ausgegangen.

Für die ortsteilbezogene Wärmeversorgung ergeben sich **Wärmegestehungskosten von durchschnittlich ca. 69,3 €/MWh**.

Im Vergleich zu konventionellen Wärmeerzeugungstechnologien (Erdgas: ca. 100 €/MWh, Heizöl: ca. 115 €/MWh) ist die vorgeschlagene Variante damit sehr attraktiv.

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

Kapitalkosten	21.678 €/a	15,6%
Betriebskosten	60.300 €/a	43,3%
Verbrauchskosten	57.390 €/a	41,2%
Jahreskosten gesamt	139.368 €/a	100,0%
Jahres-Nutzwärmebedarf	2.011 MWh/a	
Wärmegestehungskosten	69,30 €/MWh	

Tab. 29: Wärmegestehungskosten Nahwärme Elmenhorst

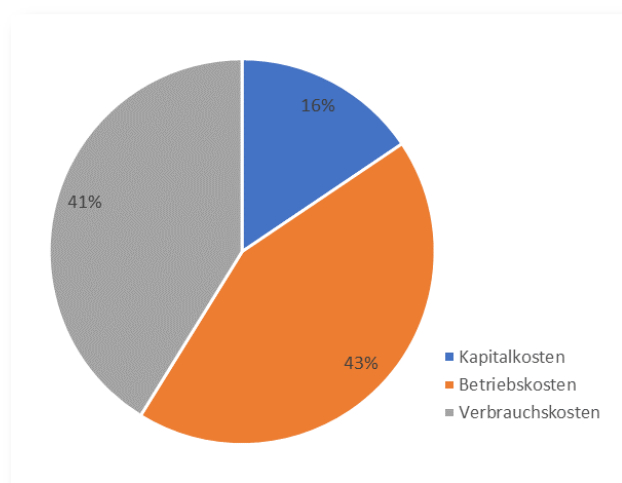


Abb. 38: Wärmegestehungskosten Nahwärme Elmenhorst

5.5 Versorgungsgebiet Groß Schwansee

Das Versorgungsgebiet umfasst in der Ortslage Groß Schwansee 64 Gebäude in den Straßen Seeweg, Buchenweg, Strandweg und dem nördlichen Teil der Lindenstraße.

5.5.1 Räumliche Konzeption

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

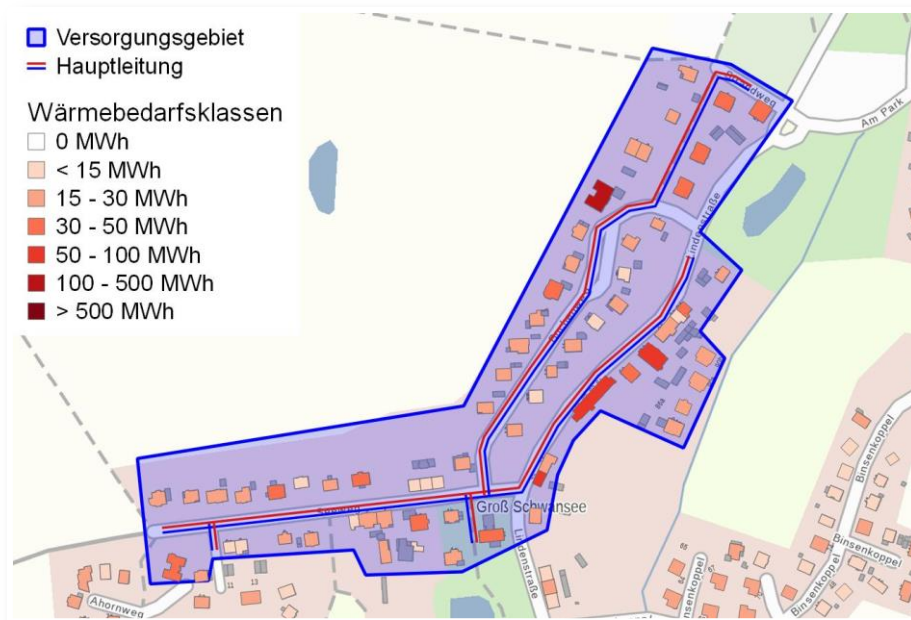


Abb. 39: Karte Versorgungsgebiet Groß Schwansee

Ein konkreter Standort für eine Heizwerk ist noch nicht zu benennen.

5.5.2 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

- Feuerungstyp: Vorschubrostfeuerung mit Rauchrohrkessel
- Nennleistung: 300 kW
- Jahresnutzungsgrad: 0,85

Gaskessel

- Nennleistung: 600 kW
- Jahresnutzungsgrad: 0,95

Pufferspeicher

- Volumen: 9 m³
- Dauerhaft witterungsbeständige Ausführung und Isolierung

Netzpumpe

- Auslegungs-Volumenstrom: 24 m³/h
- Auslegungs-Förderhöhe: 24 m
- Regelmodus: dp-v

Wärmenetz

- Trassenlänge: 1.700 m
 - davon Hauptleitung: 950 m
 - davon Anschlussleitung: 750 m
- Max. Querschnitt: DN 80
- Mittl. Querschnitt: DN 50
- Wärmebelegung: 896 kWh/(trm*a)

Hausanschlüsse

- Anzahl: 50
- Summe Anschlussleistung: 632 kW

Detailliertere Informationen zur Auslegung sind im Anhang aufgeführt.

5.5.3 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 ca. 1.332 MWh an Nutzwärme. Diese werden über das Nahwärmenetz zu 98,4% aus Biomasse und zu 1,6% aus Erdgas bereitgestellt. Die Netzverluste betragen dabei ca. 8,8%.

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

	Leistung	Wärme
Bedarf frei Abnehmer	632 kW	1.332 MWh/a 91,2%
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,890	
Verluste	14,6 kW	128 MWh/a 8,8%
Netz	14,0 kW	123 MWh/a
Speicher	0,6 kW	5 MWh/a
Summe Bedarf	577 kW 100,0%	1.460 MWh/a 100,0%
Summe Erzeugung	900 kW 156,0%	1.460 MWh/a 100,0%
Biomasse-Kessel	300 kW 52,0%	1.436 MWh/a 98,4%
Erdgaskessel	600 kW 104,0%	24 MWh/a 1,6%

Tab. 30: Wärmebilanz Nahwärmeversorgung Groß Schwansee (Anschlussgrad 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.

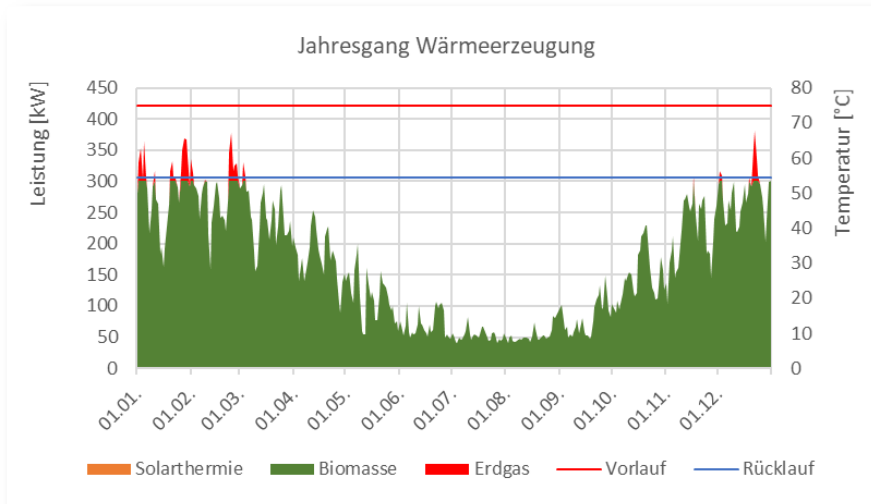


Abb. 40: Jahresgang Nahwärmeerzeugung Groß Schwansee (Anschlussgrad 80%)

Endenergie- und Treibhausgasbilanz

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

	Endenergie	Emissionsfaktor	THG-Emissionen
Holz-Hackschnitzel	1.689 MWh/a 1.987 sm ³ /a	19 g/kWh	32,1 t/a
Erdgas	25 MWh/a	250 g/kWh	6,3 t/a
Strom (Hilfsenergie)	16.139 kWh/a	484 g/kWh	7,8 t/a
Heizwerk	14.419 kWh/a		
Netz	1.720 kWh/a		
Summe	17.853 MWh/a		46,2 t/a

Tab. 31: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Nahwärme Groß Schwansee (Anschlussgrad 80%)

Die spezifischen Treibhausgasemissionen der Nahwärmeerzeugung betragen 34,7 g/kWh bezogen auf die Nutzwärme. Gegenüber dem laut Bedarfsanalyse festgestellten ortstypischen Brennstoffmix (286 g/kWh) ergibt sich somit eine spezifischer Vermeidungsfaktor von 251 g/kWh.

Durch die kalkulierte Versorgungsvariante können bei einem Anschlussgrad von 80% demnach jährlich **335 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%.

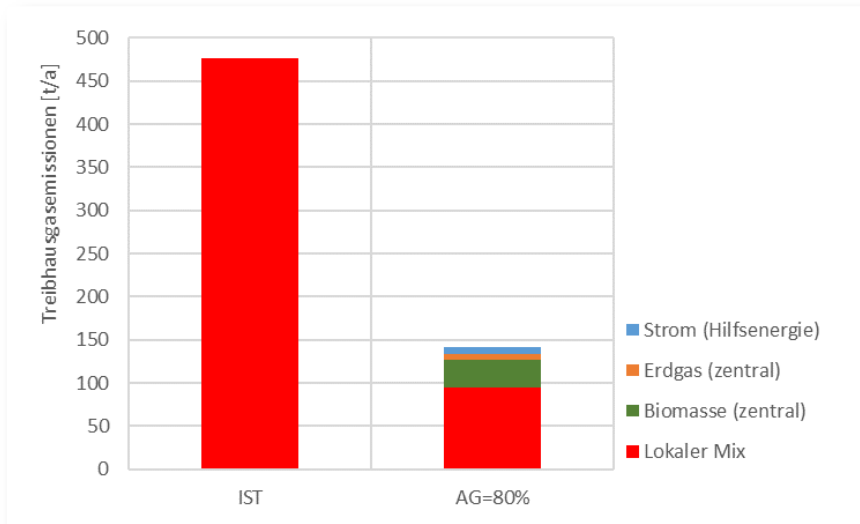


Abb. 41: Treibhausgaseinsparung Nahwärme Groß Schwansee (Anschlussgrad 80%)

Der Bedarf an Holzhackschnitzeln von 1.689 MWh bzw. 1.987 sm³ entspricht ca. 38% des Potenzials an Restholz.

5.5.4 Wirtschaftliche Parameter

Investitionskosten

Auf Basis der Anlagenauslegung wurden die zu erwartenden **Investitionskosten** kalkuliert. Grundlage hierfür bilden diverse publizierte Preisansätze⁴⁴ sowie Erfahrungswerte und Richtpreisangebote zu vergleichbaren Anlagenkonfigurationen.

Für eine **Förderung** des Vorhabens kommen insbesondere folgende Programme in Betracht:

- KfW-Programm 271: Erneuerbare Energien – Premium
- Klimaschutz-Förderrichtlinie Mecklenburg-Vorpommern

Es ergibt sich ein **Investitionsbedarf von ca. 1,93 Mio. € vor Förderung**. Mit einer **Förderquote von 64%** verbleiben nach Förderung **Investitionskosten von ca. 690.000 €**.

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.

⁴⁴ U.a. FNR 02

Gebäude (Heizhaus)	196.000 €	10,2%
Wärmeerzeugung (Anlagentechnik)	391.400 €	20,3%
Wärmeverteilung (Netz)	933.000 €	48,3%
Zwischensumme	1.520.400 €	
Unvorhergesehenes	228.100 €	11,8%
Nebenkosten	182.400 €	9,4%
Investition vor Förderung	1.930.900 €	100,0%
Summe Förderung	1.241.364 €	64,3%
KfW 271	207.060 €	10,7%
KliFöRL MV (EFRE)	1.034.304 €	53,6%
Investition nach Förderung	689.536 €	

Tab. 32: Investitionsschätzung und Förderung Nahwärme Groß Schwansee (Anschlussgrad 80%)

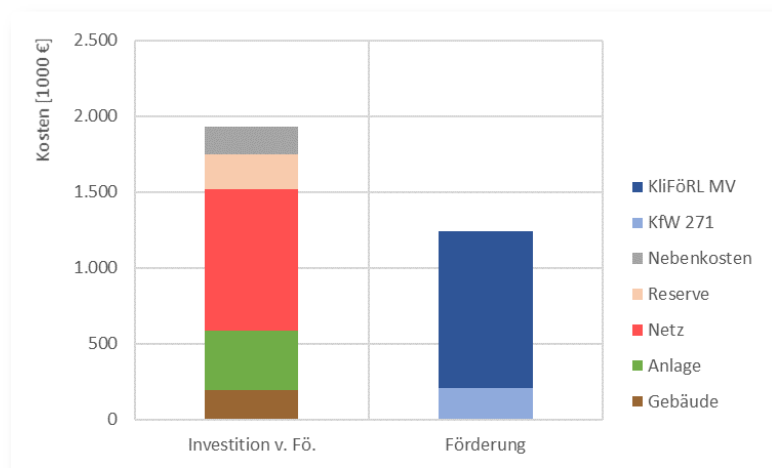


Abb. 42: Investitionsschätzung und Förderung Nahwärme Groß Schwansee (Anschlussgrad 80%)

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 Kennwerte⁴⁵.

Es ergeben sich zu erwartende **Betriebskosten von ca. 45.400 €** 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 25 €/t (Einführungspreis ab 2021) angesetzt.

Es ist demnach mit **Verbrauchskosten in Höhe von ca. 38.310 €** pro Jahr zu rechnen.

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

⁴⁵ 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. Hierbei wird von einer Finanzierung entsprechend der Konditionen des KfW-Programms 271 ausgegangen.

Für die ortsteilbezogene Wärmeversorgung ergeben sich **Wärmegestehungskosten von durchschnittlich ca. 77,68 €/MWh**.

Im Vergleich zu konventionellen Wärmeerzeugungstechnologien (Erdgas: ca. 100 €/MWh, Heizöl: ca. 115 €/MWh) ist die vorgeschlagene Variante damit sehr attraktiv.

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

Kapitalkosten	19.248 €/a	18,6%
Betriebskosten	45.400 €/a	43,9%
Verbrauchskosten	38.810 €/a	37,5%
Jahreskosten gesamt	103.458 €/a	100,0%
Jahres-Nutzwärmebedarf	1.332 MWh/a	
Wärmegestehungskosten	77,68 €/MWh	

Tab. 33: Wärmegestehungskosten Nahwärme Groß Schwansee

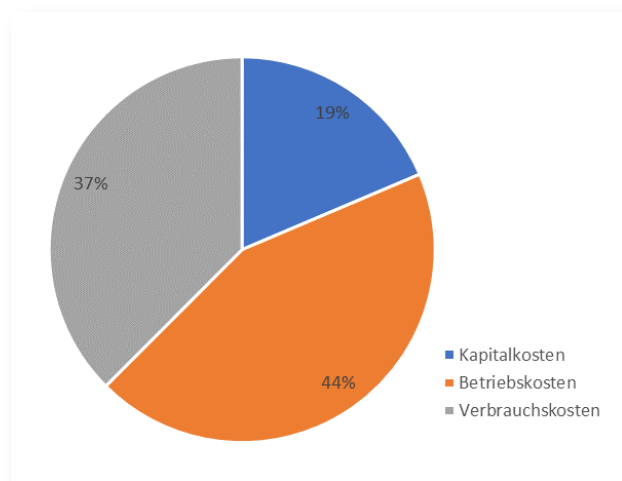


Abb. 43: Wärmegestehungskosten Nahwärme Groß Schwansee

5.6 Versorgungsgebiet Warnkenhagen

Das Versorgungsgebiet umfasst im Kernbereich der Ortslage Warnkenhagen 35 Gebäude in Der Dorfstraße sowie im Hohenschönberger Weg.

5.6.1 Räumliche Konzeption

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

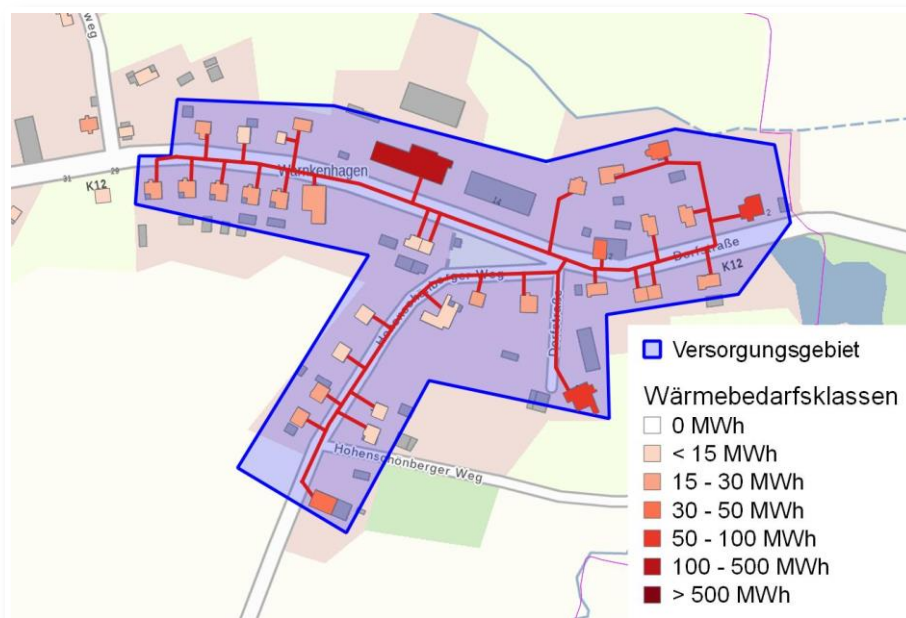


Abb. 44: Karte Versorgungsgebiet Warnkenhagen

Ein konkreter Standort für eine Heizwerk ist noch nicht zu benennen.

5.6.2 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

- | | |
|-----------------------|--|
| • Feuerungstyp: | Vorschubrostfeuerung mit Rauchrohrkessel |
| • Nennleistung: | 180 kW |
| • Jahresnutzungsgrad: | 0,85 |

Gaskessel

- | | |
|-----------------------|--------|
| • Nennleistung: | 400 kW |
| • Jahresnutzungsgrad: | 0,95 |

Pufferspeicher

- Volumen: 5,4 m³
- Dauerhaft witterungsbeständige Ausführung und Isolierung

Netzpumpe

- Auslegungs-Volumenstrom: 16 m³/h
- Auslegungs-Förderhöhe: 16 m
- Regelmodus: dp-v

Wärmenetz

- Trassenlänge: 1.255 m
 - davon Hauptleitung: 675 m
 - davon Anschlussleitung: 580 m
- Max. Querschnitt: DN 65
- Mittl. Querschnitt: DN 32
- Wärmebelegung: 629 kWh/(trm*a)

Hausanschlüsse

- Anzahl: 29
- Summe Anschlussleistung: 374 kW

Detailliertere Informationen zur Auslegung sind im Anhang aufgeführt.

5.6.3 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 ca. 791 MWh an Nutzwärme. Diese werden über das Nahwärmenetz zu 98,4% aus Biomasse und zu 1,6% aus Flüssiggas bereitgestellt. Die Netzverluste betragen dabei ca. 10,6%.

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

	Leistung	Wärme
Bedarf frei Abnehmer	374 kW	791 MWh/a 89,4%
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,956	
Verluste	10,8 kW	94 MWh/a 10,6%
Netz	10,4 kW	91 MWh/a
Speicher	0,4 kW	3 MWh/a
Summe Bedarf	368 kW 100,0%	885 MWh/a 100,0%
Summe Erzeugung	580 kW 157,5%	885 MWh/a 100,0%
Biomasse-Kessel	180 kW 48,9%	871 MWh/a 98,4%
Gaskessel	400 kW 108,6%	14 MWh/a 1,6%

Tab. 34: Wärmebilanz Nahwärmeversorgung Warnkenhagen (Anschlussgrad 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.

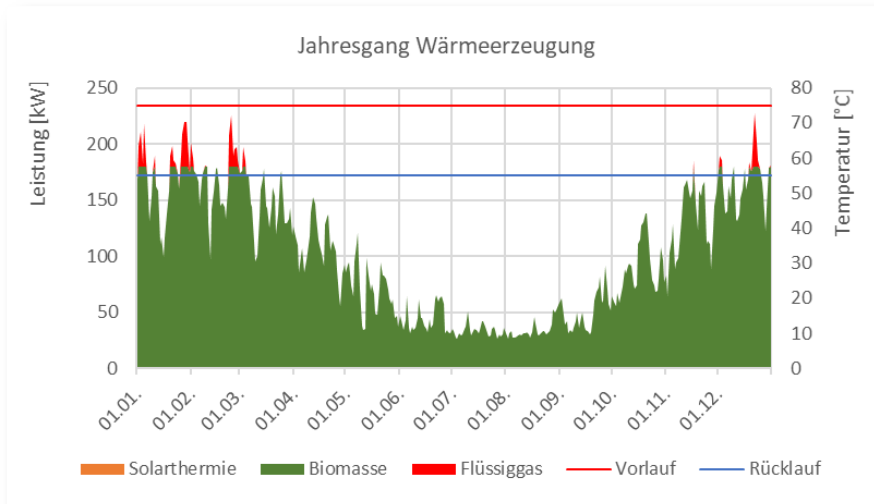


Abb. 45: Jahresgang Nahwärmeversorgung Warnkenhagen (Anschlussgrad 80%)

Endenergie- und Treibhausgasbilanz

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

	Endenergie	Emissionsfaktor	THG-Emissionen
Holz-Hackschnitzel	1.025 MWh/a 1.205 sm ³ /a	19 g/kWh	19,5 t/a
Flüssiggas	15 MWh/a	250 g/kWh	3,7 t/a
Strom (Hilfsenergie)	9.377 kWh/a	484 g/kWh	4,5 t/a
Heizwerk	8.761 kWh/a		
Netz	616 kWh/a		
Summe	10.417 MWh/a		27,7 t/a

Tab. 35: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Nahwärme Warnkenhagen (Anschlussgrad 80%)

Die spezifischen Treibhausgasemissionen der Nahwärmeversorgung betragen 35 g/kWh bezogen auf die Nutzwärme. Gegenüber dem laut Bedarfsanalyse festgestellten ortstypischen Brennstoffmix (258 g/kWh) ergibt sich somit ein spezifischer Vermeidungsfaktor von 223 g/kWh.

Durch die kalkulierte Versorgungsvariante können bei einem Anschlussgrad von 80% demnach jährlich **176 tCO₂-äqu. Treibhausgase eingespart** werden.

In den versorgten Objekten entspricht dies einer Verminderung um ca. 86 %.

Bezogen auf die gesamte Versorgungszone beträgt die Einsparung ca. 69%.

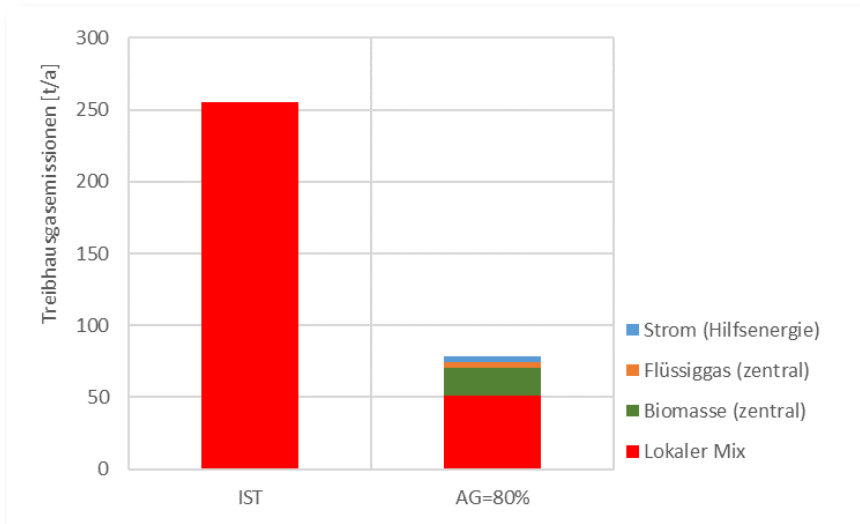


Abb. 46: Treibhausgaseinsparung Nahwärme Warnkenhagen (Anschlussgrad 80%)

Der Bedarf an Holzhackschnitzeln von 1.025 MWh bzw. 1.205 sm³ entspricht ca. 20% des Potenzials an Restholz.

5.6.4 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.

Für eine **Förderung** des Vorhabens kommen insbesondere folgende Programme in Betracht:

- KfW-Programm 271: Erneuerbare Energien – Premium
- Klimaschutz-Förderrichtlinie Mecklenburg-Vorpommern

Es ergibt sich ein **Investitionsbedarf von ca. 1,25 Mio. € vor Förderung**. Mit einer **Förderquote von 64%** verbleiben nach Förderung **Investitionskosten von ca. 444.000 €**.

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.

⁴⁶ U.a. FNR 02

Gebäude (Heizhaus)	120.000 €	9,6%
Wärmeerzeugung (Anlagentechnik)	240.800 €	19,3%
Wärmeverteilung (Netz)	620.300 €	49,8%
Zwischensumme	981.100 €	
Unvorhergesehenes	147.200 €	11,8%
Nebenkosten	117.700 €	9,4%
Investition vor Förderung	1.246.000 €	100,0%
Summe Förderung	802.224 €	64,4%
KfW 271	136.560 €	11,0%
KliFöRL MV (EFRE)	665.664 €	53,4%
Investition nach Förderung	443.776 €	

Tab. 36: Investitionsschätzung und Förderung Nahwärme Warnkenhagen (Anschlussgrad 80%)

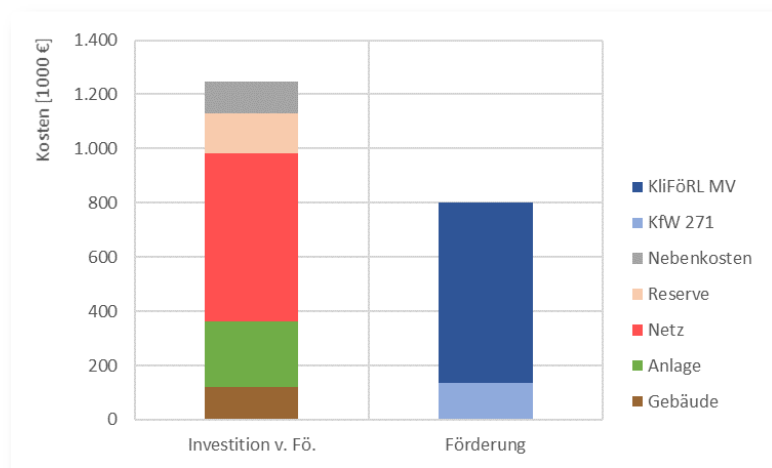


Abb. 47: Investitionsschätzung und Förderung Nahwärme Warnkenhagen (Anschlussgrad 80%)

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. 28.600 €** 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 25 €/t (Einführungspreis ab 2021) angesetzt.

Es ist demnach mit **Verbrauchskosten in Höhe von ca. 23.390 €** pro Jahr zu rechnen.

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

⁴⁷ 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. Hierbei wird von einer Finanzierung entsprechend der Konditionen des KfW-Programms 271 ausgegangen.

Für die ortsteilbezogene Wärmeversorgung ergeben sich **Wärmegestehungskosten von durchschnittlich ca. 80,57 €/MWh**.

Im Vergleich zu konventionellen Wärmeerzeugungstechnologien (Erdgas: ca. 100 €/MWh, Heizöl: ca. 115 €/MWh) ist die vorgeschlagene Variante damit sehr attraktiv.

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

Kapitalkosten	11.711 €/a	18,4%
Betriebskosten	28.600 €/a	44,9%
Verbrauchskosten	23.390 €/a	36,7%
Jahreskosten gesamt	63.701 €/a	100,0%
Jahres-Nutzwärmebedarf	791 MWh/a	
Wärmegestehungskosten	80,57 €/MWh	

Tab. 37: Wärmegestehungskosten Nahwärme Warnkenhagen

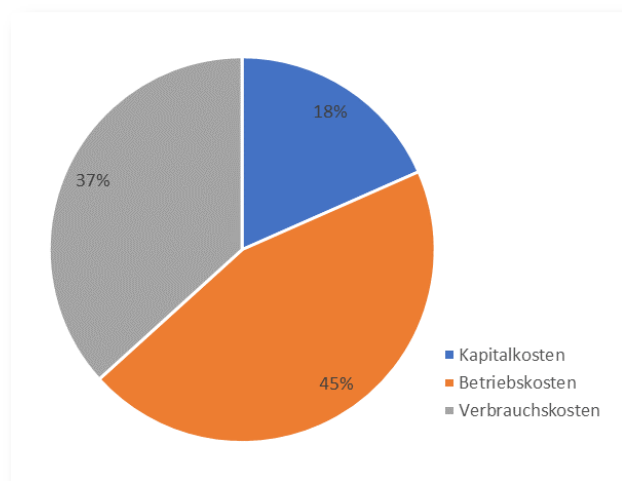


Abb. 48: Wärmegestehungskosten Nahwärme Warnkenhagen

5.8 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.⁴⁸

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

5.8.1 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.

5.8.2 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 Holzackschnitzel (relativ große Oberfläche) nur unterhalb eines gewissen Wassergehaltes für eine längerfristige Lagerung geeignet sind. In der Regel unterscheidet man wie folgt:

- Nicht lagerbeständig ($W > 35\%$)

⁴⁸ U.a. FNR 02, FNR 03

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

5.8.3 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 Materialschwund 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 (Satzrocknung) 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.

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

Neben den unterschiedlichen Satzrocknungsverfahren existieren weiterhin verschiedene maschinelle Trocknungsverfahren (Trommeltrocknung, Bandrocknung...). 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 Austragungssystem 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 Wärmegestehungskosten 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.

Es wurden sowohl netzgebundene als auch gebäudebezogenen Lösungen berücksichtigt.

6.1 Netzgebundene Versorgungsmodelle

Alternative netzgebundene Versorgungsmöglichkeiten wurden für die laut Abschnitt 5.1 festgelegten Versorgungsgebiete untersucht. Hierbei wurde ebenfalls jeweils mit einem Anschlussgrad von 80% kalkuliert.

6.1.1 Biomasse + Solarthermie

Für das Versorgungsgebiet Kalkhorst wurde, ausgehend von der unter 5.3 konzipierten Variante, eine netzgebundene Wärmeversorgung auf Basis eines Biomassekessel kalkuliert. Zusätzlich ist hier jedoch eine Solarthermie-Freiflächenanlage zur Abdeckung der Grund- und Sommerlast eingeplant. Damit ergäbe sich die Möglichkeit, den Biomassekessel über die Sommermonate vollständig außer Betrieb zu nehmen.

Als Standort der Freiflächenanlage wurde in Abstimmung mit dem Auftraggeber die westlich an den Heizhaus-Standort anschließende Grünfläche angenommen. Eine entsprechende Solarthermieanlage wurde mit einer Kollektorfläche von 1.200 m² konzipiert, wofür eine Grundstücksfläche von ca. 3.000 m² benötigt würde.

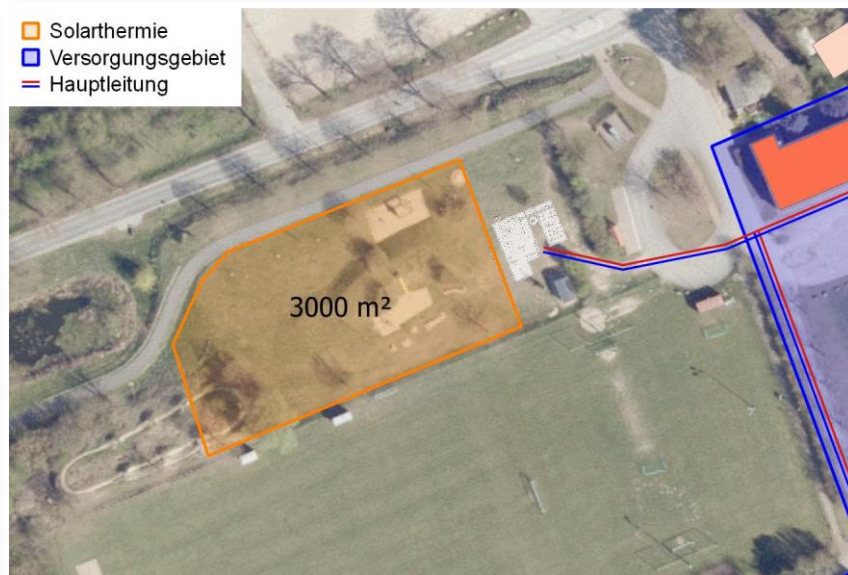


Abb. 49: Karte Standort Solarthermie Kalkhorst

Mit Hilfe des frei verfügbaren, durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Simulationstools ScenoCalc wurde der entsprechende Solarertrag kalkuliert und in die Gesamtbilanz integriert. Eine detaillierte Übersicht der Auslegung und Berechnung ist im Anhang beigelegt.

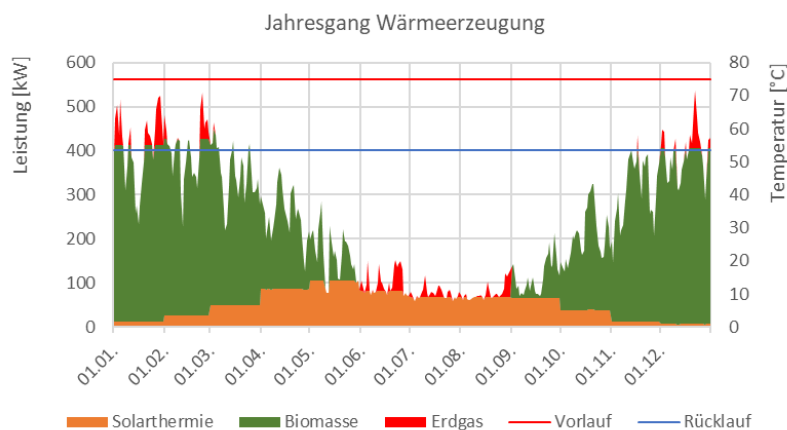


Abb. 50: Jahresgang Nahwärme Kalkhorst + Solarthermie

Die konzipierte Solarthermieanlage würde demnach einen Anteil von ca. 22% der benötigten Wärmemenge beitragen.

Mit ca. 1.176.000 € liegen die zu erwartenden Investitionskosten nach Förderung um ca. 26% höher, als in der vergleichbaren Variante ohne Solarthermie-Nutzung. Die Wärmegestehungskosten liegen mit ca. 85 €/MWh um ca. 10% höher.

Die Treibhausgasemissionen liegen dagegen in vergleichbarer Größenordnung.

Aufgrund der ungünstigeren Wärmegestehungskosten wird im Folgenden die Variante ohne Solarthermie als Vorzugsvariante betrachtet. Für die übrigen Standorte wurden aufgrund

dessen und der bislang unklaren Anlagenstandorte auf entsprechende Betrachtungen verzichtet.

6.1.2 Erdgas – BHKW

Eine weitere grundsätzliche Alternative besteht im Einsatz von erdgasbefeuerten Blockheizkraftwerken zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung an Nahwärmenetzen. Hier ist nach vielfachen Erfahrungswerten für einen wirtschaftlichen Betrieb jedoch in der Regel eine Auslastung des Blockheizkraftwerks von mehr als 6.500 Vollaststunden pro Jahr erforderlich.

Dies kann, insbesondere aufgrund der geringen Sommerlast, in den gegebenen Versorgungsgebieten jedoch nicht mit einer sinnvollen Auslegung erreicht werden. Daher unterbleibt eine detaillierte Betrachtung an dieser Stelle.

6.2 Gebäudebezogene Versorgungsmodelle

Um einen Vergleich der konzipierten netzgebundenen Versorgungslösungen auch mit gängigen gebäudeindividuellen Versorgungsformen zu ermöglichen, wurden auch hierfür entsprechende Kennwerte kalkuliert.

Die Kalkulation erfolgt auf Basis diverser veröffentlichter Kennwerte und Erfahrungswerte.⁴⁹ Eine detaillierte Darstellung ist im Anhang beigelegt.

6.2.1 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. 38: Kennwerte Typ-Gebäude

6.2.2 Heizölkessel

Laut Bedarfsanalyse erfolgt ein Großteil der Wärmeversorgung im Untersuchungsgebiet auf Basis von Heizöl.

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. 4.200 bis 8.000 €** zu rechnen. Die Wärmeversorgung ist mit

⁴⁹ U.a. BMVBS 01, RECK 01, HMU 01, RENEVA 01, BWP 01,

Wärmegestehungskosten von ca. 109 bis 136 €/MWh sowie mit **spezifischen Treibhausgasemissionen von 357 g/kWh** verbunden.

	<u>Bestand</u>	<u>Neubau</u>
Investitionskosten	8.000 €	4.200 €
Kapitalkosten	646 €/a	339 €/a
Betriebskosten	310 €/a	310 €/a
Verbrauchsdaten	2.305 €/a	880 €/a
Gesamtkosten	3.261 €/a	1.529 €/a
Wärmegestehungskosten	108,71 €/MWh	135,90 €/MWh

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

Tab. 39: Kennwerte Heizölkessel

6.2.3 Erdgas-Therme

Ein weitere verbreitete Versorgungsform stellt die Wärmeerzeugung aus Erdgas dar.

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. 4.400 bis 5.600 €** zu rechnen. Die Wärmeversorgung ist mit **Wärmegestehungskosten von ca. 94 bis 116 €/MWh** sowie mit **spezifischen Treibhausgasemissionen von 260 bis 276 g/kWh** verbunden.

	<u>Bestand</u>	<u>Neubau</u>
Investitionskosten	5.600 €	4.400 €
Kapitalkosten	452 €/a	355 €/a
Betriebskosten	170 €/a	170 €/a
Verbrauchsdaten	2.197 €/a	781 €/a
Gesamtkosten	2.819 €/a	1.307 €/a
Wärmegestehungskosten	93,98 €/MWh	116,16 €/MWh

THG-Emissionen	8,3 t/a	2,9 t/a
	276 g/kWh	260 g/kWh

Tab. 40: Kennwerte Erdgas-Therme

6.2.4 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.

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 (nach Förderung) von ca. 8.900 bis 10.100 €** zu rechnen. Die Wärmeversorgung ist mit **Wärmegestehungskosten von ca. 101 bis 147 €/MWh** sowie mit **spezifischen Treibhausgasemissionen von 186 bis 254 g/kWh** verbunden.

	Bestand	Neubau
Investitionskosten	8.890 €	10.070 €
Kapitalkosten	718 €/a	813 €/a
Betriebskosten	275 €/a	275 €/a
Verbrauchsdaten	2.035 €/a	571 €/a
Gesamtkosten	3.028 €/a	1.659 €/a
Wärmegestehungskosten	100,93 €/MWh	147,46 €/MWh
THG-Emissionen	7,6 t/a 254 g/kWh	2,1 t/a 186 g/kWh

Tab. 41: Kennwerte Erdgas-Therme + Solarthermie

6.2.5 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. 10.600 bis 11.900 €** zu rechnen. Die Wärmeversorgung ist mit **Wärmegestehungskosten von ca. 100 bis 164 €/MWh** sowie mit **spezifischen Treibhausgasemissionen von 34 bis 40 g/kWh** verbunden.

	<u>Bestand</u>	<u>Neubau</u>
Investitionskosten	11.875 €	10.575 €
Kapitalkosten	959 €/a	854 €/a
Betriebskosten	300 €/a	300 €/a
Verbrauchsdaten	1.755 €/a	692 €/a
Gesamtkosten	3.014 €/a	1.846 €/a
Wärmegestehungskosten	100,46 €/MWh	164,10 €/MWh
THG-Emissionen	1,0 t/a	0,5 t/a
	34 g/kWh	40 g/kWh

Tab. 42: Kennwerte Pelletkessel

6.2.6 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. 9.800 €** zu rechnen. Die Wärmeversorgung ist mit **Wärmegestehungskosten von ca. 139 €/MWh** sowie mit **spezifischen Treibhausgasemissionen von 140 g/kWh** verbunden.

	<u>Bestand</u>	<u>Neubau</u>
Investitionskosten		9.750 €
Kapitalkosten		787 €/a
Betriebskosten		50 €/a
Verbrauchsdaten		727 €/a
Gesamtkosten		1.564 €/a
Wärmegestehungskosten		139,06 €/MWh
THG-Emissionen		1,6 t/a
		140 g/kWh

Tab. 43: Kennwerte Luft-Wasser-Wärmepumpe

7 Variantenvergleich und Szenarien

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

- Versorgungsumfang
- Investitionskosten
- Wärmegegostehungskosten
- Treibhausgasemissionen

7.1 Vergleich Versorgungsumfang

Im Zuge der konzipierten netzgebundenen Versorgungsvarianten ist bei einem kalkulierten Anschlussgrad von 80% eine Abdeckung von bis zu 24% des Wärmebedarfs im Untersuchungsgebiet möglich. Davon werden jeweils deutlich über 90% aus erneuerbaren, regional verfügbaren Energieträgern bereitgestellt.

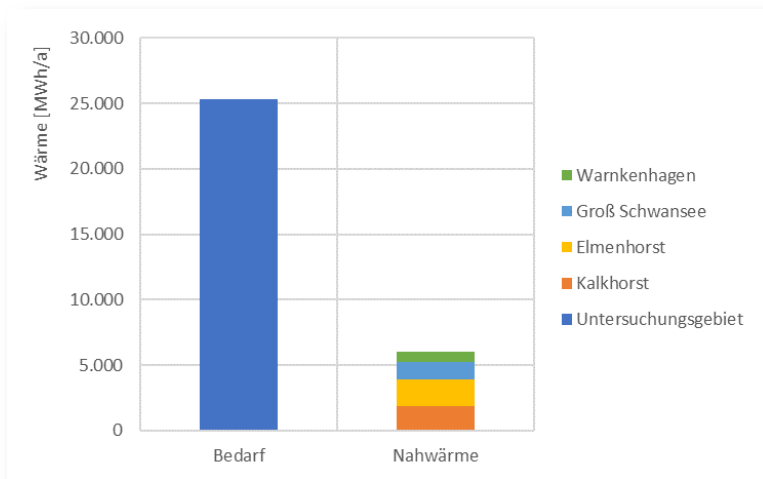


Abb. 51: Versorgungsumfang netzgebundener Anlagen

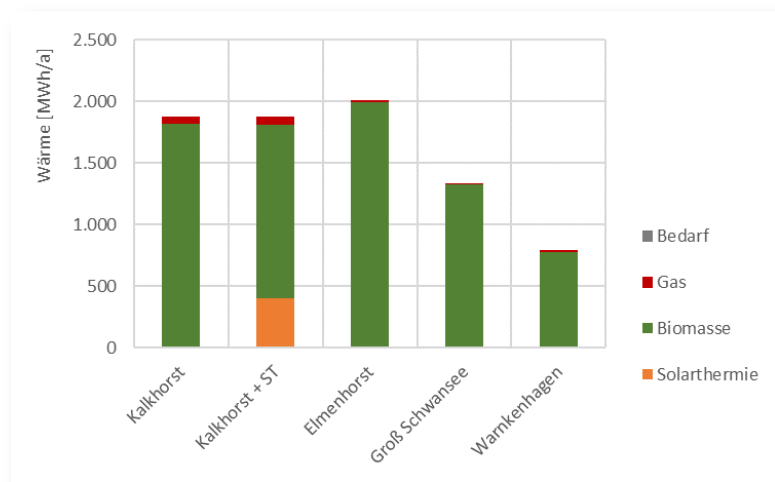


Abb. 52: Variantenvergleich Energieträgereinsatz

	Untersuchungs- gebiet (IST)	Kalkhorst	Kalkhorst + ST	Elmenhorst	Groß Schwansee	Warnkenhagen
Solarthermie			404 MWh/a 22%			
Biomasse		1.821 MWh/a 97%	1.408 MWh/a 75%	1.991 MWh/a 99%	1.325 MWh/a 99%	775 MWh/a 98%
Gas		58 MWh/a 3%	67 MWh/a 4%	20 MWh/a 1%	7 MWh/a 1%	16 MWh/a 2%
Gesamt	25.279 MWh/a 100%	1.879 MWh/a ##### 7%	1.879 MWh/a ##### 7%	2.011 MWh/a ##### 8%	1.332 MWh/a ##### 5%	791 MWh/a ##### 3%

Tab. 44: Variantenvergleich Versorgungsumfang

Der dargestellte Versorgungsumfang spiegelt die in Teilbereichen für eine netzgebundene Versorgung erforderliche Bebauungsverdichtung wieder.

7.2 Vergleich Investitionskosten

Für die konzipierten netzgebundenen Versorgungslösungen ist, je nach Variante, mit Gesamtinvestitionen nach Förderung in Höhe von ca. 2,9 bis 3,2 Mio. € zu rechnen. Dem liegt eine Förderquote von ca. 65% zugrunde.

	Kalkhorst	Kalkhorst + ST	Elmenhorst	Groß Schwansee	Warnkenhagen
Gebäude (Heizhaus)	260.000 € 10%	285.000 € 8%	246.000 € 10%	196.000 € 10%	120.000 € 10%
Wärmeerzeugung (Anlagentechnik)	520.600 € 20%	1.169.600 € 34%	491.100 € 21%	391.400 € 20%	240.800 € 19%
Wärmeverteilung (Netz)	1.278.800 € 49%	1.278.800 € 37%	1.135.900 € 48%	933.000 € 48%	620.300 € 50%
Zwischensumme	2.059.400 €	2.733.400 €	1.873.000 €	1.520.400 €	981.100 €
Unvorhergesehenes	308.900 € 12%	410.000 € 12%	281.000 € 12%	228.100 € 12%	147.200 € 12%
Nebenkosten	247.100 € 9%	328.000 € 9%	224.800 € 9%	182.400 € 9%	117.700 € 9%
Investition vor Förderung	2.615.400 € ####	3.471.400 € ####	2.378.800 € ####	1.930.900 € ####	1.246.000 € ####
Summe Förderung	1.681.856 € 64%	2.295.256 € 66%	1.535.836 € 65%	1.241.364 € 64%	802.224 € 64%
KfW 271	281.540 € 11%	531.040 € 15%	271.390 € 11%	207.060 € 11%	136.560 € 11%
KliFöRL MV (EFRE)	1.400.316 € 54%	1.764.216 € 51%	1.264.446 € 53%	1.034.304 € 54%	665.664 € 53%
Investition nach Förderung	933.544 €	1.176.144 €	842.964 €	689.536 €	443.776 €

Tab. 45: Variantenvergleich Investitionskosten

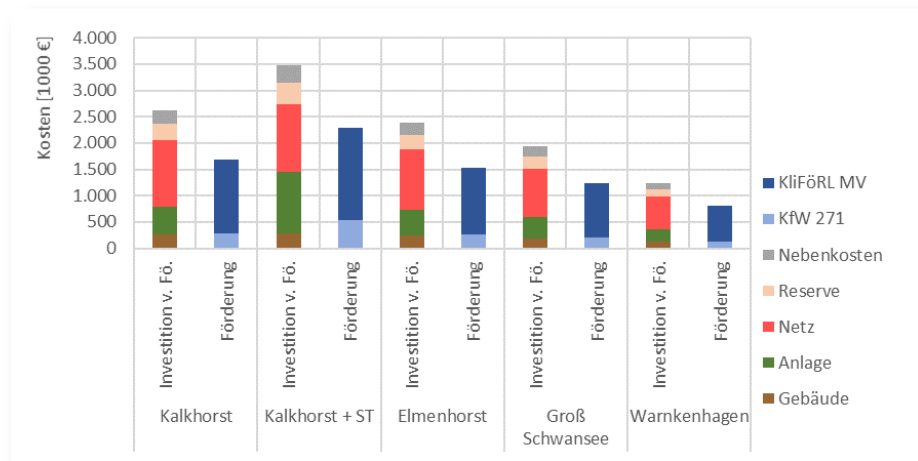


Abb. 53: Variantenvergleich Investitionskosten

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 Anlagen bei einer ermittelten Förderhöhe von ca. 65% etwa im Bereich der anderen Versorgungsformen auf Basis erneuerbarer Energien liegen.

	Investitionskosten [€/kWh/a]	
	Bestand	Neubau
Kalkhorst	497	
Kalkhorst + ST	626	
Elmenhorst	419	
Groß Schwansee	518	
Warnkenhagen	561	
Heizöl	267	373
Erdgas	187	391
ST + Erdgas	296	895
Wärmepumpe		867
Pellets	396	940

Tab. 46: Variantenvergleich spezifische Investitionskosten

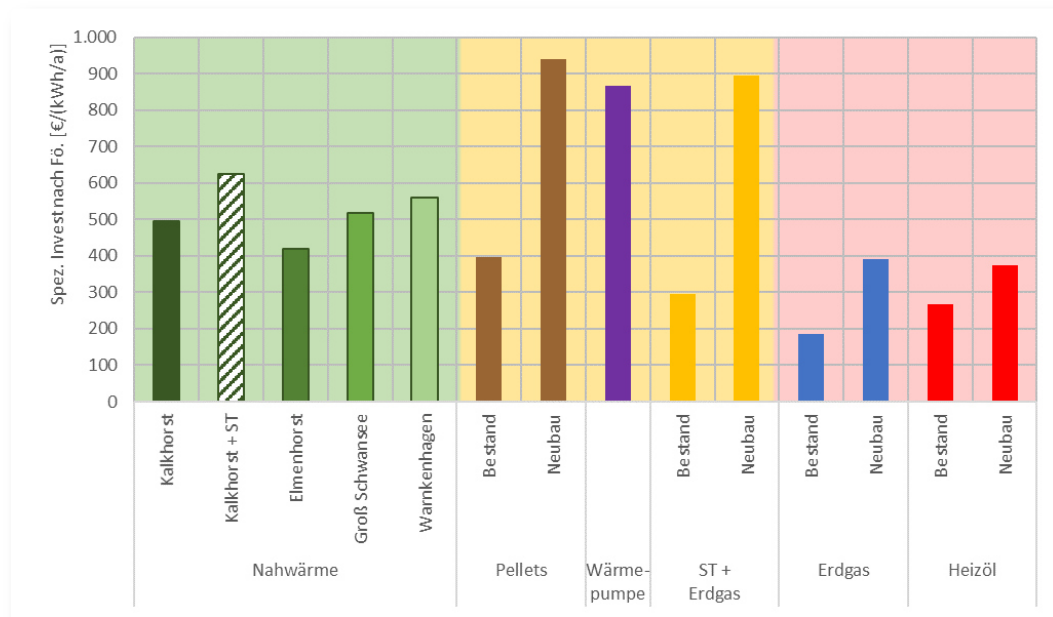


Abb. 54: Variantenvergleich spezifische Investitionskosten

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
Kalkhorst	14,0		33,3		30,0		77,2	
Kalkhorst + ST	20,9		40,3		24,2		85,4	
Elmenhorst	10,8		30,0		28,5		69,3	
Groß Schwansee	14,5		34,1		29,1		77,7	
Warnkenhagen	14,8		36,2		29,6		80,6	
Heizöl	21,5	30,2	10,3	27,6	76,8	78,2	108,7	135,9
Erdgas	15,1	31,6	5,7	15,1	73,2	69,5	94,0	116,2
ST + Erdgas	23,9	72,3	9,2	24,4	67,8	50,7	100,9	147,5
Wärmepumpe		70,0		4,4		64,6		139,1
Pellets	32,0	75,9	10,0	26,7	58,5	61,5	100,5	164,1

Tab. 47: Variantenvergleich Wärmegestehungskosten

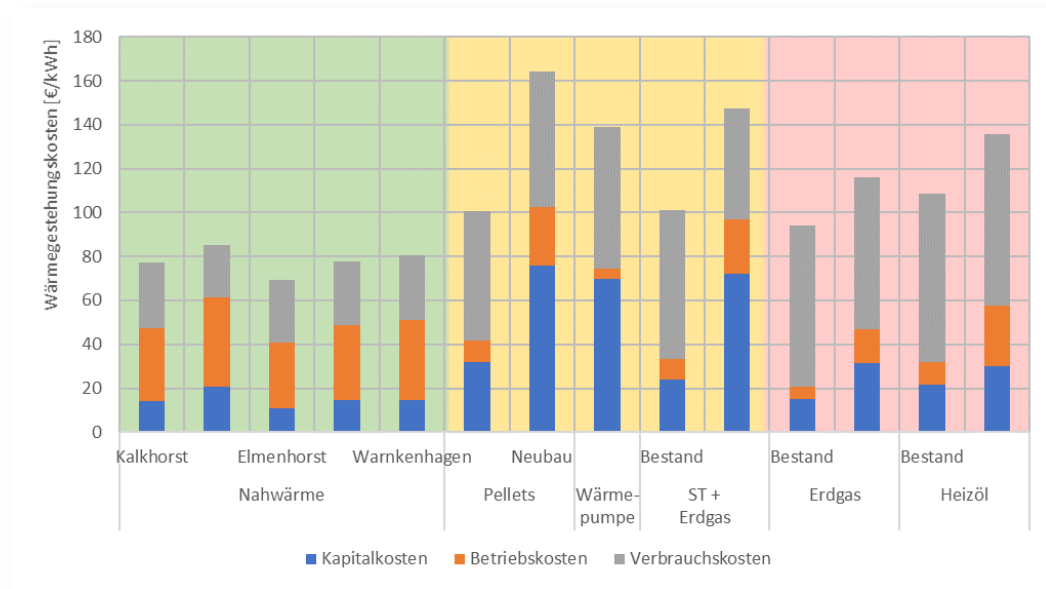


Abb. 55: Variantenvergleich Wärmegestehungskosten

Es wird deutlich, dass die Wärmegestehungskosten der konzipierten Versorgungslösungen deutlich niedriger sind, als die, der betrachteten konventionellen Varianten. Hinzu kommt, dass der potenziell volatile Verbrauchskostenanteil geringer ist. Damit ergibt sich für die konzipierten Varianten 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
Kalkhorst	39	
Kalkhorst + ST	34	
Elmenhorst	32	
Groß Schwansee	35	
Warnkenhagen	35	
Heizöl	357	357
Erdgas	276	260
ST + Erdgas	254	186
Wärmepumpe		140
Pellets	34	40

Tab. 48: Variantenvergleich Treibhausgasemissionen

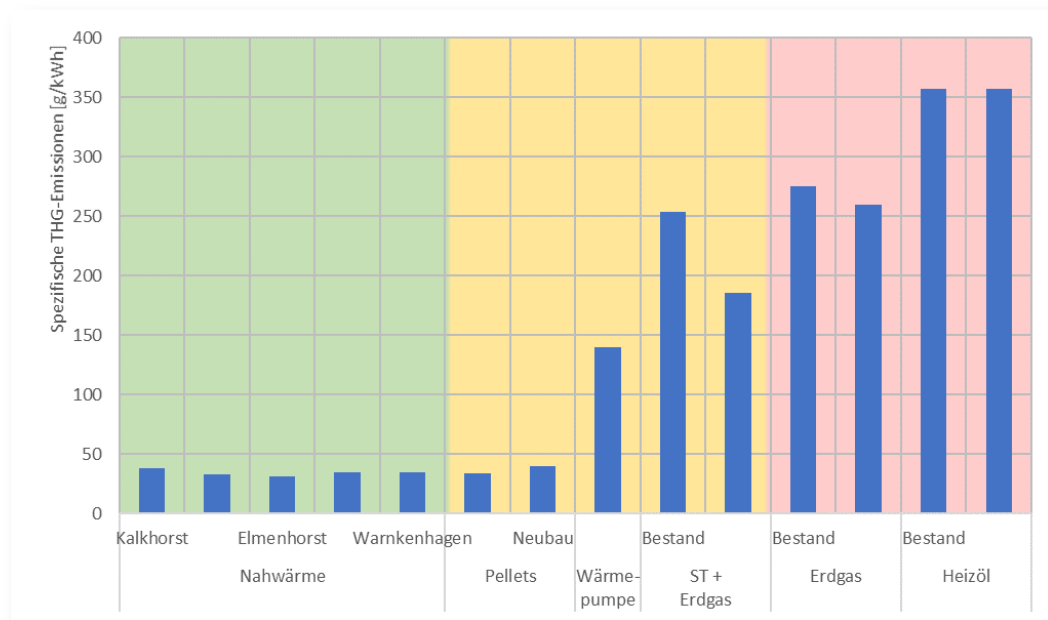


Abb. 56: Variantenvergleich Treibhausgasemissionen

Besonders deutlich wird hier die drastische Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber konventionellen Varianten um 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
- CO₂-Preis

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 netzgebundenen Varianten wie folgt dar:

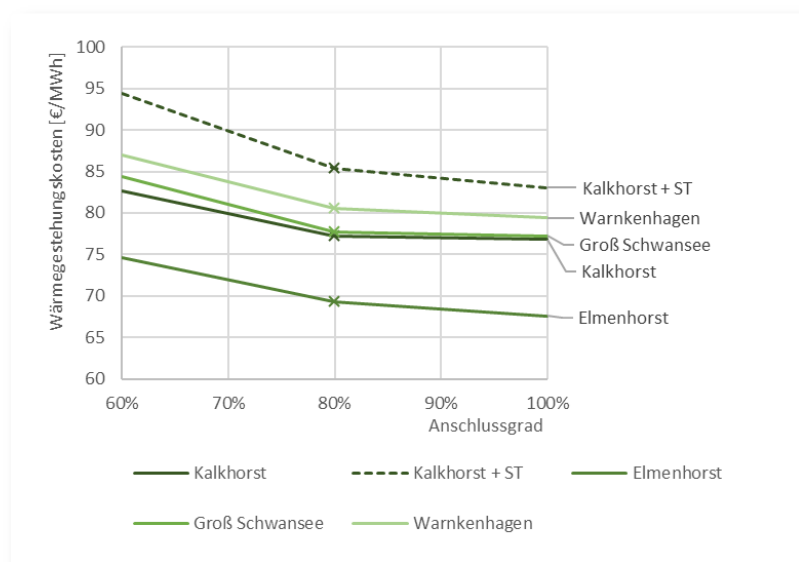


Abb. 57: Sensitivität Anschlussgrad

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:

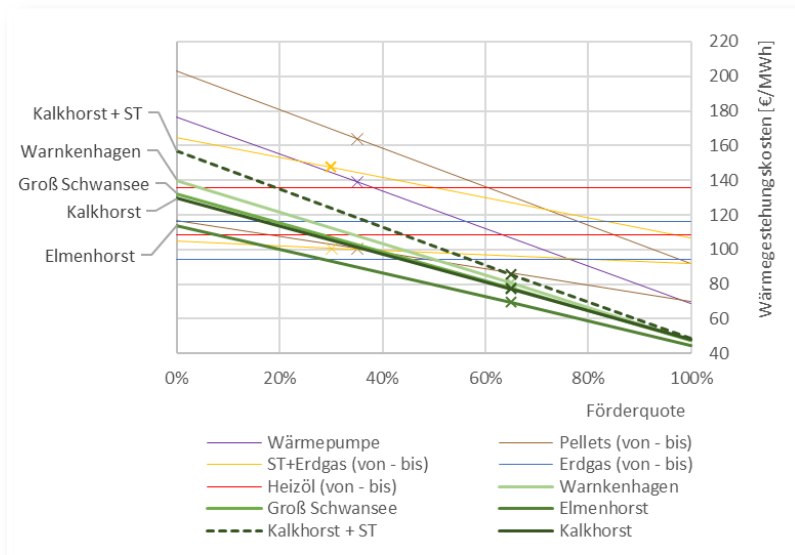


Abb. 58: Sensitivität Förderquote

Wie hier zu erkennen ist, trägt die günstige Förderkullisse 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.

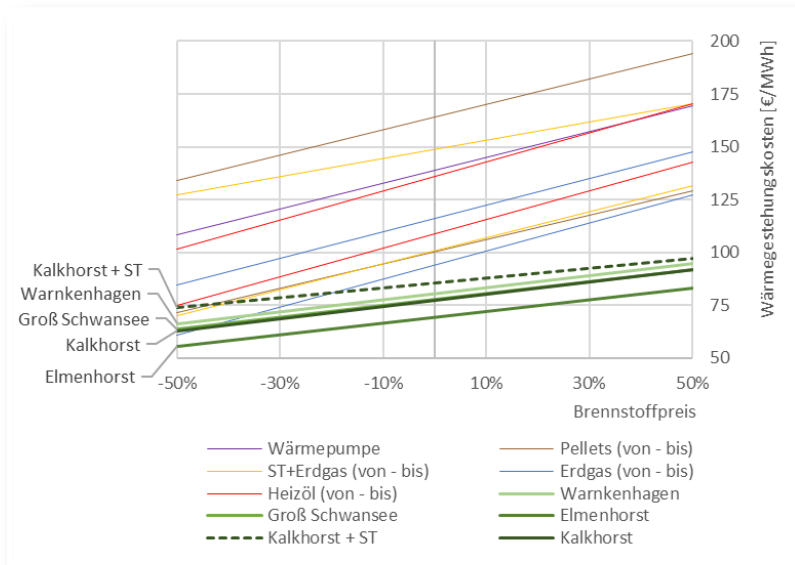


Abb. 59: Sensitivität Brennstoffpreis

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.

Sensitivität CO₂-Preis

Mit dem Jahr 2021 wurde erstmals in Deutschland ein Preis von zunächst 25 €/t für den Ausstoß klimaschädlicher Treibhausgase festgelegt. Dieser soll bis zum Jahr 2025 schrittweise bis auf 55 €/t steigen. Hier ist eine zukünftige Preisentwicklung somit bereits vorgezeichnet.

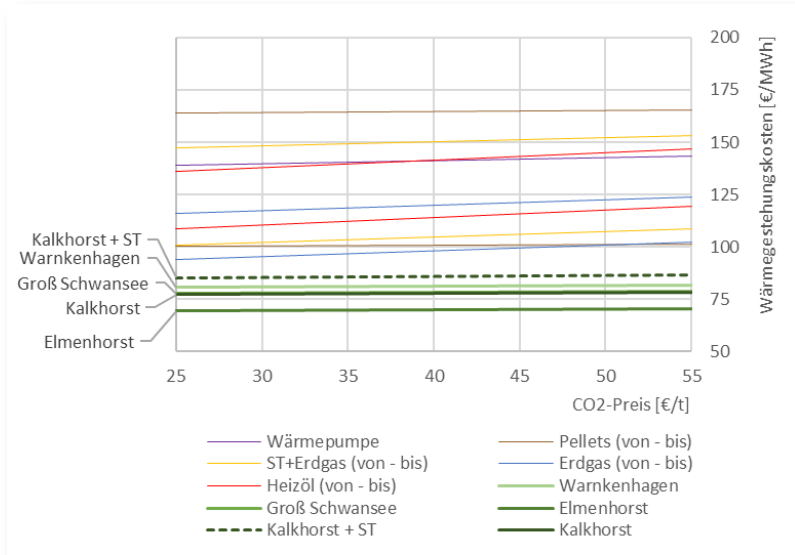


Abb. 60: Sensitivität CO₂-Preis

Aufgrund der sehr geringen Treibhausgasemissionen der konzipierten netzgebundenen Versorgungslösungen ist absehbar, dass sich der bereits jetzt bestehende Preisvorteil gegenüber konventionellen Versorgungslösungen mit ansteigendem CO₂-Preis noch vergrößern wird.

8 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:

8.1 Unternehmensformen

8.1.1 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 Know-How-Aufbau erforderlich
- Investitionsbedarf seitens der Kommune

8.1.2 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 Know-Hows (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 Know-How-Aufbau erforderlich

8.1.3 *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 Know-How 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

8.2 *Betreibermodelle*

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

8.2.1 *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 Know-How 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.

8.2.2 Wärmeliefer-Contracting

Hierbei befindet sich das Wärmenetz sowie ggf. das Gebäude in der Regel im Eigentum der Kommune (oder ggf. auch einer Genossenschaft o.ä.) 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 Know-How 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.

8.2.3 Betriebsführungs-Contracting

Hierbei befindet sich die gesamte Anlage inkl. Gebäude, Wärmeerzeugung und Wärmenetz in der Regel im Eigentum der Kommune (oder ggf. auch einer Genossenschaft o.ä.).

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 Know-Hows 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.

8.3 Situation vor Ort

Im Rahmen der angestellten Untersuchungen konnten grundsätzlich sowohl Potenziale als auch geeignete Abnehmerstrukturen für zentrale, biomassebasierte Versorgungslösungen identifiziert werden. Sowohl seitens der Gemeinde als auch aus der Anwohnerschaft heraus wurde ein deutliches Interesse an der Umsetzung bzw. Nutzung entsprechender Möglichkeiten signalisiert. Seitens der vor Ort wirtschaftlich tätigen befragten Akteure gab es jedoch, was eine mögliche Belieferung bzw. den Betrieb entsprechender Anlagen angeht, bislang allenfalls zurückhaltende Rückmeldungen.

Vor diesem Hintergrund scheint es sinnvoll, angesichts der Studienergebnisse in der Folge noch einmal gezielt mit möglichen lokalen Akteuren in den Dialog zu treten. Darüber hinaus sollte auch die Einbeziehung in diesem Bereich tätiger, regional etablierter Dienstleistungsunternehmen als Partner erwogen werden. Hilfreich kann zu diesem Zweck ein intensiver Kontakt zu externen Netzwerken wie etwa dem Landeszentrum für erneuerbare Energie (LEE MV), der Landesenergie- und Klimaschutzagentur (LEKA MV) oder der Verbraucherzentrale MV sein.

In Hinblick auf eine möglichst hohe Identifikation und eines Vertrauens der potenziellen Anschlussnehmer hat sich in der Vergangenheit die Beteiligung der Kommune als vorteilhaft erwiesen. Zumal auf diese Weise die für sehr günstige Wärmekosten erforderlichen Förderquoten erzielbar sind. Die Gründung einer Bürgergenossenschaft gestaltet sich dagegen der Erfahrung nach aufgrund in der Regel langer Vorlaufzeiten eher schwierig.

Für die konkrete Konstellation wäre somit ein Betriebsführungs-Contracting denkbar, bei dem die Kommune über eine geeignete Rechtsform in die gesamten Anlagen investiert und der Betrieb durch einen externen Partner erfolgt.

9 Aufdach-Solarenergienutzung

Für die Nutzung von solarer Strahlungsenergie auf Gebäudedächern kommen grundsätzlich zwei verschiedene Wege in Betracht. Zum einen ist die Nutzung von Solarwärme zur Warmwasserbereitung und / oder Heizungsunterstützung mit Hilfe der Solarthermie (ST) möglich. Zum anderen kann mittels der Photovoltaik (PV) Solarstrom erzeugt werden. Beide anlagentypen können jeweils auf geeigneten Dachflächen installiert werden.

9.1 Solarthermie

Bei der Solarthermie werden Solarkollektoren von Wasser (bzw. einem Wasser-Frostschutzmittel-Gemisch) durchflossen, wo es durch die Sonnenstrahlung erwärmt wird. Im Gebäudebereichen kommen hierzu meist Flachkollektoren oder teilweise auch Vakuum-Röhren-Kollektoren zum Einsatz. Die gewonnene Wärme wird entweder ausschließlich zur Warmwasserbereitung oder zusätzlich zur Heizungsunterstützung verwendet. Letzteres findet vor allem bei gut gedämmten Gebäuden mit geringem Wärmebedarf und niedrigen Heizungs-Vorlauf-Temperaturen (z.B. Fußbodenheizung) Anwendung. Die solare Trinkwassererwärmung ist dagegen durchaus auch für Bestandsgebäude einsetzbar.

Da das Angebot an Sonnenstrahlung und der Wärmebedarf in der Regel nicht genau gleichzeitig eintreten, werden Solarthermieranlagen immer mit einem entsprechenden Wärmespeicher kombiniert. Auf diese Weise kann der sommerliche Wärmebedarf typischer Wohngebäude oft vollständig durch Sonnenenergie gedeckt werden. Für die kältere Jahreszeit ist jedoch in der Regel ein zusätzlicher Wärmeerzeuger erforderlich. Die Solarthermieranlage liefert somit in aller Regel nur einen Teil der insgesamt benötigten Wärme. Typischerweise werden in etwa folgende solare Deckungsraten erzielt:

- Anlagen zur Warmwasserbereitung: 60 - 70% (bezogen auf den Warmwasserbedarf)
- Anlagen zur Heizungsunterstützung: 20 - 25% (bezogen auf den Gesamtwärmebedarf)

Für gut ausgelegte Solarthermieranlagen kann in Norddeutschland grob überschlägig von einem solaren Wärmeertrag von ca. 250 kWh/a pro Quadratmeter Kollektorfläche (Flachkollektor) ausgegangen werden. Im Einzelnen sind für die Auslegung und den Ertrag jedoch eine Vielzahl von Faktoren ausschlaggebend. Dazu zählen:

- Höhe und zeitlicher Verlauf des Wärmebedarfs des zu versorgenden Gebäudes
- Erforderliche Temperaturen für Heizung und Warmwasser
- Ausrichtung, Größe und Verschattung der Dach- bzw. Kollektorfläche
- Größe des Pufferspeichers

Aufgrund der zahlreichen Einflussgrößen und komplexen Wechselwirkungen ist in jedem Fall eine gebäudespezifische Fachplanung und Ertragssimulation sinnvoll. Ebenso kann aus diesem Grund die technische Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit einer Solarthermieranlage nicht pauschal bewertet werden.

Für einen ersten groben Überschlag kann von **Netto-Investitionskosten** in der Größenordnung von 600 bis 800 €/m² Kollektorfläche ausgegangen werden. Hierbei sind

keine Kosten für den zusätzlich benötigten konventionellen Wärmeerzeuger berücksichtigt.⁵⁰ Im Rahmen des Förderprogramms „Bundesförderung für effiziente Gebäude“ werden Solarthermieanlagen mit einer Basisförderung von 30% der Investitionskosten gefördert.

Die erzielbaren **Wärmegestehungskosten** sind sehr stark von den konkreten Bedingungen im Einzelfall abhängig. In einer Modellrechnung (siehe Punkt 6.2.4) wurde eine Spanne von ca. 100 bis 150 €/MWh (netto) bestimmt.

9.2 Photovoltaik

9.2.1 Allgemeines

Bei der Photovoltaik wird aus Sonnenlicht mit Hilfe von Solarmodulen direkt Strom produziert. Dieser wird mit Hilfe von Wechselrichtern dem normalen Netzstrom angeglichen. Photovoltaikanlagen können entweder als Freiflächenanlagen errichtet (siehe 4.3) oder aber auf Gebäuden installiert werden. Letzteres ist mit entsprechenden Unterkonstruktionen auf nahezu allen Arten von Dächern möglich. Hierfür wird mittlerweile eine Vielzahl von Systemen angeboten, die unter anderem auch verschiedensten ästhetischen Anforderungen gerecht werden.

Der erzeugte Strom kann entweder ganz bzw. teilweise selbst verbraucht oder aber in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden. Hierbei ist der Eigenverbrauch unter den aktuellen Rahmenbedingungen in der Regel wirtschaftlich deutlich attraktiver als die Netzeinspeisung. In beiden Fällen sind teils komplexe rechtliche Regularien, insbesondere die Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), zu beachten. Durch eine geeignete Auslegung und Ausrichtung der Anlage sowie ggf. die Installation eines Batteriespeichers kann der Gesamtertrag der Anlage sowie der Eigenverbrauchsanteil optimiert werden.

9.2.2 Wirtschaftliche Überlegungen

Für die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage entscheidend sind vor allem folgende Faktoren:

- Investitionskosten
- Betriebs und Wartungskosten
- Vermiedene Strombezugskosten (Netzstrom)
- Vergütung für eingespeisten Solarstrom
- Gesamtertrag der PV-Anlage
- Eigenverbrauchsanteil am Gesamtertrag

Die spezifischen Investitionskosten für eine PV-Anlage in der im Einfamilienhausbereich typischen Leistungsklasse < 10 kWp (Kilowatt peak = Spitzenleistung) lagen inklusive Modulen, Wechselrichter und Installation zuletzt bei ca. 1.500 €/kWp. Optional kommen für einen Batteriespeicher in diesem Leistungssegment noch einmal ca. 7.000 – 10.000 € hinzu⁵¹.

Die Errichtung von PV-Aufdachanlagen kann im Rahmen des KfW-Programms 270 „Erneuerbare Energien - Standard“ durch zinsvergünstigte Finanzierung gefördert werden. Die Betriebskosten einer PV-Anlage fallen relativ gering aus. Überschlägig können sie mit jährlich 1% bis 2% der Anschaffungskosten veranschlagt werden⁵². Für den erzeugten Strom aus

⁵⁰ RENEVA01

⁵¹ RENEVA01

⁵² RENEVA01

Anlagen < 10 kWp ohne Batteriespeicher ergeben sich daraus durchschnittliche Gestehungskosten von ca. 10 ct/kWh⁵³.

Die Einspeisevergütung für PV-Strom richtet sich entsprechend den Regelungen des EEG nach der Anlagengröße und dem Ausbaufortschritt in Deutschland zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Für Anlagen < 10 kWp betrug sie zuletzt 7,81 ct/kWh⁵⁴. Der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden lag im Jahr 2020 nach Angaben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie dagegen bei 32,05 ct/kWh

Dies zeigt, dass im Einfamilienhausbereich insbesondere der Eigenverbrauch von selbst erzeugtem PV-Strom durch die Einsparung von teurem Netzstrom wirtschaftlich sehr attraktiv ist. Die reine Netzeinspeisung ist dagegen kaum kostendeckend. Es empfiehlt sich daher, beide der Auslegung eine möglichst hohe Eigenverbrauchsrate anzustreben.

9.2.3 Auslegung einer PV-Anlage

Die Eigenverbrauchsoptimierung ist, wie bereits beschrieben, ein entscheidendes Kriterium bei der Planung eines wirtschaftlichen Anlagenkonzeptes. Ausschlaggebend hierfür sind verschiedene Auslegungsansätze. Um das exemplarisch zu veranschaulichen, wurden verschiedene Anlagenkonfigurationen und ihre Auswirkungen auf den Eigenverbrauch dargestellt.

Süd-Ausrichtung

Die maximale Leistung erbringt die Photovoltaikanlage auf südlich ausgerichteten Dachflächen. Zur Mittagszeit erzeugt die Anlage gewöhnlich den meisten Strom. Auf Grund des Nutzerverhaltens eines klassischen Strom-Haushaltskunden (Standard Lastprofil H0 nach VDWE) muss ein Großteil des Stroms zu dieser Zeit ins Netz eingespeist werden. Mehr als 20-30% Eigenverbrauch sind in diesen Fällen oft nicht möglich.

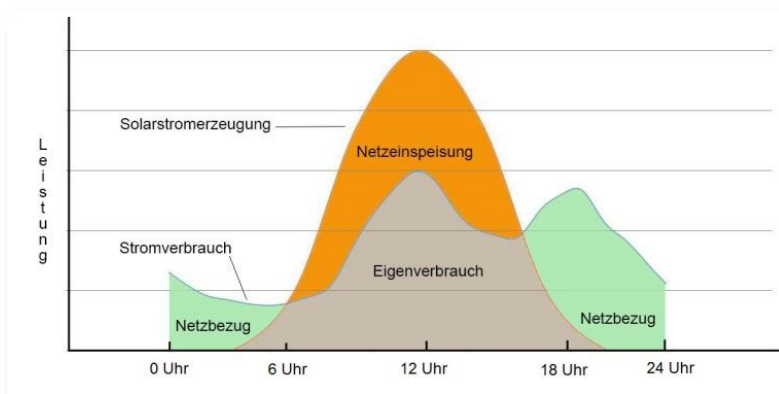


Abb. 61: PV-Anlage - klassische Südausrichtung

Ost-West Ausrichtung

Bei einer Ost-West ausgerichteten Photovoltaikanlage ist der Maximalertrag zwar geringer, sie beginnt aber früher mit der Erzeugung von Strom und nimmt auch in den Abendstunden

⁵³ FRAUNH01

⁵⁴ RENEVA 01

länger die Sonneneinstrahlung auf, wodurch der Eigenverbrauch auf ca. 40% gesteigert werden kann.

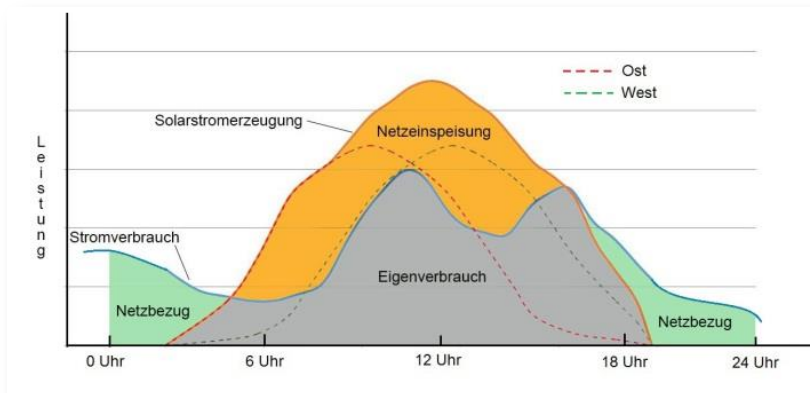


Abb. 62: PV-Anlage - Ost-/Westausrichtung

Nutzung von Stromspeichern / Elektromobilität

Ein Eigenverbrauchsanteil von 50% und höher ist bei Einfamilienhäusern meist nur mit einem Solarstromspeicher zu realisieren. Der erzeugte Solarstrom, der nicht direkt verbraucht wird, fließt in einen Batteriespeicher und kann abends zur eigenen Verbrauchsdeckung genutzt werden. Batteriespeichersysteme entwickeln sich derzeit rasant weiter. Dies ist unter anderem den Skaleneffekten und Technologiefortschritten bei der Entwicklung der Elektromobilität zu verdanken.

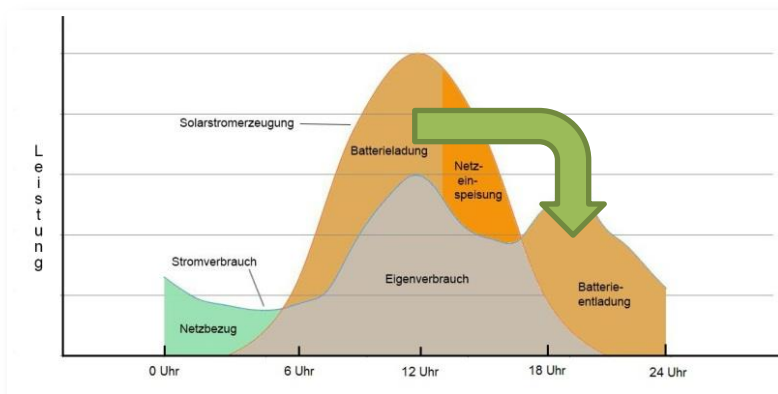


Abb. 63: PV-Anlage - Südausrichtung mit Batteriespeicher

Ähnliche Effekte lassen sich im Zuge der zunehmenden Elektromobilität durch die Aufladung des eigenen Elektroautos mit selbst erzeugtem PV-Strom erzielen. Hier ergibt sich der zusätzliche Vorteil, dass die Kosten für den Akku des Fahrzeugs ohnehin anfallen und somit keine zusätzlichen Speicherkosten entstehen.

Bereits diese Beispiele verdeutlichen, dass die Auslegung einer PV-Anlage in Hinblick auf ein optimales technisches und wirtschaftliches Ergebnis in jedem Fall durch entsprechende qualifizierte Fachleute erfolgen sollte.

9.2.4 Gesetzliche Regelungen

Die Einspeisung des erzeugten Stroms in das öffentliche Stromnetz richtet sich nach den Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Hierin ist unter anderem geregelt, dass kleinere Anlagen eine für 20 Jahre festgelegte Einspeisevergütung erhalten. Die Höhe dieser Festvergütung ist jedoch abhängig von der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme in Deutschland bereits insgesamt installierten PV-Leistung („atmender Deckel“). Werden die angestrebten Ausbauziele nicht erreicht, erhöht sich die Vergütung schrittweise. Im umgekehrten Fall sinkt die Vergütung bei einem zu großen Ausbau. Aktuell liegt die Einspeisevergütung bei 7,81 ct/kWh für Anlagen bis 10 kWp und bei 7,59 ct/kWh für Anlagen bis 40 kWp.

Anlagen über 10 kWp werden zudem mit einer anteiligen EEG Umlage auf den selbst genutzten Strom belastet.

Neben dem Erneuerbare-Energien-Gesetz sind, je nach Konstellation, zahlreiche weitere und teils sehr komplexe Regelungen unter anderem aus den Bereichen des Energiewirtschafts- und Steuerrechts zu beachten. Dies trifft insbesondere bei Anlagen > 10 kWp oder bei Eigenverbrauchskonstellationen mit mehreren Beteiligten zu. In diesem Fall ist unbedingt eine fachlich fundierte Beratung erforderlich.

9.2.5 Fazit

Die Installation einer PV-Anlage im Einfamilienhausbereich ist wirtschaftlich sehr attraktiv, wenn ein möglichst großer Teil des erzeugten Stroms selbst verbraucht werden kann. Die Auslegung durch qualifizierte Fachleute sollte insofern auf eine hohe Eigenverbrauchsquote abzielen. Dies kann durch eine geeignete Dimensionierung und Ausrichtung der PV-Flächen sowie ggf. durch einen zusätzlichen Batteriespeicher erreicht werden. Besondere Vorteile bietet in dieser Hinsicht die Kombination mit der Aufladung eigener Elektrofahrzeuge.

Bei größeren Anlagen (> 10 kWp) oder mehreren beteiligten Akteuren (Betreiber, Nutzer, Mieter...) sind die zu beachtenden gesetzlichen Regeln sehr komplex und machen in jedem Fall eine fundierte fachliche Beratung erforderlich.

10 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
- Aufdach-Solarenergienutzung
- Energetische Gebäudesanierung

Als rein gebäudespezifische Maßnahmen liegen sowohl die 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 energetische Biomassenutzung in Form einer Nahwärmeversorgung auf Basis von Biomasse-Feuerungsanlagen kommt insbesondere in verdichteten Kernlagen der Ortsteile in Betracht. Ein Interesse hierfür besteht sowohl seitens des Auftraggebers als auch aus Teilen der Anwohnerschaft. 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:

10.1 Planung und Realisierung biomassebasierte Nahwärme

Für die beschriebenen Versorgungsbereiche in den Ortsteilen Kalkhorst, Elmenhorst, Groß Schwansee und Warnkenhagen wird die Umsetzung von Nahwärmeversorgungskonzepten auf Basis von Biomassefeuerungsanlagen empfohlen.

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.

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.

10.2 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 (LEEA 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.

10.3 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 beispielsweise 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

10.4 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. Beispielhaft 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>

Thema: Machbarkeitsstudie zur nachhaltigen Energieversorgung in Kalkhorst

Projekt: T20.53

Bearbeitungsstand: 07.05.2021

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

10.5 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.

10.6 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 Querverzeichnis

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/>
- 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/>
- 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
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)
OT Gülzow, Hofplatz 1, 18276 Gülzow-Prüzen
Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE)
Godesberger Allee 142–148, 53175 Bonn
- FRAUNH 01** Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstr. 2, 79110 Freiburg
Zugang via: <http://www.pv-fakten.de/>

Thema: Machbarkeitsstudie zur nachhaltigen Energieversorgung in Kalkhorst

Projekt: T20.53

Bearbeitungsstand: 07.05.2021

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 Hrg: 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: 31.12.2019 Statistisches Amt Mecklenburg-Vorpommern Lübecker Str. 287, 19059 Schwerin
LAiV 08	Statistischer Bericht Bevölkerung, Haushalte und Familien in Mecklenburg-Vorpommern (Mikrozensus) Stand: 2019 Statistisches Amt Mecklenburg-Vorpommern Lübecker Str. 287, 19059 Schwerin
LAiV 09	Statistischer Bericht Bestand an Wohngebäuden und Wohnungen (Fortschreibung) in Mecklenburg-Vorpommern Stand: 2019 Statistisches Amt Mecklenburg-Vorpommern Lübecker Str. 287, 19059 Schwerin

Thema: Machbarkeitsstudie zur nachhaltigen Energieversorgung in Kalkhorst

Projekt: T20.53

Bearbeitungsstand: 07.05.2021

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

- LAiV 10 Statistischer Bericht
Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung in Mecklenburg-Vorpommern
Stand:2019
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/>
- LK NWM 01 Energieportal des Landkreises Nordwestmecklenburg
<https://www.geoport-nwm.de/de/energie.html>
Inkl. bereitgestellter Geo-Web-Dienste
Landkreis Nordwestmecklenburg
Rostocker Straße 76, 23970 Wismar
- LUNG 01 WMS Regionale Raumentwicklungsprogramme (MV RREP)
Landesamt fuer 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 fuer 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 fuer 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 fuer 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?
- RECK 01 Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik
73. Auflage
Prof. Dr. Ing. Ernst-Rudolf Schramek (Hrsg.)
© 2007 Oldenbourg Industrieverlag
- RENEWA 01 Informationsportal [energieheld.de](https://www.energieheld.de)
RENEWA GmbH, Dorotheenstraße 84, 22301 Hamburg
<https://www.energieheld.de/>
- 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

Thema: Machbarkeitsstudie zur nachhaltigen Energieversorgung in Kalkhorst

Projekt: T20.53

Bearbeitungsstand: 07.05.2021

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

- 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 01 SOLARANLAGEN.DE
Informationsportal für Sonnenenergie
Be Around GmbH
Potsdamer Platz 11, 10785 Berlin
Zugang via: <https://www.solaranlage.de/>
- WIKI 01 Übersicht zu Energiebedarf verschiedener Baustandards
<https://de.wikipedia.org/wiki/Energiestandard#Deutschland>
Abgerufen: 02/2021

Thema: Machbarkeitsstudie zur nachhaltigen Energieversorgung in Kalkhorst

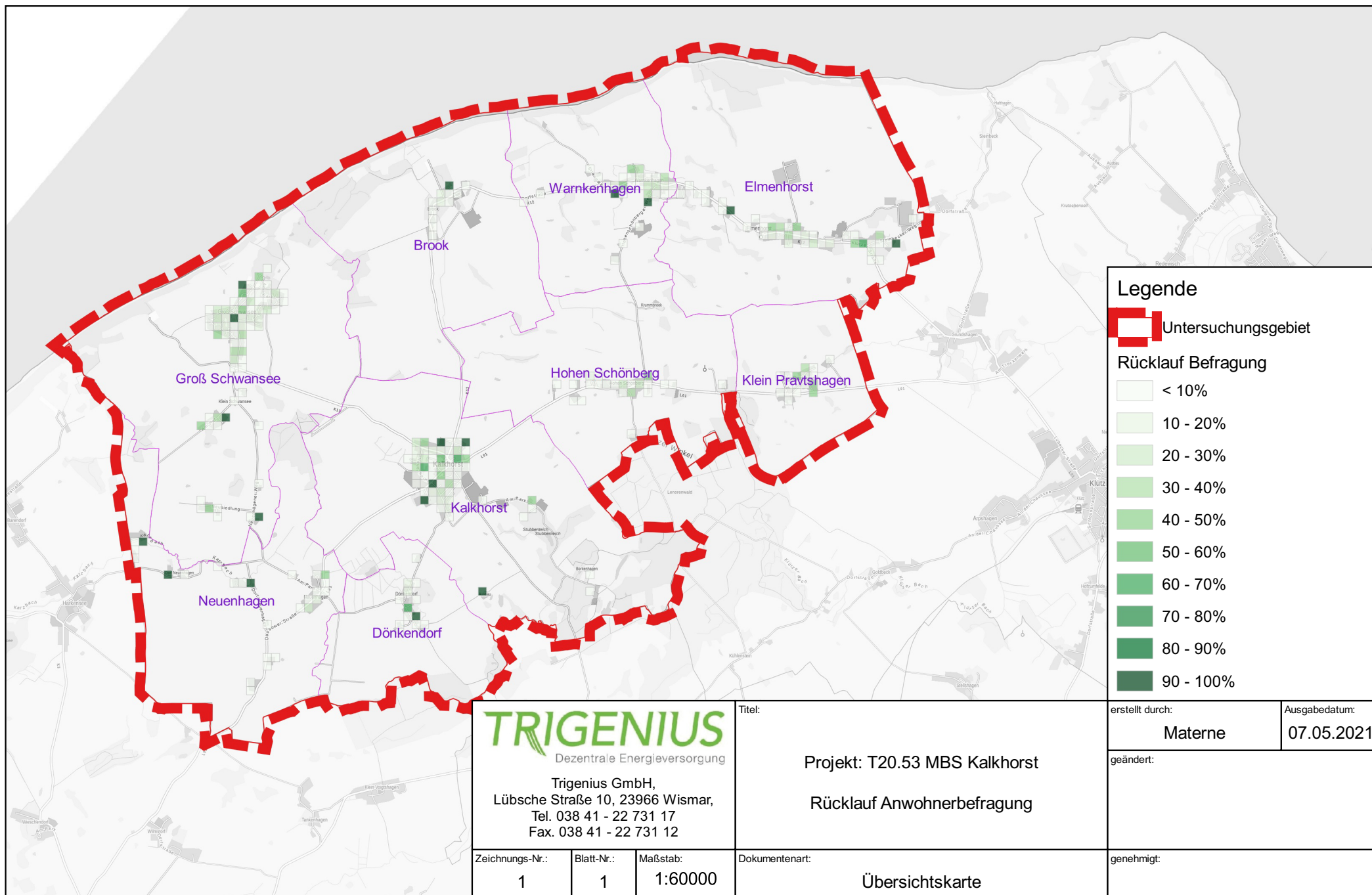
Projekt: T20.53

Bearbeitungsstand: 07.05.2021

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

Titel:

Projekt: T20.53 MBS Kalkhorst

Rücklauf Anwohnerbefragung

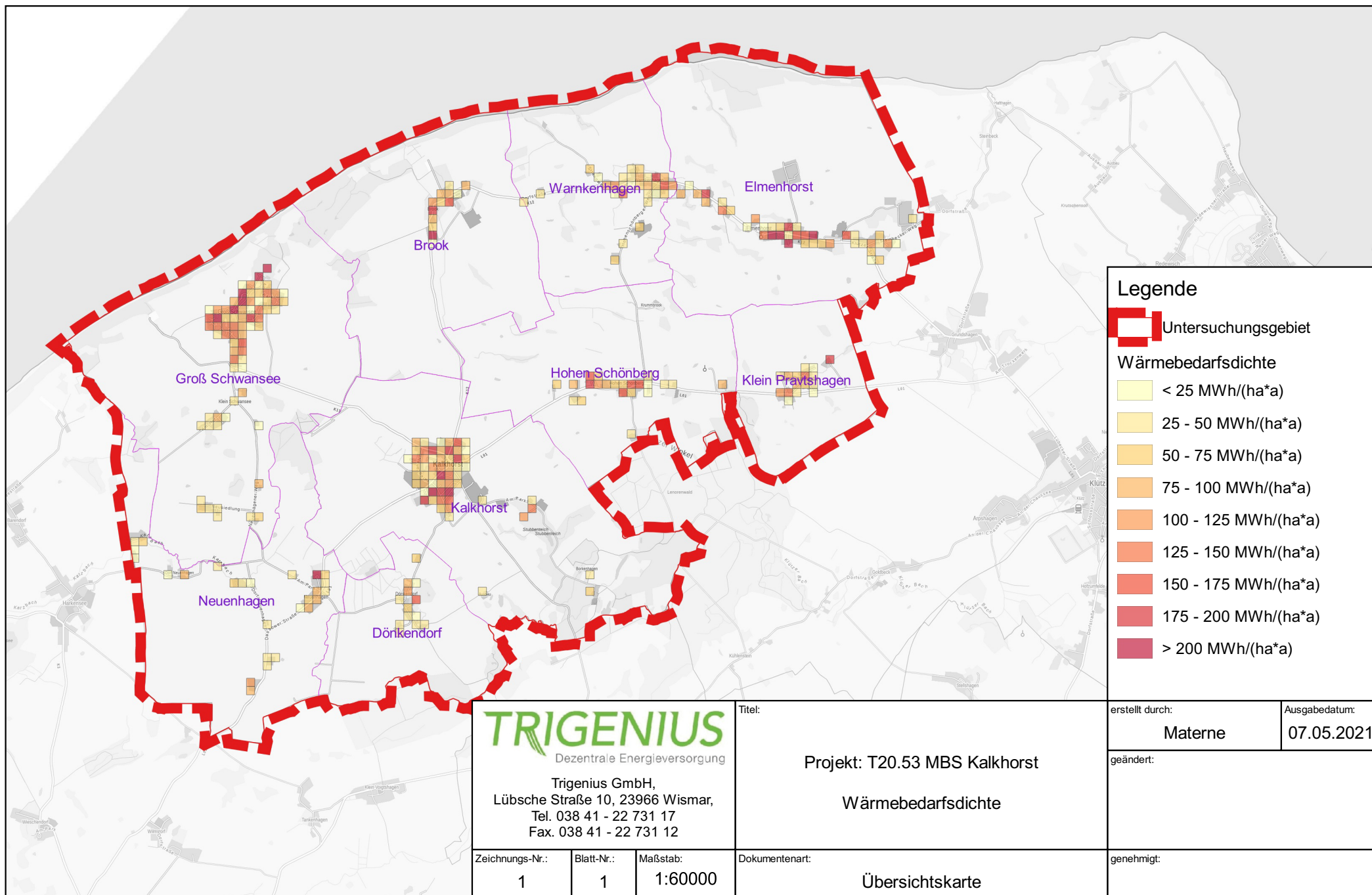
erstellt durch:	Ausgabedatum:
Materne	07.05.2021
geändert:	

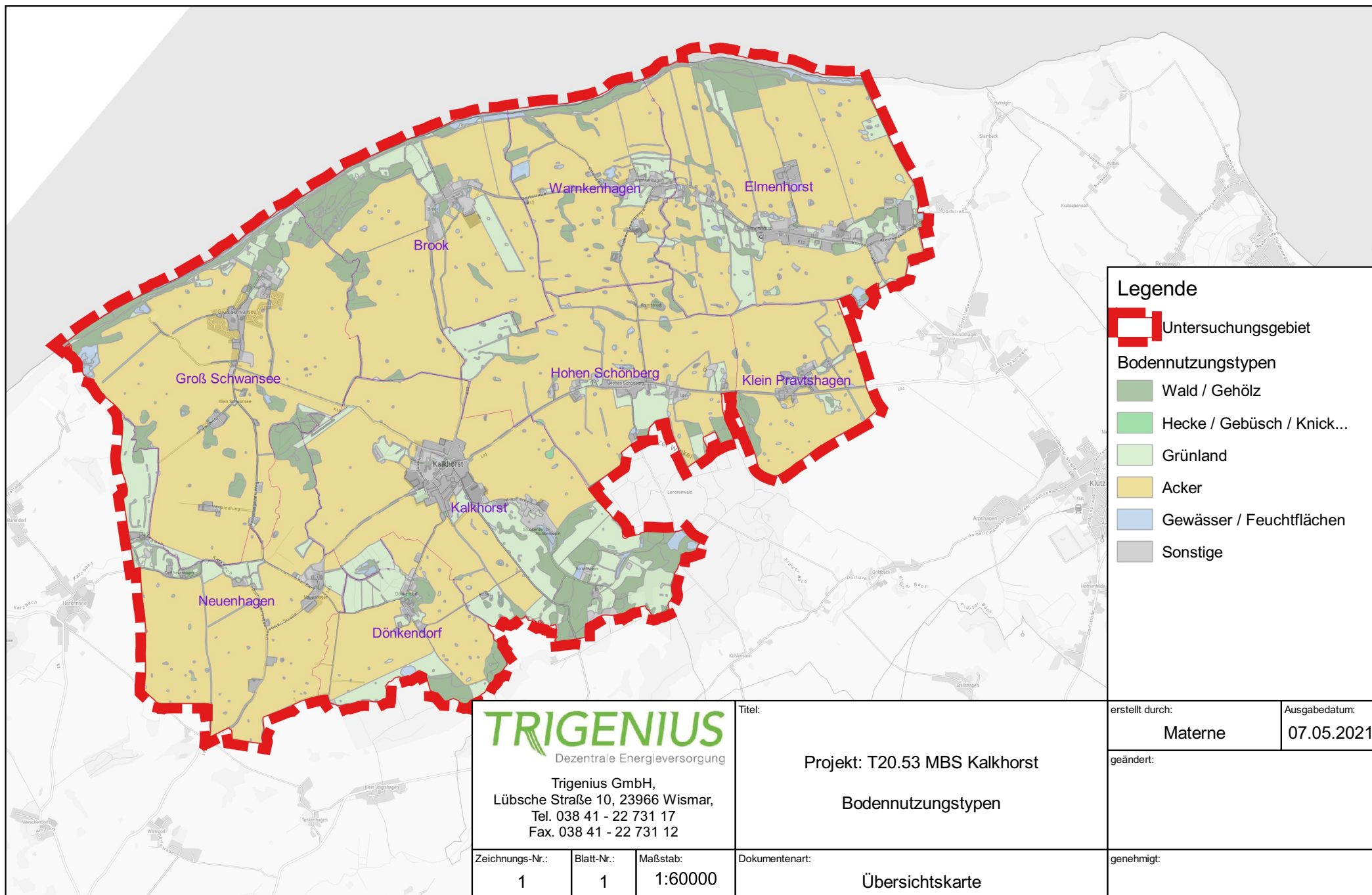
Zeichnungs-Nr.:	Blatt-Nr.:	Maßstab:
1	1	1:60000

Dokumentenart:

Übersichtskarte

genehmigt:





Legende Untersuchungsgebiet Bodennutzungstypen Wald / Gehölz Hecke / Gebüsch / Knick... Grünland Acker Gewässer / Feuchtflächen Sonstige	
erstellt durch: Materne	Ausgabedatum: 07.05.2021
geändert:	
genehmigt:	

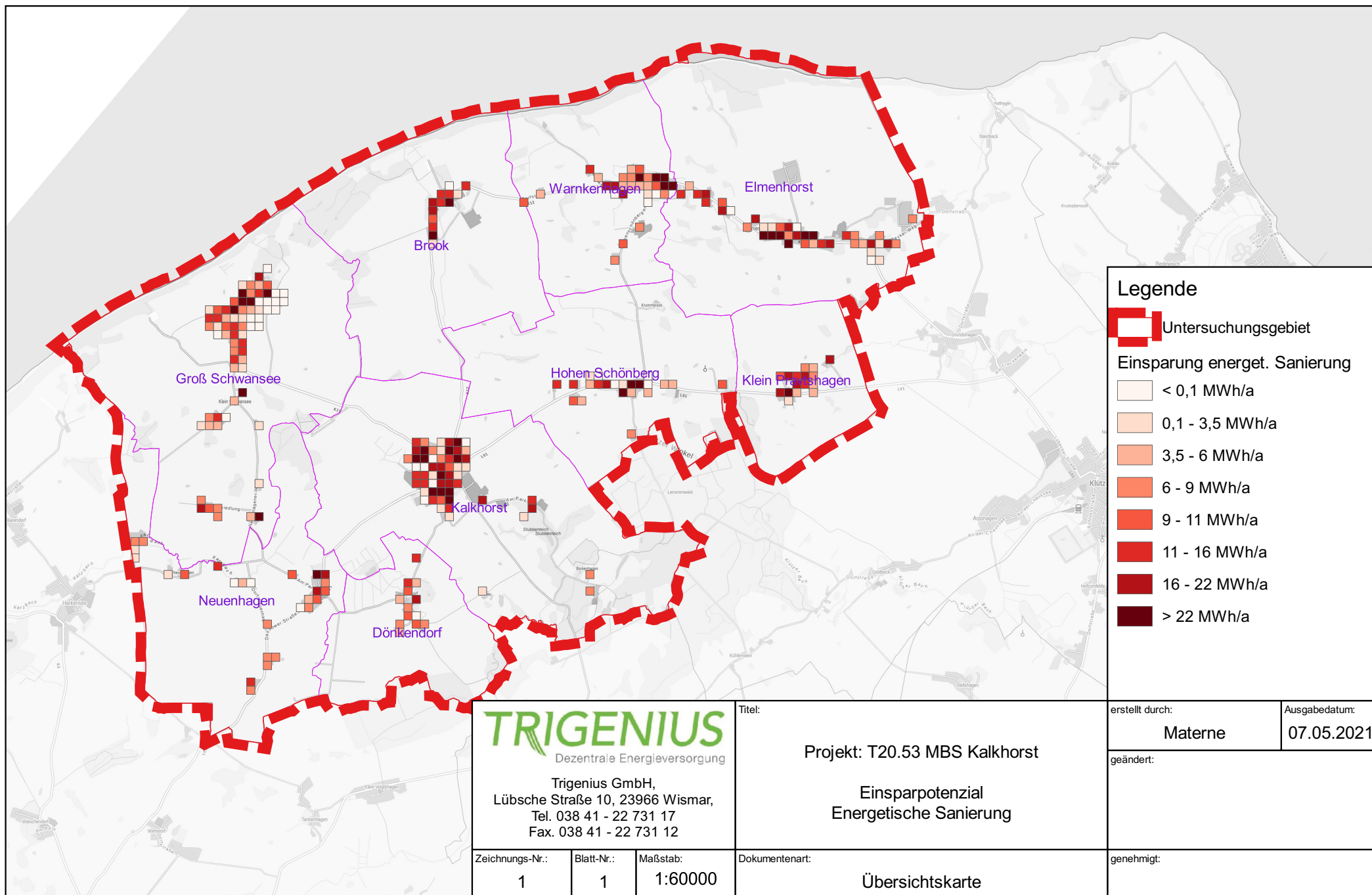
TRIGENIUS
 Dezentrale Energieversorgung
 Trigenius GmbH,
 Lübsche Straße 10, 23966 Wismar,
 Tel. 038 41 - 22 731 17
 Fax. 038 41 - 22 731 12

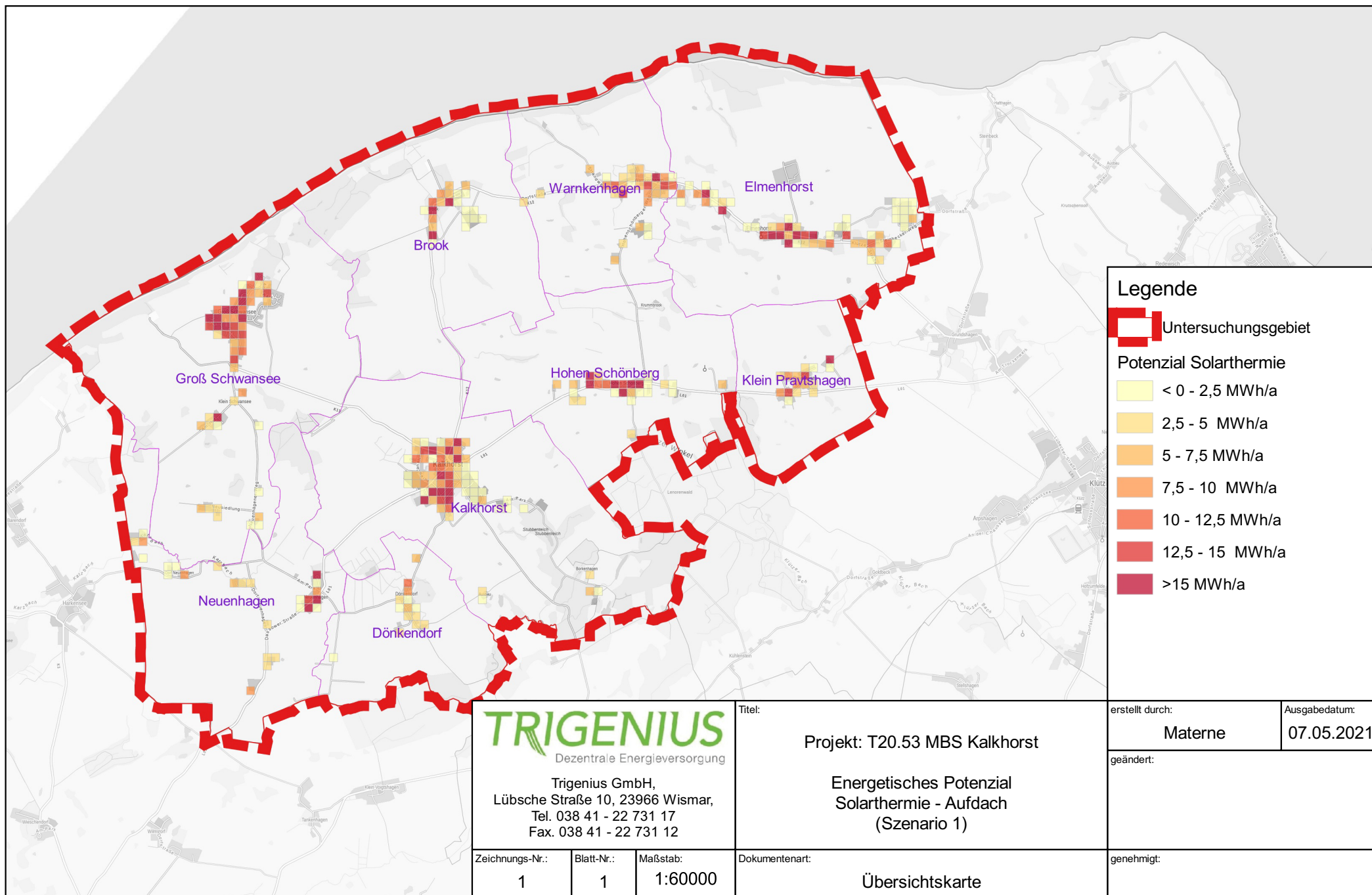
Titel:
Projekt: T20.53 MBS Kalkhorst

Bodennutzungstypen

Zeichnungs-Nr.:	Blatt-Nr.:	Maßstab:
1	1	1:60000

Dokumentenart:
Übersichtskarte





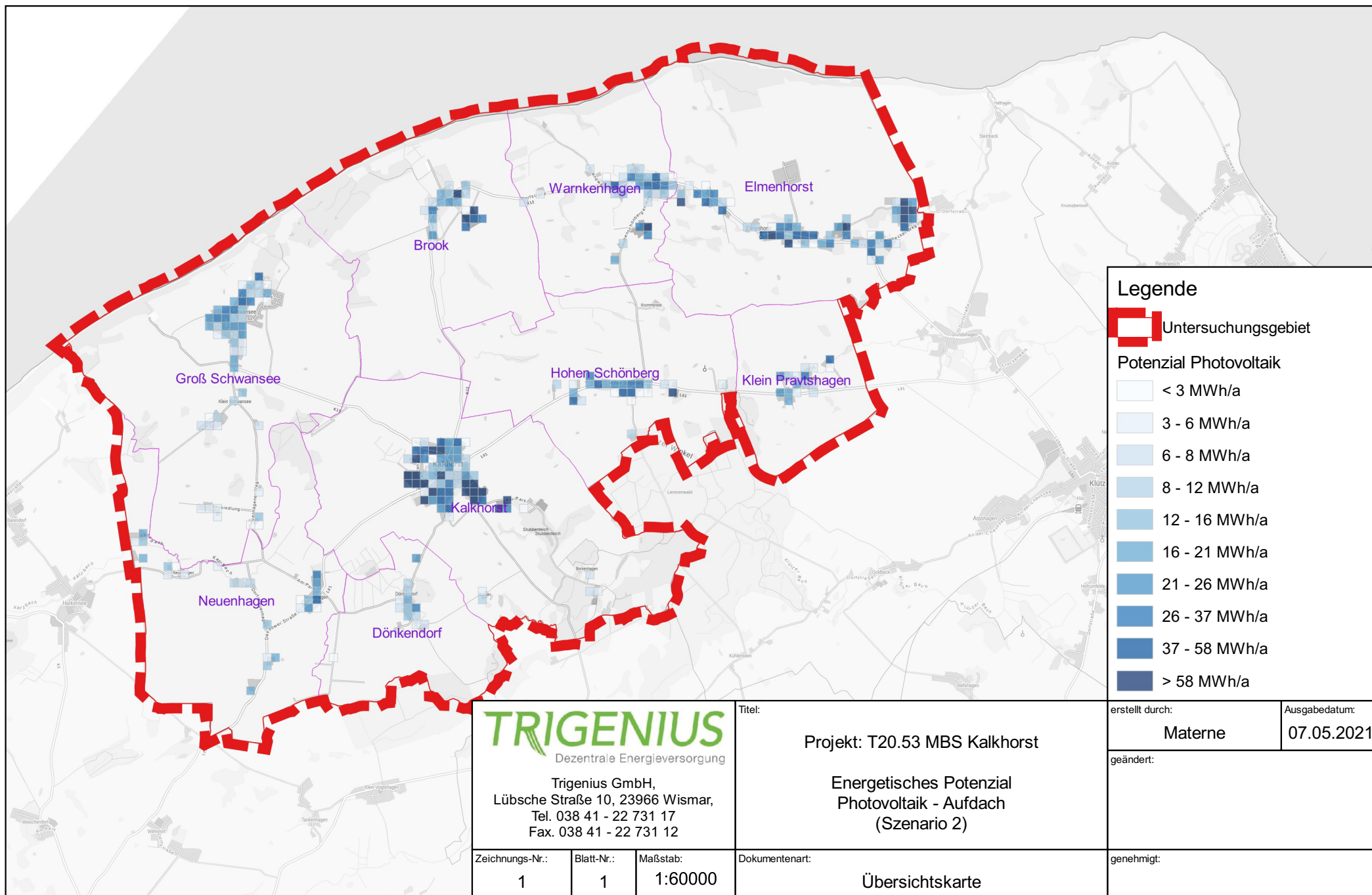
Legende Untersuchungsgebiet	
Potenzial Solarthermie < 0 - 2,5 MWh/a 2,5 - 5 MWh/a 5 - 7,5 MWh/a 7,5 - 10 MWh/a 10 - 12,5 MWh/a 12,5 - 15 MWh/a >15 MWh/a	
erstellt durch: Materne	Ausgabedatum: 07.05.2021
geändert:	
genehmigt:	

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

Titel:
 Projekt: T20.53 MBS Kalkhorst
 Energetisches Potenzial
 Solarthermie - Aufdach
 (Szenario 1)

Zeichnungs-Nr.:	Blatt-Nr.:	Maßstab:
1	1	1:60000

Dokumentenart:
Übersichtskarte



TRIGENIUS
Dezentrale Energieversorgung

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

Titel:

Projekt: T20.53 MBS Kalkhorst

Energetisches Potenzial
Photovoltaik - Aufdach
(Szenario 2)

erstellt durch:	Ausgabedatum:
Materne	07.05.2021

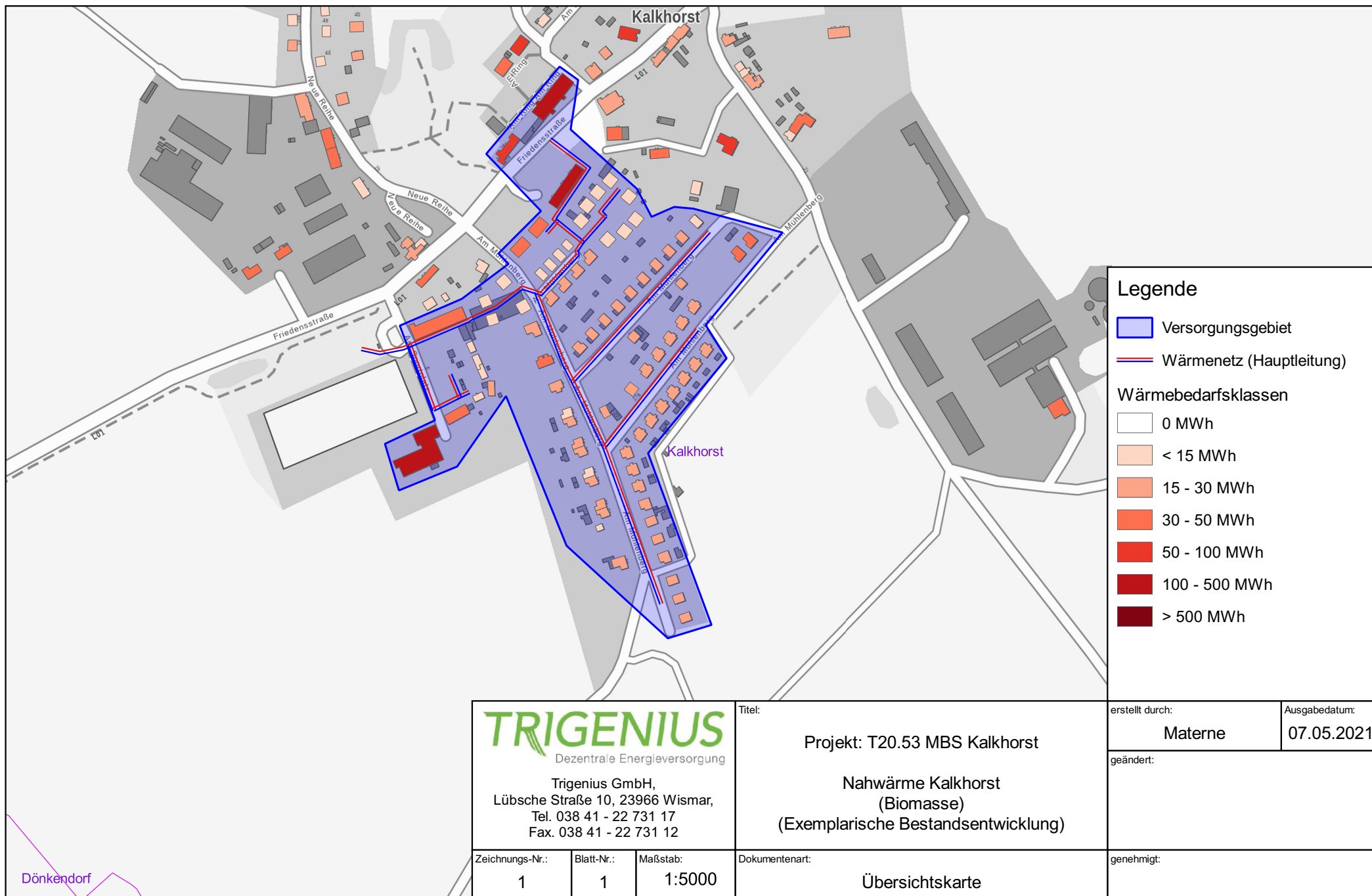
geändert:

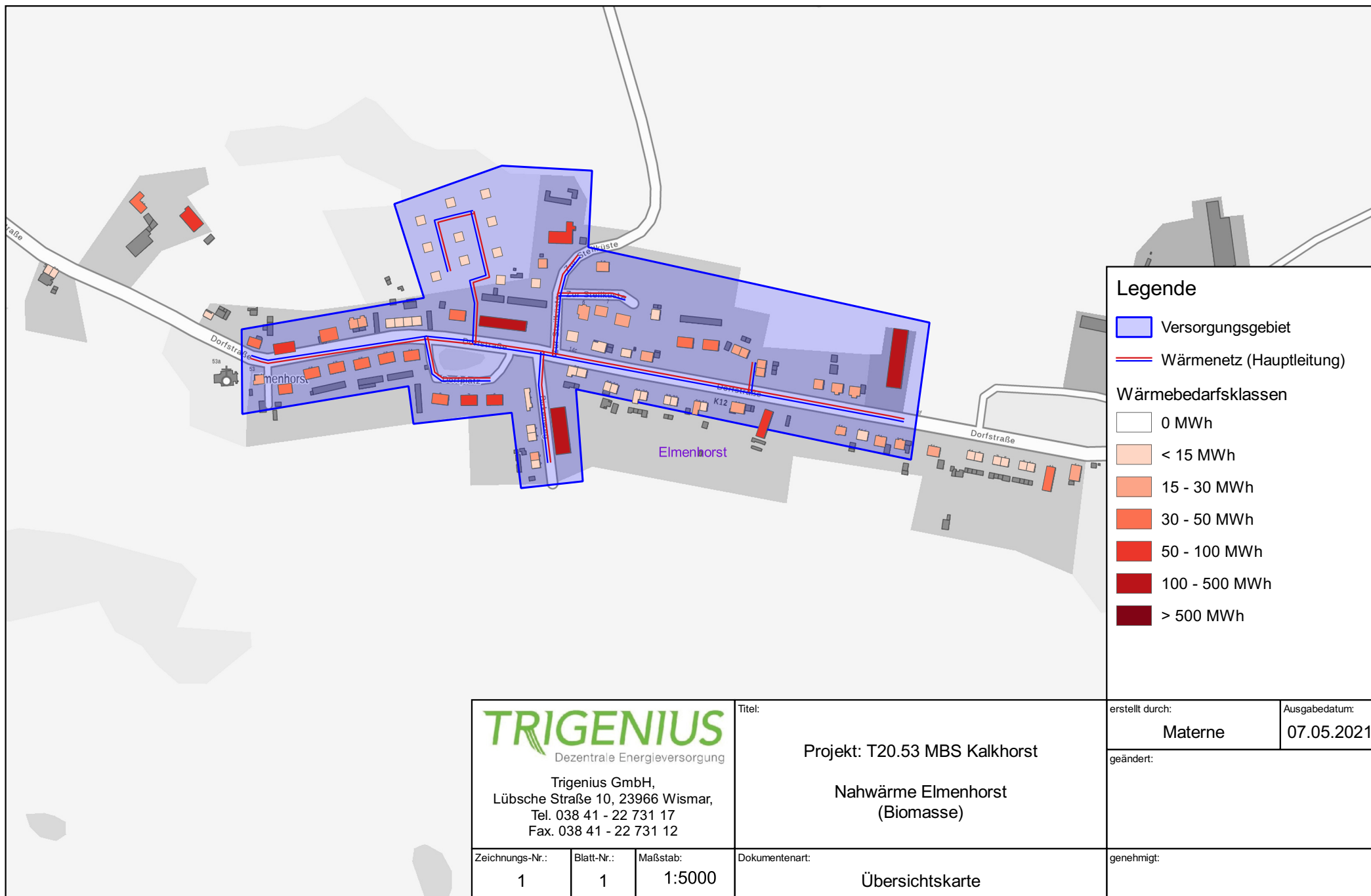
Zeichnungs-Nr.:	Blatt-Nr.:	Maßstab:
1	1	1:60000

Dokumentenart:

Übersichtskarte

genehmigt:





Legende

Versorgungsgebiet

Wärmenetz (Hauptleitung)

Wärmebedarfsklassen

0 MWh

< 15 MWh

15 - 30 MWh

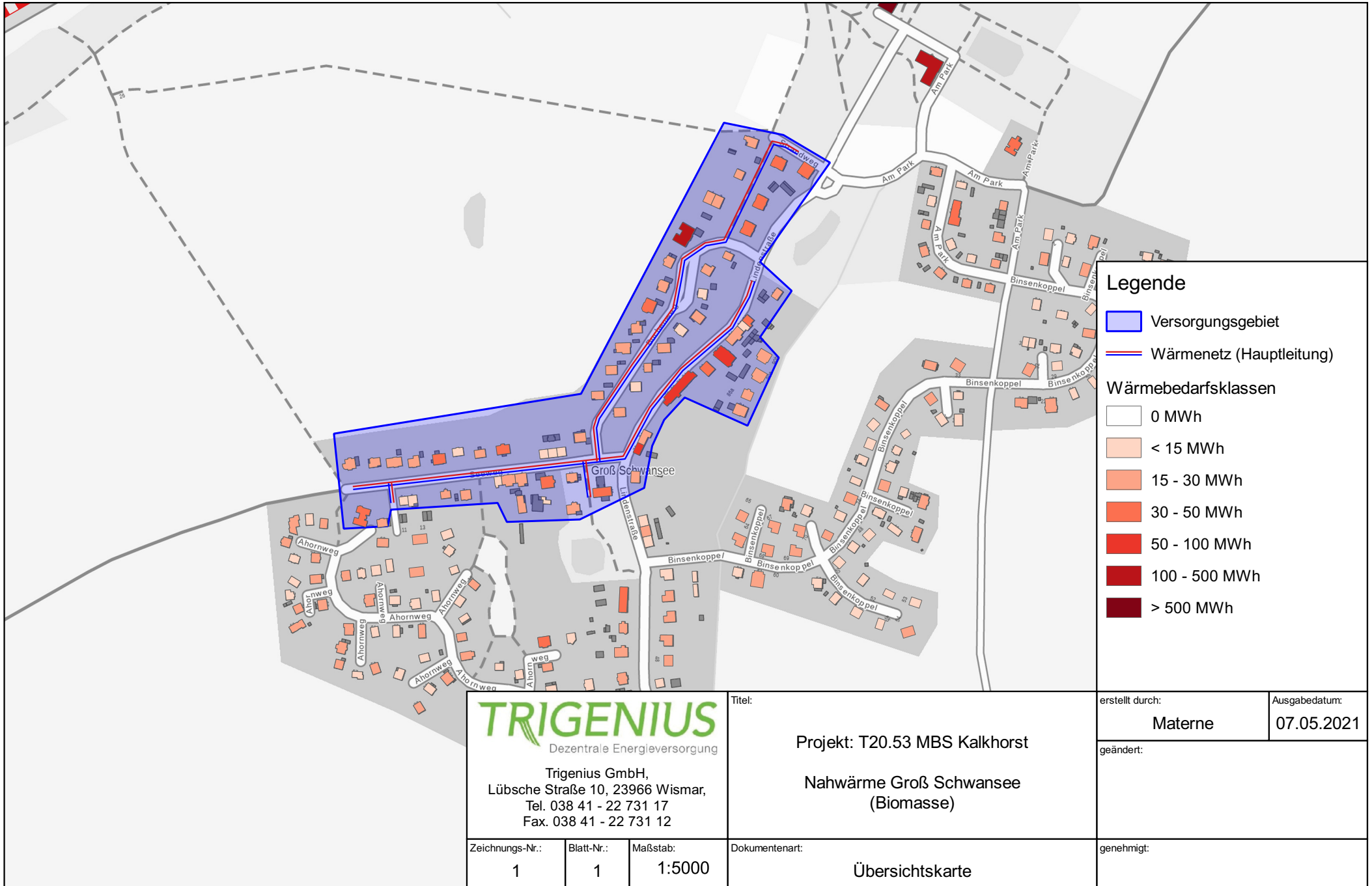
30 - 50 MWh

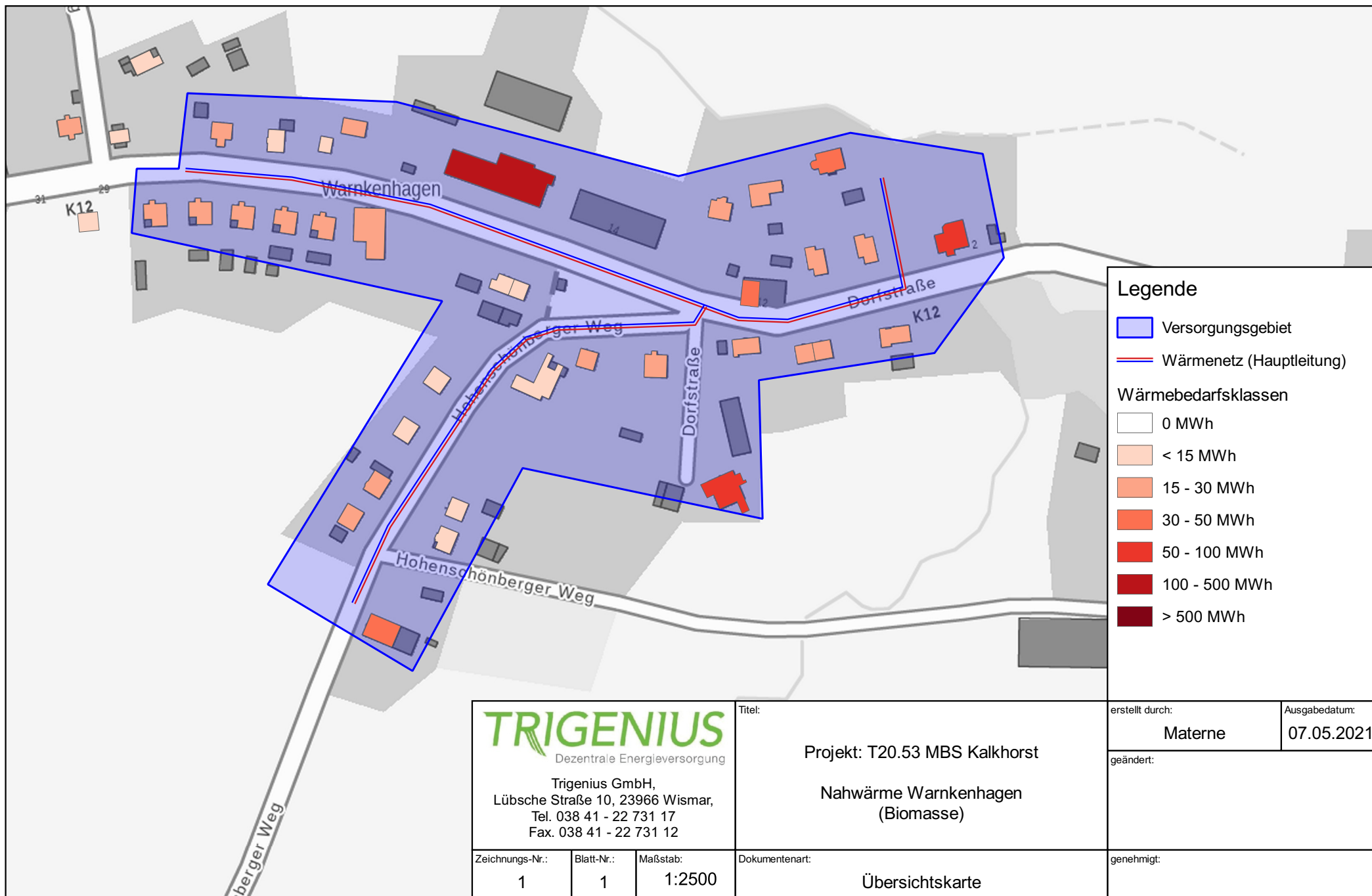
50 - 100 MWh

100 - 500 MWh

> 500 MWh

 Dezentrale Energieversorgung Trigenius GmbH, Lübsche Straße 10, 23966 Wismar, Tel. 038 41 - 22 731 17 Fax. 038 41 - 22 731 12			Titel: Projekt: T20.53 MBS Kalkhorst Nahwärme Elmenhorst (Biomasse)		erstellt durch: Materne	Ausgabedatum: 07.05.2021
			geändert:			
Zeichnungs-Nr.: 1	Blatt-Nr.: 1	Maßstab: 1:5000	Dokumentenart: Übersichtskarte		genehmigt:	





Thema: Machbarkeitsstudie zur nachhaltigen Energieversorgung in Kalkhorst

Projekt: T20.53

Bearbeitungsstand: 07.05.2021

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Anhang 2

Fragebogen der Anwohnerbefragung



Haushaltsbefragung zur Energiebedarfsermittlung

im Rahmen der Machbarkeitsstudie „Nachhaltige Energieversorgung“

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

Für Rückfragen stehen Ihnen die folgenden Ansprechpartner gern zur Verfügung:

Ansprechpartner Gemeinde Kalkhorst:

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: kW Baujahr:	⇒ 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:	☐ 2017: ☐ 2018: ☐ 2019: ☐ 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:	

Thema: Machbarkeitsstudie zur nachhaltigen Energieversorgung in Kalkhorst

Projekt: T20.53

Bearbeitungsstand: 07.05.2021

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Anhang 3

Energetisches Biomassepotenzial

Energetisches Biomassepotenzial

Waldrestholz (WRH)			
Endenergiepotenzial (theoretisch)			
Fläche	477,3 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)	901,6 t/a	WRH w=55%, umgerechnet aus w=15%	
	2.355,9 MWh/a	WRH w=55%, umgerechnet aus w=15%	

Endenergiepotenzial (nutzbar)			
Nutzungseinschränkung	45,7%	Wald in Naturschutzgebieten	LUNG 02
Bereitstellungsverluste	5%	Bergung / Aufbereitung / Transport	typ. Betriebswert
Lagerverluste	10%	bezogen auf Trockensubstanz	FNR 02
Mittl. Heizwert	12,5 MJ/kg	WRH w=35%, umgerechnet aus w=15%	FNR 01,02
Biomasse (verfügbar)	289,6 t/a	WRH w=35%, umgerechnet aus w=15%	
	1.005,8 MWh/a	WRH w=35%, umgerechnet aus w=15%	

Nutzenergieverbrauch IST			
Biomasseverbrauch	692,0 MWh/a	in Privathaushalte lt. Energie- und Treibhausgasbilanz, überwiegend Einzelfeuerung, Kaminöfen... bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	Anwohnerbefragung
JNG Umwandlung	75%		typ. Betriebswert
Wärme (genutzt)	519,0 MWh/a		

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)	753,7 MWh/a	Wärme frei Abnehmer bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	
Hilfsenergiebedarf	6,7 MWh/a	Strom bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "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)	713,4 MWh/a	Wärme frei Abnehmer bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	
Strom (nutzbar)	41,4 MWh/a	Strom ab HKW bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Strom"	
Hilfsenergiebedarf	5,5 MWh/a	Strom bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Strom"	

Energetisches Biomassepotenzial

Landschaftspflegeholz (LPH)			
Endenergiepotenzial (theoretisch)			
Fläche	133,0 ha	Hecken, Knicks	ZVR 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)	2.216,7 t/a	LPH w=40%, umgerechnet aus w=15%	
	7.135,3 MWh/a		

Endenergiepotenzial (nutzbar)			
Nutzungseinschränkung	0,0%		
Bereitstellungsverluste	5%	Bergung / Aufbereitung / Transport	typ. Betriebswert
Lagerverluste	10%	bezogen auf Trockensubstanz	FNR 02
Mittl. Heizwert	12,4 MJ/kg	LPH w=35%, umgerechnet aus w=15%	FNR 01,02
Biomasse (verfügbar)	1.749,5 t/a	LPH w=35%, umgerechnet aus w=15%	
	6.001,9 MWh/a		

Nutzenergieverbrauch IST			
Biomasseverbrauch	4.131,0 MWh/a	in Privathaushalte lt. Energie- und Treibhausgasbilanz, überwiegend Einzelfeuerung, Kaminöfen... bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	Anwohnerbefragung
JNG Umwandlung	75%		typ. Betriebswert
Wärme (genutzt)	3.098,3 MWh/a		

Nutzenergiepotenzial (Szen. 1. inkl. I)			
JNG Umwandlung	85%		FNR 02
Verteilverlust Wärme	12%	bez. auf Wärmeerzeugung	typ. Betriebswert
Hilfsenergiebedarf	2,50%	bez. auf Wärmeerzeugung	typ. Betriebswert
Wärme (nutzbar)	4.497,7 MWh/a	Wärme frei Abnehmer	
		bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	
Hilfsenergiebedarf	39,8 MWh/a	Strom	
		bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Strom"	

Nutzenergiepotenzial (Szen. 2, inkl. I)			
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)	4.257,3 MWh/a	Wärme frei Abnehmer	
		bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	
Strom (nutzbar)	247,0 MWh/a	Strom ab HKW	
		bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Strom"	
Hilfsenergiebedarf	32,9 MWh/a	Strom	
		bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Strom"	

Energetisches Biomassepotenzial

Getreidestroh (STROH)

Endenergiepotenzial (theoretisch)

Fläche	1.390,0 ha	38% d. Ackerfläche (Weizenanbau NWM)	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)	8.340,0 t/a	STROH w=15%	
	33.128,3 MWh/a		

Endenergiepotenzial (nutzbar)

Nutzungseinschränkung	50,0%	lok. 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)	4.004,9 t/a	STROH w=15%, umgerechnet aus w=15%	
	15.908,2 MWh/a		

Nutzenergieverbrauch IST

Biomasseverbrauch	
JNG Umwandlung	
Wärme (genutzt)	

Nutzenergiepotenzial (Szen. 1. inkl. I)

JNG Umwandlung	83%		FNR 03
Verteilverlust Wärme	12%	bez. auf Wärmeerzeugung	typ. Betriebswert
Hilfsenergiebedarf	2,50%	bez. auf Wärmeerzeugung	typ. Betriebswert
Wärme (nutzbar)	11.619,4 MWh/a	Wärme frei Abnehmer bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	
Hilfsenergiebedarf	330,1 MWh/a	Strom bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Strom"	

Nutzenergiepotenzial (Szen. 2. inkl. I)

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)	9.855,5 MWh/a	Wärme frei Abnehmer bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	
Strom (nutzbar)	2.099,9 MWh/a	Strom ab HKW bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Strom"	
Hilfsenergiebedarf	280,0 MWh/a	Strom bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Strom"	

Energetisches Biomassepotenzial

Landschaftspflegeheu (HEU)			
Endenergiepotenzial (theoretisch)			
Fläche	558,8 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)	2.514,6 t/a	HEU w=15%	
	10.058,4 MWh/a		

Endenergiepotenzial (nutzbar)			
Nutzungsseinschränkung	50,0%	teilweise konkurrierende Nutzung	
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)	1.207,5 t/a	STROH w=15%, umgerechnet aus w=15%	
	4.830,0 MWh/a		

Nutzenergieverbrauch IST

Biomasseverbrauch	
JNG Umwandlung	
Wärme (genutzt)	

Nutzenergiepotenzial (Szen. 1. inkl. I)

JNG Umwandlung	83%		FNR 03
Verteilverlust Wärme	12%	bez. auf Wärmeerzeugung	typ. Betriebswert
Hilfsenergiebedarf	2,50%	bez. auf Wärmeerzeugung	typ. Betriebswert
Wärme (nutzbar)	3.527,9 MWh/a	Wärme frei Abnehmer bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	
Hilfsenergiebedarf	100,2 MWh/a	Strom bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Strom"	

Nutzenergiepotenzial (Szen. 2, inkl. I)

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)	2.992,3 MWh/a	Wärme frei Abnehmer bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	
Strom (nutzbar)	637,6 MWh/a	Strom ab HKW bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Strom"	
Hilfsenergiebedarf	85,0 MWh/a	Strom bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Strom"	

Thema: Machbarkeitsstudie zur nachhaltigen Energieversorgung in Kalkhorst

Projekt: T20.53

Bearbeitungsstand: 07.05.2021

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Anhang 4

Kalkulation Nahwärme Kalkhorst (Biomasse)

Zusammenfassung Wärmenetz

Netzstruktur

Abnehmer	67
Netzlänge	2.299 trm
Wärmebelegung	817 kWh/(trm*a)

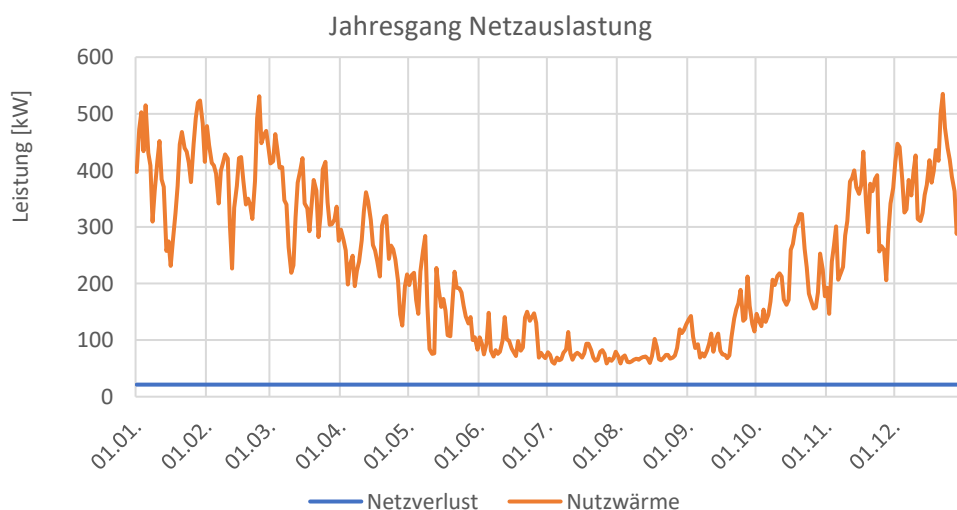
Wärmebilanz

	Leistung [kW]	Wärme [MWh/a]	
Summe Abnehmer	896,8	1.879,5	90,9%
Gleichzeitigkeit	0,81	---	
Netzverlust	21,4	187,1	9,1%
Netzeingang	748,6	2.066,5	100,0%

Pumpe (Hilfsenergie)	4,4	2.287 kWh/a
----------------------	-----	-------------

Leitungsbemessung

	Hauptl.	Anschlussl.	Gesamt
Länge	1.294 trm	1.005 trm	2.299 trm
Nennweite (mittel)	DN 65	DN 20	DN 40
Nennweite (max)			DN 80



Zusammenfassung

Solarthermie

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

Pufferspeicher	[m ³]	12
-----------------------	-------------------	----

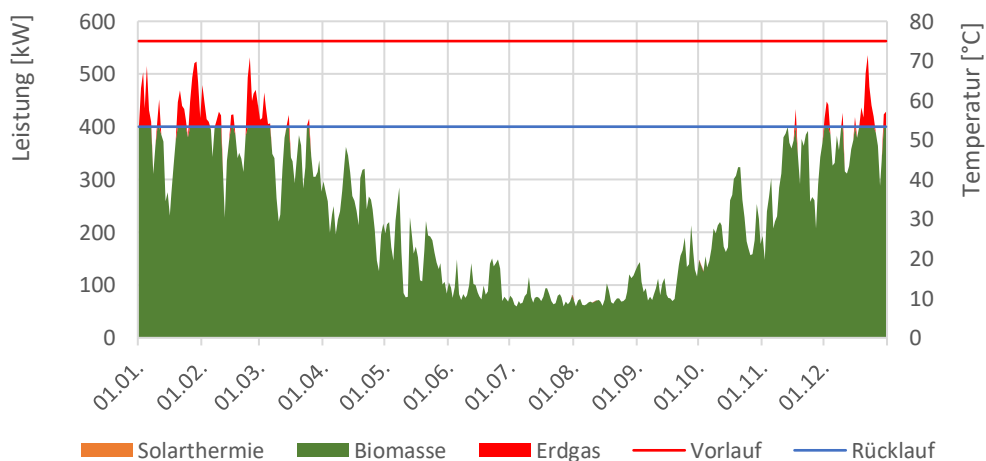
Wärmeerzeugung

	Leistung [kW]		Wärme [MWh/a]		Auslastung [h/a]
Bedarf frei Netz	749	100%	2.067	100%	
Speicherverluste	1	0%	7	0%	
Summe Bedarf	749	100%	2.074	100%	
Summe Erzeugung	1.200	160%	2.074	100%	
Solarthermie	---		0	0%	
Biomassekessel	400	53%	2.009	97%	5.023
Erdgaskessel	800	107%	64	3%	80

Endenergiebedarf

		Biomasse	Erdgas	Summe
Brennstoffbedarf	[MWh/a]	2.363,7	67,8	2.431,4
	[m ³ /a]	2.781	6.775	
Hilfsenergiebedarf	[kWh/a]	20.091	121	20.212

Jahresgang Wärmeerzeugung



NW Kalkhorst Var. 02-2 BM - Anschlussgrad 80%

Investitionskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

		<u>EP</u>	<u>GP</u>
Gebäude (Heizzentrale)		psch.	260.000 €
Wärmeerzeugung			520.600 €
Solarthermie-Anlage (inkl. Peripherie)	0 m ²	866 €/m ²	0 €
Biomassekesselanlage (inkl. Peripherie)	400 kW	773 €/kW	309.200 €
Spitzenlastkessel (inkl. Peripherie)	800 kW	117 €/kW	93.600 €
Pufferspeicher	12 m ³	1.150 €/m ³	13.800 €
Leittechnik / Sonstige Peripherie	psch.		104.000 €
Wärmeverteilung			1.278.800 €
Netzpumpe	psch.		4.500 €
Nahwärmeleitung	2.299 trm	391 €/trm	899.100 €
Hausanschlüsse	67 Stk.	5.600 €/Stk.	375.200 €
Zwischensumme			2.059.400 €
Unvorhergesehenes	15%		308.900 €
Nebenkosten	12%		247.100 €
Investition vor Förderung			2.615.400 €
Summe Förderung		64,3%	1.681.856 €
KfW 271 (Erneuerb. Energien - Premium)		10,8%	281.540 €
Solarthermie	0%		0 €
Biomassekessel	50 €/kW		20.000 €
Pufferspeicher	250 €/m ³		3.000 €
Wärmenetz	60 €/trm		137.940 €
Hausanschlüsse	1.800 €/Stk.		120.600 €
RegEnversFöRL MV (ELER)		14,6%	380.973 €
Solarthermie	67%		0 €
Biomassekessel	67%		380.973 €
Pufferspeicher	0%		0 €
Wärmenetz	0%		0 €
KliFöRL MV (EFRE)		53,5%	1.400.316 €
Grundförderung	50%		1.166.930 €
Bonus-Förderung	10%		233.386 €
Investition nach Förderung			933.544 €

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Personalkosten (TBF / KBF)	22.600 €/a
Wartung / Instandhaltung	22.800 €/a
Betriebsmittel / Entsorgung	2.000 €/a
Versicherungen / Abgaben...	15.100 €/a
Summe Betriebskosten	62.500 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Holz-Hackschnitzel (frei Anlage)	2.364 MWh/a	19,00 €/MWh	44.910 €/a
Erdgas	68 MWh/a	60,00 €/MWh	4.070 €/a
Hilfsenergie (Strom)	22.500 kWh/a	25,00 ct/kWh	5.630 €/a
CO ₂ -Preis-Umlage	73 t/a	25,00 €/t	1.820 €/a
Summe Verbrauchskosten			56.430 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)	26.238 €
--	-----------------

Zinssatz	1,55% p.a.
Laufzeit	20 a
Restwert	660.081 €
KWF	0,0585
RVF	0,0430

Jährliche Betriebskosten (siehe oben)	62.500 €
--	-----------------

Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)	56.430 €
--	-----------------

Jahreskosten gesamt	145.168 €
Jahresnutzwärmebedarf	1.880 MWh
Wärmegestehungskosten	77,24 €/MWh

Thema: Machbarkeitsstudie zur nachhaltigen Energieversorgung in Kalkhorst

Projekt: T20.53

Bearbeitungsstand: 07.05.2021

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Anhang 5

Kalkulation Nahwärme Kalkhorst (Biomasse + Solarthermie)

Zusammenfassung

Solarthermie

Kollektorfläche (brutto)	[m ²]	1.200
Grundstücksfläche	[m ²]	2.930

Pufferspeicher	[m ³]	50
-----------------------	-------------------	----

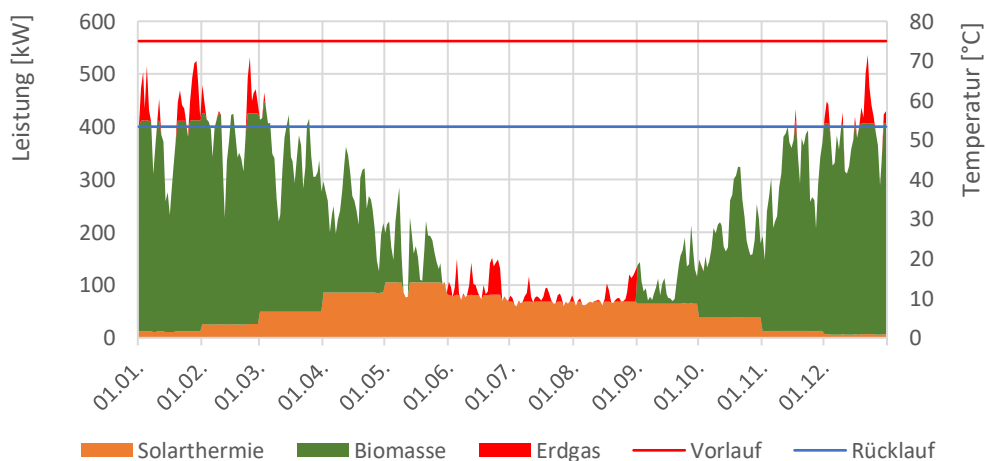
Wärmeerzeugung

	Leistung [kW]		Wärme [MWh/a]		Auslastung [h/a]
Bedarf frei Netz	749	100%	2.067	100%	
Speicherverluste	1	0%	10	0%	
Summe Bedarf	750	100%	2.077	100%	
Summe Erzeugung	1.200	160%	2.077	100%	
Solarthermie	---		447	22%	
Biomassekessel	400	53%	1.556	75%	3.890
Erdgaskessel	800	107%	74	4%	93

Endenergiebedarf

		Biomasse	Erdgas	Summe
Brennstoffbedarf	[MWh/a]	1.830,8	78,0	1.908,8
	[m ³ /a]	2.154	7.802	
Hilfsenergiebedarf	[kWh/a]	15.562	139	15.701

Jahresgang Wärmeerzeugung



Projekt: NW Kalkhorst 02-2**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	1200 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	50 m ³
maximale Speichertemperatur	110 °C
Speicherinhalt zu Beginn	0,0 MWh
Koeffizient Speicherverluste	26,8 W/K

Lastprofil	KALKH_02-2
------------	------------

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

Gefördert durch:



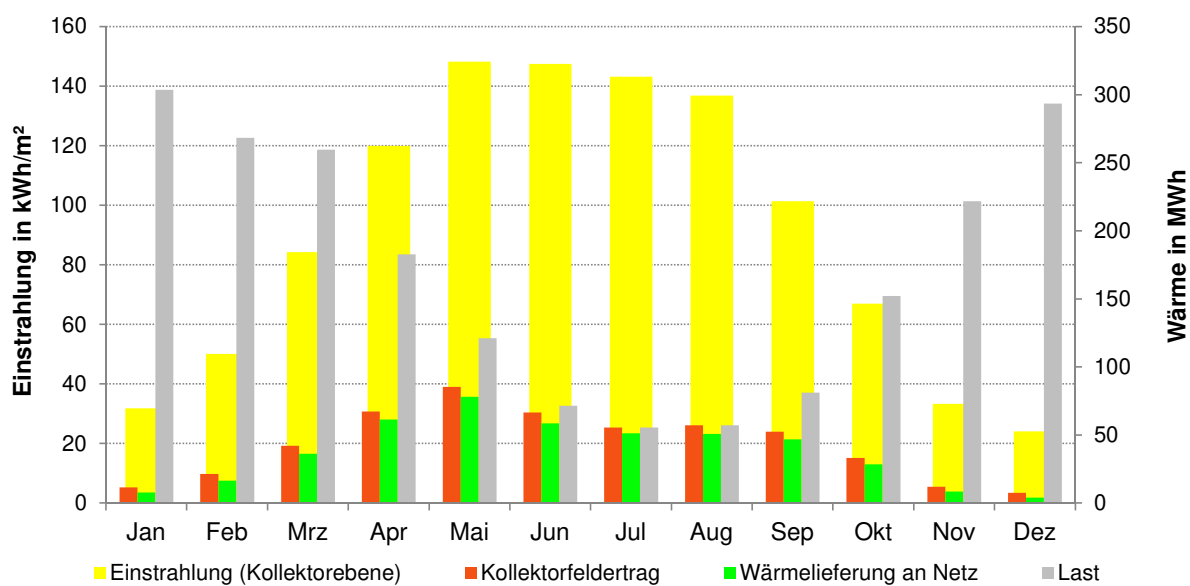
Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Projekt: NW Kalkhorst 02-2

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	9,4	11.310	8.540	7.645	303.593	75	53
Feb	17,7	21.248	17.309	16.328	268.127	75	53
Mrz	35,1	42.076	37.017	36.042	259.471	75	53
Apr	56,0	67.147	62.154	61.199	182.590	75	53
Mai	71,0	85.178	79.767	78.019	120.975	75	53
Jun	55,3	66.369	61.295	58.433	71.466	75	53
Jul	46,1	55.338	50.087	51.102	55.331	75	53
Aug	47,4	56.940	51.981	50.740	57.022	75	53
Sep	43,5	52.255	47.626	46.647	80.962	75	53
Okt	27,5	33.037	29.065	28.264	151.965	75	53
Nov	10,0	11.972	9.239	8.393	221.639	75	53
Dez	6,1	7.326	4.889	3.779	293.400	75	53
Jahr	425	510.197	458.969	446.591	2.066.540	75	53,4



Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energieaufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

NW Kalkhorst Var. 02-2 BM+ST - Anschlussgrad 80%

Investitionskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

		<u>EP</u>	<u>GP</u>
Gebäude (Heizzentrale)		psch.	285.000 €
Wärmeerzeugung			1.169.600 €
Solarthermie-Anlage (inkl. Peripherie)	1.200 m ²	500 €/m ²	600.000 €
Biomassekesselanlage (inkl. Peripherie)	400 kW	773 €/kW	309.200 €
Spitzenlastkessel (inkl. Peripherie)	800 kW	117 €/kW	93.600 €
Pufferspeicher	50 m ³	1.055 €/m ³	52.800 €
Leittechnik / Sonstige Peripherie	psch.		114.000 €
Wärmeverteilung			1.278.800 €
Netzpumpe	psch.		4.500 €
Nahwärmeleitung	2.299 trm	391 €/trm	899.100 €
Hausanschlüsse	67 Stk.	5.600 €/Stk.	375.200 €
Zwischensumme			2.733.400 €
Unvorhergesehenes	15%		410.000 €
Nebenkosten	12%		328.000 €
Investition vor Förderung			3.471.400 €
Summe Förderung		66,1%	2.295.256 €
KfW 271 (Erneuerb. Energien - Premium)		15,3%	531.040 €
Solarthermie	40%		240.000 €
Biomassekessel	50 €/kW		20.000 €
Pufferspeicher	250 €/m ³		12.500 €
Wärmenetz	60 €/trm		137.940 €
Hausanschlüsse	1.800 €/Stk.		120.600 €
RegEnversFöRL MV (ELER)		18,4%	640.174 €
Solarthermie	67%		241.200 €
Biomassekessel	67%		398.974 €
Pufferspeicher	0%		0 €
Wärmenetz	0%		0 €
KliFöRL MV (EFRE)		50,8%	1.764.216 €
Grundförderung	50%		1.470.180 €
Bonus-Förderung	10%		294.036 €
Investition nach Förderung			1.176.144 €

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Personalkosten (TBF / KBF)	22.600 €/a
Wartung / Instandhaltung	30.400 €/a
Betriebsmittel / Entsorgung	2.700 €/a
Versicherungen / Abgaben...	20.000 €/a
Summe Betriebskosten	75.700 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Holz-Hackschnitzel (frei Anlage)	1.831 MWh/a	19,00 €/MWh	34.790 €/a
Erdgas	78 MWh/a	60,00 €/MWh	4.680 €/a
Hilfsenergie (Strom)	18.000 kWh/a	25,00 ct/kWh	4.500 €/a
CO ₂ -Preis-Umlage	63 t/a	25,00 €/t	1.570 €/a
Summe Verbrauchskosten			45.540 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)	39.217 €
--	-----------------

Zinssatz	1,55% p.a.
Laufzeit	20 a
Restwert	688.448 €
KWF	0,0585
RVF	0,0430

Jährliche Betriebskosten (siehe oben)	75.700 €
--	-----------------

Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)	45.540 €
--	-----------------

Jahreskosten gesamt	160.457 €
Jahresnutzwärmebedarf	1.880 MWh
Wärmegestehungskosten	85,37 €/MWh

Thema: Machbarkeitsstudie zur nachhaltigen Energieversorgung in Kalkhorst

Projekt: T20.53

Bearbeitungsstand: 07.05.2021

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Anhang 6

Kalkulation Nahwärme Elmenhorst (Biomasse)

Zusammenfassung Wärmenetz

Netzstruktur

Abnehmer	60
Netzlänge	2.244 trm
Wärmebelegung	896 kWh/(trm*a)

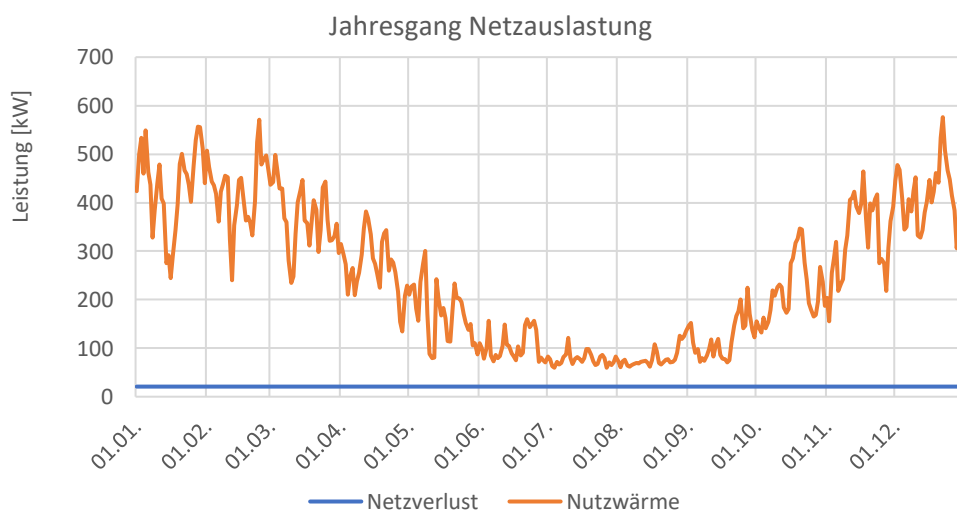
Wärmebilanz

	Leistung [kW]	Wärme [MWh/a]	
Summe Abnehmer	959,9	2.011,0	91,7%
Gleichzeitigkeit	0,84	---	
Netzverlust	20,9	182,8	8,3%
Netzeingang	829,6	2.193,8	100,0%

Pumpe (Hilfsenergie)	5,3	2.420 kWh/a
----------------------	-----	-------------

Leitungsbemessung

	Hauptl.	Anschlussl.	Gesamt
Länge	1.284 trm	960 trm	2.244 trm
Nennweite (mittel)	DN 65	DN 20	DN 40
Nennweite (max)			DN 80



Zusammenfassung

Solarthermie

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

Pufferspeicher	[m ³]	15
-----------------------	-------------------	----

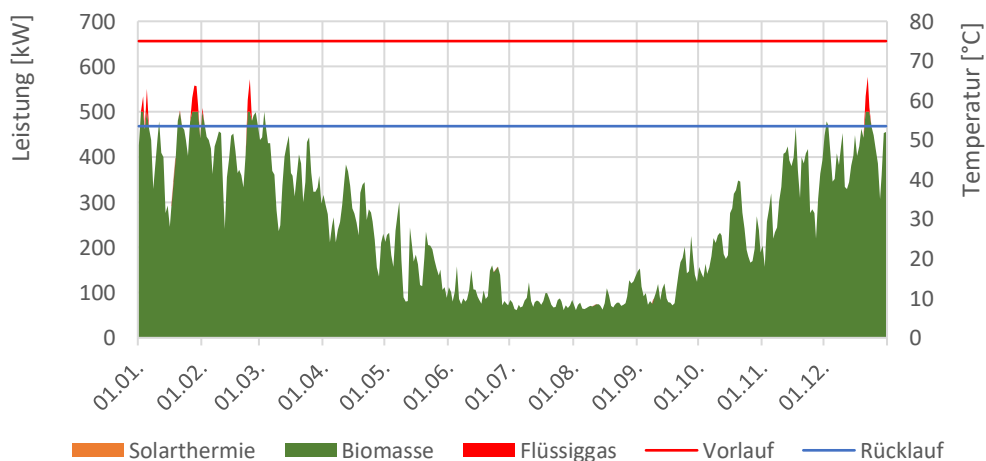
Wärmeerzeugung

	Leistung [kW]		Wärme [MWh/a]		Auslastung [h/a]
Bedarf frei Netz	830	100%	2.194	100%	
Speicherverluste	1	0%	9	0%	
Summe Bedarf	831	100%	2.203	100%	
Summe Erzeugung	1.400	169%	2.203	100%	
Solarthermie	---		0	0%	
Biomassekessel	500	60%	2.191	99%	4.382
Gaskessel	900	108%	11	1%	13

Endenergiebedarf

		Biomasse	Erdgas	Summe
Brennstoffbedarf	[MWh/a]	2.577,8	12,0	2.589,8
	[m ³ /a]	3.033	1.197	
Hilfsenergiebedarf	[kWh/a]	21.911	19	21.930

Jahresgang Wärmeerzeugung



NW Elmenhorst - Anschlussgrad 80%

Investitionskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

		EP	GP
Gebäude (Heizzentrale)		psch.	246.000 €
Wärmeerzeugung			491.100 €
Solarthermie-Anlage (inkl. Peripherie)	0 m ²	866 €/m ²	0 €
Biomassekesselanlage (inkl. Peripherie)	500 kW	541 €/kW	270.500 €
Spitzenlastkessel (inkl. Peripherie)	900 kW	117 €/kW	105.300 €
Pufferspeicher	15 m ³	1.150 €/m ³	17.300 €
Leittechnik / Sonstige Peripherie	psch.		98.000 €
Wärmeverteilung			1.135.900 €
Netzpumpe	psch.		4.400 €
Nahwärmeleitung	2.244 trm	392 €/trm	879.500 €
Hausanschlüsse	60 Stk.	4.200 €/Stk.	252.000 €
Zwischensumme			1.873.000 €
Unvorhergesehenes	15%		281.000 €
Nebenkosten	12%		224.800 €
Investition vor Förderung			2.378.800 €
Summe Förderung		64,6%	1.535.836 €
KfW 271 (Erneuerb. Energien - Premium)		11,4%	271.390 €
Solarthermie		0%	0 €
Biomassekessel		50 €/kW	25.000 €
Pufferspeicher		250 €/m ³	3.750 €
Wärmenetz		60 €/trm	134.640 €
Hausanschlüsse		1.800 €/Stk.	108.000 €
RegEnversFöRL MV (ELER)		OPTIONAL: 13,9%	330.384 €
Solarthermie		67%	0 €
Biomassekessel		67%	330.384 €
Pufferspeicher		0%	0 €
Wärmenetz		0%	0 €
KliFöRL MV (EFRE)		53,2%	1.264.446 €
Grundförderung		50%	1.053.705 €
Bonus-Förderung		10%	210.741 €
Investition nach Förderung			842.964 €

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Personalkosten (TBF / KBF)	24.100 €/a
Wartung / Instandhaltung	20.700 €/a
Betriebsmittel / Entsorgung	1.800 €/a
Versicherungen / Abgaben...	13.700 €/a
Summe Betriebskosten	60.300 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Holz-Hackschnitzel (frei Anlage)	2.578 MWh/a	19,00 €/MWh	48.980 €/a
Erdgas	12 MWh/a	60,00 €/MWh	720 €/a
Hilfsenergie (Strom)	24.400 kWh/a	25,00 ct/kWh	6.100 €/a
CO ₂ -Preis-Umlage	64 t/a	25,00 €/t	1.590 €/a
Summe Verbrauchskosten			57.390 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)	21.678 €
--	-----------------

Zinssatz	1,55% p.a.
Laufzeit	20 a
Restwert	642.831 €
KWF	0,0585
RVF	0,0430

Jährliche Betriebskosten (siehe oben)	60.300 €
--	-----------------

Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)	57.390 €
--	-----------------

Jahreskosten gesamt	139.368 €
Jahresnutzwärmebedarf	2.011 MWh
Wärmegestehungskosten	69,30 €/MWh

Thema: Machbarkeitsstudie zur nachhaltigen Energieversorgung in Kalkhorst

Projekt: T20.53

Bearbeitungsstand: 07.05.2021

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Anhang 7

Kalkulation Nahwärme Groß Schwansee (Biomasse)

Zusammenfassung Wärmenetz

Netzstruktur

Abnehmer	50
Netzlänge	1.701 trm
Wärmebelegung	783 kWh/(trm*a)

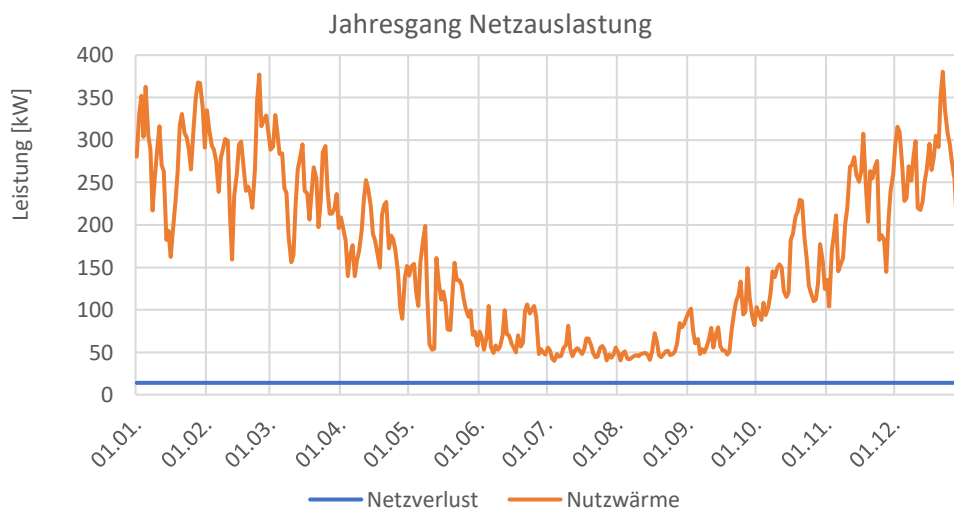
Wärmebilanz

	Leistung [kW]	Wärme [MWh/a]	
Summe Abnehmer	632,2	1.331,9	91,6%
Gleichzeitigkeit	0,89	---	
Netzverlust	14,0	122,5	8,4%
Netzeingang	576,4	1.454,4	100,0%

Pumpe (Hilfsenergie)	4,4	1.720 kWh/a
----------------------	-----	-------------

Leitungsbemessung

	Hauptl.	Anschlussl.	Gesamt
Länge	951 trm	750 trm	1.701 trm
Nennweite (mittel)	DN 50	DN 20	DN 32
Nennweite (max)			DN 80



Zusammenfassung

Solarthermie

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

Pufferspeicher	[m ³]	9
-----------------------	-------------------	---

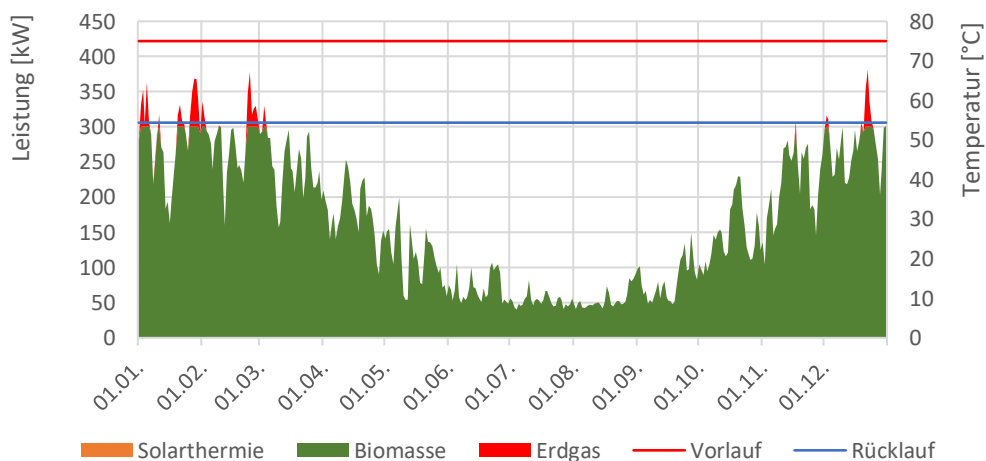
Wärmeerzeugung

	Leistung [kW]		Wärme [MWh/a]		Auslastung [h/a]
Bedarf frei Netz	576	100%	1.454	100%	
Speicherverluste	1	0%	5	0%	
Summe Bedarf	577	100%	1.460	100%	
Summe Erzeugung	900	156%	1.460	100%	
Solarthermie	---		0	0%	
Biomassekessel	300	52%	1.436	98%	4.786
Erdgaskessel	600	104%	24	2%	40

Endenergiebedarf

		Biomasse	Erdgas	Summe
Brennstoffbedarf	[MWh/a]	1.689,3	25,1	1.714,4
	[m ³ /a]	1.987	2.508	
Hilfsenergiebedarf	[kWh/a]	14.359	60	14.419

Jahresgang Wärmeerzeugung



NW Groß Schwansee - Anschlussgrad 80%

Investitionskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

		EP	GP
Gebäude (Heizzentrale) psch.			196.000 €
Wärmeerzeugung			391.400 €
Solarthermie-Anlage (inkl. Peripherie)	0 m ²	866 €/m ²	0 €
Biomassekesselanlage (inkl. Peripherie)	300 kW	773 €/kW	231.900 €
Spitzenlastkessel (inkl. Peripherie)	600 kW	117 €/kW	70.200 €
Pufferspeicher	9 m ³	1.259 €/m ³	11.300 €
Leittechnik / Sonstige Peripherie	psch.		78.000 €
Wärmeverteilung			933.000 €
Netzpumpe	psch.		3.300 €
Nahwärmeleitung	1.701 trm	391 €/trm	664.700 €
Hausanschlüsse	50 Stk.	5.300 €/Stk.	265.000 €
Zwischensumme			1.520.400 €
Unvorhergesehenes	15%		228.100 €
Nebenkosten	12%		182.400 €
Investition vor Förderung			1.930.900 €
Summe Förderung		64,3%	1.241.364 €
KfW 271 (Erneuerb. Energien - Premium)		10,7%	207.060 €
Solarthermie	0%		0 €
Biomassekessel	50 €/kW		15.000 €
Pufferspeicher	0 €/m ³		0 €
Wärmenetz	60 €/trm		102.060 €
Hausanschlüsse	1.800 €/Stk.		90.000 €
RegEnversFöRL MV (ELER)		14,8%	286.244 €
Solarthermie	67%		0 €
Biomassekessel	67%		286.244 €
Pufferspeicher	0%		0 €
Wärmenetz	0%		0 €
KliFöRL MV (EFRE)		53,6%	1.034.304 €
Grundförderung	50%		861.920 €
Bonus-Förderung	10%		172.384 €
Investition nach Förderung			689.536 €

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Personalkosten (TBF / KBF)	16.000 €/a
Wartung / Instandhaltung	16.800 €/a
Betriebsmittel / Entsorgung	1.500 €/a
Versicherungen / Abgaben...	11.100 €/a
Summe Betriebskosten	45.400 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Holz-Hackschnitzel (frei Anlage)	1.689 MWh/a	19,00 €/MWh	32.100 €/a
Erdgas	25 MWh/a	60,00 €/MWh	1.500 €/a
Hilfsenergie (Strom)	16.200 kWh/a	25,00 ct/kWh	4.050 €/a
CO ₂ -Preis-Umlage	46 t/a	25,00 €/t	1.160 €/a
Summe Verbrauchskosten			38.810 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)	19.248 €
--	-----------------

Zinssatz	1,55% p.a.
Laufzeit	20 a
Restwert	490.609 €
KWF	0,0585
RVF	0,0430

Jährliche Betriebskosten (siehe oben)	45.400 €
--	-----------------

Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)	38.810 €
--	-----------------

Jahreskosten gesamt	103.458 €
Jahresnutzwärmebedarf	1.332 MWh
Wärmegestehungskosten	77,68 €/MWh

Thema: Machbarkeitsstudie zur nachhaltigen Energieversorgung in Kalkhorst

Projekt: T20.53

Bearbeitungsstand: 07.05.2021

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Anhang 8

Kalkulation Nahwärme Warnkenhagen (Biomasse)

Zusammenfassung Wärmenetz

Netzstruktur

Abnehmer	29
Netzlänge	1.256 trm
Wärmebelegung	629 kWh/(trm*a)

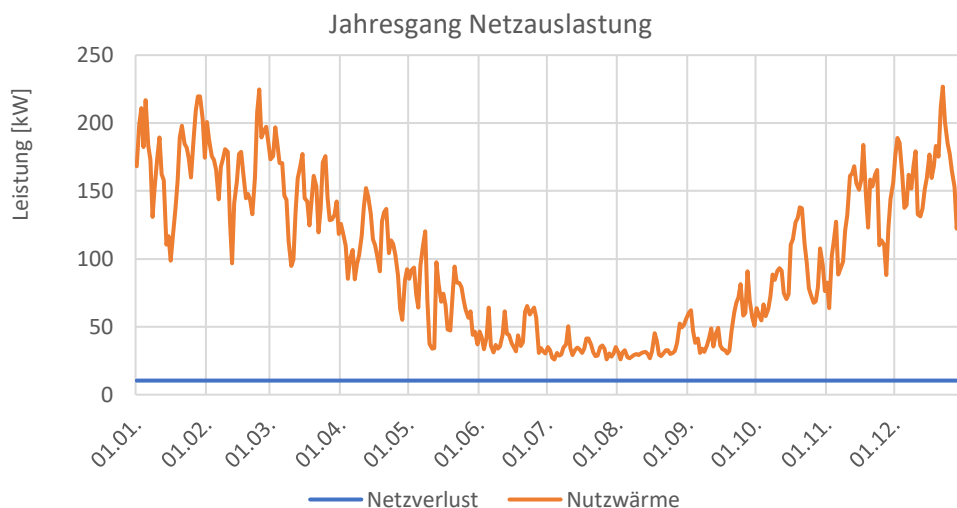
Wärmebilanz

	Leistung [kW]	Wärme [MWh/a]	
Summe Abnehmer	374,0	790,6	89,7%
Gleichzeitigkeit	0,96	---	
Netzverlust	10,4	91,0	10,3%
Netzeingang	367,9	881,6	100,0%

Pumpe (Hilfsenergie)	1,9	616 kWh/a
----------------------	-----	-----------

Leitungsbemessung

	Hauptl.	Anschlussl.	Gesamt
Länge	676 trm	580 trm	1.256 trm
Nennweite (mittel)	DN 50	DN 20	DN 32
Nennweite (max)			DN 65



Zusammenfassung

Solarthermie

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

Pufferspeicher	[m ³]	5,4
-----------------------	-------------------	-----

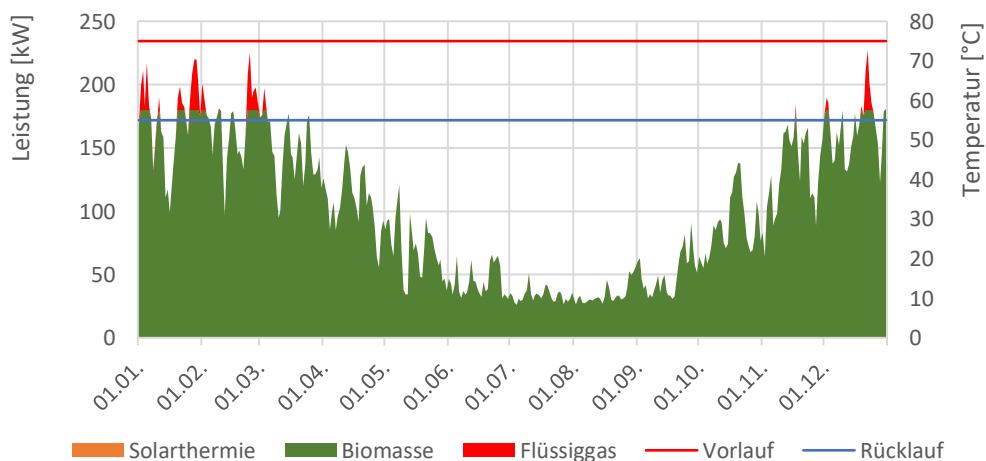
Wärmeerzeugung

	Leistung [kW]		Wärme [MWh/a]		Auslastung [h/a]
Bedarf frei Netz	368	100%	882	100%	
Speicherverluste	0	0%	3	0%	
Summe Bedarf	368	100%	885	100%	
Summe Erzeugung	580	157%	885	100%	
Solarthermie	---		0	0%	
Biomassekessel	180	49%	871	98%	4.838
Gaskessel	400	109%	14	2%	35

Endenergiebedarf

		Biomasse	Erdgas	Summe
Brennstoffbedarf	[MWh/a]	1.024,6	14,7	1.039,2
	[m ³ /a]	1.205	1.469	
Hilfsenergiebedarf	[kWh/a]	8.709	52	8.761

Jahresgang Wärmeerzeugung



NW Elmenhorst - Anschlussgrad 80%

Investitionskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

		<u>EP</u>	<u>GP</u>
Gebäude (Heizzentrale) psch.			120.000 €
Wärmeerzeugung			240.800 €
Solarthermie-Anlage (inkl. Peripherie)	0 m ²	866 €/m ²	0 €
Biomassekesselanlage (inkl. Peripherie)	180 kW	773 €/kW	139.100 €
Spitzenlastkessel (inkl. Peripherie)	400 kW	117 €/kW	46.800 €
Pufferspeicher	5 m ³	1.280 €/m ³	6.900 €
Leittechnik / Sonstige Peripherie	psch.		48.000 €
Wärmeverteilung			620.300 €
Netzpumpe	psch.		2.300 €
Nahwärmeleitung	1.256 trm	367 €/trm	461.400 €
Hausanschlüsse	29 Stk.	5.400 €/Stk.	156.600 €
Zwischensumme			981.100 €
Unvorhergesehenes	15%		147.200 €
Nebenkosten	12%		117.700 €
Investition vor Förderung			1.246.000 €
Summe Förderung	64,4%		802.224 €
KfW 271 (Erneuerb. Energien - Premium)	11,0%		136.560 €
Solarthermie	0%		0 €
Biomassekessel	50 €/kW		9.000 €
Pufferspeicher	0 €/m ³		0 €
Wärmenetz	60 €/trm		75.360 €
Hausanschlüsse	1.800 €/Stk.		52.200 €
RegEnversFöRL MV (ELER)	OPTIONAL: 13,8%		171.390 €
Solarthermie	67%		0 €
Biomassekessel	67%		171.390 €
Pufferspeicher	0%		0 €
Wärmenetz	0%		0 €
KliFöRL MV (EFRE)	53,4%		665.664 €
Grundförderung	50%		554.720 €
Bonus-Förderung	10%		110.944 €
Investition nach Förderung			443.776 €

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Personalkosten (TBF / KBF)	9.500 €/a
Wartung / Instandhaltung	10.900 €/a
Betriebsmittel / Entsorgung	1.000 €/a
Versicherungen / Abgaben...	7.200 €/a
Summe Betriebskosten	28.600 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Holz-Hackschnitzel (frei Anlage)	1.025 MWh/a	19,00 €/MWh	19.470 €/a
Erdgas	15 MWh/a	60,00 €/MWh	880 €/a
Hilfsenergie (Strom)	9.400 kWh/a	25,00 ct/kWh	2.350 €/a
CO ₂ -Preis-Umlage	28 t/a	25,00 €/t	690 €/a
Summe Verbrauchskosten			23.390 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)	11.711 €
--	-----------------

Zinssatz	1,55% p.a.
Laufzeit	20 a
Restwert	331.468 €
KWF	0,0585
RVF	0,0430

Jährliche Betriebskosten (siehe oben)	28.600 €
--	-----------------

Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)	23.390 €
--	-----------------

Jahreskosten gesamt	63.701 €
Jahresnutzwärmebedarf	791 MWh
Wärmegestehungskosten	80,57 €/MWh

Thema: Machbarkeitsstudie zur nachhaltigen Energieversorgung in Kalkhorst

Projekt: T20.53

Bearbeitungsstand: 07.05.2021

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Anhang 9

Kalkulation alternativer Versorgungskonzepte

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	8.000 €	4.200 €
Heizölkessel	3.500 €	2.200 €
Öltank	4.000 €	1.500 €
Schornstein	500 €	500 €

Kapitalkosten	646 €/a	339 €/a
Zinssatz	2,5%	2,5%
Nutzungsdauer	15 a	15 a

Betriebskosten	310 €/a	310 €/a
Wartung / Instandhaltung	200 €/a	200 €/a
Schornsteinfeger	50 €/a	50 €/a
Versicherung	60 €/a	60 €/a

Verbrauchs-kosten	2.305 €/a	880 €/a
Heizöl	60 €/MWh	2.000 €/a
Strom (Hilfsenergie)	25 ct/kWh	38 €/a
CO ₂ -Preis	25 €/t	268 €/a

Gesamtkosten	3.261 €/a	1.529 €/a
Wärmegestehungskosten	108,71 €/MWh	135,90 €/MWh

THG-Emissionen	10,7 t/a	4,0 t/a
als CO ₂ -äqu.	357 g/kWh	357 g/kWh
Heizöl	319 g/kWh	10,6 t/a
Strom	484 g/kWh	0,1 t/a

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	5.600 €	4.400 €
Gastherme	3.100 €	1.900 €
Gasanschluss	2.000 €	2.000 €
Schornstein	500 €	500 €

Kapitalkosten	452 €/a	355 €/a
Zinssatz	2,5%	2,5%
Nutzungsdauer	15 a	15 a

Betriebskosten	170 €/a	170 €/a
Wartung / Instandhaltung	120 €/a	120 €/a
Schornsteinfeger	50 €/a	50 €/a
Versicherung	0 €/a	0 €/a

Verbrauchskosten	2.197 €/a	781 €/a
Erdgas	60 €/MWh	1.978 €/a
Strom (Hilfsenergie)	25 ct/kWh	13 €/a
CO ₂ -Preis	25 €/t	207 €/a

Gesamtkosten	2.819 €/a	1.307 €/a
Wärmegestehungskosten	93,98 €/MWh	116,16 €/MWh

THG-Emissionen	8,3 t/a	2,9 t/a
als CO ₂ -äqu.	276 g/kWh	260 g/kWh
Erdgas	250 g/kWh	8,2 t/a
Strom	484 g/kWh	0,0 t/a

Technologie	Solarthermie (Aufdach) + Erdgas-Brennwert-Therme	
--------------------	---	--

	Bestand	Neubau
Auslegung		
Solarthermie	7 m ²	12 m ²
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	8.890 €	10.070 €
Solarthermie (inkl. Pufferspeicher)	4.700 €	8.100 €
abzgl. Förderung (BEG) 30%	-1.410 €	-2.430 €
Gastherme	3.100 €	1.900 €
Gasanschluss	2.000 €	2.000 €
Schornstein	500 €	500 €

Kapitalkosten	718 €/a	813 €/a
Zinssatz	2,5%	2,5%
Nutzungsdauer	15 a	15 a

Betriebskosten	275 €/a	275 €/a
Wartung / Instandhaltung	190 €/a	190 €/a
Schornsteinfeger	50 €/a	50 €/a
Versicherung	35 €/a	35 €/a

Verbrauchs-kosten	2.035 €/a	571 €/a
Erdgas 60 €/MWh	1.813 €/a	487 €/a
Strom (Hilfsenergie) 25 ct/kWh	31 €/a	31 €/a
CO ₂ -Preis 25 €/t	190 €/a	52 €/a

Gesamtkosten	3.028 €/a	1.659 €/a
Wärmegestehungskosten	100,93 €/MWh	147,46 €/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		9.750 €
Wärmepumpe		15.000 €
abzgl. Förderung (BEG) 35%		-5.250 €

Kapitalkosten		787 €/a
Zinssatz		2,5%
Nutzungsdauer		15 a

Betriebskosten		50 €/a
Wartung / Instandhaltung		50 €/a

Verbrauchskosten		727 €/a
Strom (Wärmepumpe)	21 ct/kWh	675 €/a
Strom (Hilfsenergie)	25 ct/kWh	13 €/a
CO ₂ -Preis	25 €/t	39 €/a

Gesamtkosten		1.564 €/a
Wärmegestehungskosten		139,06 €/MWh

THG-Emissionen		1,6 t/a
als CO ₂ -äqu.		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	11.875 €	10.575 €
Pellet-Kessel	9.500 €	8.500 €
Pufferspeicher	3.000 €	2.500 €
Pellet-Lager	5.000 €	4.500 €
abzgl. Förderung (BEG) 35%	-6.125 €	-5.425 €
Schornstein	500 €	500 €

Kapitalkosten	959 €/a	854 €/a
Zinssatz	2,5%	2,5%
Nutzungsdauer	15 a	15 a

Betriebskosten	300 €/a	300 €/a
Wartung / Instandhaltung	150 €/a	150 €/a
Schornsteinfeger	150 €/a	150 €/a
Versicherung	0 €/a	0 €/a

Verbrauchskosten	1.755 €/a	692 €/a
Pellets 50 €/MWh	1.667 €/a	618 €/a
Strom (Hilfsenergie) 25 ct/kWh	63 €/a	63 €/a
CO2-Preis 25 €/t	26 €/a	11 €/a

Gesamtkosten	3.014 €/a	1.846 €/a
Wärmegestehungskosten	100,46 €/MWh	164,10 €/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