



Große Kreisstadt
Schwandorf

zeitgeist
engineering



Kommunale Wärmeplanung der Stadt Schwandorf

Teil B

Planung
Zielszenarien

Auftraggeberin:

Stadt Schwandorf

Spitalgarten 1

92421 Schwandorf

Ansprechperson: M. Sc. Maria Pushkareva
Dipl.-Ing. BD Reinhard Schade

Kontakt: waermeplanung@schwandorf.de

Telefon: +49 (0) 9431 451 237



Auftragnehmerin:

zeitgeist engineering gmbh

Äußere Sulzbacher Straße 29

90491 Nürnberg

Ansprechperson: Herr Markus Rößler

Kontakt: markus.roessler@ib-zeitgeist.de

Telefon: +49 (0) 911 21707-410



Der Abschlussbericht zur kommunalen Wärmeplanung wurde im Rahmen der nationalen Klimaschutzinitiative der Bundesregierung unter dem Förderkennzeichen **67K28151** mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert.

Laufzeit: 03.2025 – 06.2026

Veröffentlichungsdatum: 20.04.2026

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz
und nukleare Sicherheit



NATIONALE
KLIMASCHUTZ
INITIATIVE

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

1. Zusammenfassung

Die **kommunale Wärmeplanung** ist ein informelles Planungsinstrument der Kommune zur Gestaltung der langfristigen Wärmeversorgung. Sie soll als Grundlage für weitere Schritte, wie Machbarkeitsstudien oder energetische Quartierskonzepte, dienen. Inhalt der Wärmeplanung ist eine Bestands- und Potenzialanalyse des Sektors Wärme und Strom, die Einteilung der Kommune in Wärmeversorgungsgebiete, eine schrittweise Zielsetzung hin zum Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2040 sowie die grobe Skizzierung von Umsetzungsmaßnahmen, welche der Wärmeplanung folgen sollen, inklusive der Bearbeitung von drei Fokusgebieten.

Teil A

Um Zeit und Kapazitäten zu sparen, wird den oben genannten Punkten eine **Eignungsprüfung** von Teilgebieten außerhalb der Kernstadt vorangestellt. Hierbei wird untersucht, ob eine leitungsgebundene Wärmeversorgung, mittels Wärme-, Biomethan- oder Wasserstoffnetz, anhand von groben Abschätzungen der Bedarfe und Potenziale von vornherein ausgeschlossen werden kann. Gegebenenfalls wird eine verkürzte Wärmeplanung durchgeführt. Der Großteil der außenliegenden Ortschaften wird einer erweiterten Wärmeplanung unterzogen. Irlbach, Dauching, Grain, Krumlengenfeld, Krumbach, Hartenricht, Spielberg, Neuried, Irlaching, Richt, Prissacht und Naabsiegenhofen werden aufgrund fehlender Potenziale und Bedarf als Gebiete mit ausschließlich dezentraler Wärmeversorgung ausgewiesen.

In der **Bestandsanalyse** ist die aktuelle Situation in der Wärme- und Stromversorgung aufgezeigt. Dazu wird die Flächennutzung sowie Siedlungsstruktur, die bestehenden Energieversorgungsanlagen und -netze und die Verteilung der Wärmeerzeuger analysiert. Darauf basierend wird eine Energie- und Treibhausgasbilanz erstellt. Das bebaute Gebiet umfasst circa 17,2 % der Stadtfläche Schwandorfs. Der Großteil der Wohnbebauung stammt aus den Jahren 1950-1970. Die Stromerzeugung vor Ort (bilanziert zum Ende 2023) erfolgt durch ca. 2.200 PV-Anlagen (meist kleiner als 30 kWp) mit ca. 49.408 MWh pro Jahr, sieben Biomasseanlagen mit 22.500 MWh/a, mehreren fossilen Anlagen mit ca. 12.600 MWh pro Jahr sowie dem Müllheizkraftwerk (MHKW), welches zwischen 110.000 MWh und 180.000 MWh Strom pro Jahr erzeugt. Darüber hinaus existieren kleine weitere Stromerzeugungsanlagen sowie eine Biomethananlage, welche in das Gasnetz einspeist. Das Gasnetz umfasst die ganze Kernstadt inklusive einiger Ortsteile mit u.a. Klardorf, Bubach a. d. Naab und Büchelkühn. Im Gebiet der Kernstadt, inklusive der Ortsteile Dachelhofen und Ettmannsdorf, existiert ein durch die Abwärme des MHKWs gespeistes Wärmenetz. Im Bereich Wohnen & Kleinverbraucher stammt 65 % der erzeugten Energiemenge für Raumwärme und Warmwasser aus Erdgas und Heizöl, 16 % aus Biomasse sowie 14 % aus dem Fernwärmenetz. Bei der Verbrauchergruppe Industrie & Großgewerbe werden 66 % der Prozesswärme durch Prozessdampf des MHKWs gedeckt sowie 30 % durch Erdgas. Insgesamt macht Prozesswärme ca. 94 % der benötigten Wärme in der Industrie aus. Raumwärme und Warmwasser zur Versorgung von Öffentlichen Einrichtungen wird bereits zu 51 % durch das Wärmenetz bereitgestellt, 25 % stammen aus der Biomasse (Klärgas) und 21 % aus Erdgas. 81 % des Stromverbrauchs auf dem Stadtgebiet ist auf den Bereich Industrie & Großgewerbe zurückzuführen, 16 % auf Wohnen & Kleinverbraucher und 3 % auf die Öffentlichen Einrichtungen. Insgesamt summiert sich der thermische Endenergieverbrauch aller Verbrauchergruppen im Stadtgebiet auf ca. 842.100 MWh pro Jahr. Der elektrische Endenergieverbrauch beläuft sich im Stadtgebiet auf

242.200 MWh pro Jahr. Dies entspricht einem Ausstoß von 209.700 t CO₂-Äquivalenten pro Jahr im Sektor Wärme sowie 104.300 t CO₂-Äquivalenten pro Jahr im Sektor Strom.

In der **Potenzialanalyse** werden die möglichen Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Wärme und erneuerbaren Stroms aufgezeigt. Dazu werden zuerst Ausschlussgebiete für die Nutzung erneuerbarer Energieanlagen identifiziert und das Energieeinsparpotenzial durch Sanierung berechnet. Danach werden alle möglichen Potenziale für erneuerbare Erzeugung in den Sektoren Wärme und Strom ermittelt. Auch in der Potenzialanalyse spielen die Abfallverwertungsanlage (MHKW) und das Fernwärmenetz eine gesonderte Rolle und werden genauer betrachtet. Auf dem Stadtgebiet sind vereinzelt Trinkwasser-, Landschafts- und Naturschutzgebiete vorhanden. Im Nordosten und Südosten der Stadt befinden sich großflächige Moor- und Naturschutzgebiete und entlang des Flusses Naab Überschwemmungsgebiete. Die Altstadt ist ein Ensemble-Denkmal und großflächige Bodendenkmäler befinden sich auf landwirtschaftlich genutzten Flächen. Die Betrachtung des Energieeinsparpotenzials durch Sanierung ergibt bei der Mehrheit der Baublöcke Werte von 10-40 %. Als mögliche Quellen erneuerbarer Wärme werden unter anderem die Potenziale von Biomasse, oberflächennaher Geothermie, Solarthermie, Umweltwärme und Abwärme betrachtet. Insgesamt ergibt sich ein ungenutztes Potenzial von 1.147.200 MWh_{th} pro Jahr, wobei das Potenzial der Umweltwärme nicht komplett quantifizierbar ist und somit noch zusätzlich zur Verfügung steht. Das ungenutzte Potenzial von Photovoltaik, Wind und KWK, inklusive des MHKW, zur Erzeugung erneuerbaren Stroms im Stadtgebiet beläuft sich auf 452.600 MWh_{el} pro Jahr. Ein zusätzliches Potenzial des Fernwärmenetzes aufgrund von Energieeinsparung durch Sanierung der Abnehmer sowie der Integration eines Wärmespeichers beläuft sich auf ca. 8 MW. Unter der Annahme eines Ausbaus des errechneten Potenzials an Photovoltaik- und Windenergieanlagen und der Steigerung des Strombedarfs auf Basis von Literaturquellen bis 2040 beläuft sich das Potenzial an Power-to-X mittels Überschussstrom auf 287.000 MWh pro Jahr.

Eine **Gegenüberstellung von Bestands- und Potenzialanalyse** ergibt, dass die Potenziale an erneuerbarer Wärme größer sind als die aktuellen Verbräuche auf dem Stadtgebiet. Hierbei ist zu beachten, dass es sich lediglich um Energiemengen handelt. Parameter wie Temperatur und Verfügbarkeit der Energiequellen müssen zusätzlich betrachtet werden. Im Bereich Strom übersteigt das Potenzial ebenfalls den aktuellen Verbrauch. Auch hier handelt es sich erstmal um eine bilanzielle Betrachtung, wobei die Untersuchung der Power-to-X Potenziale die Lastgänge der einzelnen Erzeuger und der Abnehmer beinhaltet und somit eine detailliertere Grundlage der Analyse bildet.

Teil B

Auf Grundlage der Bestands- und Potenzialanalyse wird die Stadt Schwandorf hinsichtlich der **Eignung** verschiedener **Wärmeversorgungsgebiete** untersucht, wobei für alle Baublöcke die Wahrscheinlichkeit einer Eignung für die Errichtung von Inselnetzen, eine Fernwärmenetzerweiterung, eine dezentrale Wärmeversorgung sowie eine Wasserstoffnetzeignung bewertet wird; eine Biomethanetzeignung konnte dabei nicht untersucht werden. In den Ortsteilen Fronberg, Büchelkühn, Kreith sowie Lindenlohe und Feihöls wird eine Eignung für Inselnetze ermittelt, wobei nach Rücksprache mit den Biogasanlagenbetreibern in Lindenlohe und Feihöls keine weitergehende Wärmenetzeignung besteht. Die Eignung für eine Fernwärmenetzerweiterung wird auf Basis der Wärmelinien-dichte abgeschätzt, wobei insbesondere Ettmansdorf, das Rothlindenviertel und Kronstetten-West eine hohe Wärmelinien-dichte aufweisen; nach Rücksprache mit dem Fernwärmenetzbetreiber wird ein Netzausbau jedoch nicht in

Kronstetten, sondern im Hochrain angestrebt. Eine dezentrale Wärmeversorgung ist grundsätzlich in allen Gebieten und Gebäuden möglich, wenngleich die Altstadt und die alten Ortskerne eine geringere Eignung aufweisen. Eine Wasserstoffnetzeignung besteht ausschließlich in den Baublöcken der Firma Nabaltec AG sowie des Müllheizkraftwerks.

Im Zuge der **Fokusgebietsbetrachtung** werden im Rothlindenviertel eine Erweiterung des Fernwärmenetzes sowie in Fronberg und Büchelkühn der Neubau von Inselnetzen untersucht. In Fronberg ist vorgesehen, den Ortskern einschließlich des Schlosses sowie die kommunalen Liegenschaften durch eine Luft-Wärmepumpe mit Spitzenlastabdeckung über einen Hackschnittelkessel zu versorgen. In Büchelkühn soll das geklärte Abwasser der Kläranlage zur Wärmeversorgung des gesamten Ortsteils genutzt werden. Für alle drei Fokusgebiete wird eine vertiefende Machbarkeitsstudie empfohlen, da die ersten Analysen auf einen technisch umsetzbaren und wirtschaftlich tragfähigen Betrieb eines Inselnetzes beziehungsweise auf eine sinnvolle Erweiterung des bestehenden Fernwärmenetzes hinweisen.

Im Kapitel des **Zielszenarios** werden vier unterschiedliche Entwicklungspfade der Energieträgerverteilung im Wärmesektor bis zum Jahr 2040 untersucht und gegenübergestellt. Zunächst wird ein ambitioniertes Szenario mit hohem Ausbau erneuerbarer Energien und einer hohen Sanierungsquote einem moderaten Szenario mit heutiger Sanierungsrate und geringerem Ausbau erneuerbarer Energien gegenübergestellt. Anschließend wird ein Entwicklungspfad mit Fokus auf eine fortgeführte Gasversorgung einem nahezu gasfreien Szenario gegenübergestellt. Auf Basis eines Abgleichs mit den verfügbaren Potenzialen sowie den Stellungnahmen der Energieversorger wird daraus ein Zielszenario für das Jahr 2040 abgeleitet, das eine realistische und zugleich zielkonforme Entwicklung der Wärmeversorgung abbildet. Abschließend erfolgt eine Einteilung des Stadtgebiets in voraussichtliche Wärmeversorgungsgebiete; ergänzend werden in separaten Kapiteln die zukünftige Entwicklung des Fernwärmenetzes sowie des Gas- und Stromnetzes diskutiert. Im Angang sind die Indikatoren der Szenarien aufgelistet.

Teil C

In einem separaten **Maßnahmenkatalog** werden der Stadt Schwandorf aufbauend auf den Erkenntnissen der kommunalen Wärmeplanung insgesamt 34 Maßnahmen vorgeschlagen, die im Anschluss an die Wärmeplanung angestoßen werden sollten. Die Maßnahmen umfassen unter anderem Vorschläge zum Ausbau und zur Erweiterung von Wärmenetzen, zur energetischen Sanierung sowie strategische und organisatorische Handlungsansätze, die jeweils in Form von Steckbriefen näher erläutert werden.

In **Ortsteilsteckbriefen** wird das Stadtgebiet in insgesamt 39 Gebiete unterteilt, für die die wesentlichen Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung zusammengefasst dargestellt sind. Insbesondere der aktuelle Stand des Sektors Wärme sowie die für das jeweilige Gebiet sinnvollen Maßnahmen werden dabei übersichtlich, gebietsspezifisch und nachvollziehbar aufgezeigt.

Darüber hinaus werden für die Stadt Schwandorf in einem separaten Bericht **strategische Maßnahmen** erarbeitet, die den gezielten Einsatz des kommunalen Wärmeplans unterstützen. Mithilfe einer Verstetigungsstrategie, eines Controlling-Konzepts sowie einer Kommunikationsstrategie wird aufgezeigt, wie der Wärmeplan innerhalb der Kommune zur Umsetzung

und Bewertung der empfohlenen Maßnahmen genutzt werden kann. Spätestens nach fünf Jahren ist eine Fortschreibung des Wärmeplans erforderlich.

Inhalt

1. Zusammenfassung.....	iii
Teil A.....	1
2. Eignungsprüfung	1
2.1. Ausgangslage	1
2.1.1. Vorgehen Eignungsprüfung.....	1
2.1.2. Einordnung Rolle des Energieträgers Wasserstoff	1
2.1.3. Prüfgebiete.....	3
2.1.4. Einteilungskriterien	3
2.2. Auswertung Eignungsprüfung	4
2.2.1. Wärmelinienichte und Potenziale	4
2.2.2. Ergebnisse Eignungsprüfung	5
2.3. Weiteres Vorgehen	8
2.3.1. Erweiterte Wärmeplanung.....	8
2.3.2. Verkürzte Wärmeplanung.....	8
2.4. Zukünftige Möglichkeiten dezentraler Wärmeversorgung (nicht leitungsgebunden)	8
2.4.1. Energetische Sanierung.....	9
2.4.2. Erfüllungsoptionen der 65%-Regelung nach GEG.....	9
2.4.3. Potenziale dezentrale Wärmeversorgung.....	10
3. Bestandsanalyse.....	15
3.1. Datengrundlagen und Verbrauchergruppen	15
3.1.1. Datengrundlagen.....	15
3.1.2. Verbrauchergruppen	16
3.2. Flächennutzung und Siedlungsstruktur	16
3.2.1. Flächennutzung.....	16
3.2.2. Siedlungsstruktur	18
3.3. Energieerzeugungsanlagen und Versorgungsnetze	21
3.3.1. Energieerzeugungsanlagen.....	21
3.3.2. Analyse dezentraler Wärmeerzeuger	25
3.3.3. Versorgungsnetze der Wärmeversorgung	31
3.3.4. Stromversorgungsnetze	33
3.3.5. Abwasserkanalnetz	34
3.3.6. Glasfasernetz.....	35
3.4. Energiebilanz Wärme	37
3.4.1. Methodik Energiebilanz des IST-Zustands	37

3.4.2.	Wohnen & Kleinverbraucher.....	42
3.4.3.	Industrie & Großgewerbe	43
3.4.4.	Öffentliche Einrichtungen	45
3.4.5.	Zusammenfassung Energiebilanz Wärme	46
3.5.	Wärmebedarf auf Baublockebene	49
3.5.1.	Absoluter Wärmebedarf	49
3.5.2.	Wärmebedarf pro Baublockfläche	52
3.5.3.	Wärmelinien-dichte (WLD)	54
3.6.	Energiebilanz Strom	56
3.6.1.	Methodik	56
3.6.2.	Zusammenfassung Energiebilanz Strom	56
3.7.	Treibhausgasbilanz Wärme und Strom.....	58
4.	Potenzialanalyse	61
4.1.	Datengrundlage.....	61
4.2.	Schutzgebiete und Denkmalschutz	61
4.2.1.	Schutzgebiete	61
4.2.2.	Denkmalschutz.....	62
4.3.	Energieeinsparung und Energieeffizienz	63
4.3.1.	Wärmebedarfsreduktion in Gebäuden.....	63
4.3.2.	Effizienzsteigerung in industriellen Prozessen.....	66
4.3.3.	Effizienzsteigerung Abnehmer bestehendes Wärmenetz	67
4.4.	Potenziale erneuerbarer Wärme.....	70
4.4.1.	Umweltwärme	70
4.4.2.	Oberflächennahe Geothermie	78
4.4.3.	Solarthermie.....	85
4.4.4.	Biomasse	87
4.4.5.	Unvermeidbare Abwärme.....	96
4.4.6.	Zentrale Wärmespeicher	100
4.4.7.	Sonstige Potenziale erneuerbarer Wärme.....	101
4.4.8.	Zusammenfassung Potenzialanalyse erneuerbare Wärme	103
4.4.9.	Erweiterungspotenziale bestehendes Wärmenetz.....	105
4.5.	Potenziale erneuerbarer Strom	108
4.5.1.	Photovoltaik	108
4.5.2.	Windenergie.....	110
4.5.3.	KWK-Anlagen	111

4.5.4.	Müllheizkraftwerk	111
4.5.5.	Sonstige Potenziale erneuerbarer Strom.....	111
4.5.6.	Zusammenfassung Potenzialanalyse Strom.....	112
4.5.7.	Wirtschaftliche Einordnung strombasierter Wärmeversorgung	112
4.6.	Power-to-X.....	114
4.7.	Ausblick Energieinfrastruktur.....	117
4.8.	Anschlussinteresse an ein Wärmenetz.....	120
5.	Gegenüberstellung von Bestands- und Potenzialanalyse.....	123
Teil B.....		125
6.	Eignung Wärmeversorgungsgebiete	125
6.1.	Wärmenetzeignung (Inselnetz).....	126
6.1.1.	Kriterien Wärmenetzeignung (Inselnetz).....	126
6.1.2.	Ergebnis Wärmenetzeignung (Inselnetz).....	127
6.2.	Eignung Fernwärmenetzerweiterung.....	128
6.2.1.	Kriterien Fernwärmenetzerweiterung.....	128
6.2.2.	Ergebnis Fernwärmenetzerweiterung.....	128
6.3.	Eignung dezentrale Wärmeversorgung	129
6.3.1.	Kriterien dezentrale Wärmeversorgung	129
6.3.2.	Ergebnis dezentrale Wärmeversorgung	130
6.4.	Biomethanetzeignung.....	131
6.5.	Wasserstoffnetzeignung.....	131
6.5.1.	Kriterien Wasserstoffnetzeignung.....	132
6.5.2.	Ergebnis Wasserstoffnetzeignung.....	132
7.	Fokusgebiet Rothlindenviertel	134
7.1.	Ausgangssituation.....	134
7.2.	Auswirkungen auf das bestehende Fernwärmenetz	136
8.	Fokusgebiet Büchelkühn	138
8.1.	Ausgangssituation.....	138
8.2.	Auslegung Wärmenetz.....	140
8.3.	Rahmenbedingungen Kostenschätzung / Berechnung	141
8.4.	Potenzial geklärtes Abwasser	142
8.5.	Ergebnisse Simulation Wärmenetz.....	143
8.6.	Alternative Wärmeversorgung	145
8.7.	Fazit Fokusgebiet Büchelkühn	146
9.	Fokusgebiet Fronberg	147

9.1.	Variante 1.....	147
9.1.1.	Ausgangssituation.....	147
9.1.2.	Auslegung Wärmenetz.....	149
9.1.3.	Rahmenbedingungen Kostenschätzung / Berechnung.....	150
9.1.4.	Ergebnisse Simulation Wärmenetz.....	151
9.2.	Variante 2.....	154
9.2.1.	Ausgangssituation.....	154
9.2.2.	Auslegung Wärmenetz.....	156
9.2.3.	Ergebnisse Simulation Wärmenetz.....	157
9.3.	Potenzial industrielle Abwärme	160
9.4.	Alternative Wärmeversorgung.....	160
9.5.	Fazit Fokusgebiet Fronberg.....	160
10.	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung beispielhafter dezentraler Versorgungsfälle	162
11.	Zielszenario	165
11.1.	Entwicklung des Wärmeverbrauchs.....	165
11.2.	Teilgebiete mit erhöhtem Energieeinsparpotenzial.....	167
11.3.	Methodik Wärmeversorgung Zielszenario.....	168
11.4.	Szenario „ambitioniert“.....	171
11.4.1.	Wärmeverbrauch und Energieträgerverteilung bis 2040.....	171
11.4.2.	Energie- und Treibhausgasbilanz bis 2040.....	175
11.4.3.	Entwicklung Fern- und Nahwärme.....	177
11.4.4.	Gegenüberstellung Zielszenario und Potenzialanalyse	179
11.5.	Szenario „moderat“	181
11.5.1.	Wärmeverbrauch und Energieträgerverteilung bis 2040.....	181
11.5.2.	Energie- und Treibhausgasbilanz bis 2040.....	185
11.5.3.	Entwicklung Fern- und Nahwärme.....	186
11.5.4.	Gegenüberstellung Zielszenario und Potenzialanalyse	188
11.6.	Szenario „Gas Hoch“	190
11.6.1.	Wärmeverbrauch und Energieträgerverteilung bis 2040.....	190
11.6.2.	Energie- und Treibhausgasbilanz bis 2040.....	194
11.6.3.	Entwicklung Fern- und Nahwärme.....	196
11.6.4.	Gegenüberstellung Zielszenario und Potenzialanalyse	196
11.7.	Szenario „Gas Niedrig“	198
11.7.1.	Wärmeverbrauch und Energieträgerverteilung bis 2040.....	198
11.7.2.	Energie- und Treibhausgasbilanz bis 2040.....	202

11.7.3.	Entwicklung Fern- und Nahwärme.....	204
11.7.4.	Gegenüberstellung Zielszenario und Potenzialanalyse	206
11.8.	Vergleich der Szenarien.....	207
11.9.	Zielszenario 2040	209
11.9.1.	Wärmeverbrauch und Energieträgerverteilung bis 2040.....	209
11.9.2.	Energie- und Treibhausgasbilanz bis 2040.....	214
11.9.3.	Entwicklung Fern- und Nahwärme.....	215
11.9.4.	Gegenüberstellung Zielszenario und Potenzialanalyse	217
11.10.	Einteilung in voraussichtliche Wärmeversorgungsgebiete.....	220
11.11.	Ausblick Fernwärmenetz.....	222
11.12.	Ausblick Gasnetz	224
11.13.	Ausblick Strom.....	227
11.14.	Ausblick Kältebedarf	228
11.15.	Sektorkopplung.....	229
11.16.	Energiegipfel Schwandorf	232
12.	Umsetzungsstrategie und Maßnahmen	234
12.1.	Maßnahmenkatalog	234
12.2.	Ortsteilsteckbriefe	234
12.3.	Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften	234
12.4.	Bewertung potenzieller Synergieeffekte weiterer Planungen	237
12.5.	Strategische Maßnahmen.....	238
13.	Indikatoren Zielszenarien	239
13.1.	Szenario ambitioniert	239
13.2.	Szenario moderat	240
13.3.	Szenario Gas Hoch.....	241
13.4.	Szenario Gas Niedrig.....	242
13.5.	Zielszenario 2040	243
Teil C.....		244
Anlagenband		244
14.	Maßnahmenkatalog kommunale Wärmeplanung	244
14.1.	Maßnahmensteckbriefe	250
15.	Ortsteilsteckbriefe	322
16.	Strategische Maßnahmen	361
16.1.	Zusammenfassung	361
16.2.	Strategische Maßnahmen.....	362

16.3.	Verstetigungsstrategie	362
16.4.	Controllingkonzept	366
16.5.	Kommunikationsstrategie.....	369
17.	Literaturverzeichnis.....	xx
Hinweise	xxxii

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Wärmelinienrichte auf Baublockebene, konkrete Potenziale und bestehende Infrastruktur	5
Abbildung 2: Ergebnis der Eignungsprüfung.....	7
Abbildung 3: Erste Informationen zur potenziellen Nutzung von Geothermie am Beispiel Irlaching [8]	10
Abbildung 4: Nutzungsmöglichkeiten oberflächennaher Geothermie in den einzelnen Prüfgebieten	11
Abbildung 5: Dezentrales Potenzial Luft Wärmepumpe	12
Abbildung 6: Dezentrales Potenzial Luft Wärmepumpe	13
Abbildung 7: Flächennutzung auf dem Stadtgebiet Schwandorf	17
Abbildung 8: Siedlungsentwicklung der Stadt Schwandorf inklusive anstehender Erschließung und potenzieller Erschließung bis 2040 (letztere lediglich beispielhaft)	18
Abbildung 9: Baublöcke unterschieden nach Hauptnutzungsarten	19
Abbildung 10: Baublöcke unterschieden nach überwiegendem Gebäudetyp	20
Abbildung 11: Standorte größerer Energieerzeugungsanlagen (außer PV) – Stand 15.04.2025	21
Abbildung 12: Standorte größerer PV-Anlagen – Stand 15.04.2025	22
Abbildung 13: Elektrische Leistungen und Erträge von Energieerzeugungsanlagen – Stand Ende 2023	23
Abbildung 14: Thermische Leistungen und Erträge von Energieerzeugungsanlagen – Stand Ende 2023	24
Abbildung 15: Auswertung Kaminkehrer-Daten Zentralheizungen	26
Abbildung 16: Auswertung der Kaminkehrer-Daten auf Baublockebene für den Stadtkern Schwandorf	28
Abbildung 17: Auswertung der Kaminkehrer-Daten auf Baublockebene für das südliche und nördliche Gebiet	28
Abbildung 18: Auswertung der Kaminkehrer-Daten auf Baublockebene für das nordwestliche Gebiet	29
Abbildung 19: Auswertung Zensus 2022 Wärmepumpen, Solar- Geothermieanlagen	30
Abbildung 20: Auswertung Zensus 2022 Stromheizungen	31
Abbildung 21: Leitungsgebundene Wärmeversorgung in den Baublöcken	33
Abbildung 22: Umspannwerke im Stadtgebiet	34
Abbildung 23: Kanalnetz mit Durchmesser größer-gleich 600 mm und Regenwasser (geklärtes Abwasser)	35
Abbildung 24: Fernwärme- und Gasverbräuche pro Jahr und Abnehmer witterungsbereinigt	38
Abbildung 25: Verteilung thermischer Endenergieverbrauch Wohnen & Kleinverbraucher ...	42
Abbildung 26: Verteilung thermischer Endenergieverbrauch Industrie & Großgewerbe Raumwärme und Warmwasser	43
Abbildung 27: Verteilung thermischer Endenergieverbrauch Industrie & Großgewerbe Prozesswärme	44
Abbildung 28: Verteilung thermischer Endenergieverbrauch der Öffentlichen Einrichtungen	45

Abbildung 29: Energieverbrauch für Heiz- und Prozesswärme aufgeteilt auf Verbrauchergruppen	46
Abbildung 30: Energieträgerverteilung für Heiz- und Prozesswärme aller Verbrauchergruppen	47
Abbildung 31: Absoluter jährlicher Wärmebedarf Raumwärme und Warmwasser (Heatmap).....	50
Abbildung 32: Absoluter jährlicher Wärmebedarf Prozesswärme (Heatmap).....	50
Abbildung 33: Standorte von Großverbrauchern.....	51
Abbildung 34: Jährlicher Wärmebedarf pro Baublockfläche.....	53
Abbildung 35: Wärmelinien dichte des Nordwestlichen Stadtgebiets	54
Abbildung 36: Wärmelinien dichten des Nordens und Südens des Stadtgebiets	55
Abbildung 37: Wärmelinien dichten des Kernstadtgebiets	55
Abbildung 38: Endenergieverbrauch thermisch und elektrisch.....	59
Abbildung 39: Treibhausgasemissionen in CO ₂ -Äquivalente resultierend aus dem Endenergieverbrauch. Für das ganze Stadtgebiet aufgeteilt auf die Verbrauchergruppen	60
Abbildung 40: Schutzgebiete auf dem Stadtgebiet	62
Abbildung 41: Ensemble-, Boden- und Baudenkmäler	63
Abbildung 42: Energieeinsparpotenzial durch Sanierung.....	64
Abbildung 43: Potenzial zur Energieeinsparung durch Wärmebedarfsreduktion Wohnen & Kleinverbraucher	65
Abbildung 44: Simulationsergebnis des Fernwärmenetzes inklusive des bis 2026 geplanten Ausbaus	68
Abbildung 45: Simulationsergebnis des Fernwärmenetzes inklusive des bis 2026 geplanten Ausbaus für das Jahr 2040.....	69
Abbildung 46: Wassertemperatur an der Messstelle in Heitzenhofen im Jahr 2023.....	70
Abbildung 47: Fluss-Volumenstrom an der Messstelle in Münchshofen im Jahr 2023	71
Abbildung 48: Monatliche Entnahmemengen aus der Naab mit dem Gesamtbedarf der Stadt für Raumwärme und Warmwasser gegenübergestellt.....	72
Abbildung 49: Deckungsgrad je Gemeinde für Januar bei einer Abkühlung von 2K [38].....	73
Abbildung 50: Standorte von Flusswehren	74
Abbildung 51: Potenzialanalyse Luftwärmepumpen für Wohngebäude und Kleinverbraucher.....	76
Abbildung 52: Potenzial Umweltwärme	77
Abbildung 53: Bohrrisiken bis 100 m Tiefe sowie existierende Anlagen.....	78
Abbildung 54: Wärmequellen bebautes Gebiet (Kernstadt von Schwandorf).....	79
Abbildung 55: Wärmequellen bebautes Gebiet (Norden und Süden von Schwandorf)	80
Abbildung 56: Wärmequellen bebautes Gebiet (Nordwesten von Schwandorf)	80
Abbildung 57: Deckungsgrad Geothermie auf bebautem Gebiet (Kernstadt von Schwandorf).....	81
Abbildung 58: Deckungsgrad Geothermie auf bebautem Gebiet (Norden und Süden von Schwandorf).....	82
Abbildung 59: Deckungsgrad Geothermie auf bebautem Gebiet (Nordwesten von Schwandorf).....	82
Abbildung 60: Potenzielle Geothermie Freiflächen	83
Abbildung 61: Potenzial oberflächennaher Geothermie	84

Abbildung 62: Potenzielle Solarthermie-Freiflächen in näherer Umgebung von bebauten Gebieten	86
Abbildung 63: Potenzial Solarthermie Freiflächen und Dachflächen	87
Abbildung 64: Einzugsgebiet Biomethanerzeugung (15 km Radius) mit Gemeindegrenzen	89
Abbildung 65: Holzeinschlag in Bayern [47].....	92
Abbildung 66: Holzeinschlag und Schadholzanteil [47].....	93
Abbildung 67: Benötigte Waldflächen für ausgewiesene Potenziale [44] und Verbräuche	94
Abbildung 68: Potenzial aus Biomasse. Aufgeteilt in Biogas und Energieholz	95
Abbildung 69: Darstellung der Abwärmepotenziale	98
Abbildung 70: Potenzialanalyse Abwärme.....	99
Abbildung 71: Potenzielle Standorte zentraler Wärmespeicherung	101
Abbildung 72: Temperaturverteilung in 250 m unter NHN [63].....	103
Abbildung 73: Zusammenfassung Potenziale erneuerbarer Wärme	104
Abbildung 74: Täglicher Lastgang im Auslegungsfall (-13,6 °C)	106
Abbildung 75: Resultierender täglicher Lastgang im Auslegungsfall (-13,6 °C) inklusive eines Wärmespeichers zur Glättung der Lastspitzen	107
Abbildung 76: PV-Potenzialflächen im Stadtgebiet.....	109
Abbildung 77: Windvorranggebiet.....	110
Abbildung 78: Zusammenfassung Potenzial Strom	112
Abbildung 79: Stromgestehungskosten für Erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke in Deutschland 2024 [68].....	113
Abbildung 80: Netzbezug & -einspeisung pro Tag im Jahr 2022 [70].....	114
Abbildung 81: Netzeinspeisung und -verbrauch pro Tag für 2040	116
Abbildung 82: Wasserstoff-Kernnetz Deutschland [73].....	118
Abbildung 83: Darstellung des CO ₂ -Netzes der VBW-Studie [77]	119
Abbildung 84: Grober Verlauf des Abschnittes „D1“ des Süd-Ost-Links [81].....	120
Abbildung 85: Prozentuales Interesse am Anschluss an ein Wärmenetz.....	121
Abbildung 86: Örtliche Übersicht an Gebäuden mit Interesse am Anschluss an ein Wärmenetz.	122
Abbildung 87: Gegenüberstellung Verbrauch und Potenzial von Wärme und Strom.....	124
Abbildung 88: Schematische Darstellung der Kategorien und Kriterien	126
Abbildung 89: Wärmenetzzeignung (Inselnetze) der einzelnen Baublöcke.....	128
Abbildung 90: Eignung zur Erweiterung des bestehenden Wärmenetzes	129
Abbildung 91: Eignung dezentrale Wärmeversorgung der einzelnen Baublöcke	131
Abbildung 92:Wasserstoffnetzzeignung der einzelnen Baublöcke.....	133
Abbildung 93: Mögliche Fernwärmenetzerweiterung	135
Abbildung 94: Benötigte Wärmeleistung (einschl. Verluste) des Quartiers in kW mit Jahresdauerlinie.....	136
Abbildung 95: Darstellung des Netzzustands im Auslegungsfall bei Auskopplung von 2,1 MW in der Werthstraße	137
Abbildung 96: Mögliches Wärmenetz Büchelkühn.....	139
Abbildung 97: Benötigte Wärmeleistung (einschl. Verluste) des Quartiers in kW mit Jahresdauerlinie.....	140
Abbildung 98: Schematische Darstellung der Energieflüsse mit dem Simulationstool nPro [86]	141

Abbildung 99: Lastgang der Quelleistung des geklärten Abwassers.....	143
Abbildung 100: Bereitgestellte Wärme nach Energieträger und Monat.....	144
Abbildung 101: Wärmebedarf und CO ₂ -Äq. Emissionen für das betrachtete Netzgebiet bis zum Zieljahr 2040.....	145
Abbildung 102: Mögliches Wärmenetz Fronberg V1.....	148
Abbildung 103: Benötigte Wärmeleistung (einschl. Verluste) des Quartiers in kW mit Jahresdauerlinie.....	149
Abbildung 104: Schematische Darstellung der Energieflüsse mit dem Simulationstool nPro [86].....	150
Abbildung 105: Bereitgestellte Wärme nach Energieträger und Monat.....	152
Abbildung 106: Wärmebedarf und CO ₂ -Äq. Emissionen für das betrachtete Netzgebiet bis zum Zieljahr 2040.....	153
Abbildung 107: Mögliches Wärmenetz Fronberg V2.....	155
Abbildung 108: Benötigte Wärmeleistung (einschl. Verluste) des Quartiers in kW mit Jahresdauerlinie.....	156
Abbildung 109: Schematische Darstellung der Energieflüsse mit dem Simulationstool nPro [86].....	157
Abbildung 110: Bereitgestellte Wärme nach Energieträger und Monat.....	158
Abbildung 111: Bereitgestellte Strommengen durch PV-Freifläche und mittels Netzbezug.....	159
Abbildung 112: Wärmebedarf und CO ₂ -Äq. Emissionen für das betrachtete Netzgebiet bis zum Zieljahr.....	160
Abbildung 113: Vergleich Wärmegestehungskosten für verschiedene dezentrale Wärmeversorgungsvarianten.....	164
Abbildung 114: Entwicklung des Wärmeverbrauchs mit 2 % Sanierungsrate.....	166
Abbildung 115: Wärmebedarf auf Baublockebene für das Jahr 2040.....	167
Abbildung 116: Gebiete mit erhöhten Energieeinsparpotenzial und Sanierungsgebiete.....	168
Abbildung 117: Entwicklung des CO ₂ -Preises (Non-ETS) [90].....	169
Abbildung 118: Szenario ambitioniert: Energieträgerverteilung Wohnen & Kleinverbraucher.....	172
Abbildung 119: Szenario ambitioniert: Energieträgerverteilung Industrie & Großgewerbe (Raumwärme und Warmwasser).....	173
Abbildung 120: Szenario ambitioniert: Energieträgerverteilung Industrie & Großgewerbe (Prozesswärme).....	174
Abbildung 121: Szenario ambitioniert: Energieträgerverteilung Öffentliche Einrichtungen ..	175
Abbildung 122: Szenario ambitioniert: Treibhausgasbilanz Sektor Wärme der Verbrauchergruppen.....	176
Abbildung 123: Szenario ambitioniert: Energieträgerverteilung Heiz- und Prozesswärme alle Verbrauchergruppen im Jahr 2040.....	177
Abbildung 124: Szenario ambitioniert: Energieträgerverteilung Fernwärme.....	178
Abbildung 125: Szenario ambitioniert: Energieträgerverteilung Nahwärme.....	179
Abbildung 126: Szenario moderat: Energieträgerverteilung Wohnen & Kleinverbraucher...	181
Abbildung 127: Szenario moderat: Energieträgerverteilung Industrie & Großgewerbe (Raumwärme und Warmwasser).....	183
Abbildung 128: Szenario moderat: Energieträgerverteilung Industrie & Großgewerbe (Prozesswärme).....	183
Abbildung 129: Szenario moderat: Energieträgerverteilung Öffentliche Einrichtungen	184

Abbildung 130: Szenario moderat: Treibhausgasbilanz Sektor Wärme der Verbrauchergruppen	185
Abbildung 131: Szenario moderat: Energieträgerverteilung Heiz- und Prozesswärme alle Verbrauchergruppen im Jahr 2040.....	186
Abbildung 132: Szenario moderat: Energieträgerverteilung Fernwärme	187
Abbildung 133: Szenario moderat: Energieträgerverteilung Nahwärme.....	188
Abbildung 134: Szenario Gas Hoch: Energieträgerverteilung Wohnen & Kleinverbraucher.....	191
Abbildung 135: Szenario Gas Hoch: Energieträgerverteilung Industrie & Großgewerbe (Raumwärme und Warmwasser).....	192
Abbildung 136: Szenario Gas Hoch: Energieträgerverteilung Industrie & Großgewerbe (Prozesswärme).....	193
Abbildung 137: Szenario Gas Hoch: Energieträgerverteilung Öffentliche Einrichtungen.....	194
Abbildung 138: Szenario Gas Hoch: Treibhausgasbilanz Sektor Wärme der Verbrauchergruppen	195
Abbildung 139: Szenario Gas Hoch: Energieträgerverteilung Heiz- und Prozesswärme alle Verbrauchergruppen im Jahr 2040	196
Abbildung 140: Szenario Gas Niedrig: Energieträgerverteilung Wohnen & Kleinverbraucher.....	199
Abbildung 141: Szenario Gas Niedrig: Energieträgerverteilung Industrie & Großgewerbe (Raumwärme und Warmwasser).....	200
Abbildung 142: Szenario Gas Niedrig: Energieträgerverteilung Industrie & Großgewerbe (Prozesswärme).....	201
Abbildung 143: Szenario Gas Niedrig: Energieträgerverteilung Öffentliche Einrichtungen..	202
Abbildung 144: Szenario Gas Niedrig: Treibhausgasbilanz Sektor Wärme der Verbrauchergruppen	203
Abbildung 145: Szenario Gas Niedrig: Energieträgerverteilung Heiz- und Prozesswärme alle Verbrauchergruppen im Jahr 2040	204
Abbildung 146: Szenario Gas Niedrig: Energieträgerverteilung Fernwärme	204
Abbildung 147: Szenario Gas Niedrig: Energieträgerverteilung Nahwärme	205
Abbildung 148: Zielszenario 2040: Energieträgerverteilung Wohnen & Kleinverbraucher...	210
Abbildung 149: Zielszenario 2040: Energieträgerverteilung Industrie & Großgewerbe (Raumwärme und Warmwasser).....	211
Abbildung 150: Zielszenario 2040: Energieträgerverteilung Industrie & Großgewerbe (Prozesswärme).....	212
Abbildung 151: Zielszenario 2040: Energieträgerverteilung Öffentliche Einrichtungen	213
Abbildung 152: Zielszenario 2040: Treibhausgasbilanz Sektor Wärme der Verbrauchergruppen	214
Abbildung 153: Zielszenario 2040: Energieträgerverteilung Heiz- und Prozesswärme alle Verbrauchergruppen im Jahr 2040.....	215
Abbildung 154: Zielszenario 2040: Energieträgerverteilung Fernwärme.....	216
Abbildung 155: Zielszenario 2040: Energieträgerverteilung Nahwärme.....	217
Abbildung 156: Voraussichtliche Wärmeversorgungsgebiete für das Zielszenario 2040.....	221
Abbildung 1: Übersicht zur Einteilung der Stadt in Cluster bezüglich der Ortsteilsteckbriefe	322
Abbildung 1: Organisationsstruktur der kommunalen Wärmeplanung innerhalb der Stadtverwaltung	362

Abbildung 2: Grober Zeitplan der kommunalen Wärmeplanung bis 2040	364
Abbildung 3: Akteure der kommunalen Wärmeplanung auf Grundlage der Akteursbeteiligung.	365
Abbildung 4: Managementsystem der kommunalen Wärmeplanung in Anlehnung an [1] ...	366
Abbildung 5: Erfolgsindikatoren der kommunalen Wärmeplanung und deren Datengrundlagen	367
Abbildung 6: Kommunikationsstrategie innerhalb der Stadtverwaltung zur Verstetigung der kommunalen Wärmeplanung	369
Abbildung 7: Ergebnis Akteursanalyse und Einteilung in Akteursgruppen für die kommunale Wärmeplanung nach [128, 129, 130]	370
Abbildung 8: Ebenen der Beteiligung und der zu involvierenden Akteursgruppen nach [5].	370
Abbildung 9: Kommunikationsstrategie mit den für die Wärmewende wichtigen Akteuren..	371

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Prüfgebiete mit Nummerierung, Bezeichnung und Ergebnis der Eignungsprüfung.....	6
Tabelle 2: Erfüllungsoptionen 65%-Regelung nach GEG für dezentrale Heizungen.....	9
Tabelle 3: Datengrundlagen der Bestandsanalyse	15
Tabelle 4: Flächen nach Nutzungsart auf dem Stadtgebiet der Stadt Schwandorf [11].....	17
Tabelle 5: Therm. und elektr. Leistungen und Energiemengen der Energieerzeugungsanlagen - Stand Ende 2023.....	23
Tabelle 6: Auflistung der Biogasanlagen	24
Tabelle 7: Gaserzeugungsleistung und eingespeiste Gasmenge der Biomethananlage	25
Tabelle 8: Auswertung Kaminkehrer-Daten Zentralheizungen	27
Tabelle 9: Auswertung Kaminkehrer-Daten Einzelraumfeuerstätten	27
Tabelle 10: Angenommene Leistung der Wärmeerzeugungsanlagen einzelner Energieträger	39
Tabelle 11: Thermischer Endenergieverbrauch des Bereichs Wohnen & Kleinverbraucher. Aufgeteilt auf Energieträger.....	42
Tabelle 12: Thermischer Endenergieverbrauch von Industrie & Großgewerbe Raumwärme und Warmwasser	43
Tabelle 13: Thermischer Endenergieverbrauch von Industrie & Großgewerbe Prozesswärme.	44
Tabelle 14: Thermischer Endenergieverbrauch der öffentlichen Einrichtungen. Aufgeteilt auf Energieträger	45
Tabelle 15: Auf die Stadt summierter thermischer Endenergieverbrauch. Aufgeteilt auf Energieträger für das Jahr 2023.....	46
Tabelle 16: Kennwerte der Energiebilanz Wärme.....	47
Tabelle 17: Auflistung der Großverbraucher zu Abbildung 33.....	52
Tabelle 18: Stromeinspeisung aufgeteilt auf Energieerzeuger	56
Tabelle 19: Stromverbrauch 2023 aufgeteilt auf Verbrauchergruppen	57
Tabelle 20: Kennwerte der Energiebilanz Stromverbrauch	57
Tabelle 21: Emissionsfaktoren mit CO ₂ -Äquivalenten der einzelnen Energieträger	58
Tabelle 22: Kennwerte der Treibhausgasbilanz.....	60
Tabelle 23: Datengrundlagen der Potenzialanalyse.....	61
Tabelle 24: Potenzial zur Energieeinsparung durch Wärmebedarfsreduktion	65
Tabelle 25: Energieeinsparung Prozesswärme (abgeschätzt anhand Fragebögen)	66
Tabelle 26: Potenzial Fernwärmenetz aufgrund von Sanierung Abnehmer.....	67
Tabelle 27: Potenzial Umweltwärme.....	77
Tabelle 28: Potenzial Wärme oberflächennaher Geothermie.....	84
Tabelle 29: Potenzial Solarthermie Freiflächen und Dachflächen	87
Tabelle 30: Potenzialanalyse Biogas	90
Tabelle 31: Potenziale Energieholz (ohne Abzug aktueller Verbrauch).....	91
Tabelle 32: Potenzial Biomasse (Biogas und feste Biomasse)	95
Tabelle 33: Potenzial Klärschlammverbrennung.....	96
Tabelle 34: Potenzial Biogas aus Bioabfall Stadt Schwandorf	96
Tabelle 35: Potenzialanalyse Abwärme.....	99
Tabelle 36: Zusammenfassung Potenziale erneuerbarer Wärme	104

Tabelle 37: THG-Emissionen erneuerbarer Wärme.....	105
Tabelle 38: Spitzenlastreduzierung Fernwärmenetz aufgrund Integration Wärmespeicher und Redundanz aufgrund Umbau MHKW	107
Tabelle 39: Potenzial elektrischer Ertrag Photovoltaik	109
Tabelle 40: Elektrisches Potenzial Windenergieanlagen.....	110
Tabelle 41: Elektrisches Potenzial KWK-Anlagen.....	111
Tabelle 42: Geschätzte Strom-Einspeisung des MHKW.....	111
Tabelle 43: Zusammenfassung Potenzial Strom.....	112
Tabelle 44: Vergleich erzeugter und verbrauchter Strommengen für 2040 in MWh/a	115
Tabelle 45: PtX Potenziale aus 300 GWh Stromüberschuss	116
Tabelle 46: Interesse am Anschluss an ein Wärmenetz.	120
Tabelle 47:Gegenüberstellung Verbrauch und Potenzial der Sektoren Wärme und Strom .	123
Tabelle 48: Wärmebedarf und Anzahl Gebäude	135
Tabelle 49: Wärmebedarf und Anzahl Gebäude	140
Tabelle 50: Zentrale Annahmen Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	142
Tabelle 51: Nachhaltigkeitsparameter zur Wärmenetzauslegung	142
Tabelle 52: Ergebnisse Simulation Wärmenetz Büchelkühn mit 100 % Anschlussquote	144
Tabelle 53: Wärmebedarf und Anzahl Gebäude	148
Tabelle 54: Zentrale Annahmen Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	150
Tabelle 55: Nachhaltigkeitsparameter zur Wärmenetzauslegung	151
Tabelle 56: Ergebnisse Simulation Wärmenetz Fronberg V1 mit 80 % Anschlussquote	152
Tabelle 57: Wärmebedarf und Anzahl Gebäude	155
Tabelle 58: Ergebnisse Simulation Wärmenetz Fronberg V2 mit 80 % Anschlussquote	158
Tabelle 59: Vergleich Variante 1 und Variante 2.....	161
Tabelle 60: Entwicklung Wärmebedarf	165
Tabelle 61: Szenario ambitioniert: Gegenüberstellung Verbrauch 2040 und lokales Potenzial	180
Tabelle 62: Szenario ambitioniert: Gegenüberstellung Verbrauch 2040 und lokales Potenzial	188
Tabelle 63: Szenario Gas Hoch: Gegenüberstellung Verbrauch 2040 und lokales Potenzial	196
Tabelle 64: Szenario Gas Niedrig: Gegenüberstellung Verbrauch 2040 und lokales Potenzial	206
Tabelle 65: Vergleich Szenarien "ambitioniert" und "moderat"	207
Tabelle 66: Vergleich Szenarien "Gas Hoch" und "Gas Niedrig".....	208
Tabelle 67: Zielszenario 2040: Gegenüberstellung Verbrauch 2040 und lokales Potenzial	218
Tabelle 68: Energiebedarfe nach Sektoren.....	230
Tabelle 69: Strombedarf nach Verwendung.....	231
Tabelle 70: Strompotenzial ohne Biogas	231
Tabelle 71: Varianten von EEGs [107, 109, 110, 111, 112, 113, 114].....	235
<i>Tabelle 1: Umsetzungsmaßnahmen Stadt Schwandorf (derzeit noch in Bearbeitung)</i>	245
Tabelle 2: Legende Maßnahmenkatalog	249

Teil B

6. Eignung Wärmeversorgungsgebiete

Auf Grundlage der Bestands- und Potenzialanalyse wird die Stadt auf die Wahrscheinlichkeit einer Wärmeversorgung mittels Wärmenetz, Wasserstoffnetz, Biomethanetz und dezentraler Wärmeversorgung untersucht. Die Betrachtung erfolgt auf Baublockebene und für die aktuelle energetische und politische Situation. Bei Fortschreibung der Wärmeplanung muss diese Einteilung ggf. angepasst werden. In allen als Wärmenetzzeignungsgebiet deklarierten Bereichen ist eine weitere Untersuchung zur möglichen Realisierung eines Wärmenetzes sinnvoll. Diese Einordnung ist eine Empfehlung an die Kommune und andere Akteure, entsprechende Gebiete eingehender zu betrachten und weitere Studien durchzuführen. In einem Gebiet, welchem eine Wärmenetzzeignung zugesprochen wurde, ist der Bau eines Netzes jedoch nicht garantiert. Dafür sind zuerst weitere Studien und Bemühungen notwendig. In Gebieten mit Eignung einer dezentralen Wärmeversorgung und ohne Wärmenetzzeignung wird eine dezentrale Wärmeversorgung empfohlen. Jedoch ist auch hier der Bau eines Wärmenetzes nicht ausgeschlossen. So kann, ggf. mit Sanierung der Bebauung, ein kaltes Nahwärmenetz mit dezentralen Wärmepumpen die Effizienz der Wärmebereitstellung verbessern. Die Wasserstoffnetzzeignung ist mit Vorsicht zu betrachten, da einige Kriterien noch nicht vorhersehbar sind. Die Eignung eines Gebiets zur Nutzung von Wasserstoff muss in Zukunft erneut betrachtet werden, wenn bestimmte Rahmenbedingungen (z.B. Verfügbarkeit von Wasserstoff) besser einzuschätzen sind. Das gleiche trifft für die Eignung zur Versorgung eines Gebietes mittels Biomethan zu.

Die Eignung eines Gebietes für eine bestimmte Wärmeversorgungsart wird anhand von drei Kategorien ermittelt. Je nach Versorgungsart haben die einzelnen Kategorien unterschiedliche Kriterien und Gewichtungen. Hierbei wird sich an die Vorgaben des Wärmeplanungsgesetzes und an den Leitfaden des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) [82] orientiert. Abbildung 88 zeigt schematisch die drei Kategorien mit deren Kriterien zur Ermittlung der Eignung einer Versorgungsart auf. Welche Kriterien jeweils verwendet werden, wird in den Unterkapiteln beschrieben. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Versorgungsarten ist qualitativ und basiert auf Indikatoren, welche die Wirtschaftlichkeit der Wärmequellen abbilden.



Abbildung 88: Schematische Darstellung der Kategorien und Kriterien

zur Ermittlung der Eignung eines Wärme-, Biomethan- bzw. Wasserstoffnetzes sowie einer dezentralen Wärmeversorgung

6.1. Wärmenetzeignung (Inselnetz)

Im Folgenden werden die Kriterien und die Ergebnisse der Prüfung der Gebiete auf eine Wärmenetzeignung durch ein separates Inselnetz beschrieben. Aufgrund der unterschiedlichen Ausgangslagen muss zwischen einer Eignung für ein Inselnetz und einer Eignung zur Fernwärmenetzerweiterung in den Gebieten unterschieden werden.

6.1.1. Kriterien Wärmenetzeignung (Inselnetz)

Im Zuge der Einteilung der Stadt in Wärmeversorgungsgebiete wird jeder Baublock nach dessen Wärmenetzeignung für ein Inselnetz anhand des vorhandenen Wärmebedarfs, der lokalen erneuerbaren Potenziale für Wärme, der Bau- und Anlagenkosten, der Risiken einzelner Versorgungsvarianten, der kumulierten Treibhausgasemissionen und sonstiger Faktoren ermittelt. Der Großteil der Gewichtung liegt hierbei auf den Wärmegestehungskosten und der Versorgungssicherheit. Folglich sind die einzelnen Kriterien aufgelistet und näher beschrieben.

- **Wärmegestehungskosten:**
 - Wärmebedarf:
 - Wärmebedarfsdichte (bezogen auf die Baublockfläche)
 - Wärmeliniendichte
 - Sanierungspotenzial auf Basis der Bausubstanz
 - Vorhandenes Potenzial:
 - Bewertung der vorhandenen Wärmequellen nach ihrer Eignung für die Einspeisung in ein Wärmenetz und die damit verbundenen Kosten
 - Bau- und Anlagenkosten:
 - Spezifische Investition für den Aus- oder Umbau des Wärmenetzes
 - Anschaffungskosten der Anlagentechnik
 - Sonstige Faktoren:
 - Vorhandenes oder in unmittelbarer Umgebung befindliches Wärmenetz
 - Vorhandene Ankerkunden/ Großabnehmer (Kommune oder Firma/ Wohnungsgesellschaft mit bekanntem Anschlussinteresse)
 - Hohes bekundetes Anschlussinteresse (auf Basis der Befragung der Bürgerinnen und Bürger)
 - Alternative Wärmeversorgungsvarianten vorhanden
- **Realisierungsrisiko und Versorgungssicherheit:**
 - Auf-, Aus- und Umbau der Infrastruktur
 - Rechtzeitige Verfügbarkeit vorgelagerter Infrastruktur
 - Robustheit gegenüber sich ändernden Rahmenbedingungen
- **Kumulierte Treibhausgasemissionen:**
 - Erwartete kumulierte THG-Emissionen bis zur Klimaneutralität

Zudem werden die Anmerkungen der relevanten Akteure (v.a. Energieversorger) in die Einteilung miteinbezogen. Die Abstufung der erreichten Punktzahlen innerhalb der einzelnen Einteilungskriterien wird anhand von Erfahrungswerten und Richtwerten aus der Literatur bestimmt [22, 83, 84, 85].

Bei der Entwicklung dieses Bewertungsverfahrens wurde darauf geachtet, dass Bedarf und Potenzial in gleichem Maße zur Eignung eines Gebietes für ein Wärmenetz mit einfließen. So wird sichergestellt, dass eine Wärmenetzeignung nicht allein anhand eines hohen Bedarfes ausgewiesen wird. Dadurch können lokale Potenziale besser eingesetzt werden und die Abhängigkeit von Energieimporten wird reduziert.

6.1.2. Ergebnis Wärmenetzeignung (Inselnetz)

Abbildung 89 zeigt die Stadt mit der jeweils ermittelten Eignung für ein Wärmenetz in Form eines separaten Inselnetzes. Je dunkler in Rot eingefärbt, desto wahrscheinlicher geeignet werden die Gebiete eingestuft für die Versorgung durch ein heißes als auch ein kaltes Nahwärmenetz. Die in Hellrot und Weiß eingefärbten Gebiete sind als für ein Wärmenetz (sehr) wahrscheinlich ungeeignet eingestuft. Dies wiederum bedeutet, dass in diesen Baublöcken eine dezentrale Wärmeversorgung wahrscheinlich geeigneter ist. Aber auch hier können unter bestimmten Gegebenheiten Inselnetze (z.B. fünf Häuser mit gemeinsamer Wärmeversorgung) oder kalte Nahwärmenetze realisiert werden. Eine netzgebundene Wärmeversorgung sollte also nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden. Gebiete mit einem Anschluss- oder Benutzungszwang für eine zentrale Wärmeversorgung liegen nicht vor.

Da es sich hierbei um die Eignung für ein Inselnetz handelt, werden in diesem Kapitel die außenliegenden Ortsteile betrachtet. In der Kernstadt wird im nächsten Kapitel die Erweiterung des bestehenden Fernwärmenetzes untersucht. Die Ortsteile Büchelkühn, Fronberg, Kreith sowie die Baublöcke im Nordosten der Stadt und das Gewerbegebiet im Osten weisen eine Inselnetzeignung auf. Hierbei handelt es sich um die reine Auswertung von den zur Verfügung stehenden Daten. Auf Basis von weiterführenden Energiekonzepten sowie Austauschformaten mit lokalen Akteuren kann die Realisierungswahrscheinlichkeit der Inselnetze weiter spezifiziert werden.

Im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung hat sich herausgestellt, dass die Biogasanlagen im Nordosten der Stadt kein Interesse an der Beteiligung an einem Inselnetz haben. Daher werden im Zielszenario diese Gebiete mit einer dezentralen Wärmeversorgung ausgewiesen werden. Zudem wird auf Grundlage des vorliegenden Energiekonzeptes für das interkommunale Gewerbegebiet ein Wärmenetz in diesen Baublöcken gleichermaßen ausgeschlossen.

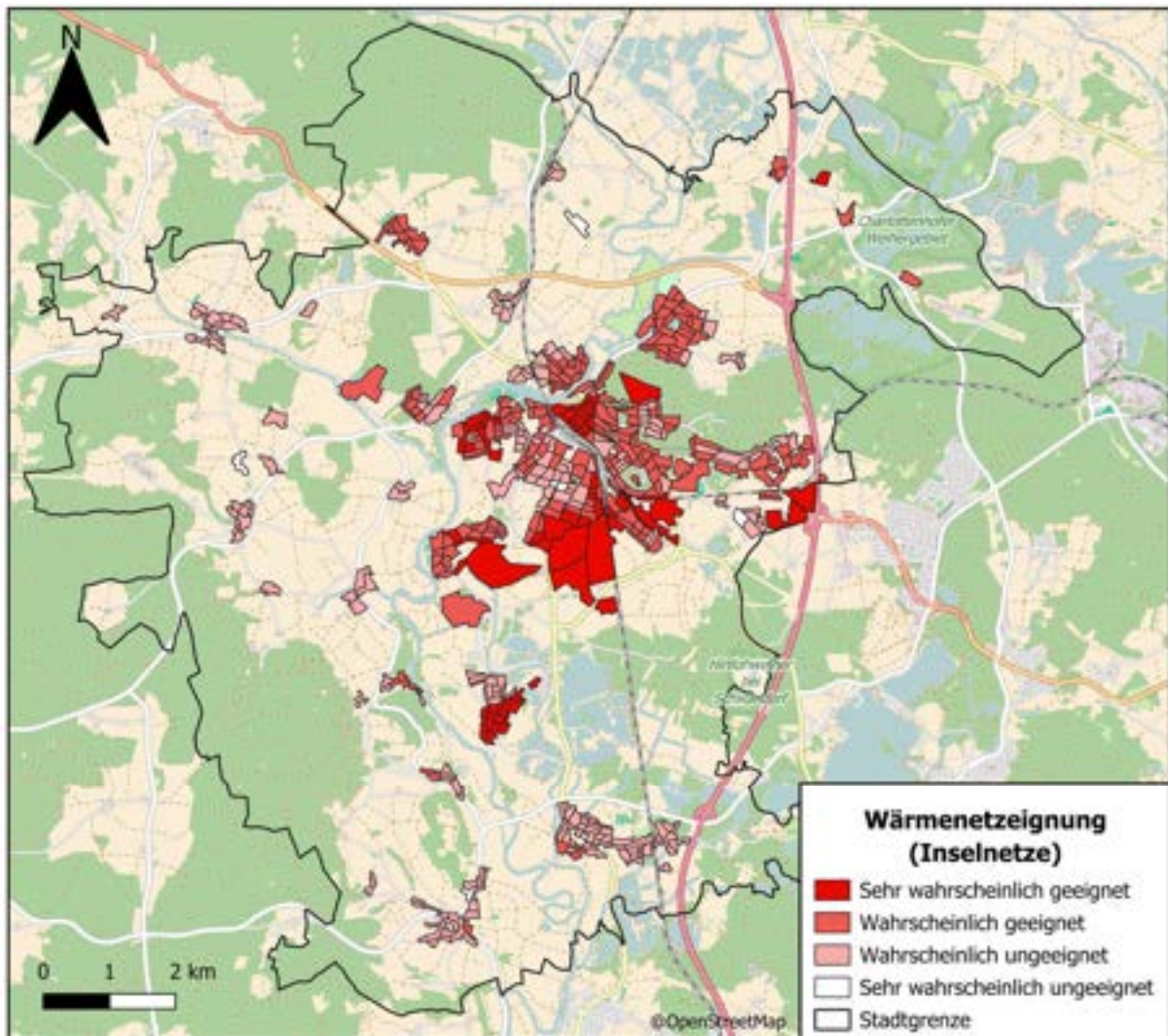


Abbildung 89: Wärmenetzeignung (Inselnetze) der einzelnen Baublöcke

6.2. Eignung Fernwärmenetzerweiterung

Aufgrund der unterschiedlichen Ausgangslagen muss zwischen einer Eignung für ein Inselnetz und einer Eignung zur Fernwärmenetzerweiterung in den Gebieten unterschieden werden. In diesem Unterkapitel wird die Eignung auf eine Fernwärmenetzerweiterung untersucht.

6.2.1. Kriterien Fernwärmenetzerweiterung

Da das bestehende Fernwärmenetz mit dem Müllheizkraftwerk bereits eine sehr hochwertige Quelle hat und einige weitere Quellen (v.a. Abwasser und Gewässerwärme) aufgrund der hohen Netztemperatur (125 °C) nicht attraktiv sind, wird die Wärmelinien-dichte als Kriterium zur Eignung einer Fernwärmenetzerweiterung herangezogen. Eine hohe Wärmelinien-dichte wirkt sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit des Netzes aus.

6.2.2. Ergebnis Fernwärmenetzerweiterung

In Abbildung 90 ist das Bestandsnetz sowie die Wärmelinien-dichte in den noch nicht erschlossenen Baublöcken dargestellt. Ettmannsdorf-Ost, das südliche Rothlindenviertel und Kronsteden-Ost weisen eine hohe Wärmelinien-dichte auf.

Durch Absprache mit dem Wärmenetzbetreiber, der Städtischen Wasser- und Fernwärmeversorgung Schwandorf, hat sich herausgestellt, dass ein Fernwärmenetzausbau im Stadtteil Kronstetten nicht vorgesehen ist. Dafür soll das Gebiet Hochrain perspektivisch erschlossen werden. Dies ist in dem Zielszenario berücksichtigt.

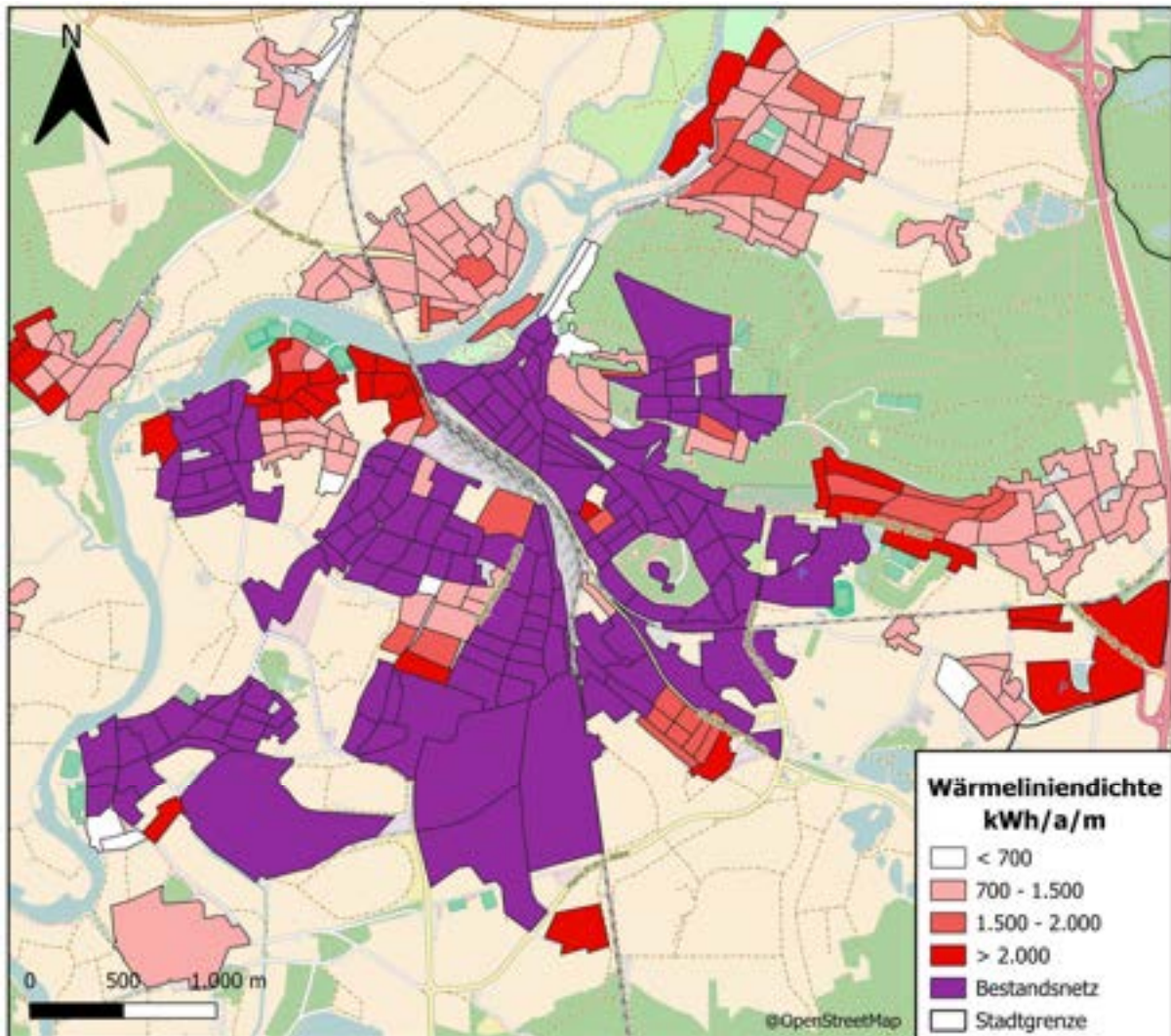


Abbildung 90: Eignung zur Erweiterung des bestehenden Wärmenetzes

anhand der Wärmelinien-dichte

6.3. Eignung dezentrale Wärmeversorgung

Im Folgenden werden die Kriterien und die Ergebnisse der Prüfung der Gebiete auf eine dezentrale Wärmeversorgung beschrieben.

6.3.1. Kriterien dezentrale Wärmeversorgung

Im Zuge der Einteilung der Stadt in Wärmeversorgungsgebiete wird zudem jeder Baublock nach dessen Eignung zur dezentralen Wärmeversorgung anhand der potenziellen Ankerkunden, der Eignung für eine Luft- oder Geothermie basierte Wärmeversorgung, der Anlagenkosten, der Risiken einzelner Versorgungsvarianten und der kumulierten Treibhausgasemissionen ermittelt. Der Großteil der Gewichtung liegt hierbei auf den Wärmegestehungskosten und der Versorgungssicherheit. Im Gegensatz zur Untersuchung auf eine

Wärmenetzeignung sind hier laut Leitfaden des BMWK weniger Kriterien von Gewicht. Folglich sind die einzelnen Kriterien aufgelistet und näher beschrieben.

- **Wärmegestehungskosten:**
 - o Potenzielle Ankerkunden und Großabnehmer
 - o Potenzial zur Nutzung von Luft- oder Geothermie-Wärmepumpen
 - o Anschaffungskosten der Anlagentechnik
- **Realisierungsrisiko und Versorgungssicherheit:**
 - o Auf-, Aus- und Umbau der Infrastruktur
 - o Rechtzeitige Verfügbarkeit vorgelagerter Infrastruktur
 - o Robustheit gegenüber sich ändernder Rahmenbedingungen
- **Kumulierte Treibhausgasemissionen:**
 - o Erwartete kumulierte THG-Emissionen bis zur Klimaneutralität

Da die Kriterien nicht komplett mit denen der Wärmenetzeignung übereinstimmen, sind Gebiete mit einer Wärmenetzeignung nicht automatisch für eine dezentrale Wärmeversorgung ungeeignet. In einigen Gebieten stellen beide Varianten eine mögliche Wärmeversorgung dar. Zudem soll noch einmal betont werden, dass auch in dezentralen Gebieten eine netzgebundene Wärmeversorgung nicht endgültig ausgeschlossen wird. Vor allem eine Versorgung durch ein kaltes Nahwärmenetz mit dezentralen Wärmepumpen in den Gebäuden stellt auch für Bestandsbebauung eine effektive Möglichkeit der Wärmebereitstellung dar. Dafür ggf. notwendige Maßnahmen an Gebäuden müssen in weiteren Studien betrachtet werden.

6.3.2. Ergebnis dezentrale Wärmeversorgung

Abbildung 91 zeigt das betrachtete Gebiet in Baublöcken mit der jeweiligen Eignung für eine dezentrale Wärmeversorgung. Da hierfür weniger Kriterien als zur Wärmenetzeignung betrachtet werden, sind lediglich zwei Stufen der Eignung vorhanden. Einige Kriterien sind zudem für alle Baublöcke als pauschal angesetzt. Es ist zu sehen, dass lediglich die Altstadt und Dorfkerne als nur wahrscheinlich geeignet eingestuft werden. Alle anderen Gebiete werden als sehr wahrscheinlich geeignet deklariert. Welche dezentrale Versorgungsvariante für ein Gebäude am sinnvollsten ist, muss in detaillierteren Untersuchungen (z.B. mittels Energieberatung) geklärt werden.

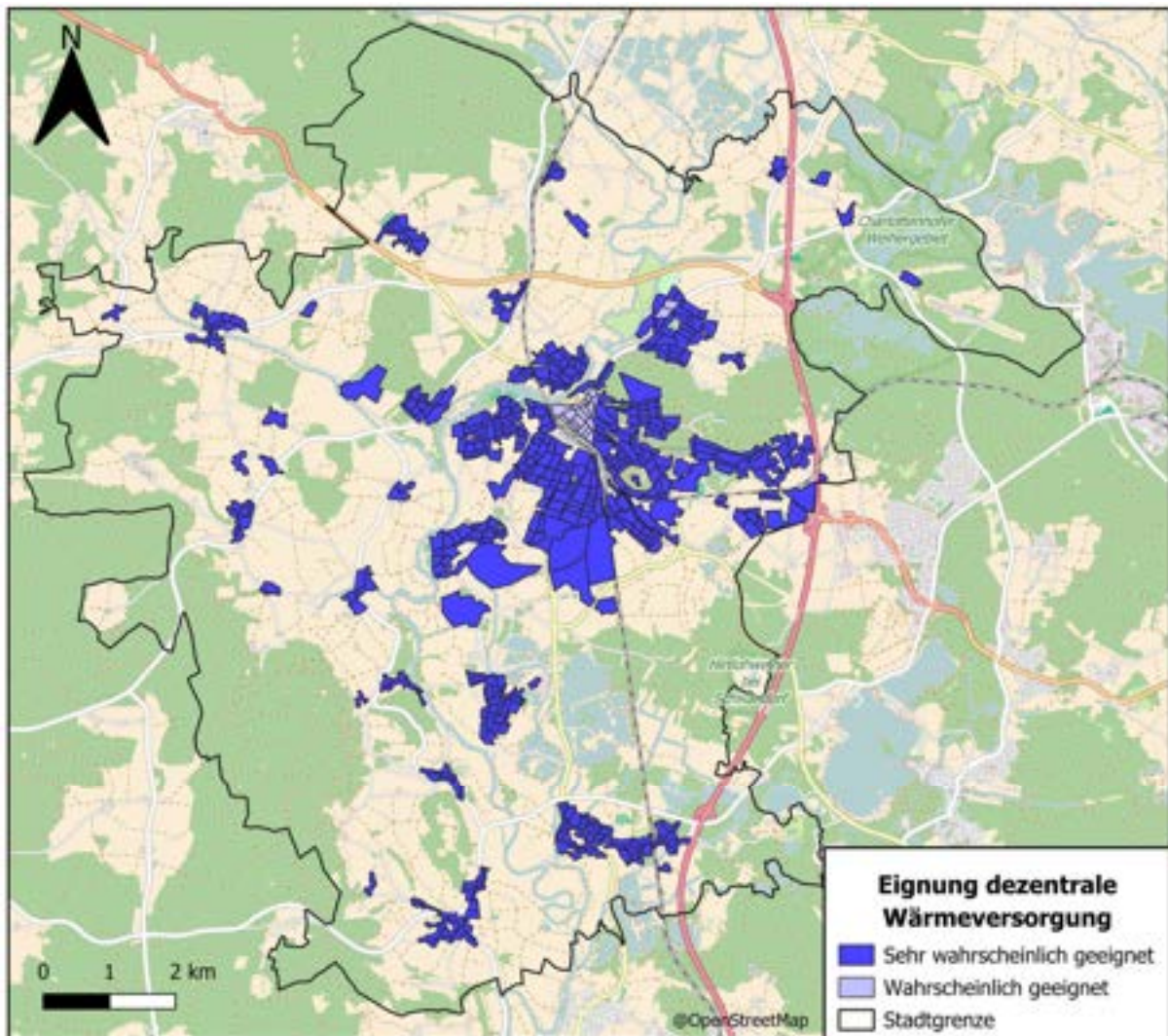


Abbildung 91: Eignung dezentrale Wärmeversorgung der einzelnen Baublöcke

6.4. Biomethanetzsignung

Laut § 28 Wärmeplanungsgesetz muss für eine Ausweisung einer Biomethaneignung für Gebiete entweder betreffende Netzentwicklungspläne oder eine sichere Zusage des Gasverteilnetzbetreibers zur ausreichenden Verfügbarkeit von Biomethan vorhanden sein. Beides ist im Falle der Stadt Schwandorf zum aktuellen Stand (10/2025) nicht der Fall. Daher wird im Zuge der Wärmeplanung keine Biomethanetzsignung ausgewiesen.

Dennoch sind im Zielszenario Gebiete als Prüfgebiet Biomethanetz eingezeichnet. Dies bedeutet, dass bei einer Fortschreibung der Wärmeplanung diese Gebiete auf eine mögliche Biomethanetzsignung untersucht werden sollen. Diese Gebiete wurden in Absprache mit der Bayernwerk Netz GmbH erarbeitet.

6.5. Wasserstoffnetzsignung

Im Folgenden werden die Kriterien und die Ergebnisse der Prüfung der Gebiete auf eine Wasserstoffnetzsignung beschrieben.

6.5.1. Kriterien Wasserstoffnetzeignung

Im Zuge der Einteilung der Stadt in Wärmeversorgungsgebiete wird jeder Baublock nach dessen Wasserstoffnetzeignung anhand des vorhandenen und potenziellen Wasserstoffbedarfs, der vorhandenen Gasinfrastruktur, der erwarteten Preisentwicklung des Wasserstoffs, der Anlagenkosten, der Risiken einzelner Versorgungsvarianten sowie der kumulierten Treibhausgasemissionen ermittelt. Den Großteil der Gewichtung teilen sich hierbei die Kategorien Realisierungsrisiko und Versorgungssicherheit sowie Wärmegestehungskosten. Folglich sind die einzelnen Kriterien aufgelistet und näher beschrieben.

- **Wärmegestehungskosten:**
 - o Wasserstoffbedarf:
 - Erwarteter Anschlussgrad an ein Wasserstoffnetz
 - Prozesswärmebedarf (> 200 °C oder stofflicher Bedarf)
 - o Vorhandenes oder in unmittelbarer Umgebung befindliches Gasnetz
 - o Preisentwicklung Wasserstoff
 - o Anschaffungskosten der Anlagentechnik
- **Realisierungsrisiko und Versorgungssicherheit:**
 - o Auf-, Aus- und Umbau der Infrastruktur
 - o Rechtzeitige Verfügbarkeit vorgelagerter Infrastruktur
 - o Rechtzeitige Verfügbarkeit Energieträger
 - o Robustheit gegenüber sich ändernder Rahmenbedingungen
- **Kumulierte Treibhausgasemissionen:**
 - o Erwartete kumulierte THG-Emissionen bis zur Klimaneutralität

Hierbei spielt der Prozesswärmebedarf eine wichtige Rolle, da hierfür der Einsatz von Wasserstoff eine gute Alternative zum Erdgas darstellt. Bei der Preisentwicklung von Wasserstoff wird aktuell, übereinstimmend mit dem Leitfaden des BMWK, von einem hohen Preispfad ausgegangen. In die Auswertung werden zudem die Antworten des Gasnetzbetreibers in Bezug auf die zukünftigen Entwicklungen des Gasnetzes und der Verfügbarkeit sowie des Einsatzes von Wasserstoff mit einbezogen.

6.5.2. Ergebnis Wasserstoffnetzeignung

Abbildung 92 zeigt die Baublöcke des betrachteten Gebietes mit der jeweils ermittelten Eignung für ein Wasserstoffnetz. Je dunkler das Gelb, desto wahrscheinlicher ist die Eignung für eine Wasserstoffversorgung. Gebiete mit hohem Prozesswärmebedarf und, laut Fragebogen, Interesse an der Nutzung von Wasserstoff haben eine höhere Eignungswahrscheinlichkeit. Dies ist lediglich im Baublock des Heizkraftwerks und der Firma Nabaltec der Fall. In Gebieten ohne Gasnetz ist die Wahrscheinlichkeit einer Versorgung mittels Wasserstoffnetz sehr gering.

Hier sei nochmals erwähnt, dass bei der Analyse der Wasserstoffnetzeignung einige Kriterien auf Prognosen und Annahmen basieren. In Bezug auf die Verfügbarkeit, die Preisentwicklung und den genauen Einsatz von Wasserstoff bestehen noch viele Unklarheiten, welche sich erst in den kommenden Jahren klarstellen werden. Laut Leitfaden des BMWK wird es bis zur Phase des Markthochlaufs, welche voraussichtlich erst um 2040 stattfinden wird, erhebliche Preisschwankungen und Fluktuationen in der Verfügbarkeit geben. Daher sind die Ergebnisse der Wasserstoffnetzeignung mit Vorsicht zu betrachten und bei der Weiterschreibung der Wärmeplanung noch einmal mit den aktuellen Entwicklungen und Annahmen zu korrigieren.

Wie bereits in der Eignungsprüfung erläutert, kann der Energieträger Wasserstoff unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht für die Raumwärme und Trinkwarmwasserbereitung vorgesehen werden. Für Prozesswärme ist Wasserstoff eine denkbare Alternative zum Erdgas.

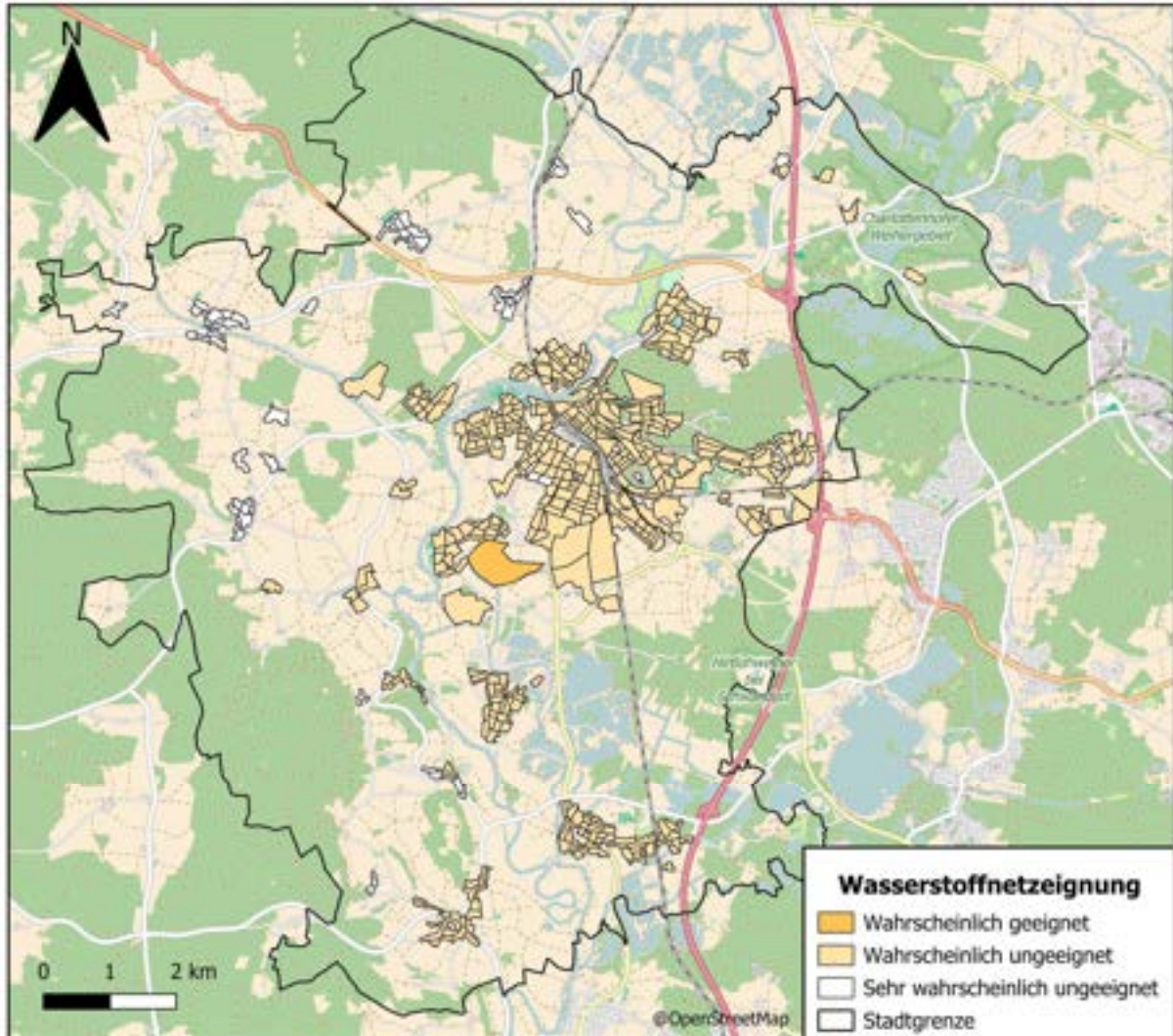


Abbildung 92: Wasserstoffnetzplanung der einzelnen Baublöcke

7. Fokusgebiet Rothlindenviertel

Im Rahmen der Kommunalrichtlinie sind zwei bis drei Fokusgebiete im Zuge der kommunalen Wärmeplanung zu erstellen. Fokusgebiete sind Projekte, welche aufgrund ihrer signifikanten Auswirkung auf dem Weg zur Klimaneutralität mit Priorität zu behandeln sind. Hierbei sind zusätzlich konkretere und räumlich verortete Umsetzungspläne zu erarbeiten. Für die Stadt Schwandorf werden mit Büchelkühn und Fronberg zwei potenzielle Nahwärmenetzgebiete sowie mit dem südlichen Rothlindenviertel ein potenzielles Fernwärmenetzerweiterungsgebiet untersucht.

Als erstes Fokusgebiet wird ein Fernwärmenetzausbau in das südliche Rothlindenviertel untersucht. Hierbei liegt der Fokus auf der Betrachtung von hydraulischen und druckseitigen Auswirkungen einer Netzerweiterung auf das bestehende Fernwärmenetz.

7.1. Ausgangssituation

Das betrachtete Gebiet besteht aus dem mit Fernwärme noch nicht erschlossenen Teil des Stadtgebietes Rothlindenviertel mit überwiegender Wohnbebauung aus Einfamilien- sowie teils Mehrfamilienhäusern der Jahre 1949 – 1978. Das Gewerbegebäude Steinberger Straße 26 wird mitbetrachtet. Das Neubaugebiet in der St.-Barbara-Straße wird nicht angeschlossen. Aktuell versorgt das Fernwärmenetz bereits den Städtischen Bauhof, das Krankenhaus St. Barbara sowie Teile der Flur- und Werthstraße. In dieser Betrachtung wird direkt an das bestehende Netzgebiet angeschlossen.

In Abbildung 93 ist die potenzielle Wärmenetzerweiterung mit allen betrachteten Gebäuden (dunkleres Grau) sowie der mögliche Leistungsverlauf (Grün bis Rot) dargestellt. Im Netzgebiet ist ein Höhenunterschied von max. 4 Metern vorhanden. In dunklem Rot ist der angenommene Anschluss an das bestehende Fernwärmenetz dargestellt. Für die Wärmenetzsimulation werden die an das Wärmenetz angeschlossenen Gebäude betrachtet.

Es handelt sich hierbei um eine erste theoretische Betrachtung des potenziellen Anschlussgebietes. Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass alle Gebäude innerhalb des betrachteten Gebietes tatsächlich an das Wärmenetz angeschlossen werden. In der praktischen Umsetzung ist ebenso denkbar, dass lediglich einzelne Straßenzüge oder Teilbereiche erschlossen werden. Die tatsächliche Ausdehnung des Netzes hängt von weiteren Einflussfaktoren ab, die in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt werden konnten (z. B. Netzerweiterungen in anderen Gebieten) oder zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht feststehen (z. B. das konkrete Anschlussinteresse einzelner Gebäude).



Abbildung 93: Mögliche Fernwärmenetzerweiterung

mit betrachteten Gebäuden und Leitungsverlauf (Abstufung anhand der Auslegungsleistung). In Rot ist der Anschluss an das bestehende Wärmenetz an der Flur- / Werthstraße dargestellt. Graphik erstellt mittels Simulationssoftware nPro [86]

Tabelle 48 listet die Wärmebedarfe und Anzahl aller potenziellen Hausanschlüsse im Versorgungsgebiet Rothlindenviertel auf, um im Nachgang eine Aussage über eine ausreichende Leistungsreserve im bestehenden Fernwärmenetz treffen zu können. Die Länge der Verteilleitungen des Netzes beträgt ungefähr 2,5 Kilometer, hinzu kommen die Hausanschlussleitungen mit ca. 1,9 Kilometer Länge. Der Gesamtwärmebedarf summiert sich auf ungefähr 4,1 GWh/a. Insgesamt sind 171 Häuser an das Teilnetz angeschlossen. Die Wärmebedarfe basieren auf dem für die Wärmeplanung erstellten Wärmekataster. Tatsächliche Verbräuche der Wohngebäude aus den Rückläufern der Fragebogen sowie die Verbräuche der kommunalen Liegenschaften wurden eingepflegt.

Tabelle 48: Wärmebedarf und Anzahl Gebäude

Abnehmer	Anschlussquote 100 %	
	Anzahl Gebäude	Wärmebedarf [MWh/a]
< 16 kW	160	3.120
>= 16 kW	11	1.000
Gesamt	171	4.120

Für die erste Betrachtung wird von einer Anschlussquote von 100 % ausgegangen. In der Realität wird die tatsächliche Anschlussquote variieren. Abweichende Anschlussquoten und

deren Auswirkung auf die benötigten Quelleistungen und dadurch resultierende Wärmegestehungskosten können durch den Wärmenetzbetreiber beurteilt werden.

Abbildung 94 zeigt die benötigte Wärmeleistung des Quartiers (hier einschließlich der Verluste in den Leitungen), ermittelt anhand von Standardprofilen. Wärme wird vor allem in den Wintermonaten zur Raumheizung benötigt. Die Spitzen stellen besonders kalte Tage dar. Dennoch ist auch in den Sommermonaten Wärme für Warmwasser erforderlich. Die Jahresdauerlinie gibt an, wie viele Stunden im Jahr eine bestimmte Leistung bereitgestellt werden muss.

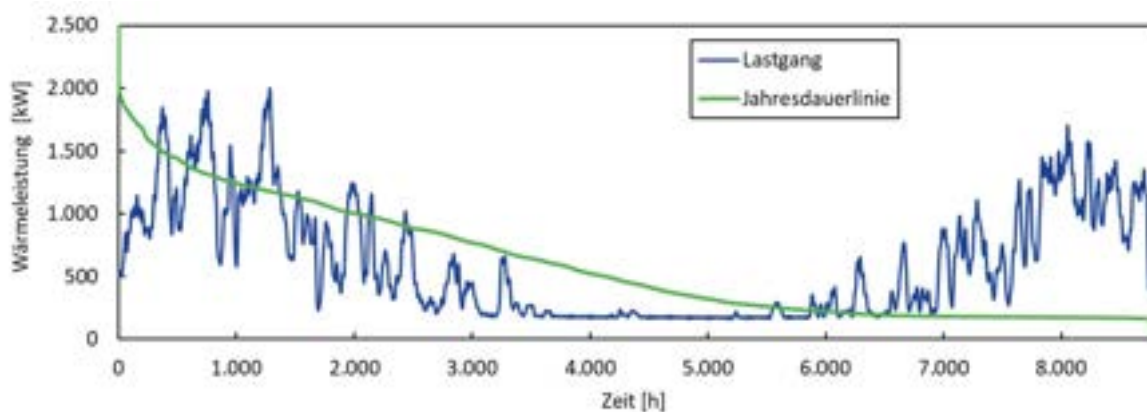


Abbildung 94: Benötigte Wärmeleistung (einschl. Verluste) des Quartiers in kW mit Jahresdauerlinie

7.2. Auswirkungen auf das bestehende Fernwärmenetz

Die Bereitstellung dieser Leistungen, speziell der möglichen Spitzenlast von bis zu 2,1 MW, durch einen Anschluss im Bereich der Flur- / Werthstraße hat Auswirkungen auf den laufenden Betrieb des bestehenden Netzes. Limitierend im Bereich der Netzzentrale ist hierbei der maximale Druck von 13 bar im Vorlauf sowie die maximal auskoppelbare Leistung von 36 MW. Im Bereich der einzelnen Trassen hin zu dieser zusätzlichen Versorgungsaufgabe Rothlindenviertel sind die maximalen Strömungsgeschwindigkeiten der jeweiligen Dimensionen im Blick zu behalten.

In der im Zug der kommunalen Wärmeplanung durchgeführten detaillierten Simulation des Fernwärmenetzes konnte unter Berücksichtigung realer Betriebsdaten für den Ausbauzustand Ende 2026 eine freie Erzeugerkapazität von 2,7 MW identifiziert werden. Aufgrund der ausreichenden auskoppelbaren Wärmeleistung in der Netzzentrale, wird im Rahmen dieses Fokusgebiets zudem die Einhaltung hydraulischer Limitationen geprüft.

Hierfür wird das Netzmodell im Simulationstool STANET um einen Leistungsbedarf von 2,1 MW im Bereich der Flur- / Werthstraße erweitert. Bei den in Abbildung 95 dargestellten Simulationsergebnissen wird ersichtlich, dass in der Zuleitung über die Industriestraße in die Werthstraße durch die zusätzliche Abnahme im Auslegungsfall höhere Strömungsgeschwindigkeiten entstehen. Diese liegen mit einem Maximalwert von 1,52 m/s jedoch weiterhin im Kapazitätsbereich einer Fernwärmeleitung mit einem Rohrdurchmesser von DN 200. Auch der dadurch erhöhte Druck im Vorlauf der Hauptleitung des Wärmenetzes liegt mit 12,51 bar weiterhin im zulässigen Bereich.

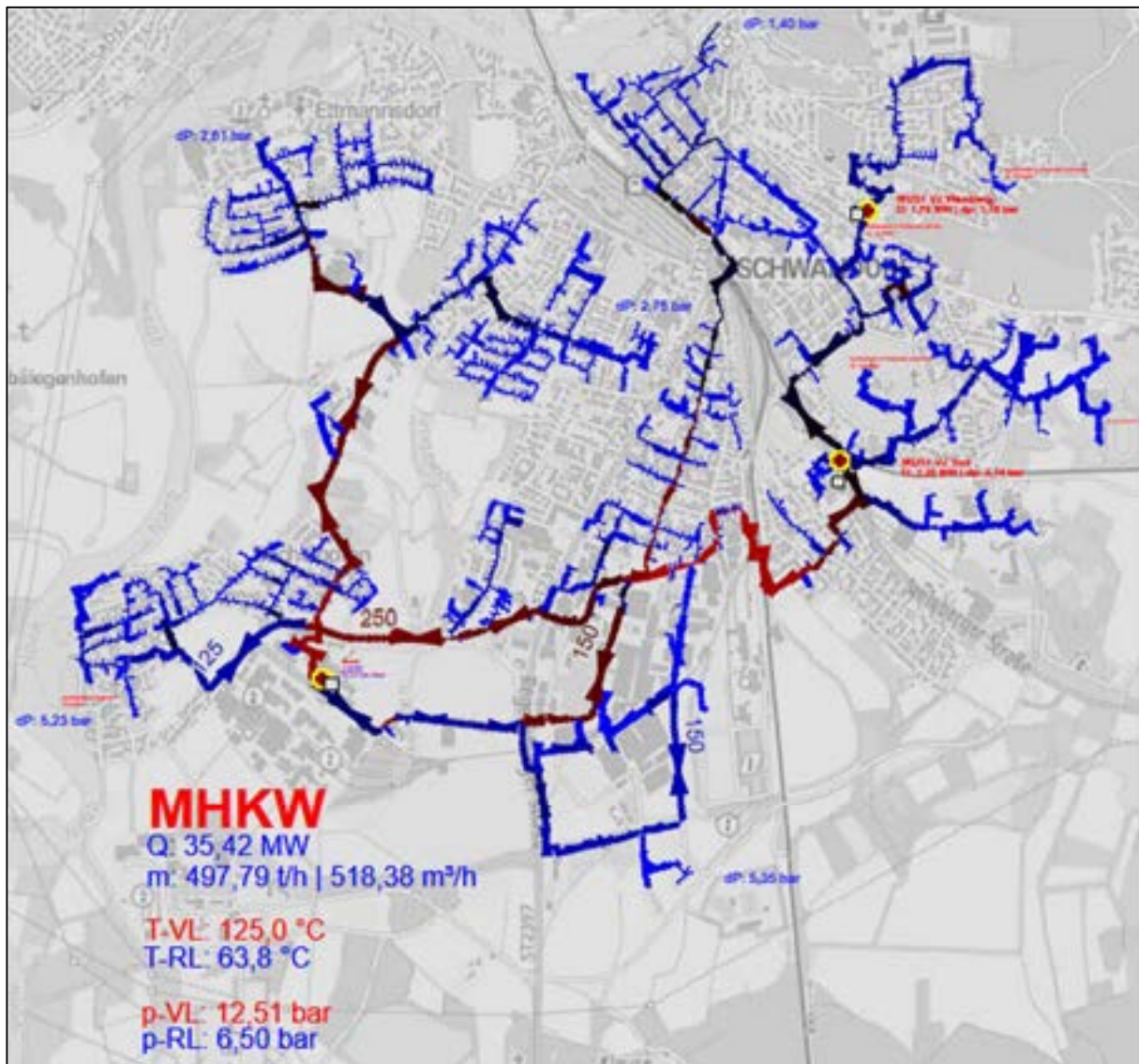


Abbildung 95: Darstellung des Netzzustands im Auslegungsfall bei Auskopplung von 2,1 MW in der Werthstraße

Dadurch besteht vor dem Hintergrund der hydraulischen Auswirkungen und der freien Erzeugungleistung im Auslegungsfall die Möglichkeit einen Großteil des Rothlindenviertels künftig mit Fernwärme zu versorgen. Die Kompetenz für die erforderliche Trassierung und Leitungsdimensionierung sowie die darauf basierende finale hydraulische Beurteilung liegt beim Wärmenetzbetreiber. Auf Basis dieser weiteren konkreten Schritte unter Berücksichtigung realer Verbräuche und Anschlussquoten kann schließlich auch die Preisgestaltung für die einzelnen Anschlussnehmer im Rothlindenviertel erfolgen.

An dieser Stelle wird nochmals ausdrücklich darauf hingewiesen, dass es sich um eine theoretische Betrachtung des untersuchten Gebietes handelt. Es ist nicht davon auszugehen, dass das Gebiet in seiner Gesamtheit an das Fernwärmenetz angeschlossen wird; vielmehr ist es ebenso möglich, dass lediglich einzelne Straßenzüge oder Teilbereiche tatsächlich erschlossen werden.

8. Fokusgebiet Büchelkühn

Als zweites Fokusgebiet wird der überwiegend als Wohngebiet genutzte Stadtteil Büchelkühn aufgrund des hochwertigen vorliegenden Potenzials und dem großen Interesse der Anwohner an einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung untersucht.

8.1. Ausgangssituation

Das betrachtete Gebiet besteht aus dem gesamten Ortsteil Büchelkühn mit überwiegend Wohnbebauung aus Einfamilienhäusern aus den Jahren 1949 – 1994. Da vom Betreiber des aktuell schon vorhandenem Wärmenetzes in Schwandorf die Aussage getroffen wurde, dass Büchelkühn nicht an das Bestandsnetz angeschlossen werden soll, wird hierfür ein separates Wärmenetz untersucht.

In Abbildung 96 ist das potenzielle Wärmenetz mit allen betrachteten Gebäuden (dunkleres Grau) sowie der mögliche Leistungsverlauf (Grün bis Rot) dargestellt. Im Netzgebiet ist ein Höhenunterschied von max. zwei Metern vorhanden. In dunklem Rot ist die angenommene Energiezentrale zu sehen. Beige sind Gebäude ohne Wärmebedarf. In dieser ersten Betrachtung wird von einer Erschließung des kompletten Gebietes des Ortsteils Büchelkühn ausgegangen, um das grundsätzliche Potenzial der vorhandenen Wärmequelle in Verbindung mit einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung beurteilen zu können. Es ist nicht auszuschließen, dass sich in detaillierteren Studien aufgrund des realen Anschlussinteresses ein Teilgebiet von Büchelkühn als optimales Netzgebiet erweist.

Als geeignetes Potenzial hat sich in der Potenzialanalyse unter anderem die Nutzung des geklärten Abwassers herausgestellt, welches durch einen Kanal von der Kläranlage bis zur Naab geleitet wird. Der Standort der Energiezentrale liegt an dem Zufluss des geklärten Abwassers in den Fluss (rotes Gebäude).

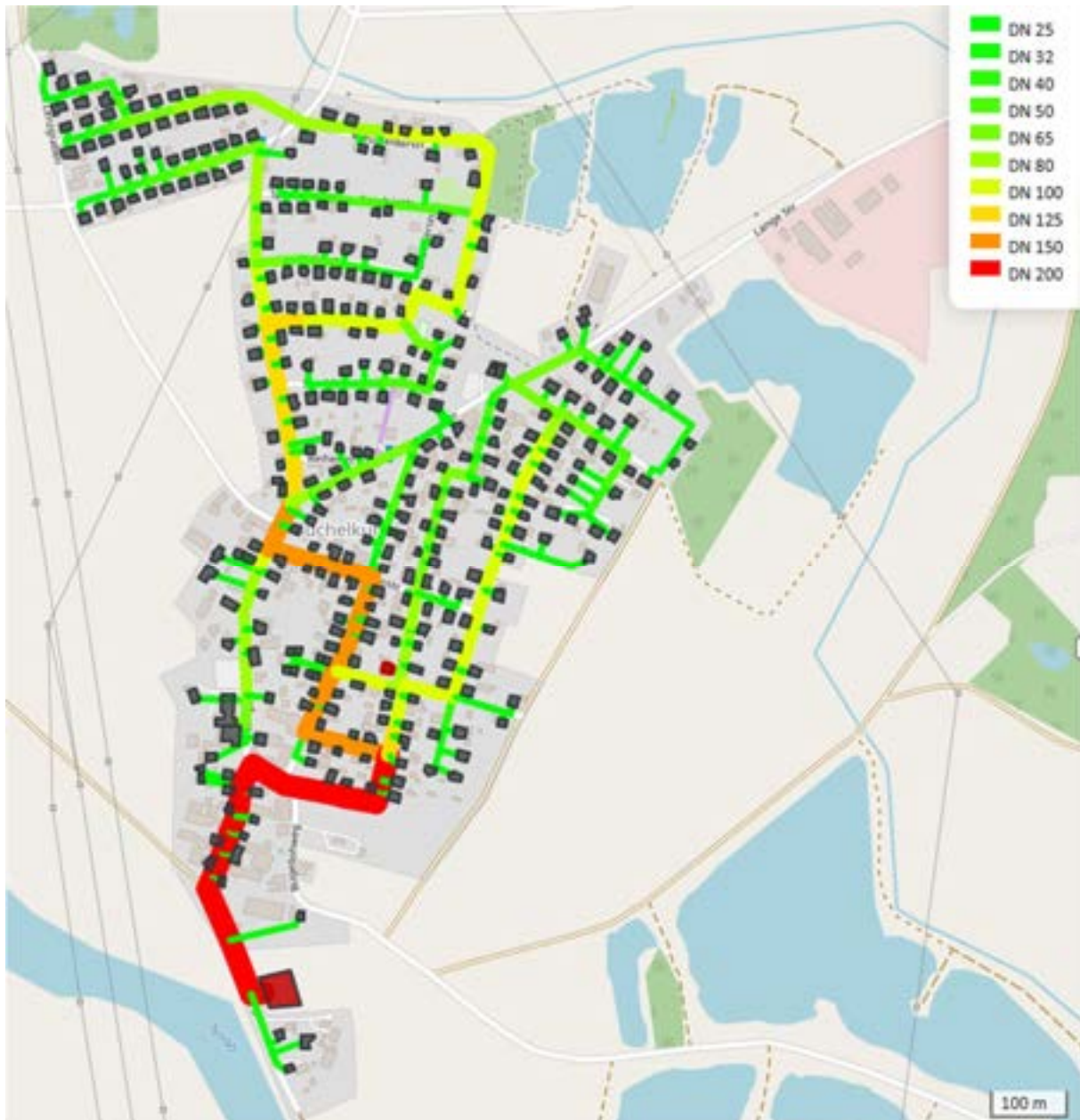


Abbildung 96: Mögliches Wärmenetz Büchelkühn

mit betrachteten Gebäuden und Leitungsverlauf (Abstufung anhand des Nenndurchmesser DN). In Rot ist die mögliche Energiezentrale dargestellt. Graphik erstellt mit nPro [86]

Tabelle 49 listet die Wärmebedarfe und Anzahl der potenziellen Hausanschlüsse im Netzgebiet auf. Die Länge des Netzes beträgt ca. 6,6 Kilometer, hinzu kommen die Hausanschlussleitungen mit ca. 4,1 Kilometer Länge. Der Gesamtwärmebedarf summiert sich auf ca. 8,4 GWh/a. Insgesamt sind ca. 350 Häuser im Netzgebiet vorhanden. Die Wärmebedarfe basieren auf dem für die Wärmeplanung erstellten Wärmekataster. Tatsächliche Verbräuche der Wohngebäude aus den Rückläufern der Fragebögen sowie die Verbräuche der kommunalen Liegenschaften wurden eingepflegt.

Tabelle 49: Wärmebedarf und Anzahl Gebäude

Abnehmer	Wärmebedarf [MWh/a]	Anzahl Gebäude
< 25 MWh/a	3.500	199
25 – 60 MWh/a	4.300	141
> 60 MWh/a	600	3
Gesamt	8.400	343

Für die erste Betrachtung wird von einer Anschlussquote von 100 % ausgegangen. In der Realität wird die tatsächliche Anschlussquote geringer ausfallen, was einen Einfluss auf die spezifischen Wärmegestehungskosten hat. Für eine komplette Betrachtung des Gebietes und zur Veranschaulichung der vorhandenen Quellwärmepotenzials, wird ein Wärmenetz für alle Gebäude im Gebiet untersucht. Tatsächliche Anschlussquoten, deren Auswirkung auf die benötigten Quelleistungen und dadurch resultierende Wärmegestehungskosten müssen in tiefgreifenderen Studien untersucht werden.

Abbildung 97 zeigt die benötigte Wärmeleistung des Quartiers (hier einschließlich der Verluste in den Leitungen), ermittelt anhand von Standardprofilen. Wärme wird vor allem in den Wintermonaten zur Raumheizung benötigt. Die Spitzen stellen besonders kalte Tage dar. Dennoch ist auch in den Sommermonaten Wärme für Warmwasser erforderlich. Die Jahresdauerlinie gibt an, wie viele Stunden im Jahr eine bestimmte Leistung bereitgestellt werden muss.

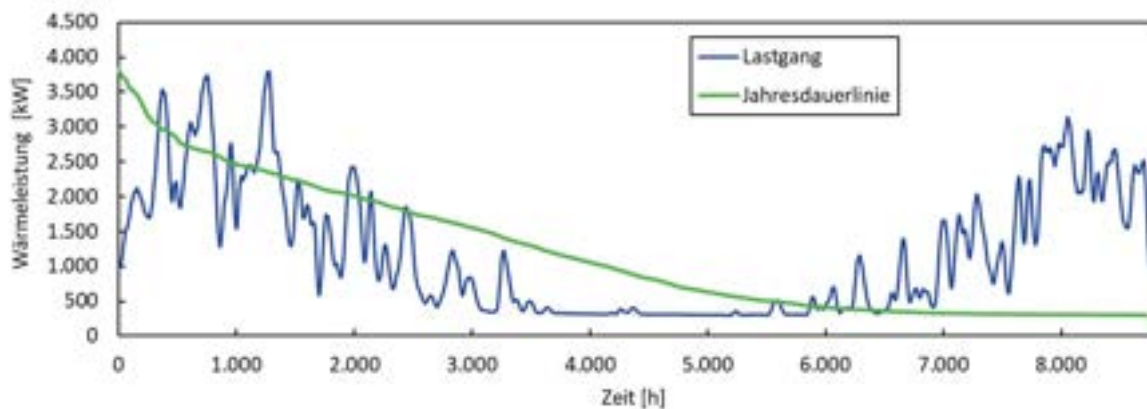


Abbildung 97: Benötigte Wärmeleistung (einschl. Verluste) des Quartiers in kW mit Jahresdauerlinie

8.2. Auslegung Wärmenetz

Zur Konzeptionierung der Wärmeversorgung des Fokusgebietes über ein Wärmenetz wird das Simulationsprogramm nPro [86] verwendet. Dieses Tool wurde speziell für die Planung und Simulation von Energieversorgungskonzepten entwickelt und bietet auf Grundlage vielfältiger Last- und Erzeugungsprofile eine ausführliche Systemsimulation mit verschiedenen Arten von Energieverbrauchern sowie -quellen.

Betrachtet wird eine Kombination folgender Wärmequellen:

- Wärme aus geklärtem Abwasser
- Biomethan zur Spitzenlastdeckung

Die optimale Kombination dieser Potenziale wird im Folgenden untersucht.

Da, wie in der Potentialanalyse dargelegt, das Biomassepotential der Stadt bereits weitestgehend ausgereizt ist, soll Gewässerwärme die Hauptquelle des Wärmenetzes darstellen. Nutzung von Biomasse in einem Verbrennungsprozess wird zur Spitzenlastdeckung und als Redundanz vorgesehen. Aus den möglichen Biomassequellen (Hackschnitzel, Pellets und Biomethan) wird in diesem Fall von einem Biomethankessel ausgegangen, da im betrachteten Gebiet ein flächendeckendes Gasnetz vorhanden ist. Übergangsweise kann Erdgas als Spitzenlastabdeckung verwendet werden, bis die Gasversorgung klimaneutral wird oder unter Umständen die Nutzung von Wasserstoff möglich ist. Alternativ kann auch Energieholz verwendet werden.

In Abbildung 98 ist schematisch der Versorgungsfall dargestellt. In den folgenden Auslegungen wird ausschließlich Strom (für die Energiezentrale), Abwärme in Form von Abwasserwärme sowie Biomethan zur Wärmebereitstellung betrachtet. Anfänglich kann, bis zur flächendeckenden Verfügbarkeit, Erdgas anstatt Biomethan zur Spitzenlastdeckung genutzt werden. Zusätzlich wird ein Wärmespeicher in das System integriert. Angesichts der ermittelten Wärmebedarfe und der verfügbaren Wärmequellen erfolgt die Dimensionierung der einzelnen Wärmeerzeuger unter Berücksichtigung der technisch und wirtschaftlich sinnvoll realisierbaren Größenordnungen. In dieser Untersuchung werden ausschließlich die Energiemengen zur Wärmebereitstellung betrachtet.

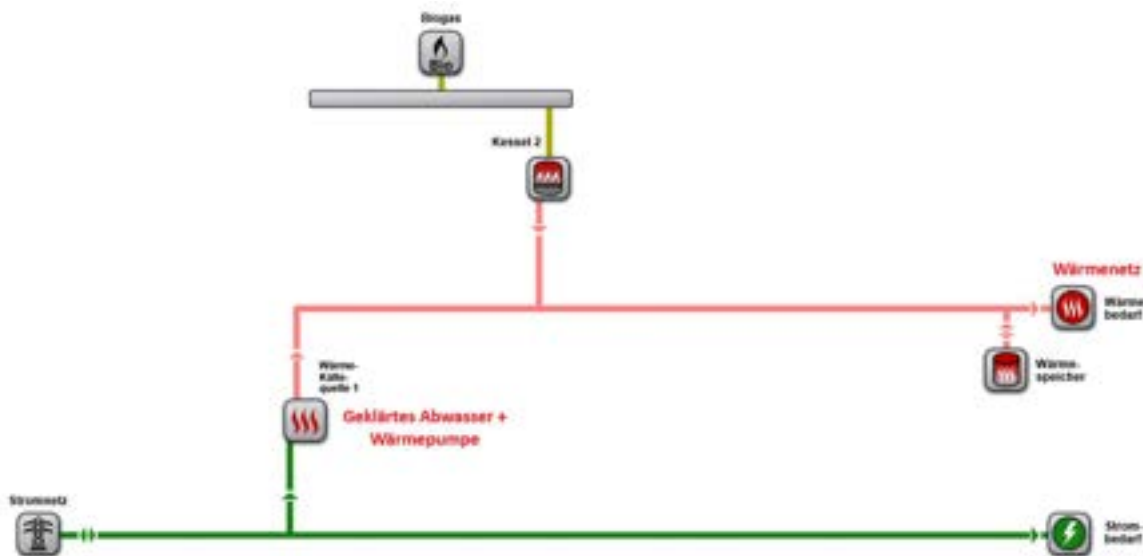


Abbildung 98: Schematische Darstellung der Energieflüsse mit dem Simulationstool nPro [86]

8.3. Rahmenbedingungen Kostenschätzung / Berechnung

In diesem Unterkapitel sind die zentralen gesetzten Rahmenbedingungen zur Wärmenetzauslegung und Kostenrechnung aufgelistet. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der verschiedenen Varianten wird in Anlehnung an das Kurzverfahren nach VDI 2067 [87] mit netto-Werten durchgeführt. Tabelle 50 zeigt die Parameter für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Wärmebereitstellung. Im Rahmen dieser wird angenommen, dass die aktuelle Bundesförderung effizienter Wärmenetze (BEW) für den Bau des Wärmenetzes mit einer Förderquote von 40 % der förderfähigen Kosten zum Tragen kommt [88].

Tabelle 50: Zentrale Annahmen Wirtschaftlichkeitsberechnung

Parameter	Wert
Betrachtungshorizont	20 Jahre
Kalkulatorischer Zinssatz	3 %
Förderung auf Investitionen und Betrieb (BEW)	40 %
Lebensdauer Komponenten	20 – 40 Jahre (je nach Technologie)
Wartungskosten	1 – 2,5 % der Investitionskosten (je nach Technologie)

Die anzusetzenden Größen für die Beurteilung der Nachhaltigkeit eines Wärmenetzes in Büchelkühn sind in Tabelle 51 aufgelistet. Die spezifischen CO₂-Emissionen der Energieträger stimmen mit den Werten aus der Potenzialanalyse überein.

Tabelle 51: Nachhaltigkeitsparameter zur Wärmenetzauslegung

Parameter	Wert
CO ₂ -Emissionen Strombezug	427 g/kWh [89]
CO ₂ -Emissionen Biogas (Biomethan)	137 g/kWh [90]

Ergebnis der Betrachtungen sind die Investitionskosten für das Wärmenetz. Diese stellen die Kosten für die Errichtung des gesamten beschriebenen Energiesystems dar (inklusive Hausanschlüsse). Neben der Anschaffung der Komponenten wird auch der Aufwand für Planung, Genehmigungen, Installation und Inbetriebnahme berücksichtigt. Nicht berücksichtigt werden Kosten für Komponenten, die unabhängig vom jeweiligen Energiesystem ohnehin erforderlich wären, darunter etwaige Anpassungen der Warmwasser-Bereitstellung. Die Gesamt-Investitionskosten werden per Annuitätenmethode auf Basis des zugrunde gelegten Kapitalzinseszins auf die Nutzungsdauer umgelegt, um die jährlichen kapitalgebundenen Kosten zu erhalten. Ein weiteres Ergebnis und wichtiger wirtschaftlicher Faktor sind die Wärmegestehungskosten. Unter diesen Kosten ist der Preis zu verstehen, der unter Berücksichtigung von Errichtung, Wartung, Betrieb und Verbrauch (Strom sowie Brennstoffe) für die Bereitstellung von einer kWh Nutzwärme entsteht. Angegeben werden die Wärmegestehungskosten als Preis pro Wärmemenge.

8.4. Potenzial geklärtes Abwasser

Die Daten zur Potenzialermittlung wurden vom Zweckverband Verbandskläranlage Schwandorf-Wackersdorf übermittelt. Angegeben sind für jeden Tag im Jahr der minimale und maximale Volumenstrom sowie die mittlere Temperatur des Wassers. Hierbei werden lediglich Tage ohne (bzw. mit nur geringem) Niederschlag betrachtet. Somit wird sichergestellt, dass die errechnete Leistung unabhängig von Wetterereignissen bereitsteht. Auf Basis eines typischen Lastgangs des Abwasserstroms für die gegebene Anlagengröße der Kläranlage wird ein stündliches Lastprofil erstellt. Somit kann für jeden Monat ein entsprechender Lastgang der Quelleistung errechnet werden. Zur Auslegung wird der Lastgang des Monats Januar als kältester Monat verwendet.

Abbildung 99 zeigt den für die Simulation verwendeten Lastgang der Wärmequelle. Für die Auslegung wird eine Leistung von 2 MW angesetzt. Dieser Verlauf unter Berücksichtigung der elektrischen Energie für den notwendigen Temperaturhub wird in der Simulation dem Wärmebedarf gegenübergestellt.

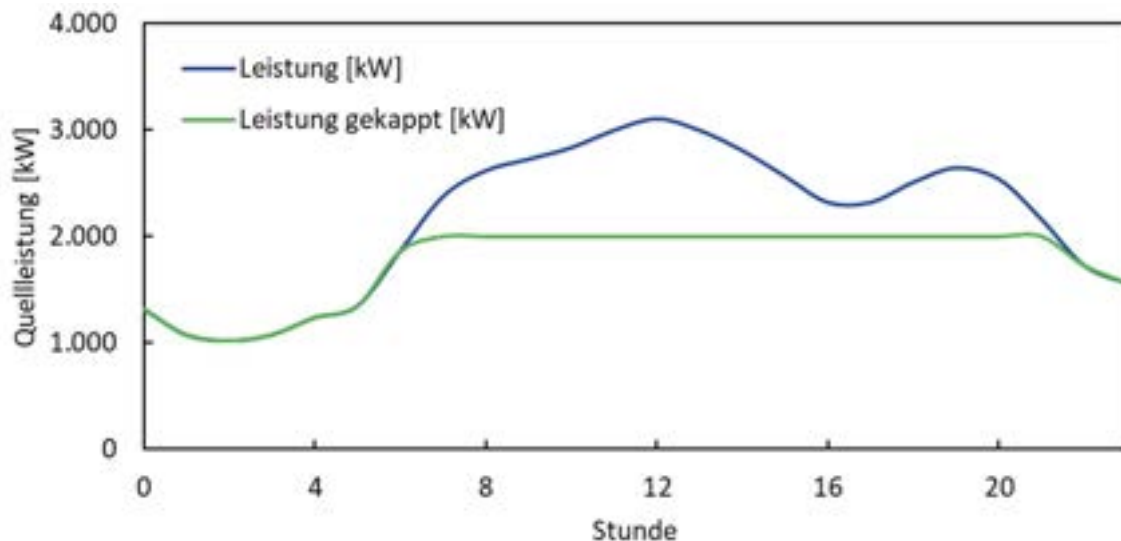


Abbildung 99: Lastgang der Quelleleistung des geklärten Abwassers
für den Monat Januar komplett und auf eine Leistung von 2 MW gekappt

8.5. Ergebnisse Simulation Wärmenetz

In diesem Unterkapitel werden die Ergebnisse der Simulation des Wärmenetzes einschließlich der wichtigsten wirtschaftlichen Kennzahlen sowie der emittierten CO₂-Äquivalente dargestellt.

Tabelle 52 zeigt die wichtigsten Parameter des Netzes. Aus der Strommenge, welche zum Betreiben der Wärmepumpe benötigt wird, sowie dem Biomethanverbrauch lassen sich die Anteile der Wärmebereitstellung der einzelnen Energieträger errechnen. Zur optimierten Betriebsführung wird ein Wärmespeicher eingebaut, für den das laut Simulation dafür benötigte Volumen angegeben ist. Ebenfalls dargestellt werden die beim Betrieb anfallenden Treibhausgasemissionen sowie die wirtschaftlichen Kennzahlen, allen voran der Endpreis für den Kunden. Der beispielhafte Verbraucherpreis wird anhand der Wärmegestehungskosten plus einer Pauschale für betriebswirtschaftliche Kosten des Betreibers (1 % der Investitionskosten) sowie einer Marge (10 % der Wärmegestehungskosten) errechnet. Hierbei ist zu erwähnen, dass die Kosten lediglich eine Orientierung geben sollen und nach der tatsächlichen Realisierung dieses Netzes abweichen können.

Tabelle 52: Ergebnisse Simulation Wärmenetz Büchelkühn mit 100 % Anschlussquote

Parameter	Wert
Wärmeerzeugung in Energiezentrale [MWh/a]	10.500
Wärmebedarf der Abnehmer [MWh/a]	8.400
Netzverluste [%]	20
Spitzenlast (Netzzentrale) [kW]	3.800
Stromverbrauch (Wärme) [MWh/a]	3.200
Biogasverbrauch (Biomethan) [MWh/a]	1.100
Leistung Wärmepumpe (Abwasser) [kW _{th}]	2.200
Leistung Biomethankessel [kW _{th}]	1.600
Wärmespeicher [m ³]	76
Anteil Wärmebereitstellung Abwasser (mit Wärmepumpe) [%]	90
Anteil Wärmebereitstellung Biomethan [%]	10
Jahresarbeitszahl Wärmepumpe [-]	2,95
CO ₂ - Äq. Emissionen spezifisch 2025 [g/kWh]	145
CO ₂ - Äq. Emissionen absolut 2025 [t/a]	1.500
Investitionskosten [Mio. €] (ohne Förderung; inkl. Übergabestationen)	14,1
Investitionskosten [Mio. €] (mit Förderung; inkl. Übergabestationen)	8,6
Wärmegestehungskosten [ct/kWh] (mit Förderung; ohne Marge, netto)	10,7
Verbraucherpreis (mit Förderung) [ct/kWh]	13,6

Der Anteil der bereitgestellten Wärme durch Abwasser liegt ca. bei 90 % und Biomethan bei 10 %. Abbildung 100 zeigt den monatlichen Einsatz bereitgestellter Wärme aufgeteilt nach Energieträgern. Trotz hoher Leistung des Kessels wird aufgrund der geringen Kosten die Wasserwärmepumpe bevorzugt. Da mehrere Wärmetauscher und Wärmepumpen in diesem System verbaut wären, wäre zudem auch ohne Gaskessel eine Redundanz gegeben. Ein detaillierter Vergleich dieser Varianten ist in einer tiefgreifenderen Studie zu betrachten. Die Wärmegestehungskosten liegen mit netto 10,7 ct pro kWh in einem wirtschaftlich sehr attraktiven Rahmen.

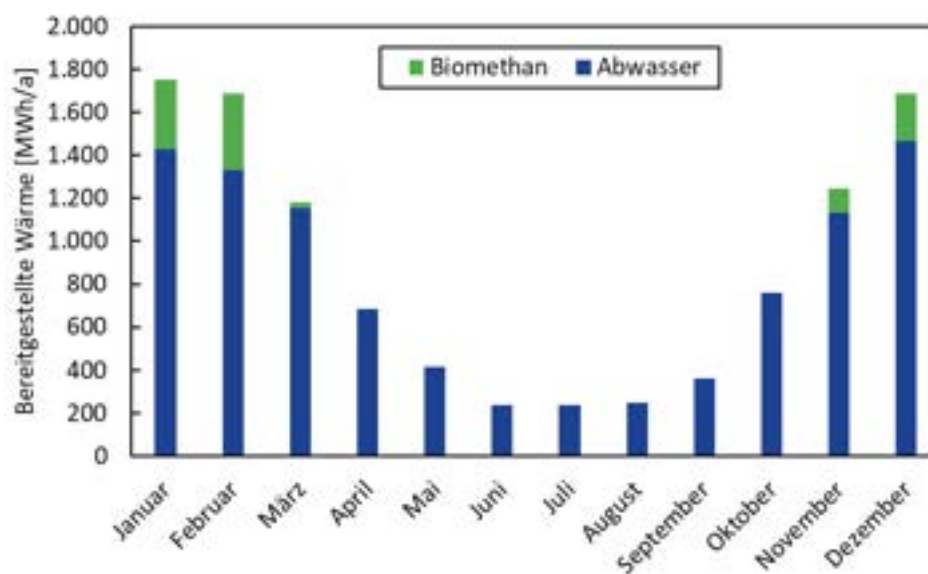


Abbildung 100: Bereitgestellte Wärme nach Energieträger und Monat

Die spezifischen CO₂-Äquivalente der netzgebundenen Wärmeversorgung liegen bei ca. 145 g/ kWh. Im Vergleich zur aktuellen Wärmeversorgung in Schwandorf, großteils gedeckt durch Gas und Öl, mit spezifischen Emissionen von 190 g/kWh (mittlere Emissionen der Verbrauchergruppe Wohnen & Kleinverbraucher nach Treibhausgasbilanz) sind die spezifischen Emissionen des betrachteten Wärmenetzes geringer. Abbildung 101 zeigt den Verlauf der Treibhausgas-Emissionen der aktuellen Wärmeversorgung im Vergleich mit dem simulierten Wärmenetz. Zudem ist der gesamte Wärmebedarf der Gebäude dargestellt. Dieser reduziert sich um circa 10 % aufgrund von Sanierungen (Annahme einer Sanierungsquote von 1 %) und steigenden Temperaturen im Winter bedingt durch den Klimawandel um durchschnittlich 0,52 % pro Jahr [91]. Dementsprechend nehmen die absoluten Emissionen der aktuellen Wärmeversorgung ab. Die CO₂-Äquivalente des Wärmenetzes verringern sich hingegen deutlicher. Dies liegt an den sinkenden Emissionswerten des Energieträgers Strom. Der aktuelle Wert von 449 g/kWh (siehe THG-Bilanz) soll sich bis 2040 auf 32 g/kWh verringern [90]. Dagegen bleiben die spezifischen Emissionen der Energieträger Öl, Gas und Biomethan konstant [90]. Aufgrund der grauen Emissionen, die auch bei Biogas und unter Annahme eines regenerativen Strommixes 2040 noch anfallen, bleiben noch Restemissionen im Wärmenetz. Insgesamt könnte mit einem Wärmenetz bis 2040 im Vergleich zu aktuellen Wärmeversorgung 17.800 t CO₂-Äquivalente eingespart werden.

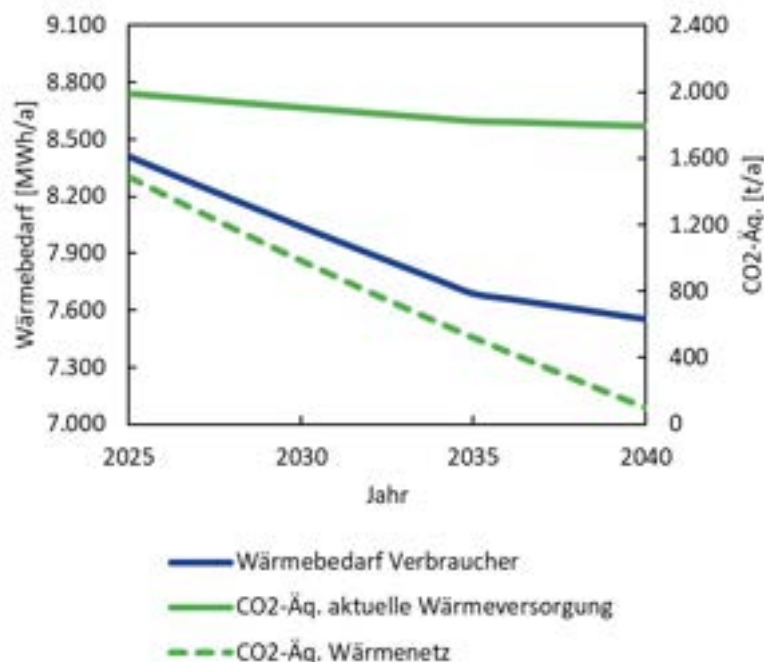


Abbildung 101: Wärmebedarf und CO₂-Äq. Emissionen für das betrachtete Netzgebiet bis zum Zieljahr 2040.

8.6. Alternative Wärmeversorgung

Neben der netzgebundenen Versorgung kann das betrachtete Gebiet auch dezentral versorgt werden. Gerade bei den nicht sanierten Wohnhäusern sollte jedoch das Heizsystem für eine Versorgung (z.B. mittels Luftwärmepumpe) optimiert werden (hydraulischer Abgleich, Heizkörperaustausch). Auflagen des Denkmalschutzes müssen beachtet werden. Einzellösungen müssen individuell betrachtet werden. Hierfür sind Energieberatungen ein erster Schritt.

8.7. Fazit Fokusgebiet Büchelkühn

Die im Rahmen des Fokusgebiet erstellte erste Betrachtung eines möglichen Wärmenetzes im Ortsteil Büchelkühn lässt auf folgende Aussagen schließen:

- Das geklärte Abwasser stellt voraussichtlich genügend Potenzial für den gesamten Ortsteil dar
- Die Wärmegestehungskosten des Wärmenetzes liegen im wirtschaftlich sehr attraktiven Rahmen
- Eine detailliertere Studie bezüglich eines möglichen Wärmenetzes in Büchelkühn ist sehr zu empfehlen / notwendig für die Beantragung einer geförderten Umsetzung

Eine Optimierung der Größe des Netzgebietes hat zudem einen positiven Einfluss auf die Gestehungskosten. Zugleich wird eine realistische Anschlussquote von 60-80 % einen negativen Einfluss auf die Gestehungskosten haben.

Die Betrachtung des Fokusgebiets ermöglicht eine erste qualitative Einschätzung zur potenziellen Versorgung durch ein Wärmenetz. Die dargestellten Ergebnisse sind als Richtwerte zu verstehen und unterliegen einer gewissen Unsicherheit. Für eine belastbare Bewertung der wirtschaftlichen Umsetzbarkeit ist eine detaillierte Machbarkeitsstudie erforderlich. Diese kann im Modul 1 der BEW mit einer Förderung von 50 % durchgeführt werden und auf Basis der für das Fokusgebiet Büchelkühn ermittelten Kennzahlen beantragt werden.

9. Fokusgebiet Fronberg

Das dritte Fokusgebiet stellt ein mögliches Wärmenetz im Ortsteil Fronberg dar. Aufbauend auf bereits vorhandenen Planungen einer Privatperson wird eine Wärmeversorgung des Ortskerns inklusive der kommunalen Liegenschaften und des Schlosses untersucht. Interessant ist das Gebiet aufgrund der diversen Potenziale (Hackschnitzel, Abwärme, Umweltwärme, etc.) sowie der bereits existierenden Initiativen zum Bau eines Wärmenetzes.

Die aktuellen Vorhaben sehen zwei mögliche Standorte der Energiezentrale vor. Zudem soll eine Hackschnitzelanlage die Wärmeversorgung bereitstellen. Im Zuge des Fokusgebietes werden diese zwei unterschiedlichen Standorte untersucht, wobei weitere Energiequellen (Abwärme der Industrie, Umweltwärme) mitbetrachtet werden.

9.1. Variante 1

In Variante 1 wird eine mögliche Netzzentrale in der St.-Andreas-Straße untersucht. Eine Einbindung der PV-Freifläche am Mitterweg ist hierbei nicht betrachtet.

9.1.1. Ausgangssituation

Das betrachtete Gebiet besteht aus dem Ortskern Fronbergs mit Wohnbebauung aus Einfamilienhäusern der Jahre 1949 – 1994, kommunalen Liegenschaften (Grundschule, Keibel-Villa, Kinderhaus) sowie kirchlichen Einrichtungen. Da vom Betreiber des aktuell schon vorhandenen Fernwärmenetzes in Schwandorf die Aussage getroffen wurde, dass Fronberg nicht an das Bestandsnetz angeschlossen werden soll, wird hierfür ein separates Wärmenetz untersucht.

In Abbildung 102 ist das potenzielle Wärmenetz mit allen betrachteten Gebäuden (dunkleres Grau) sowie der mögliche Leistungsverlauf (Grün bis Rot) dargestellt. Im Netzgebiet ist ein Höhenunterschied von max. 22 Metern vorhanden. In dunklem Rot ist die angenommene Energiezentrale zu sehen. Beige sind Gebäude ohne Wärmebedarf. In dieser ersten Betrachtung wird von einer Anschlussquote von 80 % ausgegangen. Diese kann in der Realität variieren. Für die Wärmenetzsimulation werden lediglich die an das Wärmenetz angeschlossenen Gebäude (Grüne Linie) betrachtet.

Als geeignetes Potenzial hat sich in der Potenzialanalyse die bereits näher geplante Hackschnitzelanlage, industrielle Abwärme als auch Umweltwärme herausgestellt. Es liegt bereits eine Baugenehmigung einer Hackschnitzelanlage von max. 999 kW vor. Daher wird dieser Wert als obere Leistungsgrenze angenommen. Im Zuge der Erarbeitung der Wärmeplanung gab es einen Austausch mit der Firma Fronberg Guss GmbH bezüglich der Abwärmenutzung. Die Abwärmemengen liegen vor und werden im Kapitel zum Potenzial der industriellen Abwärme genauer beschrieben. Da die Integration von Abwärme in ein Wärmenetz komplexer ist, wird aus Zeitgründen im Zuge des Fokusgebietes nicht näher darauf eingegangen. In detaillierteren Studien muss dieses Potenzial genauer berücksichtigt werden. Da laut Potenzialanalyse Energieholz in der Stadt bereits stark ausgereizt ist, wird die Hackschnitzelanlage als Spitzenlast ausgelegt und der Rohstoffverbrauch begrenzt. Eine Luft-Wärmepumpe stellt, vor allem im Sommer und den Übergangszeiten, eine gute Wärmequelle dar.



Abbildung 102: Mögliches Wärmenetz Fronberg V1

mit betrachteten Gebäuden und Leitungsverlauf (Abstufung anhand des Nenndurchmesser DN). In Rot ist die mögliche Energiezentrale dargestellt. Graphik erstellt mittels Simulationssoftware nPro [86]

Tabelle 53 listet die Wärmebedarfe und Anzahl der potenziellen Hausanschlüsse im kompletten Netzgebiet als auch für eine Anschlussquote von 80 % auf. Im Folgenden und der Simulation wird von einer Anschlussquote von 80 % ausgegangen. Die Länge des Netzes beträgt ca. 2,5 Kilometer, hinzu kommen die Hausanschlussleitungen mit ca. 1,4 Kilometer Länge. Der Gesamtwärmebedarf summiert sich auf ungefähr 4,3 GWh/a. Insgesamt sind 95 Häuser ans Wärmenetz angeschlossen. Die Wärmebedarfe basieren auf dem für die Wärmeplanung erstellten Wärmekataster. Tatsächliche Verbräuche der Wohngebäude aus den Rückläufern der Fragebögen sowie die Verbräuche der kommunalen Liegenschaften wurden eingepflegt.

Tabelle 53: Wärmebedarf und Anzahl Gebäude

Abnehmer	Anschlussquote 100 %		Anschlussquote 80 %	
	Anzahl Gebäude	Wärmebedarf [MWh/a]	Anzahl Gebäude	Wärmebedarf [MWh/a]
< 25 MWh/a	58	1.000	39	700
25 – 60 MWh/a	51	1.800	41	1.500
> 60 MWh/a	14	2.100	14	2.100
Gesamt	123	4.900	94	4.300

Für die erste Betrachtung wird von einer Anschlussquote von 80 % ausgegangen. In der Realität wird die tatsächliche Anschlussquote variieren, was einen Einfluss auf die spezifischen

Wärmegestehungskosten hat. Abweichende Anschlussquoten und deren Auswirkung auf die benötigten Quelleistungen und dadurch resultierenden Wärmegestehungskosten müssen in tiefgreifenderen Studien untersucht werden.

Abbildung 103 zeigt die benötigte Wärmeleistung des Quartiers (hier einschließlich der Verluste in den Leitungen), ermittelt anhand von Standardprofilen. Wärme wird vor allem in den Wintermonaten zur Raumheizung benötigt. Die Spitzen stellen besonders kalte Tage dar. Dennoch ist auch in den Sommermonaten Wärme für Warmwasser erforderlich. Die Jahresdauerlinie gibt an, wie viele Stunden im Jahr eine bestimmte Leistung bereitgestellt werden muss.

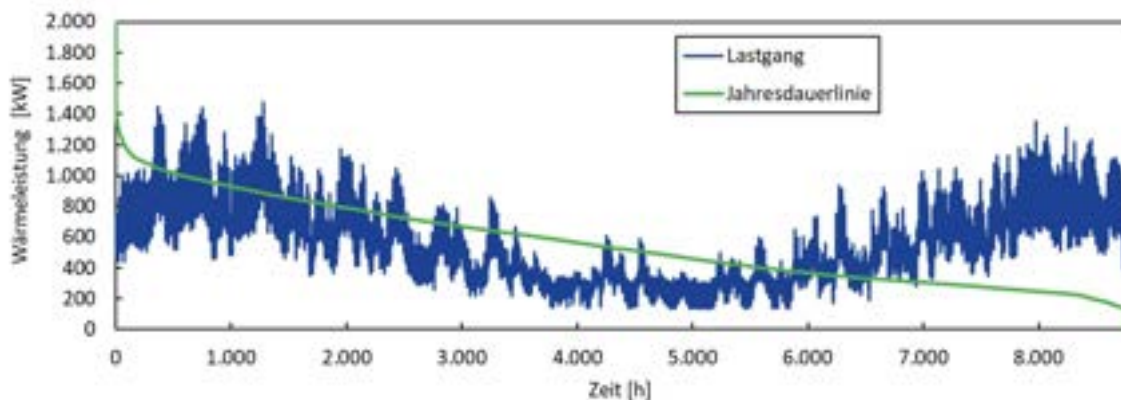


Abbildung 103: Benötigte Wärmeleistung (einschl. Verluste) des Quartiers in kW mit Jahresdauerlinie

9.1.2. Auslegung Wärmenetz

Zur Konzeptionierung der Wärmeversorgung des Fokusgebietes über ein Wärmenetz wird das Simulationsprogramm nPro [86] verwendet. Dieses Tool wurde speziell für die Planung und Simulation von Energieversorgungskonzepten entwickelt und bietet auf Grundlage vielfältiger Last- und Erzeugungsprofile eine ausführliche Systemsimulation mit verschiedenen Arten von Energieverbrauchern sowie -quellen.

Betrachtet wird eine Kombination folgender Wärmequellen:

- Luft-Wärmepumpe
- Hackschnitzelanlage zur Spitzenlastdeckung
- Evtl. Ergänzung industrielle Abwärme

Die optimale Kombination dieser Potenziale wird im Folgenden untersucht. Wie bereits erwähnt, wird im Zuge der Wärmeplanung die industrielle Abwärme nicht detaillierter betrachtet.

Da, wie in der Potentialanalyse dargelegt, das Biomassepotential der Stadt bereits weitestgehend ausgereizt ist, soll Umweltwärme die Hauptquelle des Wärmenetzes darstellen. Nutzung von Biomasse in einem Verbrennungsprozess wird zur Spitzenlastdeckung und als Redundanz vorgesehen.

In Abbildung 104 ist schematisch der Versorgungsfall dargestellt. In den folgenden Auslegungen wird ausschließlich Strom (für die Energiezentrale), Umweltwärme in Form von Luft sowie Energieholz zur Wärmebereitstellung betrachtet. Zusätzlich wird ein Wärmespeicher in das System integriert. Angesichts der ermittelten Wärmebedarfe und der verfügbaren Wärmequellen erfolgt die Dimensionierung der einzelnen Wärmeerzeuger unter Berücksichtigung der

technisch und wirtschaftlich sinnvoll realisierbaren Größenordnungen. In dieser Betrachtung werden lediglich die Energiemengen zur Wärmebereitstellung betrachtet.

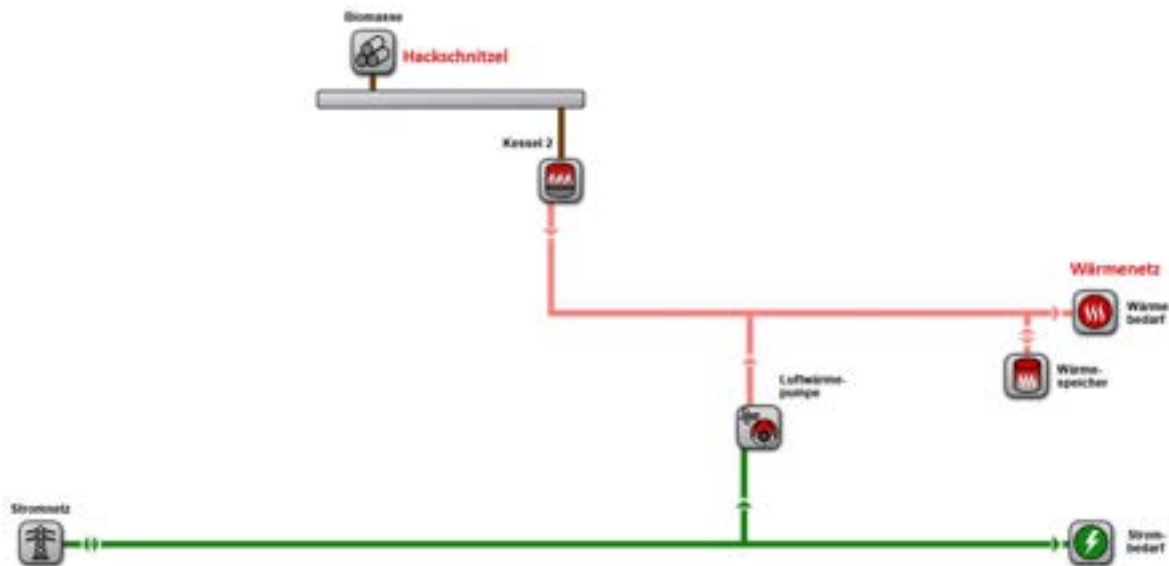


Abbildung 104: Schematische Darstellung der Energieflüsse mit dem Simulationstool nPro [86]

9.1.3. Rahmenbedingungen Kostenschätzung / Berechnung

In diesem Unterkapitel sind die zentralen gesetzten Rahmenbedingungen zur Wärmenetauslegung und Kostenrechnung aufgelistet. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der verschiedenen Varianten wird in Anlehnung an das Kurzverfahren nach VDI 2067 [87] mit netto-Werten durchgeführt. Tabelle 54 zeigt die Parameter für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Wärmebereitstellung. Im Rahmen dieser wird angenommen, dass die aktuelle Bundesförderung effizienter Wärmenetze (BEW) für den Bau des Wärmenetzes mit einer Förderquote von 40 % der förderfähigen Kosten zum Tragen kommt [88].

Tabelle 54: Zentrale Annahmen Wirtschaftlichkeitsberechnung

Parameter	Wert
Betrachtungshorizont	20 Jahre
Kalkulatorischer Zinssatz	3 %
Förderung auf Investitionen (BEW)	40 %
Lebensdauer Komponenten	20 – 40 Jahre (je nach Technologie)
Wartungskosten	1 – 2,5 % der Investitionskosten (je nach Technologie)

Die anzusetzenden Größen für die Beurteilung der Nachhaltigkeit eines Wärmenetzes in Fronberg sind in Tabelle 55 aufgelistet. Die spezifischen CO₂-Emissionen der Energieträger stimmen mit den Werten aus der Potenzialanalyse überein. Auf Basis der Potenzialanalyse wird der Einsatz von Energieholz limitiert.

Tabelle 55: Nachhaltigkeitsparameter zur Wärmenetzauslegung

Parameter	Wert
CO ₂ -Emissionen Strombezug	427 g/kWh [89]
CO ₂ -Emissionen Brennholz (nachhaltig)	20 g/kWh [90]
Beschränkung Hackschnitzel	<= 20 % Anteil am Wärmebedarf

Ergebnis der Betrachtungen sind die Investitionskosten für das Wärmenetz. Diese stellen die Kosten für die Errichtung des gesamten beschriebenen Energiesystems dar (inklusive Hausanschlüsse). Neben der Anschaffung der Komponenten wird auch der Aufwand für Planung, Genehmigungen, Installation und Inbetriebnahme berücksichtigt. Nicht berücksichtigt werden Kosten für Komponenten, die unabhängig vom jeweiligen Energiesystem ohnehin erforderlich wären, darunter etwaige Anpassungen der Warmwasser-Bereitstellung. Die Gesamt-Investitionskosten werden per Annuitätenmethode auf Basis des zugrunde gelegten Kapitalzinses auf die Nutzungsdauer umgelegt, um die jährlichen kapitalgebundenen Kosten zu erhalten. Ein weiteres Ergebnis und wichtiger wirtschaftlicher Faktor sind die Wärmegestehungskosten. Unter diesen Kosten ist der Preis zu verstehen, der unter Berücksichtigung von Errichtung, Wartung, Betrieb und Verbrauch (Strom sowie Brennstoffe) für die Bereitstellung von einer kWh Nutzwärme entsteht. Angegeben werden die Wärmegestehungskosten als Preis pro Wärmemenge.

9.1.4. Ergebnisse Simulation Wärmenetz

In diesem Unterkapitel werden die Ergebnisse der Simulation des Wärmenetzes einschließlich der wichtigsten wirtschaftlichen Kennzahlen sowie der emittierten CO₂-Äquivalente dargestellt.

Tabelle 56 zeigt die wichtigsten Parameter des Netzes. Aus der Strommenge, welche zum Betreiben der Wärmepumpe benötigt wird, sowie dem Hackschnitzelverbrauch lassen sich die Anteile der Wärmebereitstellung der einzelnen Energieträger errechnen. Zur optimierten Betriebsführung wird ein Wärmespeicher eingebaut, für welchen das laut Simulation dafür benötigte Volumen angegeben ist. Ebenfalls dargestellt werden die beim Betrieb anfallenden Treibhausgasemissionen sowie die wirtschaftlichen Kennzahlen, allen voran der Endpreis für den Kunden. Der beispielhafte Verbraucherpreis wird anhand der Wärmegestehungskosten plus einer Pauschale für betriebswirtschaftliche Kosten des Betreibers (1 % der Investitionskosten) sowie einer Marge (10 % der Wärmegestehungskosten) errechnet. Hierbei ist zu erwähnen, dass die Kosten lediglich eine Orientierung geben sollen und nach der tatsächlichen Realisierung dieses Netzes abweichen können.

Tabelle 56: Ergebnisse Simulation Wärmenetz Fronberg V1 mit 80 % Anschlussquote

Parameter	Wert
Wärmeerzeugung in Energiezentrale [MWh/a]	4.900
Wärmebedarf der Abnehmer [MWh/a]	4.300
Netzverluste [%]	12,3
Spitzenlast (Netzzentrale) [kW]	2.100
Stromverbrauch (Wärme) [MWh/a]	1.600
Verbrauch Hackschnitzel [MWh/a]	1.100
Leistung Wärmepumpe (Luft) [kW _{th}]	1.200
Leistung Hackschnitzelkessel [kW _{th}]	999
Wärmespeicher [m ³]	76
Anteil Wärmebereitstellung Luft-WP [%]	80
Anteil Wärmebereitstellung Biomethan [%]	20
Jahresarbeitszahl Wärmepumpe [-]	2,45
CO ₂ - Äq. Emissionen spezifisch 2025 [g/kWh]	131
CO ₂ - Äq. Emissionen absolut 2025 [t/a]	670
Investitionskosten [Mio. €] (ohne Förderung; inkl. Übergabestationen)	5,8
Investitionskosten [Mio. €] (mit Förderung; inkl. Übergabestationen)	3,5
Wärmegestehungskosten [ct/kWh] (mit Förderung; ohne Marge, netto)	12,9
Verbraucherpreis (mit Förderung) [ct/kWh]	15,7

Der Anteil der bereitgestellten Wärme durch die Luft-WP liegt ungefähr bei 80 % und Hackschnitzel bei 20 %. Abbildung 105 zeigt den monatlichen Einsatz bereitgestellter Wärme aufgeteilt nach Energieträgern. Die Wärmegestehungskosten liegen mit netto 12,9 ct pro kWh in einem wirtschaftlich konkurrenzfähigen Rahmen.

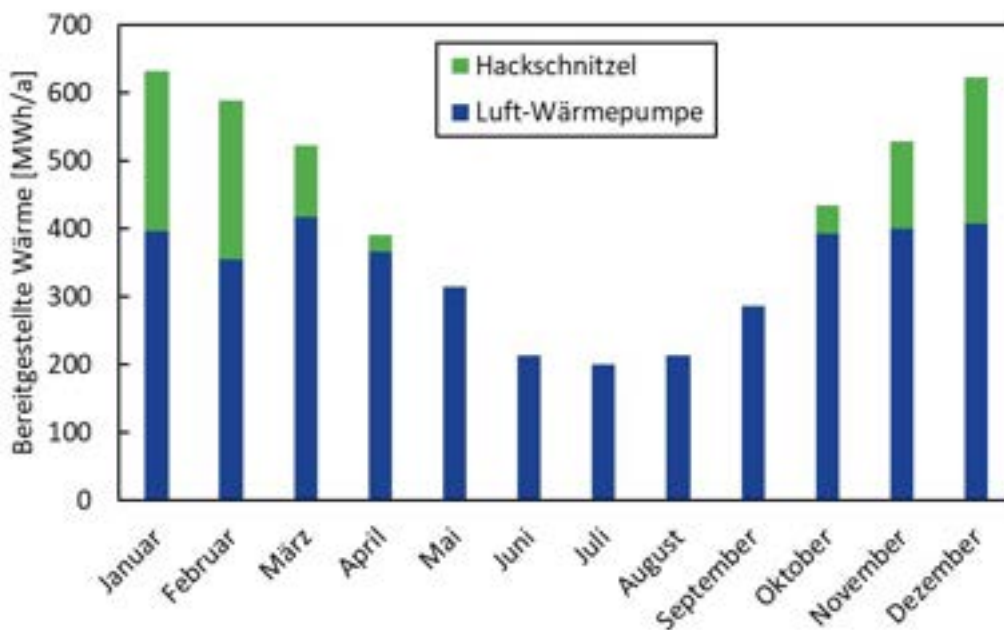


Abbildung 105: Bereitgestellte Wärme nach Energieträger und Monat

Die spezifischen CO₂-Äquivalente der netzgebundenen Wärmeversorgung liegen bei ca. 131 g/kWh. Im Vergleich zur aktuellen Wärmeversorgung in Schwandorf, großteils gedeckt durch Gas und Öl, mit spezifischen Emissionen von 190 g/kWh (mittlere Emissionen der Verbrauchergruppe Wohnen & Kleinverbraucher nach Treibhausgasbilanz) sind die spezifischen Emissionen des betrachteten Wärmenetzes geringer. Abbildung 106 zeigt den Verlauf der Treibhausgas-Emissionen der aktuellen Wärmeversorgung im Vergleich mit dem simulierten Wärmenetz. Zudem ist der gesamte Wärmebedarf der Gebäude dargestellt. Dieser reduziert sich um circa 10 % aufgrund von Sanierungen (Annahme einer Sanierungsquote von 1 %) und steigenden Temperaturen im Winter bedingt durch den Klimawandel um durchschnittlich 0,52 % pro Jahr [91]. Dementsprechend nehmen die absoluten Emissionen der aktuellen Wärmeversorgung ab. Die CO₂-Äquivalente des Wärmenetzes verringern sich hingegen deutlicher. Dies liegt an den sinkenden Emissionswerten des Energieträgers Strom. Der aktuelle Wert von 449 g/kWh (siehe THG-Bilanz) soll sich bis 2040 auf 32 g/kWh verringern [90]. Dagegen bleiben die spezifischen Emissionen der Energieträger Öl, Gas und Biomasse konstant [90]. Aufgrund der grauen Emissionen, die auch bei Hackschnitzel und unter Annahme eines regenerativen Strommixes 2040 noch anfallen, verbleiben Restemissionen im Wärmenetz. Insgesamt könnte mit einem Wärmenetz der Variante 1 bis 2040 im Vergleich zu aktuellen Wärmeversorgung 8.900 t CO₂-Äquivalente eingespart werden.

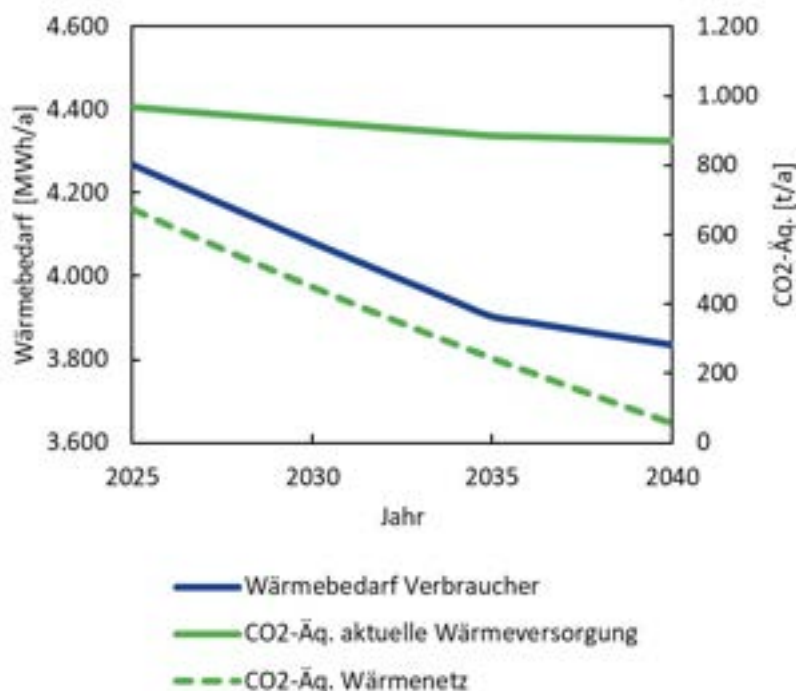


Abbildung 106: Wärmebedarf und CO₂-Äq. Emissionen für das betrachtete Netzgebiet bis zum Zieljahr 2040.

9.2. Variante 2

In Variante 2 wird eine mögliche Netzzentrale am Mitterweg nahe der kleineren PV-Freifläche am östlichen Ende von Fronberg untersucht. Hierbei wird von einer Erweiterung der PV-Freifläche von 100 auf 400 kW_p ausgegangen.

9.2.1. Ausgangssituation

Der Unterschied zur Ausgangssituation im Vergleich zur Variante 1 ist der geänderte Standort der Energiezentrale sowie die Integration einer Photovoltaik-Freifläche in die Wärmeversorgung. An der notwendigen Hauptleitung vom Standort der Energiezentrale bis zum Netzgebiet werden anliegende Häuser mitangeschlossen. Ansonsten wird das Netzgebiet in dieser Betrachtung nicht erweitert. Eine mögliche Erweiterung kann in detaillierteren Studien untersucht werden.

In Abbildung 107 ist das potenzielle Wärmenetz mit allen betrachteten Gebäuden (dunkleres Grau) sowie der mögliche Leistungsverlauf (Grün bis Rot) dargestellt. Im Netzgebiet ist ein Höhenunterschied von max. 24 Metern vorhanden. In dunklem Rot ist die angenommene Energiezentrale zu sehen. Beige sind Gebäude ohne Wärmebedarf. Auch in dieser Betrachtung wird von einer Anschlussquote von 80 % ausgegangen. Diese kann in der Realität variieren. Für die Wärmenetzsimulation werden lediglich die an das Wärmenetz angeschlossenen Gebäude (Grüne Linie) betrachtet.

Aktuell besteht bereits eine 100 kW PV-Freifläche, welche nach Angaben des Betreibers auf 400 kW ausgebaut werden kann. In dieser Betrachtung wird von einem Ausbau ausgegangen. Ansonsten werden die gleichen Annahmen wie in Variante 1 verwendet.

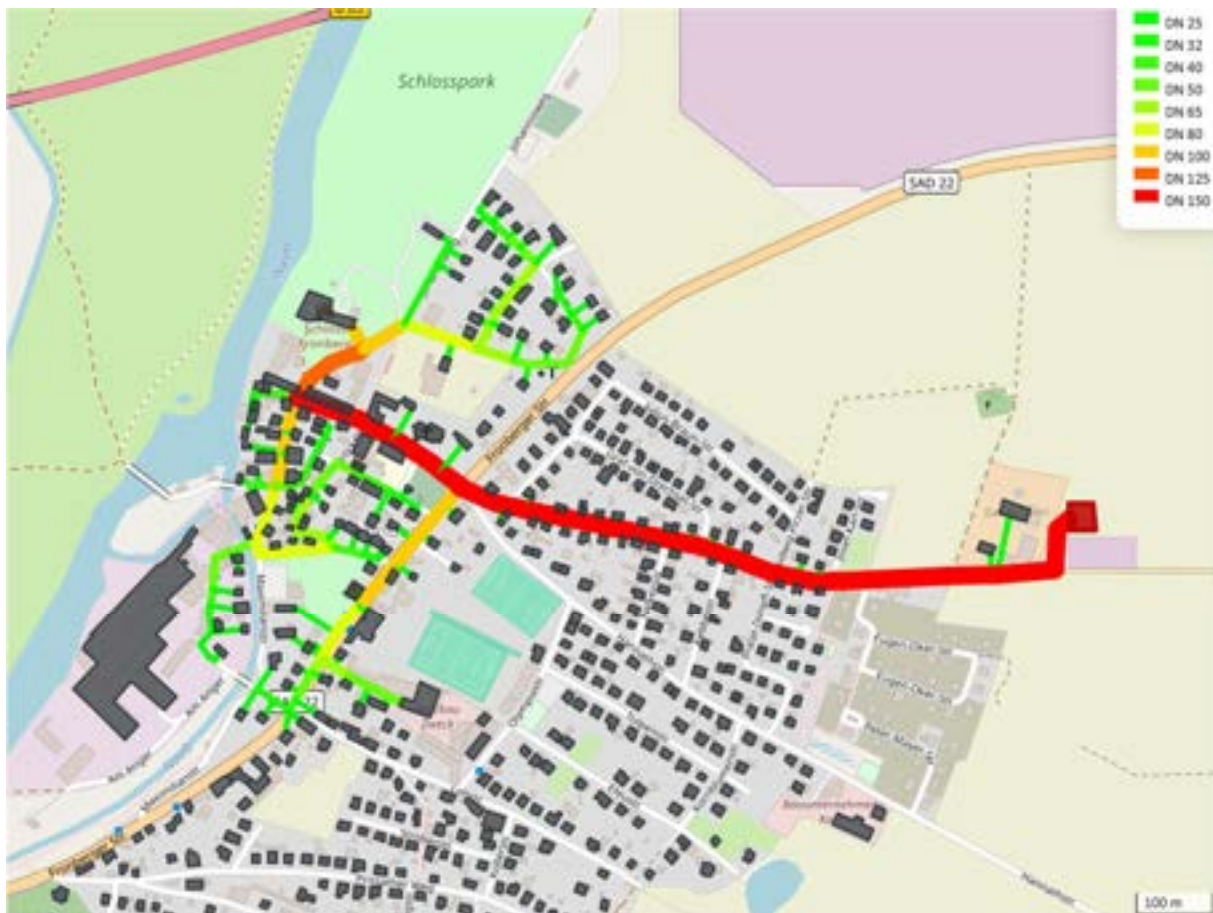


Abbildung 107: Mögliches Wärmenetz Fronberg V2

mit betrachteten Gebäuden und Leitungsverlauf (Abstufung anhand des Nenndurchmesser DN). In Rot ist die mögliche Energiezentrale dargestellt. Graphik erstellt mittels Simulationssoftware nPro [86]

Tabelle 57 listet die Wärmebedarfe und Anzahl der potenziellen Hausanschlüsse im kompletten Netzgebiet als auch für eine Anschlussquote von 80 % auf. Im Folgenden und der Simulation wird von einer Anschlussquote von 80 % ausgegangen. Die Länge des Netzes beträgt ca. 3,3 Kilometer, hinzu kommen die Hausanschlussleitungen mit ca. 1,9 Kilometer Länge. Der Gesamtwärmebedarf summiert sich auf ca. 4,7 GWh/a. Insgesamt sind 123 Häuser an das Wärmenetz angeschlossen. Die Wärmebedarfe basieren auf dem für die Wärmeplanung erstelltem Wärmekataster. Tatsächliche Verbräuche der Wohngebäude aus den Rückläufern der Fragebogen sowie die Verbräuche der kommunalen Liegenschaften wurden eingepflegt.

Tabelle 57: Wärmebedarf und Anzahl Gebäude

Abnehmer	Anschlussquote 100 %		Anschlussquote 80 %	
	Anzahl Gebäude	Wärmebedarf [MWh/a]	Anzahl Gebäude	Wärmebedarf [MWh/a]
< 25 MWh/a	82	1.400	63	1.100
25 – 60 MWh/a	58	2.000	47	1.600
> 60 MWh/a	14	2.100	13	2.000
Gesamt	154	5.500	123	4.700

Für die erste Betrachtung wird von einer Anschlussquote von 80 % ausgegangen. In der Realität wird die tatsächliche Anschlussquote variieren, was einen Einfluss auf die spezifischen Wärmegestehungskosten hat. Abweichende Anschlussquoten und deren Auswirkung auf die benötigten Quelleleistungen und dadurch resultierenden Wärmegestehungskosten müssen in tiefgreifenderen Studien untersucht werden.

Abbildung 108 zeigt die benötigte Wärmeleistung des Quartiers (hier einschließlich der Verluste in den Leitungen), ermittelt anhand von Standardprofilen. Wärme wird vor allem in den Wintermonaten zur Raumheizung benötigt. Die Spitzen stellen besonders kalte Tage dar. Dennoch ist auch in den Sommermonaten Wärme für Warmwasser erforderlich. Die Jahresdauerlinie gibt an, wie viele Stunden im Jahr eine bestimmte Leistung bereitgestellt werden muss.

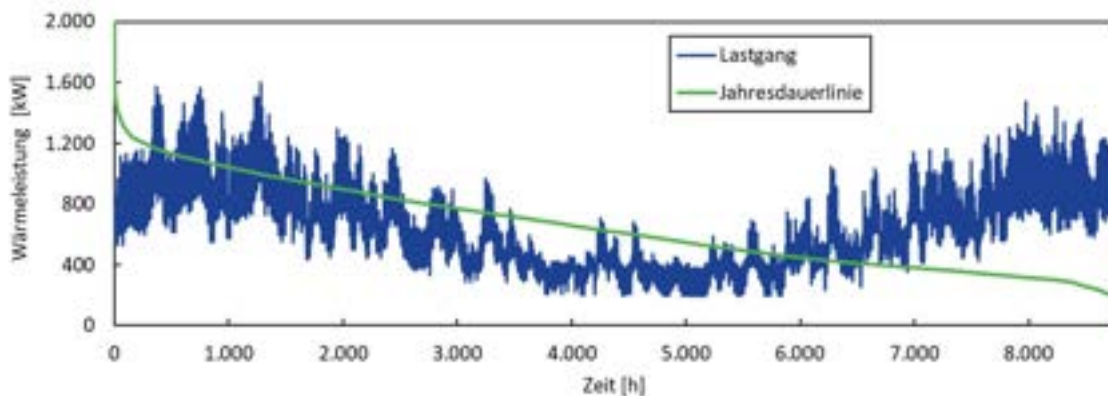


Abbildung 108: Benötigte Wärmeleistung (einschl. Verluste) des Quartiers in kW mit Jahresdauerlinie

9.2.2. Auslegung Wärmenetz

Betrachtet wird eine Kombination folgender Wärmequellen. Im Vergleich zur Variante 1 ist nun eine PV-Freifläche integriert. Ansonsten gelten die gleichen Annahmen.

- Luft-Wärmepumpe
- Hackschnitzelanlage für Spitzenlast
- PV-Freifläche
- Evtl. Ergänzung industrielle Abwärme

In Abbildung 109 ist schematisch der Versorgungsfall nun inklusive PV-Freifläche dargestellt.

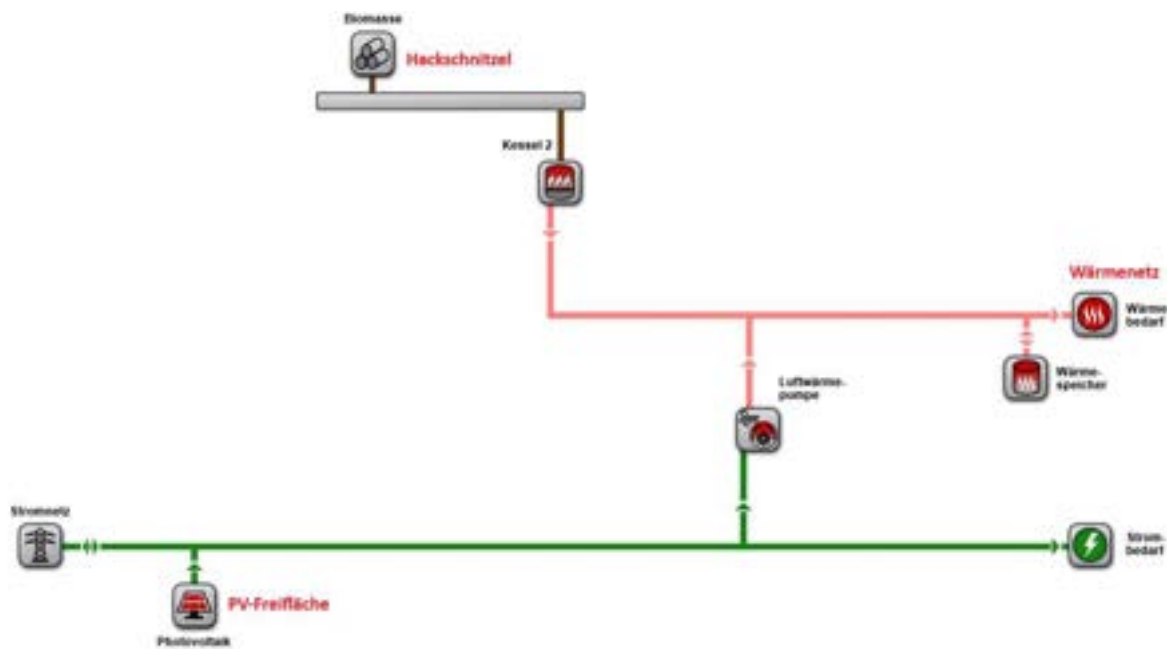


Abbildung 109: Schematische Darstellung der Energieflüsse mit dem Simulationstool nPro [86]

9.2.3. Ergebnisse Simulation Wärmenetz

In diesem Unterkapitel werden die Ergebnisse der Simulation des Wärmenetzes einschließlich der wichtigsten wirtschaftlichen Kennzahlen sowie der emittierten CO₂-Äquivalente dargestellt.

Tabelle 58 zeigt die wichtigsten Parameter des Netzes. Aus der Strommenge, welche zum Betreiben der Wärmepumpe benötigt wird, sowie dem Hackschnitzelverbrauch lassen sich die Anteile der Wärmebereitstellung der einzelnen Energieträger errechnen. Zur optimierten Betriebsführung wird ein Wärmespeicher eingebaut, für welchen das laut Simulation dafür benötigte Volumen angegeben ist. Ebenfalls dargestellt werden die beim Betrieb anfallenden Treibhausgasemissionen sowie die wirtschaftlichen Kennzahlen, allen voran der Endpreis für den Kunden. Der beispielhafte Verbraucherpreis wird anhand der Wärmegestehungskosten plus einer Pauschale für betriebswirtschaftliche Kosten des Betreibers (1 % der Investitionskosten) sowie einer Marge (10 % der Wärmegestehungskosten) errechnet. Hierbei ist zu erwähnen, dass die Kosten lediglich eine Orientierung geben sollen und nach der tatsächlichen Realisierung dieses Netzes abweichen können.

Tabelle 58: Ergebnisse Simulation Wärmenetz Fronberg V2 mit 80 % Anschlussquote

Parameter	Wert
Wärmeerzeugung in Energiezentrale [MWh/a]	5.800
Wärmebedarf der Abnehmer [MWh/a]	4.700
Netzverluste [%]	18,9
Spitzenlast (Netzzentrale) [kW]	2.300
Stromverbrauch (Wärme) [MWh/a]	1.900
Verbrauch Hackschnitzel [MWh/a]	1.300
Leistung Wärmepumpe (Luft) [kW _{th}]	1.600
Leistung Hackschnitzelkessel [kW _{th}]	999
Wärmespeicher [m ³]	118
Anteil Wärmebereitstellung Luft-WP [%]	80
Anteil Wärmebereitstellung Hackschnitzel [%]	20
Jahresarbeitszahl Wärmepumpe [-]	2,44
CO ₂ - Äq. Emissionen spezifisch 2025 [g/kWh]	113
CO ₂ - Äq. Emissionen absolut 2025 [t/a]	680
Investitionskosten [Mio. €] (ohne Förderung; inkl. Übergabestationen)	8,2
Investitionskosten [Mio. €] (mit Förderung; inkl. Übergabestationen)	5,1
Wärmegestehungskosten [ct/kWh] (mit Förderung; ohne Marge, netto)	13,4
Verbraucherpreis (mit Förderung) [ct/kWh]	16,6

Der Anteil der bereitgestellten Wärme durch die Luft-WP liegt bei ca. 80 % und Hackschnitzel bei 20 %. Abbildung 110 zeigt den monatlichen Einsatz bereitgestellter Wärme aufgeteilt nach Energieträgern. Die Wärmegestehungskosten liegen mit netto 16,6 ct pro kWh in einem wirtschaftlich konkurrenzfähigen Rahmen.

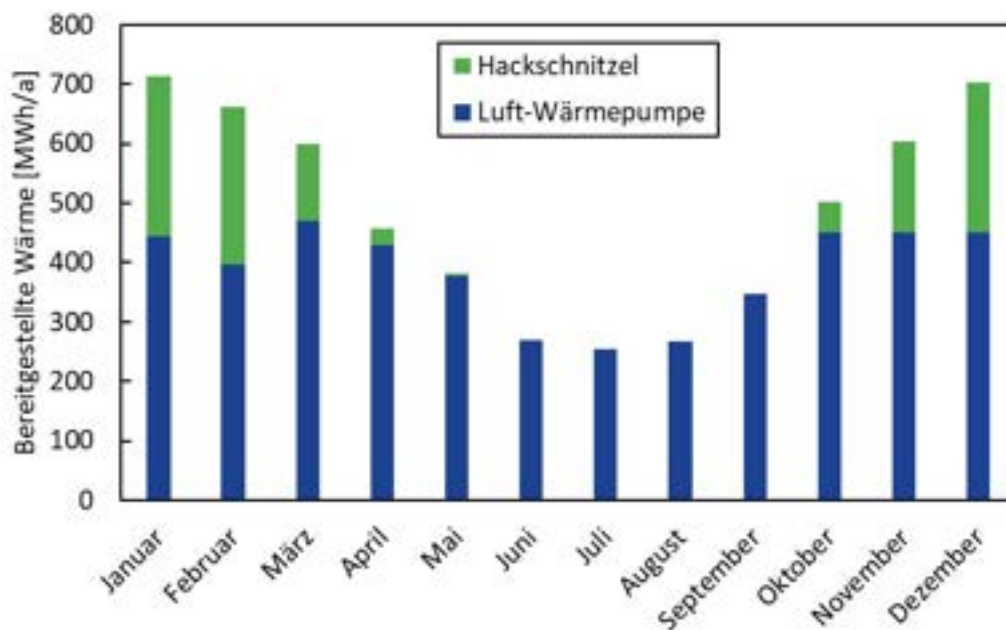


Abbildung 110: Bereitgestellte Wärme nach Energieträger und Monat

Abbildung 111 zeigt den für die Wärmeversorgung bereitgestellten Strom aus dem Stromnetz als auch durch die PV-Freifläche. Insgesamt hat die PV einen Anteil von 21 % am verwendeten Strom. Die Direktverbrauchsquote des erzeugten Stroms liegt bei 88 %. Das bedeutet, dass annähernd der komplette durch die PV-Freifläche erzeugte Strom im Quartier zur Wärmeversorgung genutzt wird.

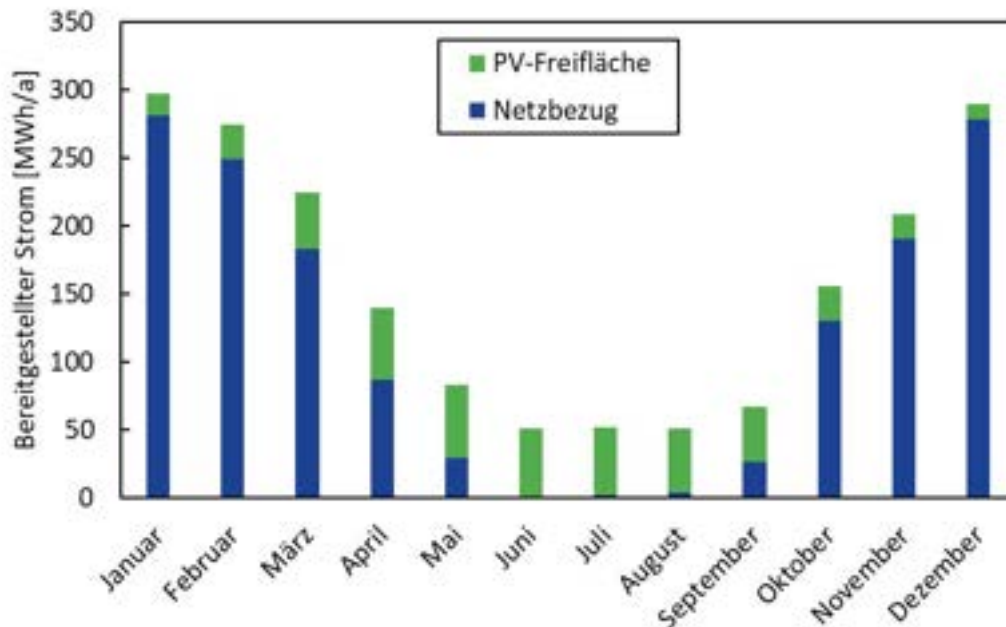


Abbildung 111: Bereitgestellte Strommengen durch PV-Freifläche und mittels Netzbezug für die Wärmebereitstellung im Wärmenetz

Die spezifischen CO₂-Äquivalente der netzgebundenen Wärmeversorgung liegen bei ca. 113 g/ kWh. Aufgrund der Nutzung regenerativ erzeugten Strom fallen die spezifischen THG-Emissionen in Variante 2 gegenüber Variante 1 geringer aus. Im Vergleich zur aktuellen Wärmeversorgung in Schwandorf, großteils gedeckt durch Gas und Öl, mit spezifischen Emissionen von 190 g/kWh (mittlere Emissionen der Verbrauchergruppe Wohnen & Kleinverbraucher nach Treibhausgasbilanz) sind die spezifischen Emissionen des betrachteten Wärmenetzes geringer. Abbildung 112 zeigt den Verlauf der Treibhausgas-Emissionen der aktuellen Wärmeversorgung im Vergleich mit dem simulierten Wärmenetz. Zudem ist der gesamte Wärmebedarf der Gebäude dargestellt. Dieser reduziert sich um circa 10 % aufgrund von Sanierungen (Annahme einer Sanierungsquote von 1 %) und steigenden Temperaturen im Winter bedingt durch den Klimawandel um durchschnittlich 0,52 % pro Jahr [91]. Dementsprechend nehmen die absoluten Emissionen der aktuellen Wärmeversorgung ab. Die CO₂-Äquivalente des Wärmenetzes verringern sich hingegen deutlicher. Dies liegt an den sinkenden Emissionswerten des Energieträgers Strom. Der aktuelle Wert von 449 g/kWh (siehe THG-Bilanz) soll sich bis 2040 auf 32 g/kWh verringern [90]. Dahingegen bleiben die spezifischen Emissionen der Energieträger Öl, Gas und Biomasse konstant [90]. Aufgrund der grauen Emissionen, die auch bei Hackschnitzel und unter Annahme eines regenerativen Strommixes 2040 noch anfallen, verbleiben Restemissionen im Wärmenetz. Insgesamt könnte mit einem Wärmenetz der Variante 2 bis 2040 im Vergleich zu aktuellen Wärmeversorgung 12.100 t CO₂-Äquivalente eingespart werden.

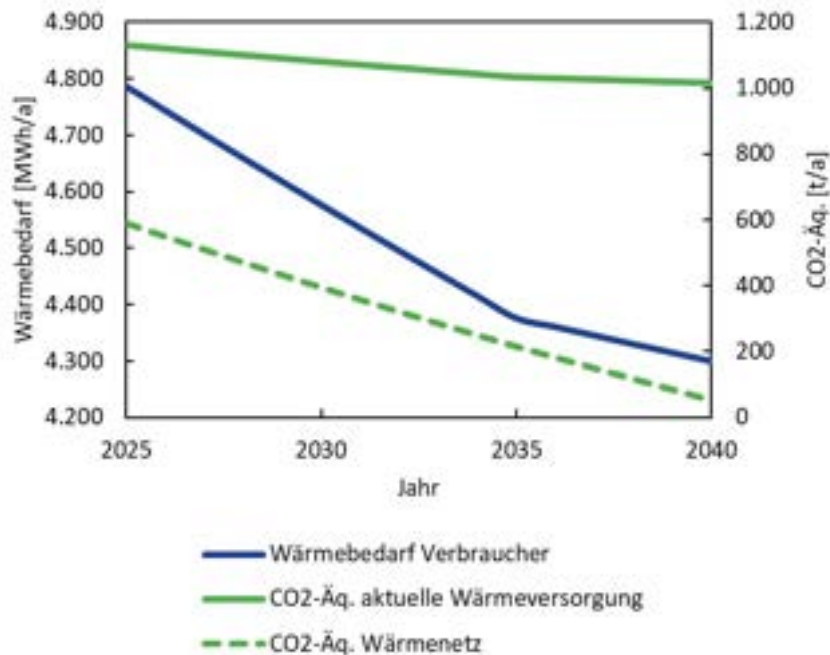


Abbildung 112: Wärmebedarf und CO₂-Äq. Emissionen für das betrachtete Netzgebiet bis zum Zieljahr

9.3. Potenzial industrielle Abwärme

Laut der Plattform für Abwärme des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle [92] sowie des im Zuge der kommunalen Wärmeplanung ausgefüllten Fragebogens fallen in Fronberg ca. 5,6 GWh pro Jahr aus industriellen Prozessen an, wovon 0,9 GWh pro Jahr eine Temperatur > 60 °C aufweist. Aktuell (Stand 11/2025) liegen keine genaueren Daten (Lastgänge, etc.) der Abwärme vor. Dieses Potenzial muss in detaillierteren Studien genauer betrachtet werden.

9.4. Alternative Wärmeversorgung

Neben der netzgebundenen Versorgung kann das betrachtete Gebiet auch dezentral versorgt werden. Gerade bei den nicht sanierten Wohnhäusern sollte jedoch das Heizsystem für eine Versorgung (z.B. mittels Luftwärmepumpe) optimiert werden (hydraulischer Abgleich, Heizkörpertausch). Auflagen des Denkmalschutzes müssen beachtet werden. Einzellösungen müssen individuell betrachtet werden. Hierfür sind Energieberatungen ein erster Schritt.

9.5. Fazit Fokusgebiet Fronberg

In Tabelle 59 sind die wichtigsten Ergebnisse der Fokusgebietsbetrachtung für die zwei untersuchten Varianten dargestellt. Zwar sind die Wärmegestehungskosten bei Variante 2 um ca. 4 % höher, jedoch die anfallenden THG-Emissionen um 14 % und der Anteil an zu importierenden Energieträgern um 7 % geringer. Die höheren Wärmegestehungskosten fallen v.a. durch die größere Trassenlänge an. Die geringeren THG-Emissionen sowie der kleinere Anteil an externen Energiebezug sind auf die Integration der PV-Freifläche zurückzuführen.

Ein Anteil des externen Energiebezugs an der gesamten Energieerzeugung von 48 % bedeutet, dass 52 % der erzeugten Wärmemenge nicht zugekauft werden müssen. Diese werden entweder durch die Nutzung der Umweltwärme (Luft) oder durch die PV-Freifläche bereitgestellt. Die restlichen 45 % sind die verwendeten Hackschnitzel und der Strombezug aus dem Stromnetz. Falls die Hackschnitzel durch den Betreiber bereitgestellt werden können, ändert sich dieser Wert entsprechend.

Tabelle 59: Vergleich Variante 1 und Variante 2

Variante	Parameter	Wert
Variante 1	Wärmegestehungskosten [ct/kWh]	12,9
	CO ₂ -Äquivalente [g/kWh]	131
	Anteil externer Energiebezug an Energieerzeugung [%]	55
Variante 2	Wärmegestehungskosten [ct/kWh]	13,4
	CO ₂ -Äquivalente [g/kWh]	113
	Anteil externer Energiebezug an Energieerzeugung [%]	48

Die Durchführung einer detaillierten Studie (z.B. Machbarkeitsstudie nach Bundesförderung für effiziente Wärmenetze) ist für das Gebiet Fronberg empfohlen / notwendig für die Beantragung einer geförderten Umsetzung.

Die Betrachtung des Fokusgebiets ermöglicht eine erste qualitative Einschätzung zur potenziellen Versorgung durch ein Wärmenetz. Die dargestellten Ergebnisse sind als Richtwerte zu verstehen und unterliegen einer gewissen Unsicherheit. Für eine belastbare Bewertung der wirtschaftlichen Umsetzbarkeit ist eine detaillierte Machbarkeitsstudie erforderlich. Diese kann im Modul 1 der BEW mit einer Förderung von 50 % durchgeführt werden und auf Basis der für das Fokusgebiet Fronberg ermittelten Kennzahlen beantragt werden.

10. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung beispielhafter dezentraler Versorgungsfälle

Zur konkreten Betrachtung dezentraler Versorgungsfälle und zur differenzierteren Kostenentwicklung werden für den Heizungstausch in einem Referenzgebäude drei verschiedene Technologievarianten untersucht. Für das Gebäude wird die mittlere Leistung der Gasheizungen in der Stadt Schwandorf von ca. 15 kW angesetzt. Ausgegangen wird von einem Haus mit einer Wohneinheit und Radiator-Heizkörpern.

Als mögliche Heizungssysteme werden eine Luftwärmepumpe, eine Sole-Wasserwärmepumpe mit einem Erdwärmekollektor bzw. mit Erdsonde sowie eine Pelletheizung betrachtet, für die jeweils eine Wirtschaftlichkeitsberechnung nach VDI 2067 [87] durchgeführt wird. Die Investition umfasst neben der Heizungsanlage auch die notwendige Peripherie (wie z.B. Pufferspeicher, Pumpen etc.), Komponenten wie Pellet-Lager oder Erdwärmekollektoren und Installation.

Für die Berechnung wird eine Laufzeit von 20 Jahren und ein Kapitalzinssatz von 3 Prozent hinterlegt. Die Betriebskosten stammen aus dem Technikkatalog des Bundes [25], für die Kosten für Strom und Pellets werden aktuelle Marktpreise (Neukunden) angesetzt [93] [94]. Für den Energieträger Strom wird wie bei den Investitionskosten ein konstanter Preis angenommen. Aufgrund des zukünftig erhöhten Angebots erneuerbarer Energien mit verringerten Gestehungskosten, soll hier nicht von zunehmenden Kosten ausgegangen werden. Bei den Pellets ist aufgrund der steigenden Nachfrage bei gleichbleibendem Potenzial eine Preissteigerung von 1 % angesetzt. Für die Steigerung der Betriebskosten wird der Wert der Inflationsrate aus dem Technikkatalog des Bundes von einem Prozent angesetzt. Der jährliche Wärmeverbrauch wird aus dem Produkt der installierten Leistung und den jährlichen Vollbenutzungsstunden von 1.500 berechnet. Bei der Pelletheizung muss der Wert noch durch den Wirkungsgrad des Kessels dividiert werden, was zu einer größeren Wärmemenge führt als bei den anderen drei Varianten. Der Strombedarf der Wärmepumpen wird mittels der im Technikkatalog des Bundes angegebenen oder aus Erfahrungswerten abgeleiteten Jahresarbeitszahl ermittelt. Hierbei wird auf den Wert von 2030 zurückgegriffen, da der Großteil der Heizungstausche zwischen 2030 und 2040 stattfinden werden. Es wird stets der Mittelwert der angegebenen Wertspanne verwendet („Altbau saniert“). Damit ergibt sich für die Luft-Wärmepumpe eine Jahresarbeitszahl von 3,12 und für die Sole-Wärmepumpe Werte von 3,96 (Kollektor) und 4,5 (Sonde). Ebenfalls berücksichtigt werden muss die unterschiedliche Nutzungsdauer der einzelnen Komponenten (ebenfalls aus dem Technikkatalog des Bundes entnommen), die im Falle der Luft-Wärmepumpe 18 Jahre, der Sole-Wärmepumpe sowie des Pelletkessels 20 Jahre und des Kollektors 50 Jahre beträgt. Für das Pellet-Lager werden ebenfalls 20 Jahre angenommen.

Für den Austausch von Heizungsanlagen kann die Bundesförderung für effiziente Gebäude in Anspruch genommen werden [95]. Der Grundfördersatz für den Einbau neuer Heizungen in Bestandsgebäuden auf Basis erneuerbarer Energien beträgt derzeit 30 %. Für die Erdwärmepumpenvariante kann zusätzlich der Effizienzbonus von 5 % in Anspruch genommen werden, der für Wärmepumpen gilt, die ihre Wärme aus dem Erdreich oder (Ab-)Wasser beziehen. Bei Biomasseheizungen kann unter Einhaltung eines Emissionsgrenzwerts für Staub ein zusätzlicher pauschaler Zuschlag von 2.500 Euro erfolgen. Nicht alle auf dem Markt befindlichen Heizungen erfüllen diese Bedingung, daher wird dieser Zuschuss im Folgenden nicht weiter

berücksichtigt. Auch der Klimageschwindigkeitsbonus, der bis zu weitere 20 % Förderung gewährleisten kann, wird nicht weiter betrachtet, da der Bonus nach 2028 jährlich abnimmt und hier kein konkretes Jahr für den Austausch festgelegt werden soll. Außerdem ist dieser Bonus nur für selbstnutzende Eigentümer anwendbar. Ebenso nicht eingerechnet wird der Einkommensbonus von 30 %, der ebenfalls nur für selbstnutzende Eigentümer gilt und bei dem das zu versteuernde Haushaltseinkommen unter 40.000 Euro pro Jahr liegen muss. Die vorliegenden Fälle sollen eine möglichst breite Allgemeingültigkeit aufweisen, daher wird nur die Förderung betrachtet, die pauschal auf alle Häuser angewandt werden kann, unabhängig der konkreten Wohn- und Eigentumsverhältnisse. Es soll aber darauf hingewiesen werden, dass unter gegebenen Bedingungen erheblich höhere Fördersätze möglich sind. Insgesamt ist der Fördersatz auf 70 % bei max. förderfähigen Ausgaben von 30.000 Euro pro Einfamilienhaus oder die erste Einheit in einem Mehrfamilienhaus begrenzt. Bei Mehrfamilienhäusern erhöhen sich die maximal förderfähigen Kosten mit jeder weiteren Wohneinheit, erst um je 15.000 Euro und ab der siebten Einheit um je 8.000 Euro. Bei den förderfähigen Kosten handelt es sich um Bruttokosten.

Die Förderung wird in der Wirtschaftlichkeitsrechnung nach VDI 2067 berücksichtigt. Da das Referenzgebäude über eine Wohneinheit verfügt, beträgt die maximal förderfähige Summe 30.000 Euro brutto. Bei der Erdwärmepumpe beträgt der Fördersatz maximal 35 %, bei der Luftwärmepumpe und beim Pelletkessel 30 %. Abschließend können aus den jährlichen Gesamtkosten und dem jährlichen Wärmeverbrauch spezifische Wärmegegestehungskosten ermittelt werden, welche in Abbildung 113 dargestellt sind.

Die Luftwärmepumpe hat im Rahmen dieser Betrachtung mit 16,0 ct/kWh die niedrigsten Wärmegegestehungskosten. Der Pelletkessel mit 22,7 ct/kWh die höchsten Wärmegegestehungskosten, was unter anderem auf die betreffenden Brennstoffkosten zurückzuführen ist. Da das Biomassepotential in der betrachteten Region jedoch bereits weitestgehend genutzt wird, ist im Sinne der Nachhaltigkeit ebenfalls eine Wärmepumpenlösung vorzuziehen. Sole-Wärmepumpen mit Kollektor bzw. Sonde verzeichnen Wärmegegestehungskosten von 20,2 bzw. 21,4 ct/kWh.

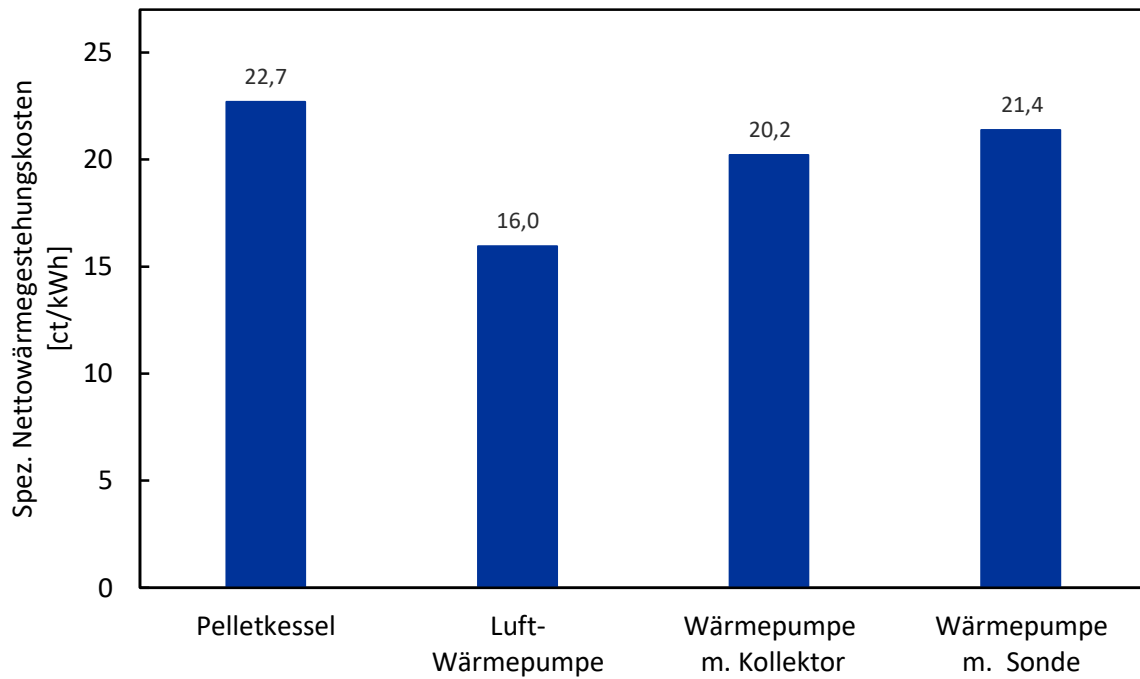


Abbildung 113: Vergleich Wärmegestehungskosten für verschiedene dezentrale Wärmeversorgungsvarianten

11. Zielszenario

Im Zielszenario wird die Entwicklung zentraler Aspekte der Wärmeversorgung in Fünfjahres-schritten bis zum Zieljahr 2040 dargestellt. Aufbauend auf der Bestands- und Potenzialanalyse sowie der Eignung der Wärmeversorgungsgebiete werden mögliche Entwicklungspfade aufgezeigt, wie sich die Wärmeversorgung in der Stadt Schwandorf künftig gestalten kann.

Dabei wird der Rückgang des Wärmebedarfs infolge energetischer Sanierungen sowie steigender Außentemperaturen durch den Klimawandel abgeschätzt und Teilgebiete mit besonders hohem Energieeinsparpotenzial identifiziert. Die Entwicklung der Wärmeerzeugung wird differenziert nach Verbrauchergruppen und Energieträgern in vier unterschiedlichen Szenarien analysiert. Für jedes Szenario erfolgt eine Energie- und Treibhausgasbilanzierung für die Jahre 2025, 2030, 2035 und 2040.

Im Rahmen der Szenarienbetrachtung wird zudem die Rolle und Entwicklung von Fern- und Nahwärme vertieft untersucht. Abschließend werden für jedes Szenario die für das Jahr 2040 prognostizierten Energiebedarfe den verfügbaren lokalen Potenzialen gegenübergestellt.

Die vier betrachteten Szenarien werden einander gegenübergestellt und kritisch diskutiert. Auf Grundlage dieser Analyse wird schließlich ein Zielszenario definiert, das eine realistische und zugleich zielgerichtete Entwicklung der Energieträgerverteilung abbildet. Aufbauend auf diesem Zielszenario sowie der Bewertung der Eignung einzelner Teilräume für unterschiedliche Wärmeversorgungsarten wird das Stadtgebiet in voraussichtliche Wärmeversorgungsgebiete gegliedert.

In gesonderten Kapiteln wird – unter anderem auf Basis der Akteursbeteiligung der Energieversorger – die zukünftige Entwicklung des Fernwärme-, Erdgas- und Stromnetzes diskutiert. Darüber hinaus werden die Entwicklung des Kältebedarfs sowie eine vertiefte Betrachtung der Sektorkopplung im Kontext des Zielszenarios dargestellt. Abschließend werden die zentralen Ergebnisse der Akteursbeteiligung, in Form des Energiegipfels, zusammengefasst.

11.1. Entwicklung des Wärmeverbrauchs

Für die Erarbeitung des Zielszenarios muss zunächst der zukünftige Wärmeverbrauch ermittelt werden. Dabei spielen für die Raumwärme zwei Faktoren eine wichtige Rolle: der Bedarfsrückgang in Folge von Sanierung und die Einflüsse steigender Temperaturen aufgrund des Klimawandels. Es wird angenommen, dass die Bevölkerung und die Industrie auf gleichem Niveau bleiben. Die Energieeinsparung der Prozesswärme wird anhand der Einschätzung der Industrieunternehmen zur Entwicklung des Prozesswärmebedarfs, angegeben im Fragebogen für die Industrie, abgeschätzt.

Für das Zielszenario wird auf die in der Potenzialanalyse errechneten zukünftigen Wärmebedarfe der einzelnen Verbrauchergruppen für Raumwärme und Warmwasser sowie der Entwicklung des Prozesswärmebedarfs zurückgegriffen. Zur besseren Verständlichkeit sind in Tabelle 60 diese Werte erneut aufgelistet. In Abbildung 114 ist der thermische Energieverbrauch aller Verbrauchergruppen in fünf Jahresschritten aufgezeigt.

Tabelle 60: Entwicklung Wärmebedarf

für Raumwärme und Warmwasser sowie Prozesswärme aufgeteilt auf Verbrauchergruppen

Verbraucher- gruppe/Jahr	Bedarf [MWh/a]				Einsparung [%] 2025 – 2040
	2025	2030	2035	2040	
Wohnen & Kleinverbraucher (1 % Sanierungsrate)	292.800	278.600	265.100	259.100	11,5
Wohnen & Kleinverbraucher (2 % Sanierungsrate)	292.800	274.400	257.100	247.600	15,4
Industrie & Großgewerbe	32.300	29.900	27.800	25.700	20,4
Öffentliche Einrichtungen	13.400	12.400	11.600	10.800	19,4
Prozesswärme	503.600	453.200	407.900	367.100	27,1
Gesamt (1 % Sanierungsrate)	842.100	774.100	712.400	662.700	21,3
Gesamt (2 % Sanierungsrate)	842.100	769.900	704.400	651.200	22,7

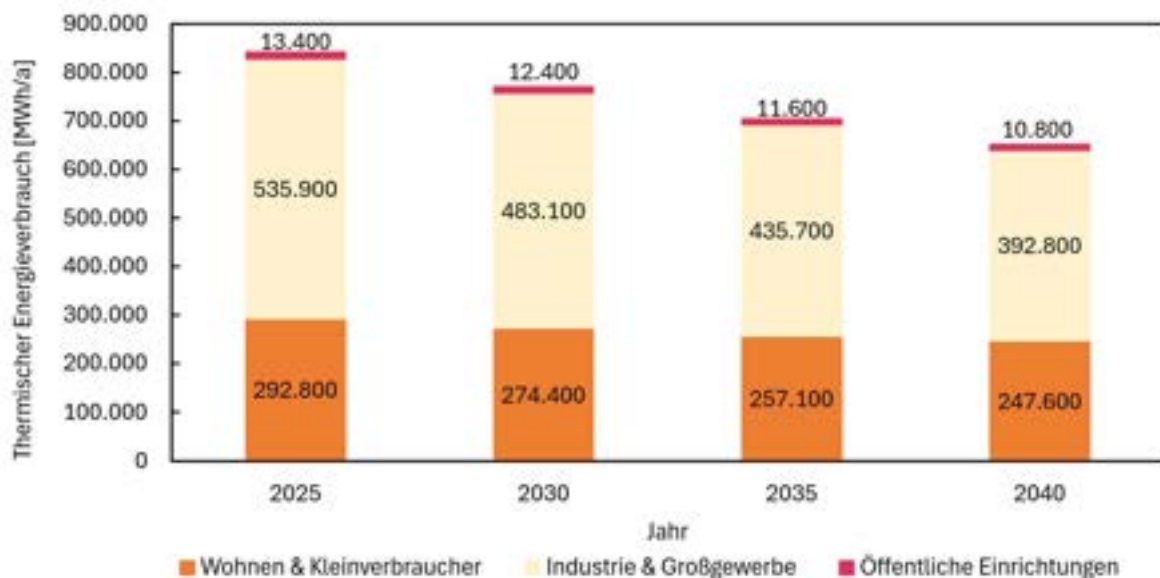


Abbildung 114: Entwicklung des Wärmeverbrauchs mit 2 % Sanierungsrate

Abbildung 115 zeigt den prognostizierten Wärmebedarf auf Baublockebene für das Jahr 2040 bei einer Sanierungsrate von 2 %. Diese Auswertung ist für alle Jahre bis zum Zieljahr vorhanden. Für Wohngebäude ist diese Schätzung realistischer darzustellen als für die Industrie. Da durch Prozessumstellung oder -verlagerung der benötigte Wärmebedarf sich stark verändern kann, sind Prognosen bis 2040 in diesem Bereich nur bedingt verlässlich. Wie in der Bestandsanalyse sind einige Baublöcke aufgrund des Datenschutzes in Grau dargestellt.

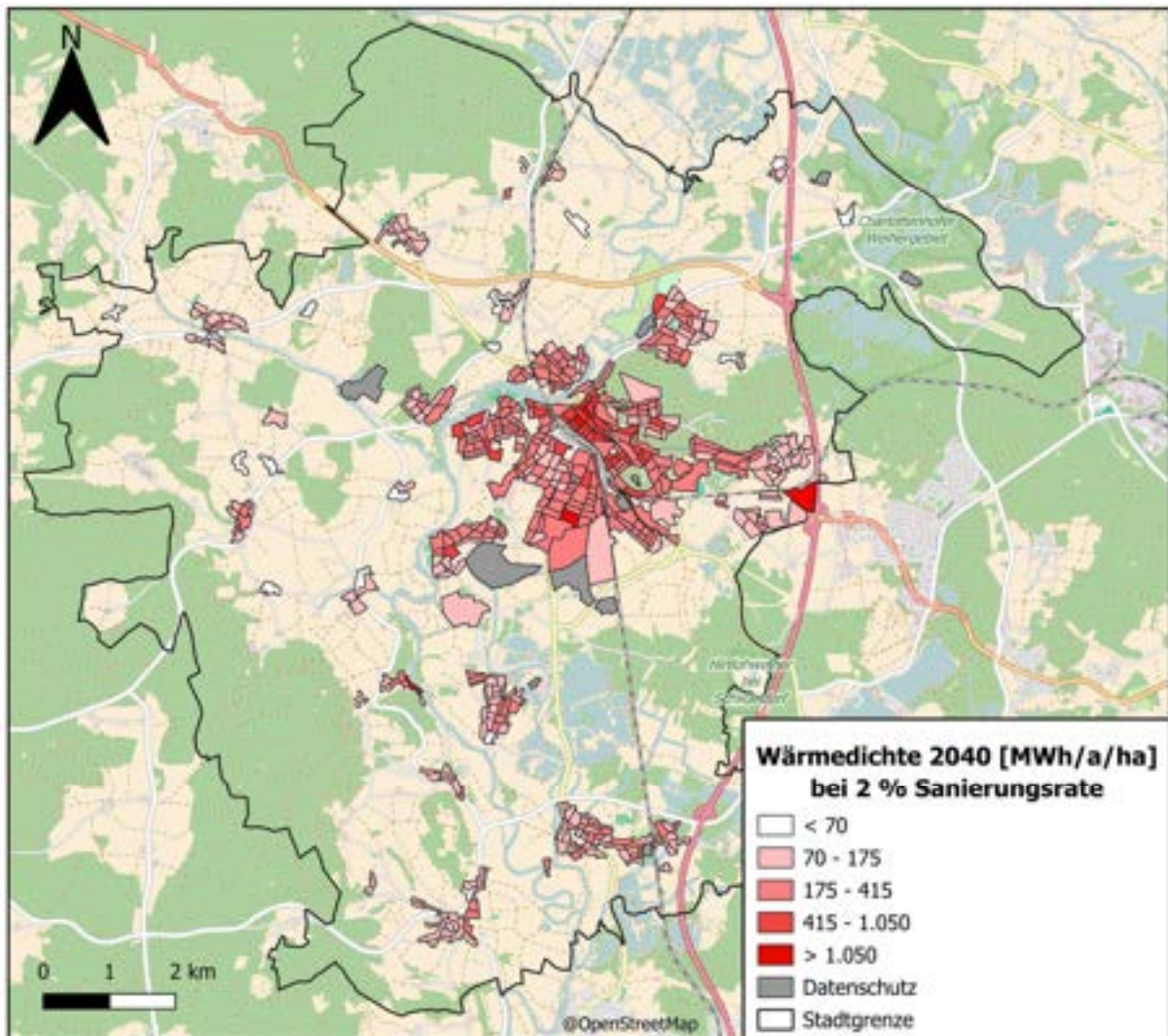


Abbildung 115: Wärmebedarf auf Baublockebene für das Jahr 2040

11.2. Teilgebiete mit erhöhtem Energieeinsparpotenzial

Abbildung 116 zeigt Teilgebiete, in denen ein erhöhtes Potenzial zur Reduktion des Wärmeverbrauchs durch energetische Sanierung und weitere Effizienzmaßnahmen besteht. Die Darstellung basiert auf den Ergebnissen der vorangegangenen Potenzialanalyse. Die Karte dient als erster Hinweis, in welchen Bereichen im Rahmen einer Heizungsumstellung eine Sanierung besonders empfehlenswert erscheint. Aktuell besteht in der Innenstadt ein Sanierungsgebiet und ist ebenfalls in Abbildung 116 dargestellt.

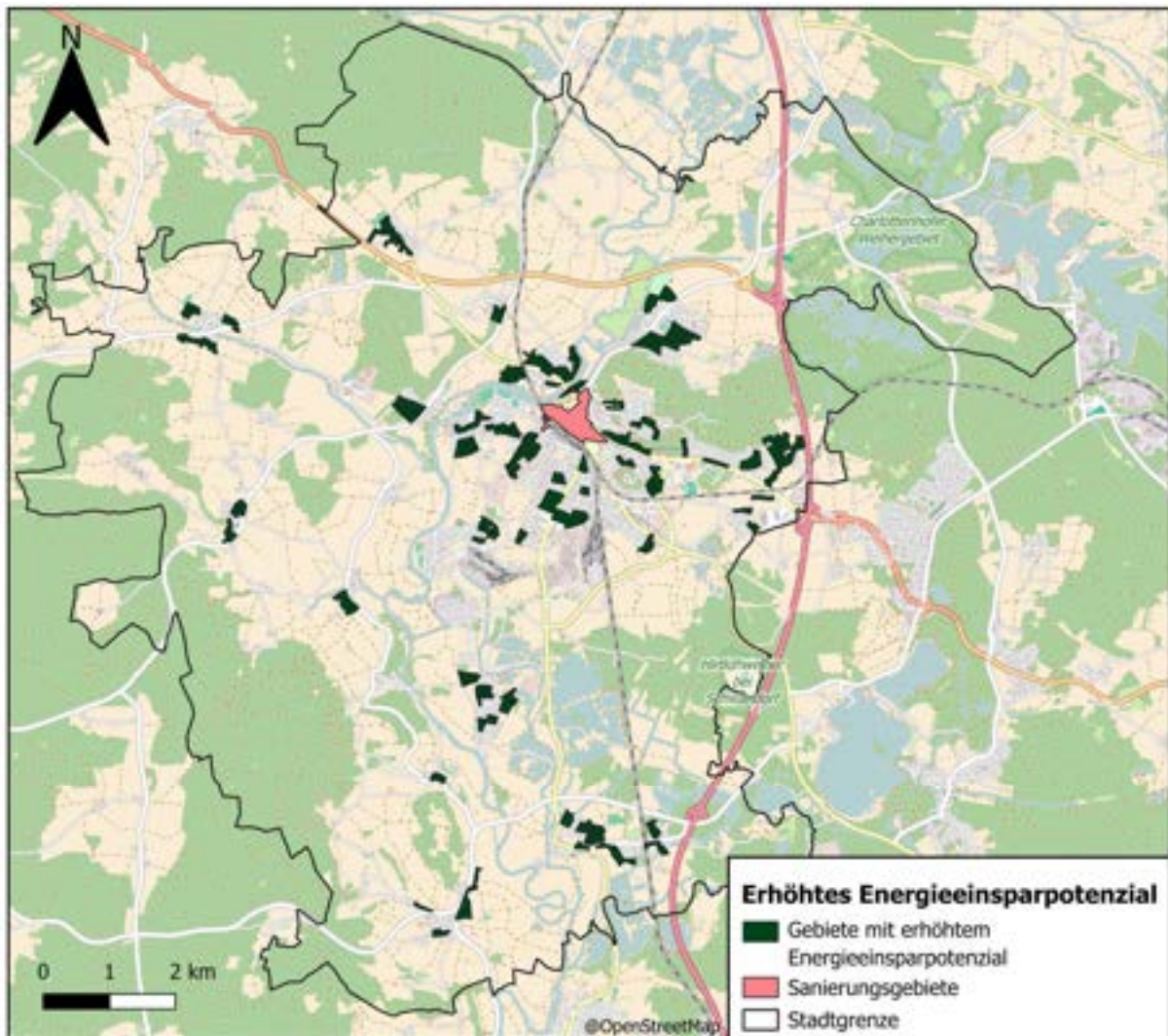


Abbildung 116: Gebiete mit erhöhtem Energieeinsparpotenzial und Sanierungsgebiete

11.3. Methodik Wärmeversorgung Zielszenario

Für die Entwicklung der Wärmeerzeugung der einzelnen Verbrauchergruppen bis zum Zieljahr 2040 aufgeteilt nach Energieträgern werden die Daten aus der Bestandsanalyse als Ausgangspunkt verwendet und anhand der Ergebnisse der Potenzialanalyse weiterentwickelt. Die geplanten Wärmeversorgungsgebiete aus Kapitel 0 werden berücksichtigt. Es werden zudem die Stellungnahmen der in der Stadt aktiven Energieversorger (v.a. Wärme- und Gasnetzbetreiber) berücksichtigt. Zusätzlich werden die Ergebnisse der Fokusgebiete miteinbezogen.

Unter dem Begriff „Grüne Gase“ werden Biomethan, Wasserstoff und synthetisches Methan zusammengefasst. Aufgrund ihrer derzeit noch eingeschränkten Verfügbarkeit und der unsicheren Kostenstruktur finden diese im Bereich der Raumwärme nur begrenzt Anwendung. Vorrangig kommen sie dort zum Einsatz, wo hohe Temperaturen für Prozesswärme benötigt werden. Gleichzeitig werden Grüne Gase als flexible und speicherbare Energieträger auch künftig für die Deckung von Spitzenlasten relevant bleiben. In den betrachteten Zielszenarien wird ihr Einsatz daher auch im Bereich der Raumwärme berücksichtigt – insbesondere in Situationen, in denen regenerative Spitzenlastdeckung erforderlich ist. Bei der Ausgestaltung

der zukünftigen Gasversorgung fließen die Hinweise des Gasverteilnetzbetreibers, der Bayernwerk Netz GmbH, mit ein.

Das Potential der festen Biomasse für eine dezentrale Wärmeversorgung ist im Stadtgebiet bereits vollständig ausgeschöpft. Daher ist ein Zubau von Wärmeerzeugern mit dem Energieträger Holz oder Pellets auf dezentraler Ebene nicht vorgesehen.

CO₂-Preis:

Da die Kosten der Energieträger maßgeblich deren Einsatz in der Wärmeversorgung beeinflussen, wird der CO₂-Preis bei der Entwicklung der zukünftigen Wärmeerzeugung berücksichtigt. Grundlage hierfür bildet der in Abbildung 117 dargestellte Preisverlauf. Der europäische Emissionshandel (EU-ETS) gilt bislang nur für emissionspflichtige Unternehmen, nicht jedoch für den Gebäudesektor. Daher werden aktuell die Preisprognosen des sogenannten Non-ETS-CO₂-Preises herangezogen. Ab dem Jahr 2027 soll mit dem EU-ETS 2 ein zweites europäisches Emissionshandelssystem eingeführt werden, das auch Gebäude, Verkehr und weitere bislang nicht erfasste Sektoren einschließt. Dieses wird den bisherigen nationalen Brennstoffemissionshandel ablösen [96]. Die daraus resultierenden Auswirkungen auf die Wärmeerzeugungskosten sowie notwendige Anpassungen bei Technologien und Energieträgern sind bei der Fortschreibung der kommunalen Wärmeplanung zwingend zu berücksichtigen.

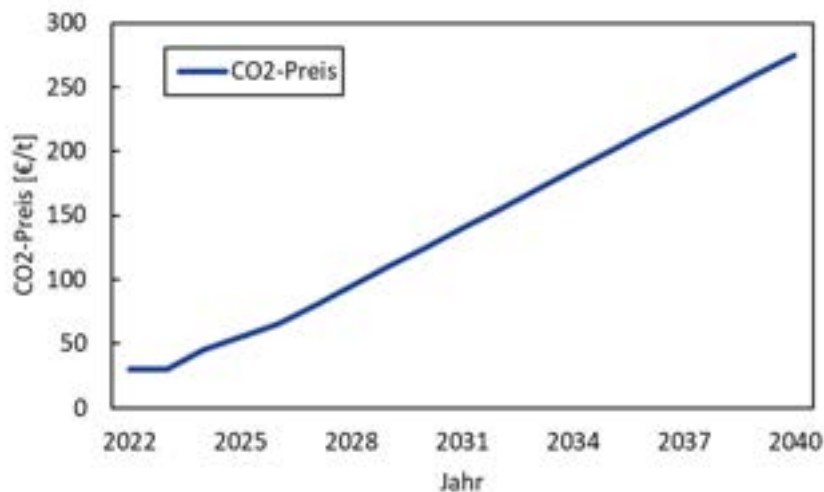


Abbildung 117: Entwicklung des CO₂-Preises (Non-ETS) [90]

Betrachtete Szenarien:

In den folgenden Zielszenarien werden die jeweils zugrunde gelegten Annahmen zur Entwicklung der Energieträger im Detail beschrieben. Ziel ist es, aufzuzeigen, wie sich unterschiedliche Rahmenbedingungen auf die zukünftige Wärmeversorgung insgesamt – und insbesondere auf die Entwicklung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung – auswirken können.

Im Zuge der Erarbeitung von Entwicklungspfaden der Wärmeversorgung bis zum Zieljahr 2040 werden für die Stadt vier Szenarien aufgezeigt.

1. Szenario: ambitioniert
2. Szenario: moderat
3. Szenario: Gas niedrig
4. Szenario: Gas hoch

Hiermit soll zum einen ein Entwicklungsverlauf betrachtet werden, der einen schnellen Übergang zu regenerativen Energieträgern vorsieht und zugleich die bestehenden Potenziale vollständig einhält, verbunden mit einem deutlichen Ausbau der Wärmenetze (ambitioniertes Szenario). Dem gegenüber steht ein Verlauf, der sich an der aktuellen Ausbaugeschwindigkeit orientiert und einzelne Potenziale möglicherweise überreizt werden (moderates Szenario).

Zum anderen werden zwei Entwicklungspfade mit dem Fokus auf die Gasversorgung verglichen. Da hierbei besonders viele Unsicherheiten hinsichtlich der künftigen Rolle des Energieträgers bestehen, wird ein Szenario mit weitgehender Reduzierung des Gasverbrauchs einem Szenario gegenübergestellt, das weiterhin stark auf Gas setzt.

Anhand der Variation von verschiedenen Parametern können unterschiedliche Szenarien entwickelt werden. Hauptparameter sind u.a. die Sanierungsrate von Wohngebäuden, der Fernwärmenetzausbau, der Nahwärmenetzneubau, der Ausbau der Energieträger Biomasse, Solarthermie und Grüne Gase sowie die Entwicklung der Energieträger für die Prozesswärme.

Bei allen betrachteten Szenarien handelt es sich um Prognosen, die aufgrund verschiedener Einflussfaktoren – wie Kostenentwicklungen, politischen Rahmenbedingungen sowie privaten und wirtschaftlichen Entscheidungen – von der tatsächlichen Entwicklung abweichen können. Im Rahmen zukünftiger Fortschreibungen der kommunalen Wärmeplanung sind diese Annahmen daher zu überprüfen.

11.4. Szenario „ambitioniert“

Für das erste Szenario „ambitioniert“ gelten folgende Rahmenbedingungen:

1. Deutlicher Ausbau des Fernwärmenetz (Umsetzung mehrerer Maßnahmen)
2. Ambitionierter Neubau von drei Inselnetzen (Fronberg, Büchelkühn und Kreith)
3. Sanierungsquote im Wohngebäudebestand von 2 %
4. Einhaltung aller lokalen Potenziale (insbesondere Biomasse)
5. Hoher Elektrifizierungsgrad in der Prozesswärme

In diesem Szenario werden sämtliche im Rahmen der Wärmeplanung identifizierten Maßnahmen zur Leistungssteigerung des Fernwärmenetzes umgesetzt. Die drei geeigneten Gebiete für Inselnetze werden – unter Berücksichtigung realistischer Anschlussquoten – aufgebaut. Es wird eine ambitionierte Sanierungsquote von 2 % unterstellt, die deutlich über dem heutigen Wert liegt und mit den aktuellen politischen Zielsetzungen übereinstimmt ist [97]. Alle in der Potenzialanalyse ausgewiesenen lokalen Ressourcen, insbesondere Energieholz und Biogas, werden eingehalten. Für die Prozesswärme wird ein hoher Elektrifizierungsgrad angenommen, der den Rückmeldungen aus der Industrie (Fragebögen) entspricht.

Dieses Szenario beschreibt einen Entwicklungspfad, der sowohl die Einhaltung der verfügbaren Potenziale als auch eine hohe Energieautarkie in den Mittelpunkt stellt. Gleichzeitig wird ein zügiger Ausbau erneuerbarer Energien sowie der Fern- und Nahwärmeinfrastrukturen angenommen.

11.4.1. Wärmeverbrauch und Energieträgerverteilung bis 2040

Im Folgenden wird der Wärmeverbrauch aufgeteilt nach Energieträgern und Verbrauchergruppen bis zum Zieljahr 2040 aufgezeigt.

Wohnen & Kleinverbraucher

In Abbildung 118 ist die Entwicklung der Wärmeerzeugung der Verbrauchergruppe Wohnen & Kleinverbraucher zu sehen. Die sinkenden Energieverbräuche sind anhand der Größe der Kreise verdeutlicht. Es wird von einer Sanierungsrate von 2 % ausgegangen.

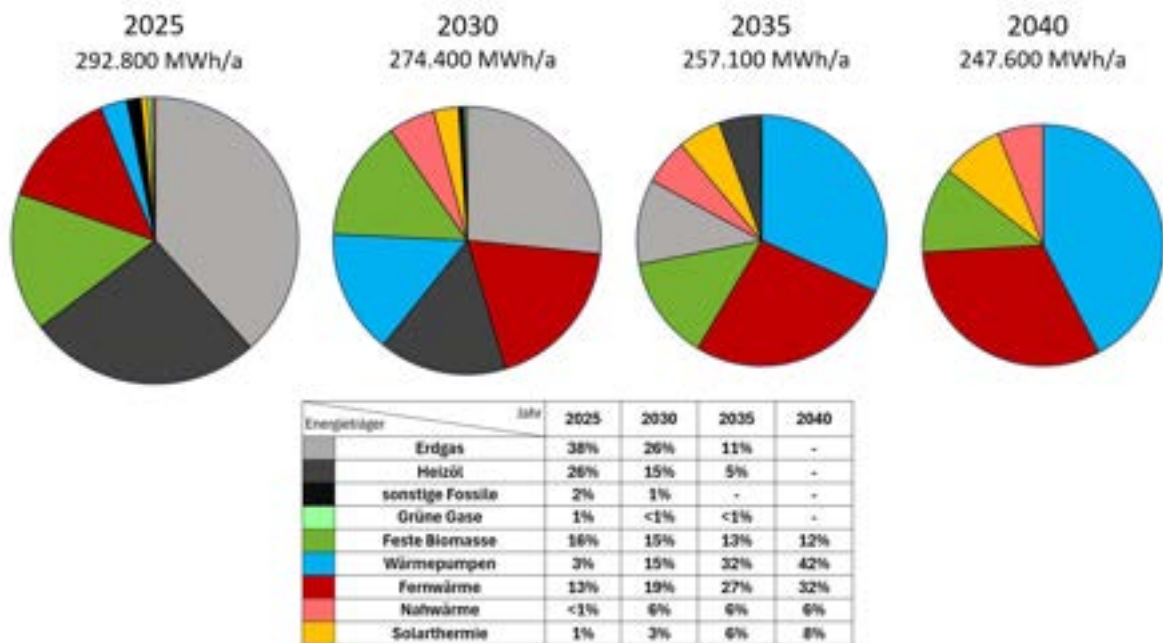


Abbildung 118: Szenario ambitioniert: Energieträgerverteilung Wohnen & Kleinverbraucher

Erdgas und Heizöl werden bis zum Jahr 2040 schrittweise aus dem Energiemix verdrängt. In den ersten Jahren ist lediglich ein leichter Rückgang zu erwarten, zurückzuführen auf altersbedingte Heizungsmodernisierungen. Sonstige fossile Energieträger, insbesondere Kohle, verschwinden voraussichtlich bereits bis 2030 nahezu vollständig. Ab 2029 ist ein deutlicher Rückgang fossiler Energien zu erwarten. Dies ist auf die dann wirksam werdende 65 %-Regelung des Gebäudeenergiegesetzes, steigende CO₂-Preise sowie den fortschreitenden Ausbau von Fern- und Nahwärmenetzen zurückzuführen.

Fernwärme entwickelt sich bis zum Zieljahr 2040 zu einem noch wichtigeren Bestandteil der Wärmeversorgung mit einem Anteil von rund 32 %. Grundlage hierfür ist ein starker Ausbau sowie eine umfangreiche Netzverdichtung des bestehenden Fernwärmenetzes. Die Erschließung der Fokusgebiete Büchelkühn und Fronberg sowie des Wärmenetzprüfgebietes Kreith mit einem Inselnetz lassen den Anteil an Nahwärme an der Wärmeversorgung der Verbrauchergruppe Wohnen & Kleinverbraucher steigen. Im ambitionierten Szenario wird von einer zeitigen Realisierung dieser Inselnetze bis 2030 ausgegangen. Die detaillierten Betrachtungen der Fern- und Nahwärme dieses Szenarios sind im Kapitel 11.4.3 beschrieben.

Biomasse wird nur im Rahmen des lokal verfügbaren Potenzials genutzt. Entsprechend sinkt der Anteil am Energiemix bis 2040 stetig von aktuell 16 % auf 12 %. Der aktuelle Anteil an Grünen Gasen (hier ausschließlich Biomethan) an der Wärmeversorgung der Verbrauchergruppe Wohnen & Kleinverbraucher wird aufgrund der bilanziellen Betrachtungsweise des Biomethanbezugs am deutschlandweiten Anteil von Biomethan am Gasverbrauch abgeschätzt (siehe Kapitel 4.4.4). Aufgrund der Unklarheiten bezüglich des Preises von Biomethan sowie der fehlenden Zusage zu einer sicheren Verfügbarkeit von Biomethan durch den Gasnetzbetreiber und der in Schwandorf existierenden Biomethaneinspeiseanlage (siehe Kapitel 11.12), wird in diesem Szenario das lokale Potenzial an Biomethan der Industrie (v.a. für Prozesswärme) gutgeschrieben. Somit sinkt der Anteil an Grünen Gasen auf 0 %.

Der Zubau an Solarthermie wird anhand des ausgewiesenen Potenzials begrenzt. Es wird optimistisch eine Ausschöpfung des realisierbaren Potenzials angenommen. Dafür wird das Potenzial um einen Faktor (0,72) reduziert, um Gebäude mit unzureichender Statik sowie denkmalgeschützte Gebäude miteinzubeziehen. Dennoch steigt der Anteil von Solarthermie am Energiemix von aktuell 1 % auf 8 % bis zum Jahr 2040.

Der verbleibende Wärmebedarf wird strombasiert gedeckt. Zum Einsatz kommen Wärmepumpen mit den Quellen Luft, Geothermie oder Wasser sowie Direktstromheizungen. Diese Technologien erreichen zusammen einen Anteil von etwa 42 % am Wärmeverbrauch von Wohnen & Kleingewerbe im Zieljahr 2040.

Industrie & Großgewerbe

Bei der Verbrauchergruppe Industrie & Großgewerbe muss zwischen Raumwärme und Warmwasser sowie Prozesswärme unterschieden werden. Dabei stellt Prozesswärme den Großteil des Wärmebedarfs dar.

In Abbildung 119 ist die Entwicklung der Raumwärme und des Warmwassers abgebildet.

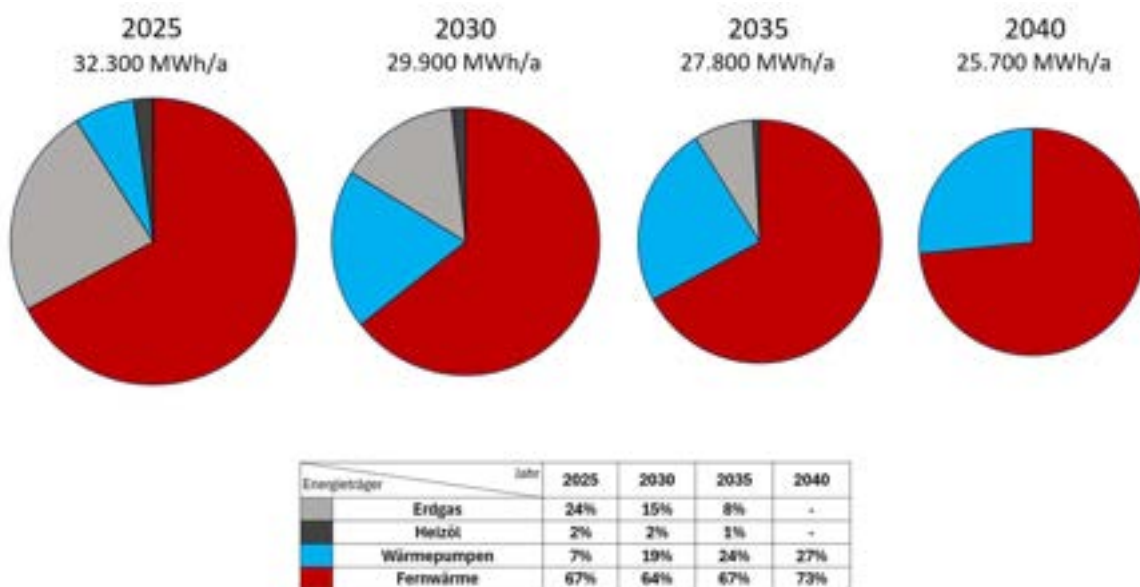


Abbildung 119: Szenario ambitioniert: Energieträgerverteilung Industrie & Großgewerbe (Raumwärme und Warmwasser)

Der Anteil an fossilen Energieträgern (hier Erdgas und Heizöl) nimmt kontinuierlich ab. Im Zieljahr 2040 sind keine fossilen Energieträger mehr im Energiemix vorhanden. Der Anteil an Fernwärme nimmt leicht zu. Die restlichen Gebäude der Industrie & Großgewerbes sollen künftig durch Wärmepumpensysteme beheizt werden, da das gesamte Potenzial der Biomasse der Verbrauchergruppe Wohnen & Kleinverbraucher zugeschrieben wird. Die detaillierten Betrachtungen der Fern- und Nahwärme dieses Szenarios sind im Kapitel 11.4.3 beschrieben.

Abbildung 120 zeigt die Entwicklung des Prozesswärmebedarfs der Industrie auf. Dieser hat einen weitaus größeren Anteil (94 %) am Energiebedarf der Industrie im Vergleich zur Raumwärme und Warmwasser.

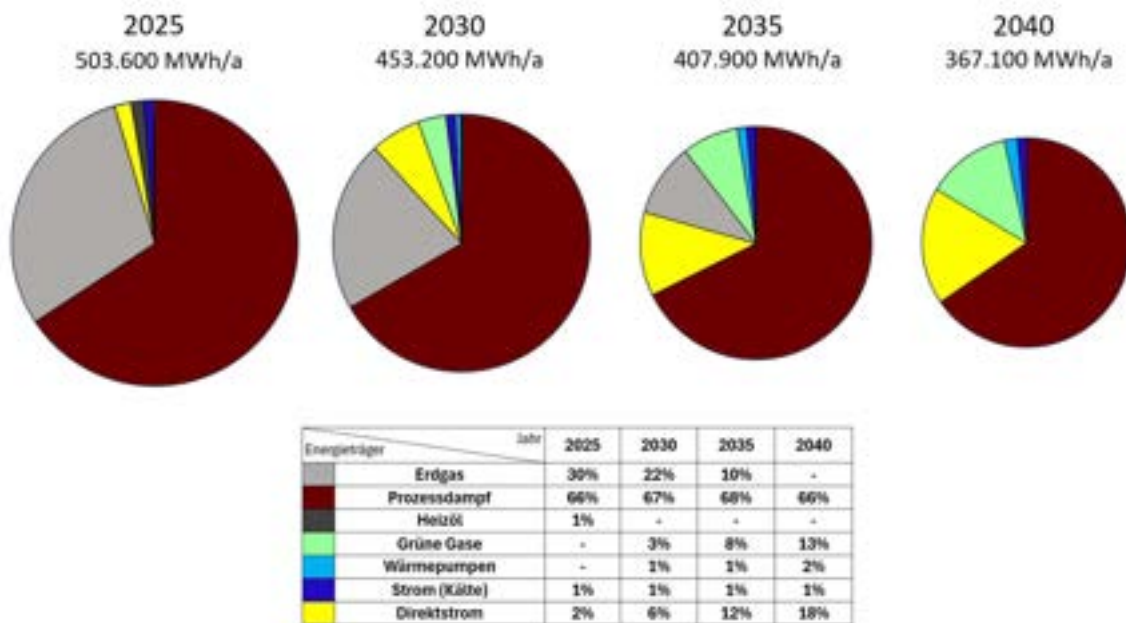


Abbildung 120: Szenario ambitioniert: Energieträgerverteilung Industrie & Großgewerbe (Prozesswärme)

Prozessdampf aus dem Müllheizkraftwerk stellt bis 2040 den überwiegenden Anteil am Energiemix der Prozesswärme dar. Der relative Anteil bleibt annähernd konstant und schwankt lediglich leicht. Der absolute Wert des Prozessdampfbedarfs sinkt aufgrund der Optimierung der Prozesse.

Erdgas deckt derzeit rund 30 % des Energiebedarfs und spielt damit noch eine zentrale Rolle. Für die Zukunft wird jedoch von einer schrittweisen Ablösung durch Grüne Gase sowie einer verstärkten Elektrifizierung der Prozesswärme ausgegangen. Das zukünftige Verhältnis zwischen Grünen Gasen und Direktstrom bis 2040 wird auf Basis der Rückmeldungen aus den Fragebögen abgeschätzt. Unter der Annahme, dass die entsprechenden Prozesse elektrifizierbar sind, werden 75 % des Prozesswärmebedarfs dem Energieträger Direktstrom zugeordnet – dies bildet ein ambitioniertes Elektrifizierungsszenario ab. Rund 10 % dieser elektrifizierten Prozesse können voraussichtlich über Wärmepumpentechnologie abgedeckt werden. Deren Anteil bleibt bewusst niedrig, da viele industrielle Anwendungen weiterhin sehr hohe Temperaturen benötigen.

Der verbleibende Bedarf wird durch Grüne Gase gedeckt. Welche Prozesse künftig mit welchem Energieträger effizienter betrieben werden können, ist stark verfahrensabhängig und muss individuell bewertet werden. Die getroffenen Annahmen stellen daher bewusst grobe Schätzwerte dar.

Es wird ein konstanter industrieller Kältebedarf angenommen.

Öffentliche Einrichtungen

Die Entwicklung der Energieträgerverteilung der Öffentlichen Einrichtungen bis zum Zieljahr 2040 ist in Abbildung 121 dargestellt.

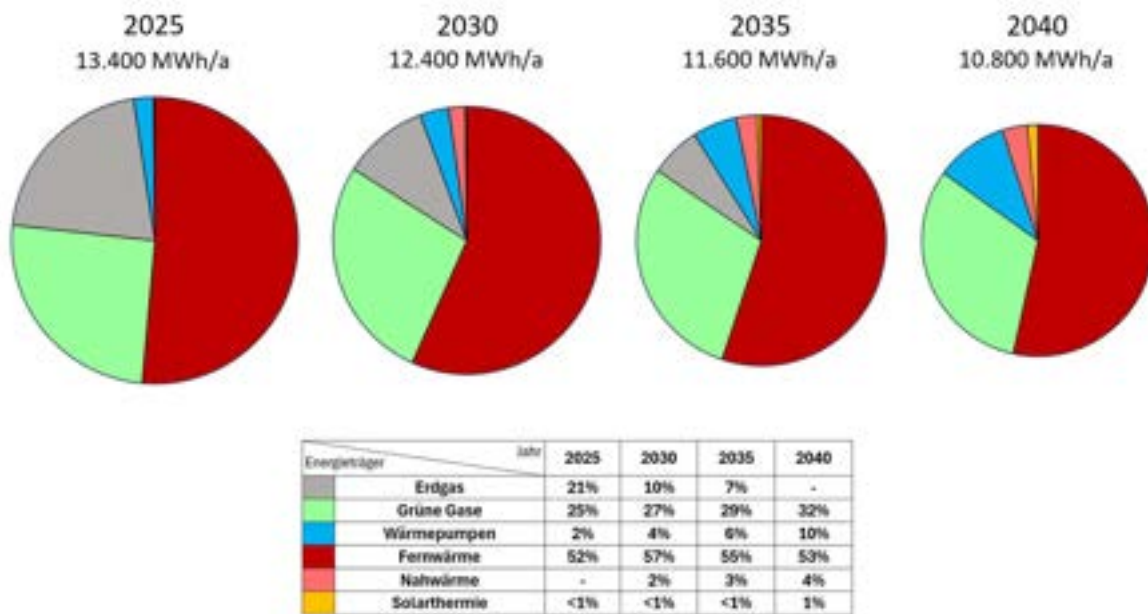


Abbildung 121: Szenario ambitioniert: Energieträgerverteilung Öffentliche Einrichtungen

Auch im Bereich der öffentlichen Einrichtungen stellt Erdgas derzeit einen großen Teil der Wärmeversorgungs-technologie dar. Dieser Anteil wird bis zum Jahr 2040 schrittweise auf null zurückgehen. In diesem Szenario wird Erdgas nicht durch Grüne Gase substituiert. Lediglich das Klärgas stellt den Anteil der Grünen Gase dar. Der absolute Klärgasverbrauch bleibt bis zum Zieljahr konstant. Aufgrund des sinkenden Raumwärmebedarfs steigt der relative Anteil des Klärgases am Energiemix.

Bereits heute hat Fernwärme einen Anteil von rund 52 % am Wärmeverbrauch kommunaler Liegenschaften. Da ein Großteil der kommunalen Liegenschaften bereits an das Fernwärmenetz angeschlossen sind, wird von einem geringen Ausbau ausgegangen. Zudem liegen einige Liegenschaften nicht im Fernwärmenetzgebiet. Daher steigt der Anteil der Fernwärme am Energiemix bis 2030. Aufgrund von Sanierung und dem konstanten Klärgasverbrauch sinkt der prozentuale Anteil der Fernwärme in den darauffolgenden Jahren leicht. Im Zuge der Realisierung des Inselnetzes Fronberg werden auch kommunale Liegenschaften an das Nahwärmenetz angebunden. Die detaillierten Betrachtungen der Fern- und Nahwärme dieses Szenarios sind im Kapitel 11.4.3 beschrieben.

Für Solarthermie wird ein sehr geringer Zubau angenommen. Die restlichen Gebäude im kommunalen Bestand sollen künftig durch Wärmepumpensysteme beheizt werden, da das gesamte Potenzial der Biomasse der Verbrauchergruppe Wohnen & Kleinverbraucher zugeschrieben wird.

11.4.2. Energie- und Treibhausgasbilanz bis 2040

Für die Treibhausgasbilanz werden je Verbrauchergruppe die erzeugten Wärmemengen jedes Energieträgers mit den entsprechenden CO₂-Äquivalenten multipliziert und addiert. Dabei ist zu beachten, dass sich die Emissionen des Stroms sowie der Fern- und Nahwärme über den Betrachtungszeitraum verändern. Durch die Dekarbonisierung der Stromerzeugung sinken die vom Strommix verursachten Emissionen bis 2040 auf weniger als ein Zehntel des heutigen Wertes. Dies beeinflusst auch die Nahwärmeerzeugung durch den für die Wärmepumpen

benötigten Strom. Synthetisches Methan und Wasserstoff, enthalten in der Kategorie Grüne Gase, haben, auch wenn sie mittels Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt werden, höhere Treibhausgasemissionen als der Strommix, da ein entsprechender Energieeinsatz für die Gewinnung erforderlich ist und Umwandlungsverluste eintreten. Es ist zu beachten, dass jeder eingesetzte Energieträger aufgrund grauer Emissionen auch 2040 noch nicht vollständig treibhausgasneutral ist.

In Abbildung 122 ist die Entwicklung der Treibhausgasbilanz aus dem beschriebenen Szenario ambitioniert dargestellt. Dabei wird deutlich, dass zum heutigen Zeitpunkt die Bereiche Prozesswärme sowie Wohnen & Kleinverbraucher aufgrund der hohen erzeugten Wärmemengen die meisten Emissionen verursachen. Entsprechend bringen diese Verbrauchergruppen die größte absolute Reduktion an Emissionen mit sich.

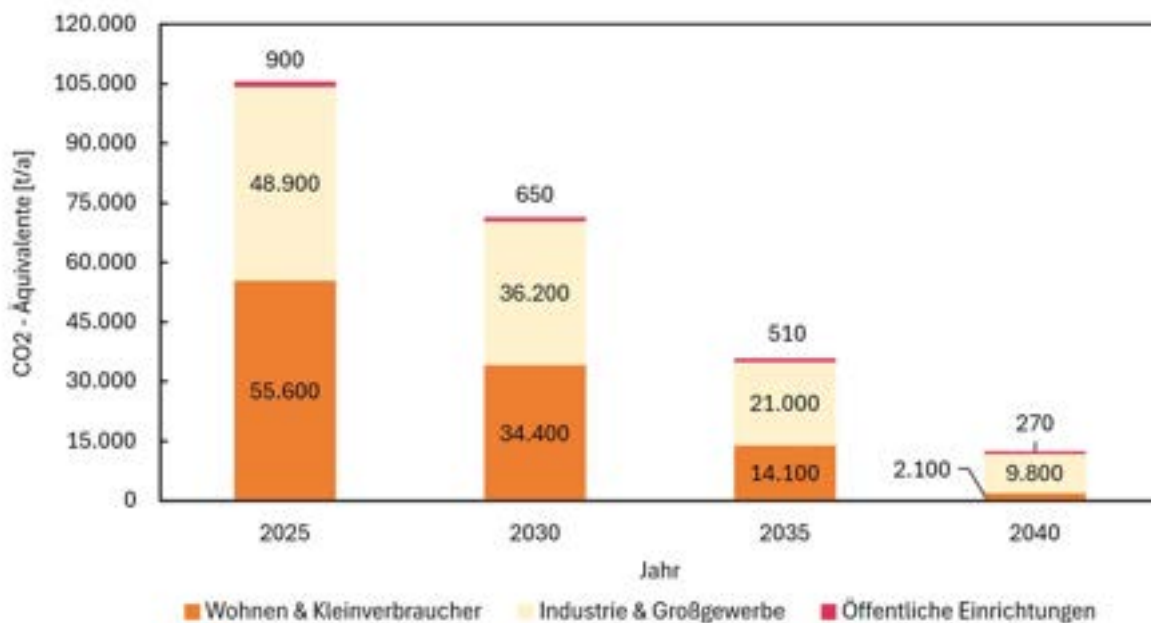


Abbildung 122: Szenario ambitioniert: Treibhausgasbilanz Sektor Wärme der Verbrauchergruppen

Abbildung 123 zeigt die Energieträgerverteilung für Heiz- und Prozesswärme aller Verbrauchergruppen für das Jahr 2040 auf. Für dezentrale Gebiete werden Wärmepumpen in Zukunft die größte Rolle im Sektor Wärme darstellen. Dies stimmt mit dem Ziel der Sektorenkopplung überein. Aber auch in Wärmenetzen oder der Industrie sind Wärmepumpen eine Möglichkeit der Wärmebereitstellung. Da die Prozesswärme weiterhin den Großteil der benötigten Energie einnimmt, wird weiterhin eine hohe Menge an Prozessdampf sowie Grünen Gasen und Direktstrom benötigt. Die Fern- und Nahwärme wird umfangreich ausgebaut. Dies stimmt unter anderem mit den Zielen der Bundesregierung überein. Die restliche Wärmemenge wird durch feste Biomasse und Solarthermie bereitgestellt.

Dieses Szenario stimmt mit dem Ziel der Wärmewende überein. Alle Energiequellen können regenerativ betrieben werden. Insgesamt fallen in diesem Szenario 2040 noch 12.170 t CO₂-Äquivalente an Emissionen an. Das sind 88 % weniger im Vergleich zur aktuellen Situation. Im Anhang sind die laut Wärmeplanungsgesetz anzugebenden Indikatoren der Wärmeversorgung für das Jahr 2040 angegeben.

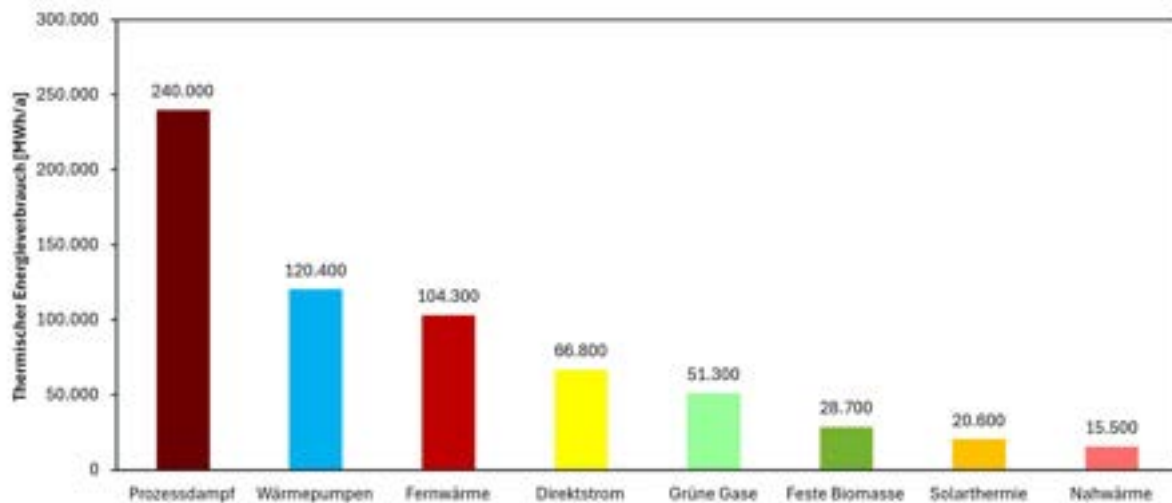


Abbildung 123: Szenario ambitioniert: Energieträgerverteilung Heiz- und Prozesswärme alle Verbrauchergruppen im Jahr 2040

11.4.3. Entwicklung Fern- und Nahwärme

Die Entwicklung der Fern- und Nahwärme im ambitionierten Szenario ist in Abbildung 124 und Abbildung 125 bis zum Zieljahr 2040 dargestellt. Hierbei werden die Pläne und Anmerkungen des Fernwärmenetzbetreibers und weiterer potenzieller Netzbetreiber, welche im Zuge der kommunalen Wärmeplanung erarbeitet wurden, berücksichtigt. In diesem Kapitel geht es um die Szenarientwicklung mit dem Fokus auf Energiemengen. Weitere z.B. strategische Aspekte für die Fernwärme werden in Kapitel 11.11 diskutiert. Die Errichtung von Nahwärmenetzen (in Abgrenzung zur Fernwärme auch Inselnetze genannt) basiert überwiegend auf den Ergebnissen der Wärmeversorgungsgebietsbetrachtung (siehe Kapitel 0).

Fernwärme:

Für die Fernwärme werden folgende Maßnahmen angenommen. Anhand der exemplarischen benötigten Leistung (11 kW) sowie eines typischen Wärmeverbrauches (20 MWh/a) eines Einfamilienhauses werden die potenziellen Leistungserweiterungen in eine Wärmemenge umgerechnet.

1. Weiterbetrieb Redundanz-Gaskessel: 6+2 MW (ca. 14.600 MWh/a)
2. Freiwerdende Kapazitäten durch Sanierung Abnehmer: 1,8 MW (ca. 3.300 MWh/a)
3. Integration Großwärmespeicher: 6 MW (10.900 MWh/a)
4. Erweiterung Auskoppelleistung Müllheizkraftwerk: 4 MW (ca. 7.300 MWh/a)

Die im Zuge des Triphönix-Projekts installierten Redundanz-Gaskessel bleiben auch nach Abschluss des Umbaus des Müllheizkraftwerks in Betrieb. Zu Beginn erfolgt ihre Nutzung weiterhin mit Erdgas, perspektivisch jedoch mit einer schrittweisen Umstellung auf Grüne Gase. Obwohl die technische Leistungserweiterung selbst auf einen Schlag erfolgt, wird ein schrittweiser Ausbau der angeschlossenen Abnehmer angenommen.

Aufgrund von Sanierung und sinkenden Wärmebedarf in Folge steigender Außentemperaturen wurde im Zuge der Potenzialanalyse (siehe Kapitel 4.3.3) eine Einsparung von ca. 1,8 MW errechnet. Dieses freiwerdende Potenzial kann für den Anschluss weiterer Abnehmer genutzt werden. Es wird von einer kontinuierlichen Sanierung ausgegangen.

Auch die Integration eines Großspeichers wurde in der Potenzialanalyse untersucht. Hierbei wurde ein Potenzial von ca. 6 MW ausgewiesen. Der Wärmespeicher kann zur Reduzierung der Spitzenlast beitragen und somit zur Erweiterung des Fernwärmenetzes. Es wird von einer Integration des Großwärmespeichers zwischen den Jahren 2030-2035 ausgegangen.

Im Zuge des Energiegipfels (siehe Kapitel 11.15) wurde eine Erhöhung der Auskoppelleistung des Müllheizkraftwerkes in das Fernwärmenetz diskutiert. Solche Erweiterungen wurden in der Vergangenheit bereits durchgeführt. Die betreffenden Akteure (ZMS und SWFS) werden dies in vertieften Gesprächen in naher Zukunft abwägen. Im Zuge des ambitionierten Zielszenarios wird eine Erhöhung der Auskoppelleistung von 36 MW auf 40 MW angenommen. Dieser Wert ist nur für dieses Szenario exemplarisch gewählt worden. Welche Erhöhung seitens des Müllheizkraftwerkes realisierbar wäre, muss noch untersucht werden. Es wird von einer Erhöhung der Auskoppelleistung ab dem Jahr 2035 ausgegangen.

Unter Annahme dieser Maßnahmen erhöht sich die abgesetzte Energiemenge des Fernwärmenetzes von aktuell 68.200 MWh/a auf ca. 104.300 MWh/a bis zum Jahr 2040. Die Zunahme ist dabei, aufgrund der Vielzahl an Maßnahmen und einer Begrenzung an neuen Anschlüssen pro Jahr, kontinuierlich steigend. Prozessdampf stellt auch in Zukunft den Großteil der Energie für das Wärmenetz bereit. Lediglich die Redundanz-Gaskessel werden mit Erdgas bzw. Grünen Gasen betrieben.

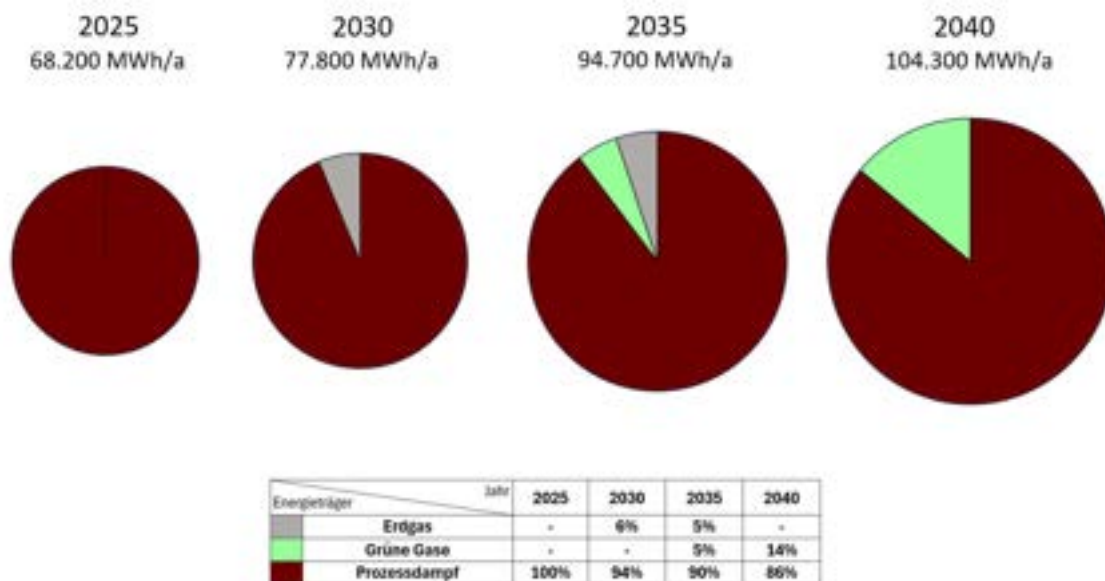


Abbildung 124: Szenario ambitioniert: Energieträgerverteilung Fernwärme

Nahwärme:

Für die Entwicklung der Nahwärme (separate Inselnetze) werden folgende Maßnahmen angenommen. Hierbei sind die Ergebnisse der Wärmeversorgungsgebiete sowie der Fokusgebiete von Bedeutung.

1. Gleichbleibender Bedarf aktuelle Nahwärmenetze
2. Realisierung Inselnetz Büchelkühn
3. Realisierung Inselnetz Fronberg
4. Realisierung Inselnetz Kreith

Nach Rücksprache mit den Wärmenetzbetreibern der aktuell in Betrieb befindlichen Nahwärmenetzen wird kein Aus- oder Rückbau dieser Netze angenommen. Es wurde mitgeteilt, dass für die Wärmenetze in Haselbach und Lindenlohe keine weiteren Kapazitäten vorhanden sind. Der Weiterbetrieb der Biogasanlage in der Bellstraße ist noch ungewiss. Diese speist aktuell die Kläranlage, jedoch mit sehr geringen Mengen. Daher hat die mögliche Stilllegung keinen großen Einfluss auf das Szenario.

Es wird angenommen, dass ein Inselnetz in Büchelkühn bis zum Jahr 2030 errichtet wird. Die Ergebnisse der Fokusgebietsbetrachtung des Ortsteils Büchelkühn (siehe Kapitel 8) werden mit einer Anschlussquote von 80 % versehen. Die Wärmequelle stellt hierbei fast ausschließlich das geklärte Abwasser dar. Zudem werden die Ergebnisse des Fokusgebietes Fronberg (siehe Kapitel 9) in Form der zweiten betrachteten Variante, aufgrund der möglichen Einbindung der PV-Freifläche, angenommen.

Für das mögliche Inselnetz Kreith wird für das gesamte Gebiet eine Anschlussquote von 60 % verwendet sowie die Sanierung mitbetrachtet. Der Energieträger ist hierbei Hackschnitzel.

Im ambitionierten Szenario wird angenommen, dass die drei Inselnetze zeitnah umgesetzt werden. In der Praxis kann dies jedoch herausfordernd sein, insbesondere wenn alle Netze von einem einzigen Betreiber realisiert und betrieben werden sollen. Ein Rückgang des Wärmebedarfs der Abnehmer aufgrund von Sanierung kann ggf. freie Kapazitäten für weitere Abnehmer schaffen.

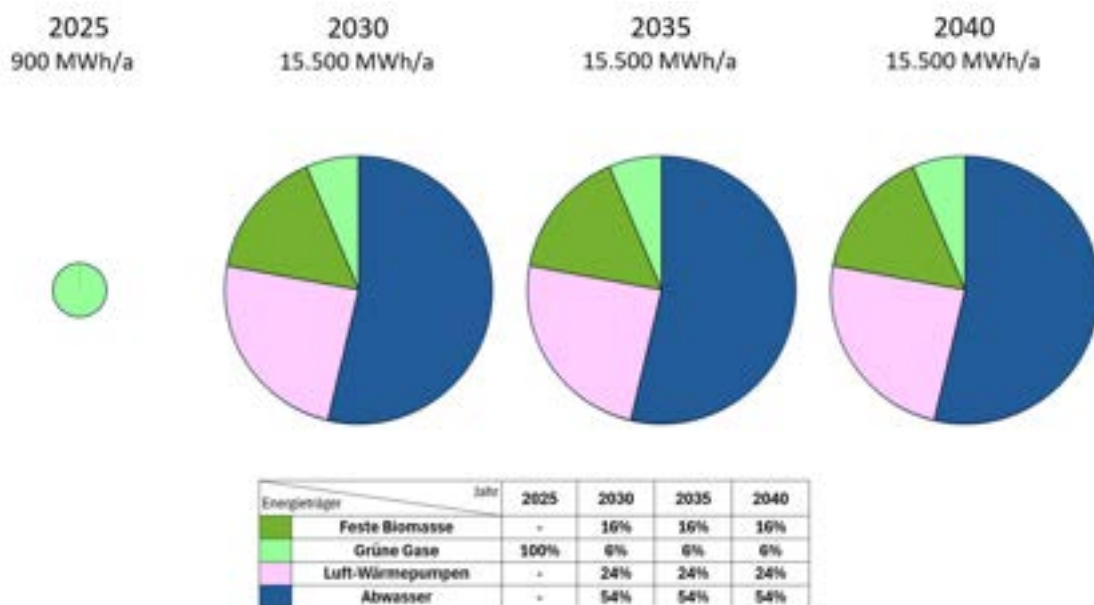


Abbildung 125: Szenario ambitioniert: Energieträgerverteilung Nahwärme

11.4.4. Gegenüberstellung Zielszenario und Potenzialanalyse

Um darzustellen, welche Energieträger im Jahr 2040 weiterhin nach Schwandorf importiert werden müssen, vergleicht Tabelle 61 den prognostizierten Verbrauch im Jahr 2040 mit dem jeweils verfügbaren lokalen Potenzial. Anders als in der vorhergehenden Potenzialanalyse wird hier das gesamte Potenzial herangezogen, nicht das noch ungenutzte ("übrige") Potenzial. Zusätzlich wird der Deckungsanteil berechnet – also das Verhältnis von Verbrauch zu

lokalem Potenzial. Werte über 100 % weisen darauf hin, dass der Energiebedarf die lokal verfügbaren Potenziale übersteigt und somit Importe erforderlich sind. Da heute nicht mit Sicherheit gesagt werden kann, welche Energieträger 2040 tatsächlich zum Einsatz kommen, dient diese Gegenüberstellung vor allem als Orientierungshilfe. Sie soll verdeutlichen, welche lokalen Potenziale in welcher Größenordnung zur Verfügung stehen und wo strukturelle Engpässe und Abhängigkeiten entstehen könnten.

Tabelle 61: Szenario ambitioniert: Gegenüberstellung Verbrauch 2040 und lokales Potenzial

Energieträger	Verbrauch 2040 [MWh/a]	Potenzial [MWh/a]	Anteil [%]
Grüne Gase (ohne Verstromung)	66.900	90.100	74
Grüne Gase Inkl. Power-to-X (H ₂)	66.900	285.100	23
Feste Biomasse	31.100	38.200	81
Umweltwärme	124.100	545.900	23
Solarthermie	20.600	211.700	10
Industrielle Abwärme und Abwasser	8.300	350.200	2
Strom (Prozesswärme)	66.800	705.500	9
Strom (Raumwärme)	44.000	705.500	6

Im ambitionierten Szenario wird darauf geachtet, sämtliche Potenziale einzuhalten. Die meisten Potenziale (außer Biomasse) werden lediglich zu maximal 25 % ausgeschöpft. Gründe dafür sind zum einen die breite Verfügbarkeit insbesondere von Umweltwärme, Abwärme und Strom, zum anderen die Präsenz des Müllheizkraftwerks, das unvermeidbare Abwärme in erheblichem Umfang bereitstellt. Das Potenzial Grüner Gase wird ohne die derzeitige Stromerzeugung aus Biogasanlagen bewertet. Einerseits ließe sich hier eine sinnvolle Kopplung mit der Wärmebereitstellung realisieren; andererseits ist der Weiterbetrieb vieler Anlagen bis 2040 nicht gesichert. Würde man die aktuelle Verstromung in die Betrachtung einbeziehen, würde das Potenzial an Grünen Gasen rechnerisch überstrapaziert.

Es sei betont, dass es sich hierbei um eine bilanzielle Betrachtung handelt. Aspekte wie zeitliche Verfügbarkeit und tatsächliche Nutzbarkeit der Energiequellen bleiben unberücksichtigt (außer im Falle der Fokusgebiete) und müssen vor allem bei der strombasierten Wärmeversorgung bei einer realen Auslegung betrachtet werden.

Um die Abhängigkeit von externen Energiequellen zu reduzieren und lokale Potenziale effizienter zu nutzen, bietet sich eine Zwischenspeicherung überschüssigen Stroms an. Dieser könnte zu Zeiten geringer Erzeugung wieder zur Verfügung gestellt oder alternativ in Grüne Gase umgewandelt werden, die insbesondere für den Einsatz in der Prozesswärme dienen. Mit Blick auf den hohen Biomasseinsatz im Wärmenetz empfiehlt sich zudem eine strategische Entlastung durch strombasierte Wärmeerzeugung, insbesondere in den Sommermonaten und den Übergangszeiten. So könnte der Einsatz von Hackschnitzeln gezielt auf Spitzenlasten und kalte Wintertage konzentriert werden, um eine nachhaltigere und ressourcenschonendere Betriebsweise zu ermöglichen.

11.5. Szenario „moderat“

Für das zweite Szenario „moderat“ gelten folgende Rahmenbedingungen:

1. Moderater Ausbau des Fernwärmenetzes (Umsetzung einzelner Maßnahmen)
2. Neubau von einem Inselnetz (Fronberg)
3. Sanierungsquote im Wohngebäudebestand von 1 %
4. Ggf. Überschreitung einzelner lokaler Potenziale (insbesondere Biomasse)
5. Niedriger Elektrifizierungsgrad in der Prozesswärme

Dieses Szenario beschreibt einen Entwicklungspfad, welcher an die Trends der letzten Jahre der Energieversorgung angelehnt ist. Dennoch wird an dem Ziel einer klimaneutralen Wärmeversorgung bis 2040 festgehalten. Der Wärmenetzausbau geht langsamer als im Szenario „ambitioniert“ voran. Eine Übersteigerung der lokalen Potenziale wird in diesem Szenario akzeptiert, was zu bestehenden Abhängigkeiten von Rohstoffimporten führen kann.

11.5.1. Wärmeverbrauch und Energieträgerverteilung bis 2040

Im Folgenden wird der Wärmeverbrauch aufgeteilt nach Energieträger und Verbrauchergruppen bis zum Zieljahr 2040 aufgezeigt.

Wohnen & Kleinverbraucher

In Abbildung 126 ist die Entwicklung der Wärmeerzeugung der Verbrauchergruppe Wohnen & Kleinverbraucher zu sehen. Die sinkenden Energieverbräuche sind anhand der Größe der Kreise verdeutlicht. Es wird von einer Sanierungsrate von 1 % ausgegangen.

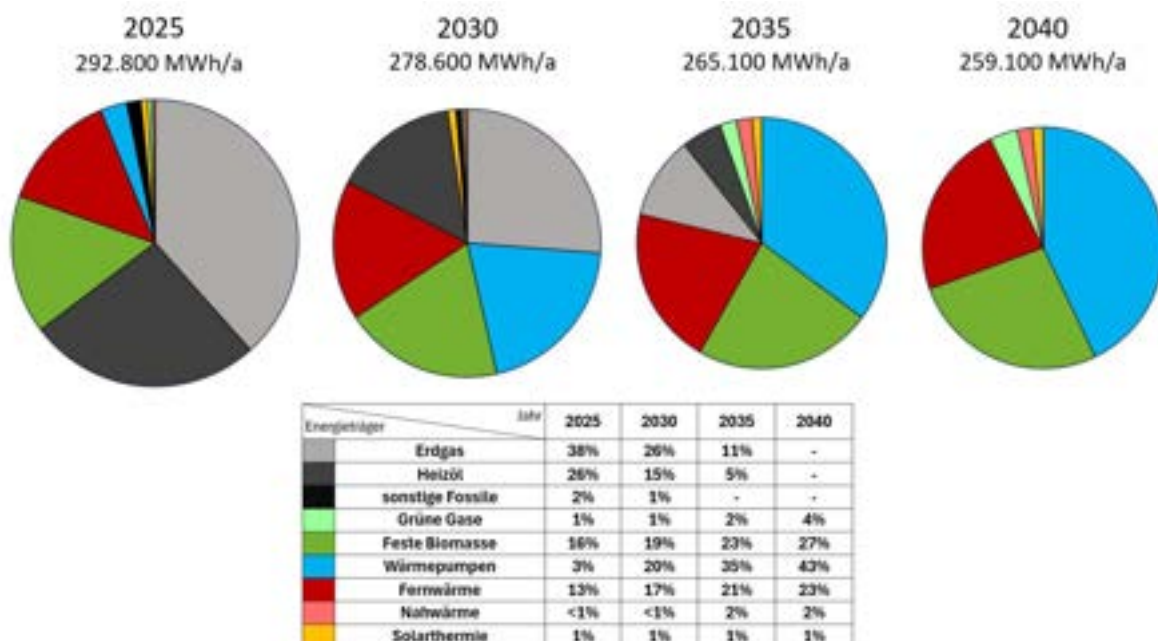


Abbildung 126: Szenario moderat: Energieträgerverteilung Wohnen & Kleinverbraucher

Erdgas und Heizöl werden bis zum Jahr 2040 schrittweise aus dem Energiemix verdrängt. In den ersten Jahren ist lediglich ein leichter Rückgang zu erwarten, zurückzuführen auf altersbedingte Heizungsmodernisierungen. Sonstige fossile Energieträger, insbesondere Kohle,

verschwinden voraussichtlich bereits bis 2030 nahezu vollständig. Ab 2029 ist ein deutlicher Rückgang fossiler Energien zu erwarten. Dies ist auf die dann wirksam werdende 65 %-Regelung des Gebäudeenergiegesetzes, steigende CO₂-Preise sowie den fortschreitenden Ausbau von Fern- und Nahwärmenetzen zurückzuführen.

Der Anteil der Fernwärme vergrößert sich bis zum Zieljahr 2040 auf 23 %. Dies sind 10 % weniger als im ambitionierten Szenario. Grundlage hierfür ist ein reduzierter Ausbau sowie Netzverdichtung des bestehenden Fernwärmenetzes aufgrund geringerer Leistungserhöhung. Die Erschließung des Fokusgebietes mit einem Inselnetz lassen den Anteil an Nahwärme an der Wärmeversorgung der Verbrauchergruppe Wohnen & Kleinverbraucher leicht steigen. Im moderaten Szenario wird von einer Realisierung eines Inselnetzes bis 2035 ausgegangen. Die detaillierten Betrachtungen der Fern- und Nahwärme dieses Szenarios sind im Kapitel 11.5.3 beschrieben.

Aufgrund u.a. des geringeren Wärmenetzausbaus steigt der Anteil an fester Biomasse am Energiemix von 16 % auf 27 %. Es wird von einer relativen Steigerung von 50 % ausgegangen. Dies ist ein entscheidender Unterschied zum ambitionierten Szenario, in welchem der Anteil fester Biomasse aufgrund der Begrenzung auf das Verfügbare Potenzial sinkt. Da die Entwicklung synthetischer Gase derzeit nicht absehbar ist, erfolgt eine Abschätzung des Verbrauchs Grüner Gase auf Basis des mittleren Szenarios „mild“ der Analyse zum Biomethanbedarf gemäß Gebäudeenergiegesetz der Deutschen Energie-Agentur [98]. Daraus ergibt sich ein Anteil von rund 4 % im Jahr 2040. Es wird weiterhin davon ausgegangen, dass der Großteil der Grünen Gase durch die Industrie verbraucht wird.

Der Zubau an Solarthermie wird anhand der deutschlandweiten Ausbautzahlen von 2016 bis 2022 auf die Stadt Schwandorf heruntergerechnet [99]. Der Ausbau ist weiterhin auf das ermittelte Potenzial begrenzt. Im Jahr 2040 liegt der Anteil der Solarthermie am Gesamtwärmebedarf konstant bei etwa 1 %.

Der verbleibende Wärmebedarf wird auch in diesem Szenario strombasiert gedeckt. Zum Einsatz kommen Wärmepumpen mit den Quellen Luft, Geothermie oder Wasser sowie Direktstromheizungen. Diese Technologien erreichen zusammen einen Anteil von etwa 43 % am Wärmeverbrauch von Wohnen & Kleingewerbe im Zieljahr 2040.

Industrie & Großgewerbe

Bei der Verbrauchergruppe Industrie & Großgewerbe muss zwischen Raumwärme und Warmwasser sowie Prozesswärme unterschieden werden. Dabei stellt Prozesswärme den Großteil des Wärmebedarfs dar.

In Abbildung 127 ist die Entwicklung der Raumwärme und des Warmwassers abgebildet.

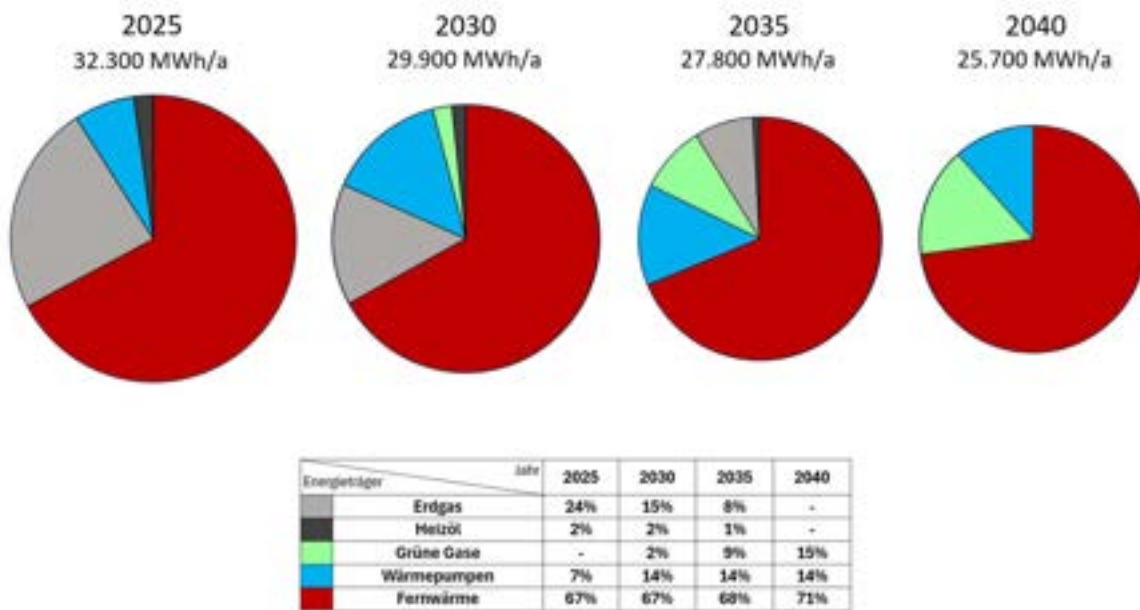


Abbildung 127: Szenario moderat: Energieträgerverteilung Industrie & Großgewerbe (Raumwärme und Warmwasser)

Der Anteil an fossilen Energieträgern (hier Erdgas und Heizöl) nimmt kontinuierlich ab. Im Zieljahr 2040 sind keine fossilen Energieträger mehr im Energiemix vorhanden. Der Anteil an Fernwärme nimmt leicht zu. In diesem Szenario wird ein Anteil an Grünen Gasen für Raumwärme und Warmwasser von bis zu 15 % angenommen. Die restlichen Gebäude der Industrie & Großgewerbes sollen künftig durch Wärmepumpensysteme beheizt werden. Die detaillierten Betrachtungen der Fern- und Nahwärme dieses Szenarios sind im Kapitel 11.5.3 beschrieben.

Abbildung 128 zeigt die Entwicklung des Prozesswärmebedarfs der Industrie auf. Dieser hat einen weitaus größeren Anteil (94 %) am Energiebedarf der Industrie im Vergleich zur Raumwärme und Warmwasser.

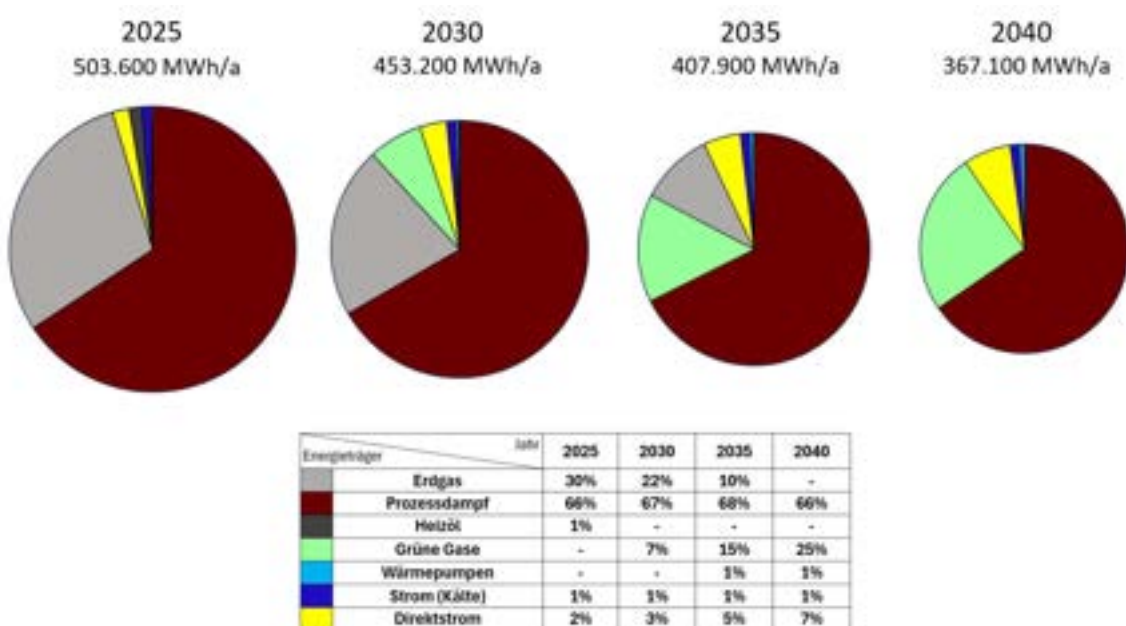


Abbildung 128: Szenario moderat: Energieträgerverteilung Industrie & Großgewerbe (Prozesswärme)

Prozessdampf aus dem Müllheizkraftwerk stellt weiterhin bis 2040 den überwiegenden Anteil am Energiemix der Prozesswärme dar. Der relative Anteil bleibt annähernd konstant und schwankt lediglich leicht. Der absolute Wert des Prozessdampfbedarfs sinkt aufgrund der Optimierung der Prozesse. Hierfür ändert sich im Vergleich zum ambitionierten Szenario nichts.

Erdgas deckt derzeit rund 30 % des Energiebedarfs und spielt damit noch eine zentrale Rolle. Für die Zukunft wird jedoch von einer schrittweisen Ablösung durch Grüne Gase sowie einer verstärkten Elektrifizierung der Prozesswärme ausgegangen. Das zukünftige Verhältnis zwischen Grünen Gasen und Direktstrom bis 2040 wird auf Basis der Rückmeldungen aus den Fragebögen abgeschätzt. Unter der Annahme, dass die entsprechenden Prozesse elektrifizierbar sind, werden 25 % des Prozesswärmebedarfs dem Energieträger Direktstrom zugeordnet – dies bildet ein zurückhaltendes Elektrifizierungsszenario ab. Rund 10 % dieser elektrifizierten Prozesse können voraussichtlich über Wärmepumpentechnologie abgedeckt werden. Deren Anteil bleibt bewusst niedrig, da viele industrielle Anwendungen weiterhin sehr hohe Temperaturen benötigen. Der verbleibende Bedarf wird durch Grüne Gase gedeckt. Deren Anteil ist in diesem Szenario mit 25 % anstatt 13 % deutlich größer als im ambitionierten Szenario.

Welche Prozesse künftig mit welchem Energieträger effizienter betrieben werden können, ist stark verfahrensabhängig und muss individuell bewertet werden. Die getroffenen Annahmen stellen daher bewusst grobe Schätzwerte dar.

Es wird ein konstanter industrieller Kältebedarf angenommen.

Öffentliche Einrichtungen

Die Entwicklung der Energieträgerverteilung der Öffentlichen Einrichtungen bis zum Zieljahr 2040 ist in Abbildung 129 dargestellt.

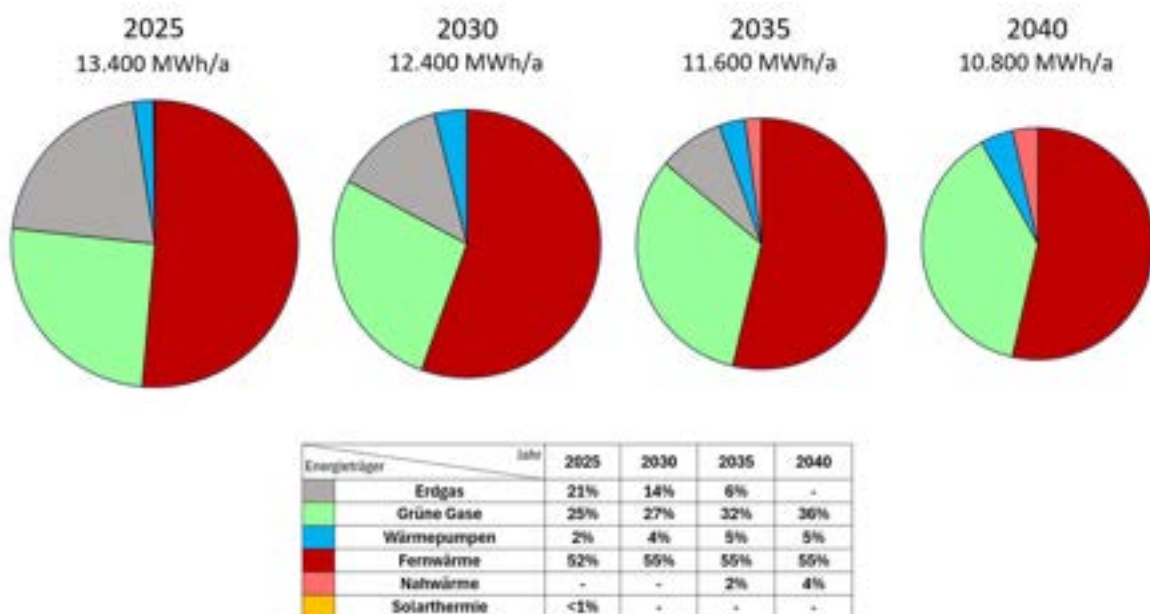


Abbildung 129: Szenario moderat: Energieträgerverteilung Öffentliche Einrichtungen

Auch im Bereich der öffentlichen Einrichtungen stellt Erdgas derzeit einen großen Teil der Wärmeversorgungsstechnologie dar. Dieser Anteil wird bis zum Jahr 2040 schrittweise auf null

zurückgehen. In diesem Szenario wird Erdgas teilweise durch Grüne Gase substituiert. Somit steigt der Anteil an Grünen Gasen im Jahr 2040 im Vergleich zum ambitionierten Szenario um 4 %. Der Klärgasverbrauch bleibt weiterhin konstant.

Bereits heute hat Fernwärme einen Anteil von rund 52 % am Wärmeverbrauch kommunaler Liegenschaften. Da ein Großteil der kommunalen Liegenschaften bereits an das Fernwärmenetz angeschlossen sind, wird von einem geringen Ausbau ausgegangen. Zudem liegen einige Liegenschaften nicht im Fernwärmenetzgebiet. Im Zuge der Realisierung des Inselnetzes Fronberg werden auch kommunale Liegenschaften an das Nahwärmenetz angebunden. Die detaillierten Betrachtungen der Fern- und Nahwärme dieses Szenarios sind im Kapitel 11.5.3 beschrieben.

Solarthermie spielt in diesem Szenario keine Rolle. Die restlichen Gebäude im kommunalen Bestand sollen künftig durch Wärmepumpensysteme beheizt werden.

11.5.2. Energie- und Treibhausgasbilanz bis 2040

In Abbildung 130 ist die Entwicklung der Treibhausgasbilanz aus dem beschriebenen Szenario moderat, in analoger Weise zu den anderen Szenarien, dargestellt. Für weitere Anmerkungen siehe Kapitel 11.4.2. Dabei wird deutlich, dass zum heutigen Zeitpunkt die Bereiche Prozesswärme sowie Wohnen & Kleinverbraucher aufgrund der hohen erzeugten Wärmemengen die meisten Emissionen verursachen. Entsprechend bringen diese Verbrauchergruppen die größte absolute Reduktion an Emissionen mit sich.

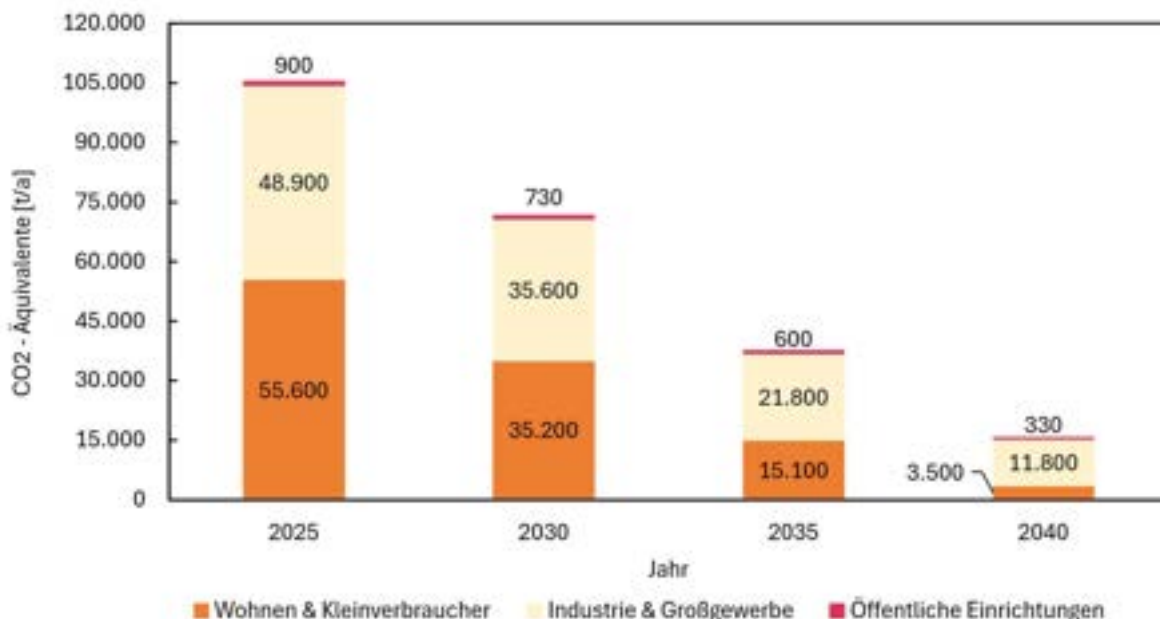


Abbildung 130: Szenario moderat: Treibhausgasbilanz Sektor Wärme der Verbrauchergruppen

Abbildung 131 zeigt die Energieträgerverteilung für Heiz- und Prozesswärme aller Verbrauchergruppen für das Jahr 2040 auf. Für dezentrale Gebiete werden Wärmepumpen in Zukunft die größte Rolle im Sektor Wärme darstellen. Dies stimmt mit dem Ziel der Sektorenkopplung überein. Aber auch in Wärmenetzen oder der Industrie sind Wärmepumpen eine Möglichkeit der Wärmebereitstellung. Da die Prozesswärme weiterhin den Großteil der benötigten Energie einnimmt, wird weiterhin eine hohe Menge an Prozessdampf sowie Grünen Gasen und

Direktstrom benötigt. In diesem Szenario spielen dabei Grüne Gase eine entschiedenere Rolle. Der Anteil an Direktstrom ist im Vergleich zum ambitionierten Szenario kleiner. Die Fern- und Nahwärme wird in geringerem Maße ausgebaut. Der absolute Verbrauch an fester Biomasse ist um knapp 60 % höher als im ambitionierten Szenario, in welchem das Potenzial an fester Biomasse eingehalten wird. Solarthermie und Nahwärme haben im Jahr 2040 lediglich einen geringen Anteil am Gesamtwärmeverbrauch.

Dieses Szenario stimmt weiterhin mit dem Ziel der Wärmewende überein. Alle Energiequellen können regenerativ betrieben werden, sind aber gegebenenfalls nicht lokal als Potenzial vorhanden. Dies schafft Abhängigkeiten von Energieimporten. Insgesamt fallen in diesem Szenario 2040 noch 15.630 t CO₂-Äquivalente an Emissionen an. Das sind 85 % weniger im Vergleich zur aktuellen Situation. Im Anhang sind die laut Wärmeplanungsgesetz anzugebenden Indikatoren der Wärmeversorgung für das Jahr 2040 angegeben.

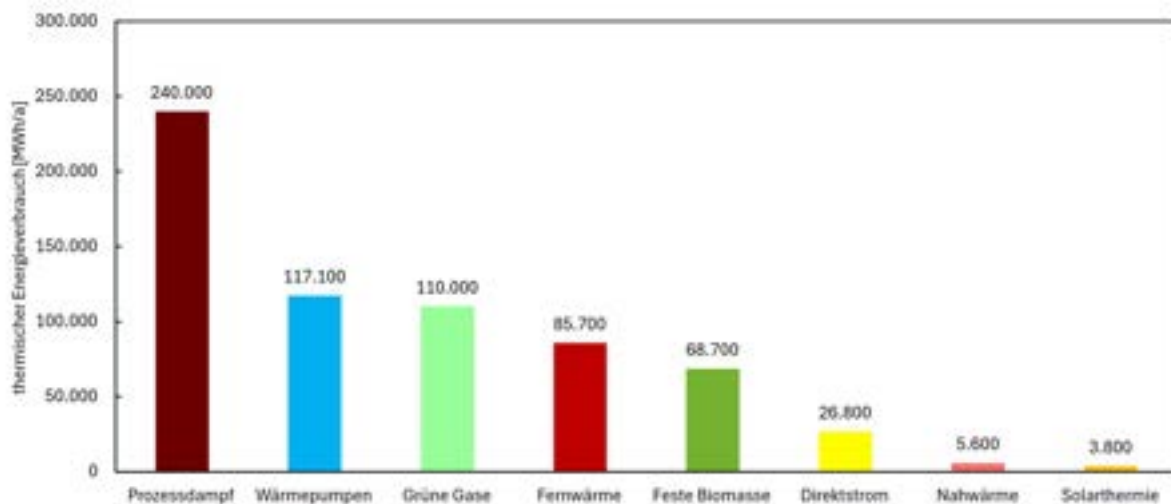


Abbildung 131: Szenario moderat: Energieträgerverteilung Heiz- und Prozesswärme alle Verbrauchergruppen im Jahr 2040

11.5.3. Entwicklung Fern- und Nahwärme

Die Entwicklung der Fern- und Nahwärme im moderaten Szenario ist in Abbildung 132 und Abbildung 133 bis zum Zieljahr 2040 dargestellt. Hierbei werden die Pläne und Anmerkungen des Fernwärmenetzbetreibers und weiterer potenzieller Netzbetreiber, welche im Zuge der kommunalen Wärmeplanung erarbeitet wurden, mitberücksichtigt. In diesem Kapitel geht es um die Szenarienentwicklung mit dem Fokus auf Energiemengen. Weitere z.B. strategische Aspekte für die Fernwärme werden in Kapitel 11.11 diskutiert. Die Errichtung von Nahwärmenetzen (in Abgrenzung zur Fernwärme auch Inselnetze genannt) basiert überwiegend auf den Ergebnissen der Wärmeversorgungsgebietsbetrachtung (siehe Kapitel 0). Für die detaillierte Beschreibung der einzelnen Maßnahmen siehe Kapitel 11.4.3.

Fernwärme:

Für die Fernwärme werden folgende Maßnahmen angenommen:

1. Weiterbetrieb Redundanz-Gaskessel: 6+2 MW (ca. 14.600 MWh/a)
2. Freiwerdende Kapazitäten durch Sanierung Abnehmer: 1,8 MW (ca. 3.300 MWh/a)

Im Vergleich zum ambitionierten Szenario wird in dieser Betrachtung die Integration eines Großwärmespeichers sowie eine Erhöhung der Auskoppelleistung des Müllheizkraftwerkes nicht realisiert. Daher steigt die abgesetzte Energiemenge des Fernwärmenetzes von aktuell 68.200 MWh/a auf lediglich ca. 85.700 MWh/a bis zum Jahr 2040.

Die Zunahme ist dabei, aufgrund der Begrenzung an neuen Anschlüssen pro Jahr, kontinuierlich steigend. Prozessdampf stellt auch in Zukunft den Großteil der Energie für das Wärmenetz bereit. Lediglich die Redundanz-Gaskessel werden mit Erdgas bzw. Grünen Gasen betrieben.

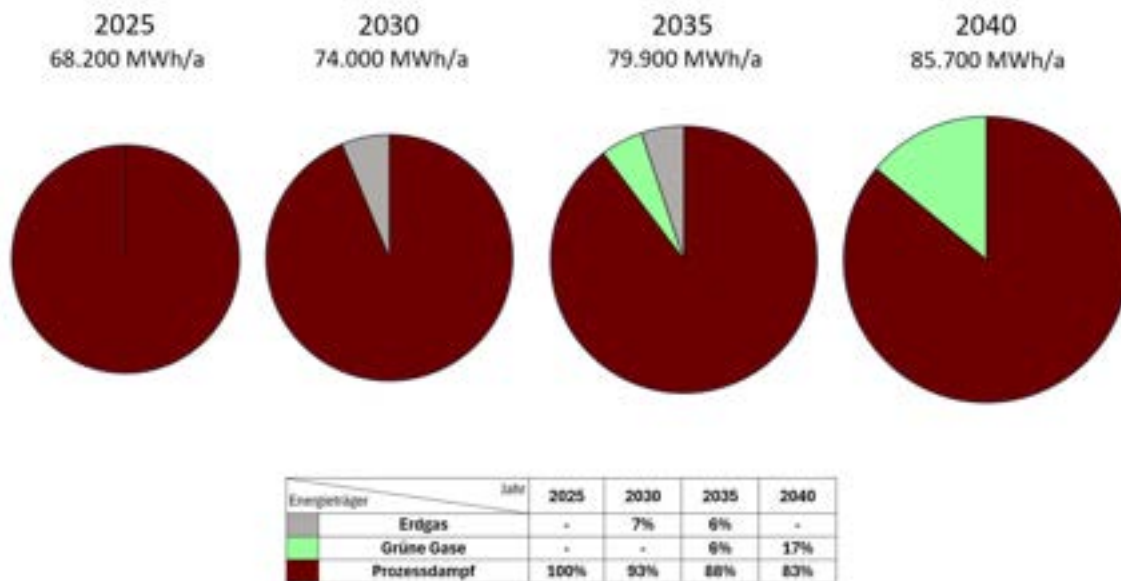


Abbildung 132: Szenario moderat: Energieträgerverteilung Fernwärme

Nahwärme:

Für die Entwicklung der Nahwärme (separate Inselnetze) werden folgende Maßnahmen angenommen. Hierbei sind die Ergebnisse der Wärmeversorgungsgebiete sowie der Fokusgebiete von Bedeutung.

1. Gleichbleibender Bedarf aktuelle Nahwärmenetze
2. Realisierung Inselnetz Fronberg

In diesem Szenario wird von der Realisierung eines Inselnetzes bis zum Jahr 2035 ausgegangen. Es werden beispielhaft die Ergebnisse des Fokusgebietes Fronberg (siehe Kapitel 9) in Form der zweiten betrachteten Variante verwendet.

Im moderaten Szenario wird ein geringer Neubau an Nahwärmenetzen betrachtet. Die technische Machbarkeit sowie die Wirtschaftlichkeit eines Inselnetzes führen nicht automatisch zur Realisierung. Falls z.B. sich kein Betreiber findet oder die Anschlussquote zu gering ist, wird das Wärmenetz unter Umständen nicht gebaut werden.

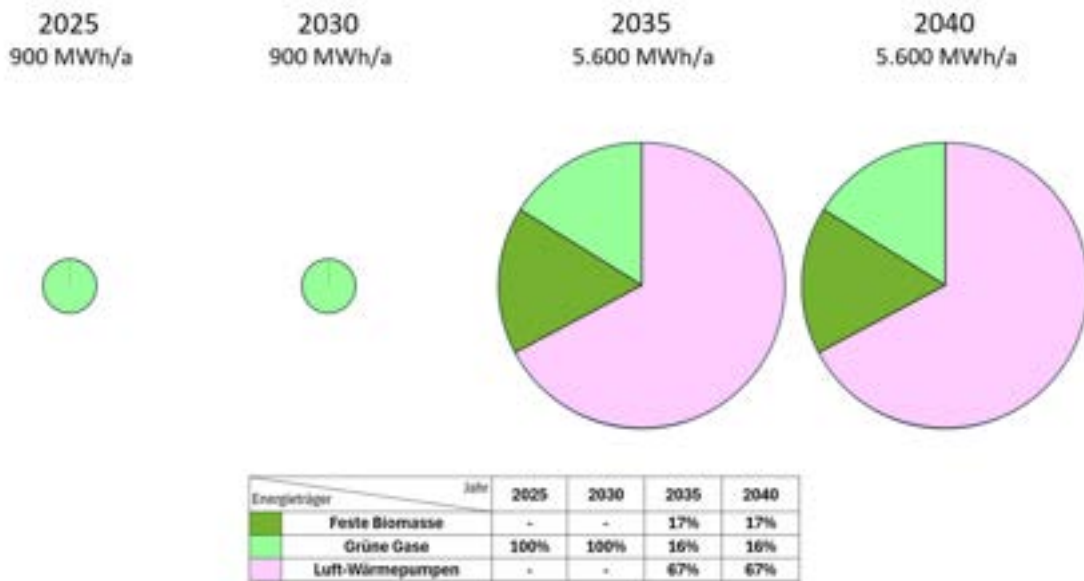


Abbildung 133: Szenario moderat: Energieträgerverteilung Nahwärme

11.5.4. Gegenüberstellung Zielszenario und Potenzialanalyse

Um darzustellen, welche Energieträger im Jahr 2040 weiterhin nach Schwandorf importiert werden müssen, vergleicht Tabelle 62 den prognostizierten Verbrauch im Jahr 2040 mit dem jeweils verfügbaren lokalen Potenzial für dieses Szenario. Weitere Anmerkungen zu dieser Betrachtung sind in Kapitel 11.4.4 zu finden.

Tabelle 62: Szenario ambitioniert: Gegenüberstellung Verbrauch 2040 und lokales Potenzial

Energieträger	Verbrauch 2040 [MWh/a]	Potenzial [MWh/a]	Anteil [%]
Grüne Gase (ohne Verstromung)	125.500	90.100	139
Grüne Gase Inkl. Power-to-X (H2)	125.500	285.100	44
Feste Biomasse	69.600	38.200	182
Umweltwärme	120.900	545.900	22
Solarthermie	3.800	211.700	2
Industrielle Abwärme und Abwasser	0	350.200	0
Strom (Prozesswärme)	26.800	705.500	4
Strom (Raumwärme)	40.300	705.500	6

Die meisten Potenziale (außer Biomasse) werden weiterhin lediglich zu maximal 25 % ausgeschöpft. Gründe dafür sind zum einen die breite Verfügbarkeit insbesondere von Umweltwärme, Abwärme und Strom, zum anderen die Präsenz des Müllheizkraftwerks, das unvermeidbare Abwärme in erheblichem Umfang bereitstellt.

Die Potenziale an fester Biomasse sowie Grünen Gasen (ohne Betrachtung von Power-to-X Potenzialen) werden in diesem Szenario überschritten. Dies bedeutet, dass Energie nach Schwandorf importiert werden muss. Energieimport macht ein Energiesystem von unbeeinflussbaren Faktoren abhängig und kann ein wirtschaftliches Risiko darstellen.

Das Potenzial Grüner Gase wird ohne die derzeitige Stromerzeugung aus Biogasanlagen bewertet. Einerseits ließe sich hier eine sinnvolle Kopplung mit der Wärmebereitstellung realisieren; andererseits ist der Weiterbetrieb vieler Anlagen bis 2040 nicht gesichert. Würde man die aktuelle Verstromung in die Betrachtung einbeziehen, würde das Potenzial an Grünen Gasen rechnerisch in größeren Maßen überstrapaziert.

11.6. Szenario „Gas Hoch“

Im dritten und vierten Szenario liegt der Fokus auf dem Energieträger Gas. Es soll untersucht werden, wie eine Entwicklung der Energieträgerverteilung in der Stadt Schwandorf mit einem hohen bzw. niedrigen Anteil an Gas aussehen könnte. Daher sind diese zwei Entwicklungspfade gegenüberzustellen. Eine Vergleichbarkeit mit dem Szenario ambitioniert bzw. moderat ist nur bedingt möglich.

Für das dritte Szenario „Gas hoch“ gelten folgende Rahmenbedingungen:

1. Moderater Ausbau des Fernwärmenetzes (Umsetzung einzelner Maßnahmen)
2. Kein Neubau von Inselnetzen
3. Sanierungsquote im Wohngebäudebestand von 1 %
4. Ggf. Überschreitung einzelner lokaler Potenziale (insbesondere Biomasse)
5. Niedriger Elektrifizierungsgrad in der Prozesswärme
6. Hoher Anteil von Grünen Gasen an Raumwärme und Warmwasser
7. Hoher Anteil von Grünen Gasen an Prozesswärme

In diesem Szenario wird eine Fernwärmenetzerweiterung auf Basis der verfügbaren Leistungserhöhung durch die Redundanz-Gaskessel sowie durch Energieeinsparungen der Abnehmer angenommen. Keines der vorgeschlagenen Inselnetze wird auf dem Stadtgebiet realisiert. Es wird eine erwartbare Sanierungsquote von 1 % unterstellt. Die vollständige Einhaltung aller lokalen Potenziale wird nicht als gesetzt angenommen. Für die Prozesswärme wird mit einem niedrigen Elektrifizierungsgrad gerechnet. Grüne Gase haben einen hohen Anteil an der Raumwärme und dem Warmwasser vergleichbar mit dem Energieträger Erdgas an der aktuellen Wärmeversorgung.

Dieses Szenario beschreibt einen Entwicklungspfad, welcher stark auf den Energieträger Grüne Gase setzt. Dennoch wird an dem Ziel einer klimaneutralen Wärmeversorgung bis 2040 festgehalten. Der Wärmenetzausbau geht moderat voran. Die Einhaltung der lokalen Potenziale ist in diesem Szenario nicht gegeben, was zu bestehenden Abhängigkeiten von Rohstoffimporten führen kann. Ein Großteil des aktuellen Erdgasverbrauchs wird durch Grüne Gase ersetzt werden.

11.6.1. Wärmeverbrauch und Energieträgerverteilung bis 2040

Im Folgenden wird der Wärmeverbrauch aufgeteilt nach Energieträger und Verbrauchergruppen bis zum Zieljahr 2040 aufgezeigt.

Wohnen & Kleinverbraucher

In Abbildung 134 ist die Entwicklung der Wärmeerzeugung der Verbrauchergruppe Wohnen & Kleinverbraucher zu sehen. Die sinkenden Energieverbräuche sind anhand der Größe der Kreise verdeutlicht. Es wird von einer Sanierungsrate von 1 % ausgegangen.

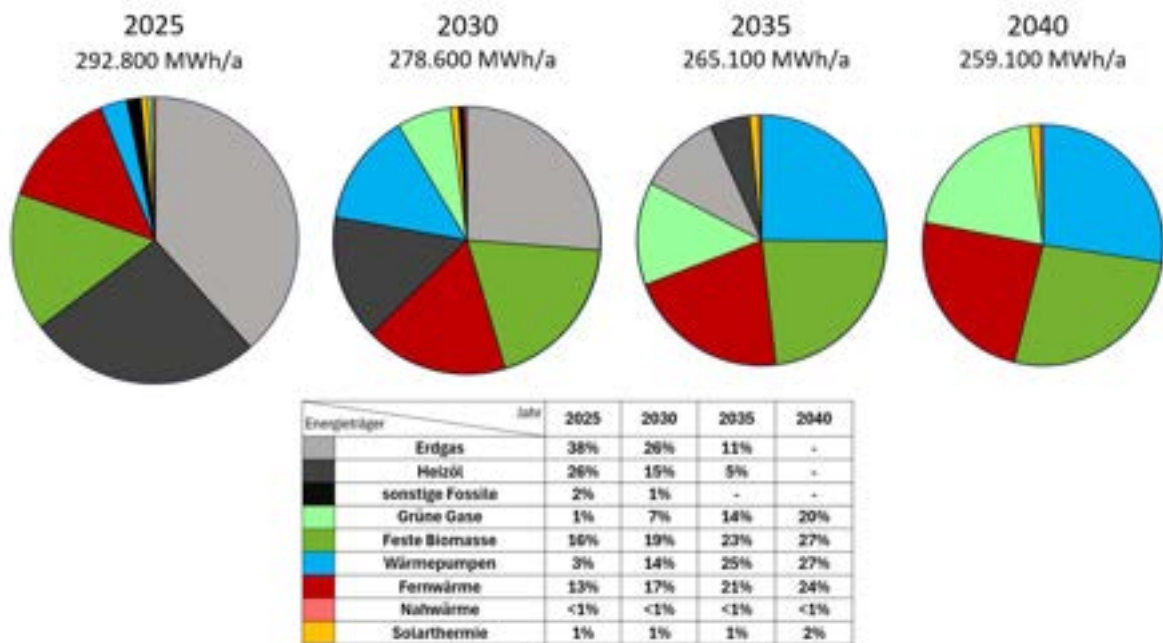


Abbildung 134: Szenario Gas Hoch: Energieträgerverteilung Wohnen & Kleinverbraucher

Erdgas und Heizöl werden bis zum Jahr 2040 schrittweise aus dem Energiemix verdrängt. In den ersten Jahren ist lediglich ein leichter Rückgang zu erwarten, zurückzuführen auf altersbedingte Heizungsmodernisierungen. Sonstige fossile Energieträger, insbesondere Kohle, verschwinden voraussichtlich bereits bis 2030 nahezu vollständig. Ab 2029 ist ein deutlicher Rückgang fossiler Energien zu erwarten. Dies ist auf die dann wirksam werdende 65 %-Regelung des Gebäudeenergiegesetzes, steigende CO₂-Preise sowie den fortschreitenden Ausbau von Fern- und Nahwärmenetzen zurückzuführen.

Der Anteil der Fernwärme vergrößert sich bis zum Zieljahr 2040 auf 24 %. Grundlage hierfür ist ein moderater Ausbau sowie Netzverdichtung des bestehenden Fernwärmenetzes. Die Nahwärme wird nicht weiter ausgebaut. Die detaillierten Betrachtungen der Fern- und Nahwärme dieses Szenarios sind im Kapitel 11.6.3 beschrieben.

Aufgrund u.a. des geringeren Wärmenetzausbaus steigt der Anteil an fester Biomasse am Energiemix von 16 % auf 27 %. Es wird von einer relativen Steigerung von 50 % ausgegangen. Der Zubau an Solarthermie wird anhand der deutschlandweiten Ausbautzahlen von 2016 bis 2022 auf die Stadt Schwandorf heruntergerechnet [99]. Der Ausbau ist weiterhin auf das ermittelte Potenzial begrenzt. Im Jahr 2040 liegt der Anteil der Solarthermie am Gesamtwärmebedarf bei etwa 2 %.

Kennzeichnend für dieses Szenario ist der hohe Anteil Grüner Gase an der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung im Jahr 2040. Für Haushalte mit bestehender Gasheizung stellt der Weiterbetrieb mit Biomethan oder synthetischem Methan beziehungsweise eine Umrüstung auf Wasserstoff eine vergleichsweise komfortable Lösung dar, da das bestehende Heizsystem weitgehend unverändert bleiben kann. Für die Verbrauchergruppe Wohnen & Kleinverbraucher wird der Bedarf an Grünen Gasen im Jahr 2040 in allen als Biomethan-Prüfgebiet ausgewiesenen Baublöcken (siehe Kapitel 11.9) mit einer Anschlussquote von 60 % angesetzt.

Der verbleibende Wärmebedarf wird auch in diesem Szenario strombasiert gedeckt. Zum Einsatz kommen Wärmepumpen mit den Quellen Luft, Geothermie oder Wasser sowie Direktstromheizungen. Diese Technologien erreichen nun zusammen einen Anteil von lediglich etwa 27 % am Wärmeverbrauch von Wohnen & Kleingewerbe im Zieljahr 2040. Dies stellt den geringsten Anteil an Wärmepumpensystemen der betrachteten Szenarien dar.

Industrie & Großgewerbe

Bei der Verbraucherguppe Industrie & Großgewerbe muss zwischen Raumwärme und Warmwasser sowie Prozesswärme unterschieden werden. Dabei stellt Prozesswärme den Großteil des Wärmebedarfs dar.

In Abbildung 135 ist die Entwicklung der Raumwärme und des Warmwassers abgebildet.

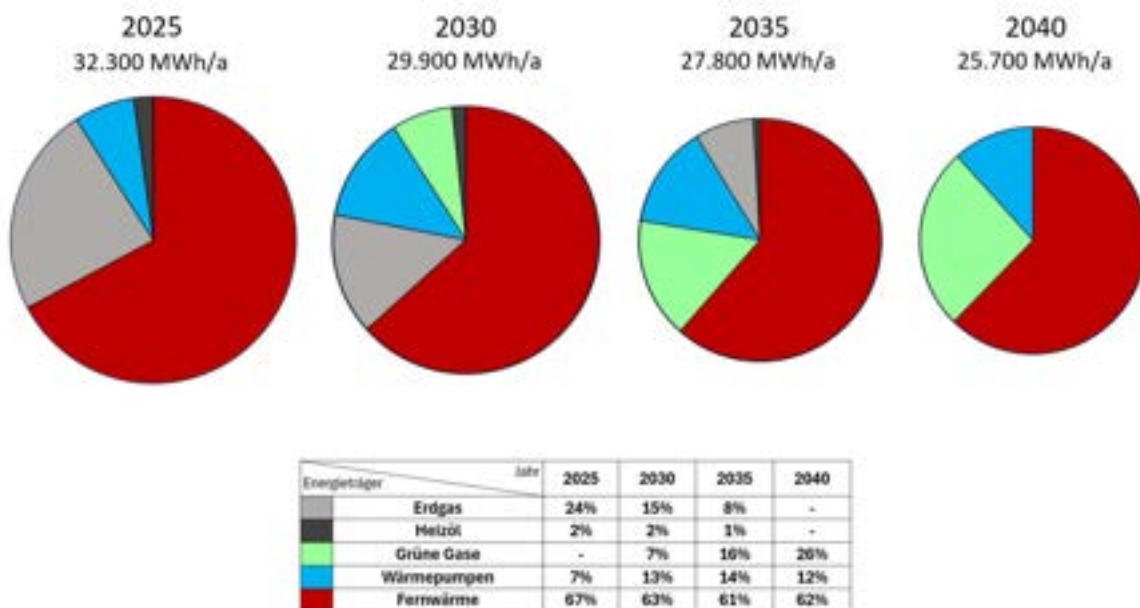


Abbildung 135: Szenario Gas Hoch: Energieträgerverteilung Industrie & Großgewerbe (Raumwärme und Warmwasser)

Der Anteil an fossilen Energieträgern (hier Erdgas und Heizöl) nimmt kontinuierlich ab. Im Zieljahr 2040 sind keine fossilen Energieträger mehr im Energiemix vorhanden. Der relative Anteil an Fernwärme nimmt leicht ab. Dies liegt an der Energieeinsparung durch Sanierung sowie leichten Abweichungen in dieser Betrachtung. In diesem Szenario wird ein höherer Anteil an Grünen Gasen für Raumwärme und Warmwasser von bis zu 26 % angenommen. Die restlichen Gebäude der Industrie & Großgewerbes sollen künftig durch Wärmepumpensysteme beheizt werden. Die detaillierten Betrachtungen der Fern- und Nahwärme dieses Szenarios sind im Kapitel 11.6.3 beschrieben.

Abbildung 136 zeigt die Entwicklung des Prozesswärmebedarfs der Industrie auf. Dieser hat einen weitaus größeren Anteil (94 %) am Energiebedarf der Industrie im Vergleich zur Raumwärme und Warmwasser.

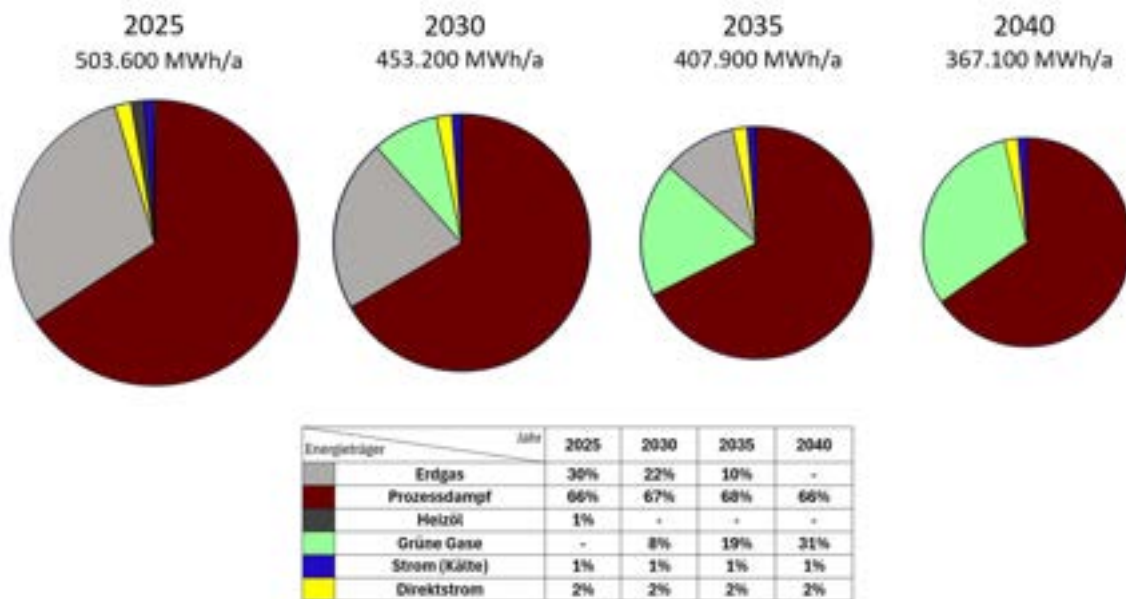


Abbildung 136: Szenario Gas Hoch: Energieträgerverteilung Industrie & Großgewerbe (Prozesswärme)

Prozessdampf aus dem Müllheizkraftwerk stellt weiterhin bis 2040 den überwiegenden Anteil am Energiemix der Prozesswärme dar. Der relative Anteil bleibt annähernd konstant und schwankt lediglich leicht. Der absolute Wert des Prozessdampfbedarfs sinkt aufgrund der Optimierung der Prozesse. Hierfür ändert sich im Vergleich zu den weiteren Szenarien nichts.

Erdgas deckt derzeit rund 30 % des Energiebedarfs und spielt damit noch eine zentrale Rolle. Für die Zukunft wird jedoch von einer schrittweisen Ablösung durch Grüne Gase sowie einer verstärkten Elektrifizierung der Prozesswärme ausgegangen. In diesem Szenario mit Fokus auf eine gasbasierte Wärmeversorgung wird von keiner weiteren Elektrifizierung der Prozesswärme ausgegangen. Somit wird der heutige Anteil an Erdgas vollständig durch Grüne Gase ersetzt.

Welche Prozesse künftig mit welchem Energieträger effizienter betrieben werden können, ist stark verfahrensabhängig und muss individuell bewertet werden. Die getroffenen Annahmen stellen daher bewusst grobe Schätzwerte dar.

Es wird ein konstanter industrieller Kältebedarf sowie Bedarf an Direktstrom angenommen. Wärmepumpentechnologien kommen nicht zum Einsatz.

Öffentliche Einrichtungen

Die Entwicklung der Energieträgerverteilung der Öffentlichen Einrichtungen bis zum Zieljahr 2040 ist in Abbildung 137 dargestellt.

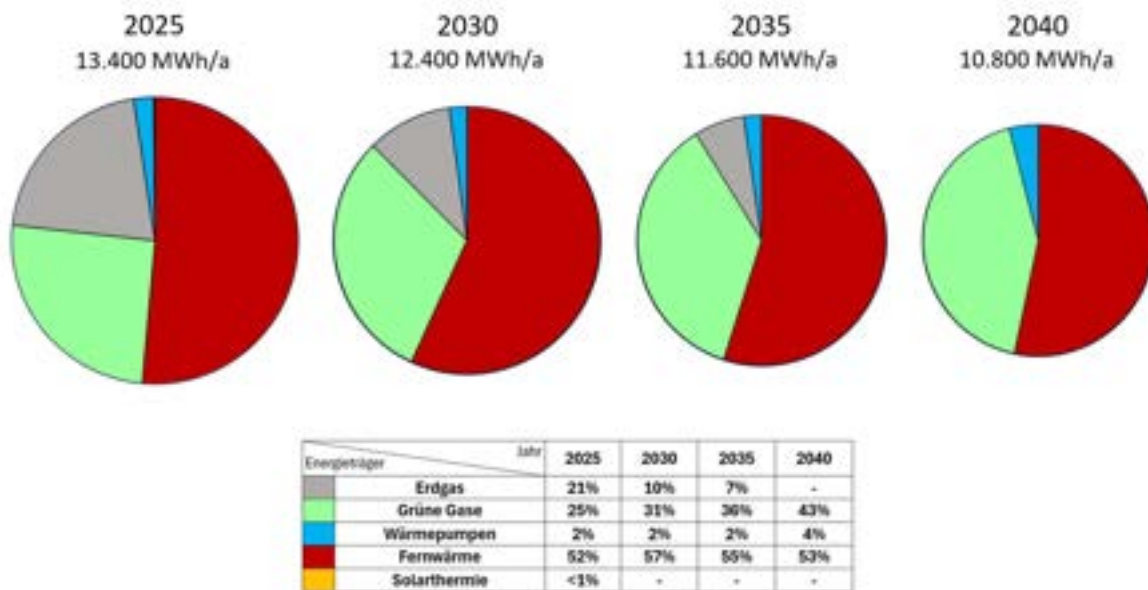


Abbildung 137: Szenario Gas Hoch: Energieträgerverteilung Öffentliche Einrichtungen

Auch im Bereich der öffentlichen Einrichtungen stellt Erdgas derzeit einen großen Teil der Wärmeversorgungstechnologie dar. Dieser Anteil wird bis zum Jahr 2040 schrittweise auf null zurückgehen. In diesem Szenario wird Erdgas vollständig durch Grüne Gase substituiert. Somit steigt der Anteil an Grünen Gasen im Jahr 2040 um 18 %. Der Klärgasverbrauch bleibt weiterhin konstant.

Bereits heute hat Fernwärme einen Anteil von rund 52 % am Wärmeverbrauch kommunaler Liegenschaften. Da ein Großteil der kommunalen Liegenschaften bereits an das Fernwärmenetz angeschlossen sind, wird von einem geringen Ausbau ausgegangen. Zudem liegen einige Liegenschaften nicht im Fernwärmenetzgebiet. Da keine weiteren Nahwärmenetze realisiert werden, wird weiterhin keine kommunale Liegenschaft damit versorgt. Die detaillierten Betrachtungen der Fern- und Nahwärme dieses Szenarios sind im Kapitel 11.6.3 beschrieben.

Solarthermie spielt in diesem Szenario keine Rolle. Die restlichen Gebäude im kommunalen Bestand sollen künftig durch Wärmepumpensysteme beheizt werden.

11.6.2. Energie- und Treibhausgasbilanz bis 2040

In Abbildung 138 ist die Entwicklung der Treibhausgasbilanz aus dem beschriebenen Szenario moderat, in analoger Weise zu den anderen Szenarien, dargestellt. Für weitere Anmerkungen siehe Kapitel 11.4.2. Dabei wird deutlich, dass zum heutigen Zeitpunkt die Bereiche Prozesswärme sowie Wohnen & Kleinverbraucher aufgrund der hohen erzeugten Wärmemengen die meisten Emissionen verursachen. Entsprechend bringen diese Verbrauchergruppen die größte absolute Reduktion an Emissionen mit sich.

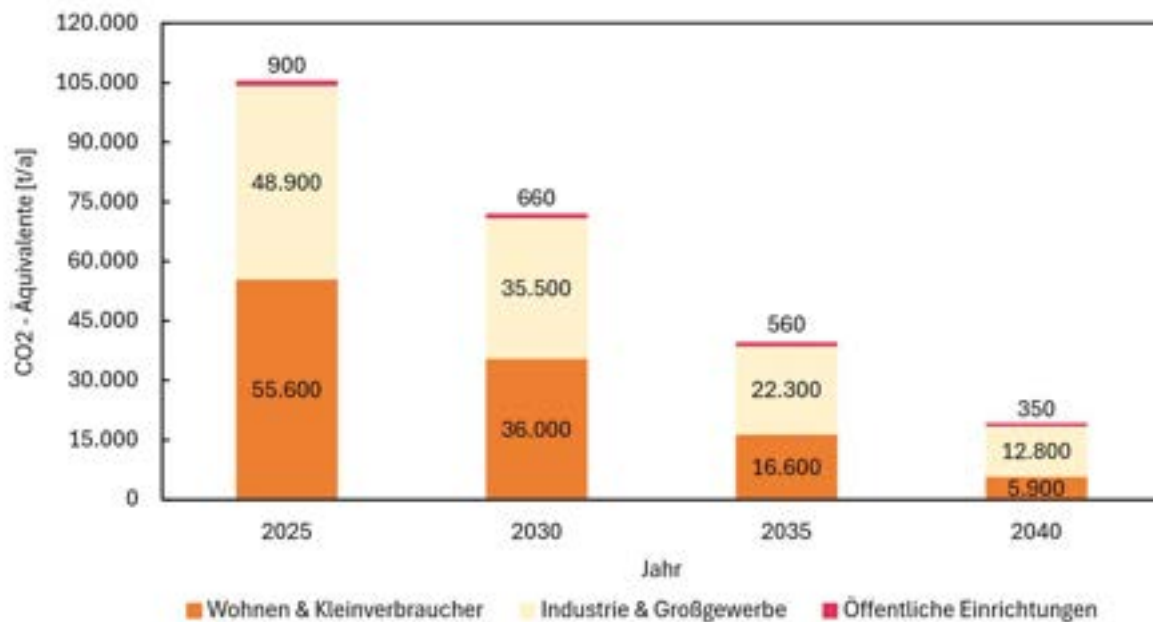


Abbildung 138: Szenario Gas Hoch: Treibhausgasbilanz Sektor Wärme der Verbraucherguppen

Abbildung 139 zeigt die Energieträgerverteilung für Heiz- und Prozesswärme aller Verbrauchergruppen für das Jahr 2040 auf. Für dezentrale Gebiete werden Wärmepumpen sowie feste Biomasse und Grüne Gase in diesem Szenario die größte Rolle im Sektor Wärme darstellen. Da die Prozesswärme weiterhin den Großteil der benötigten Energie einnimmt, wird weiterhin eine hohe Menge an Prozessdampf sowie Grünen Gasen benötigt. In diesem Szenario liegt der Fokus dabei auf den Grünen Gasen. Der Anteil an Direktstrom ist weiterhin sehr gering. Die Fernwärme wird in moderatem Maße ausgebaut. Die Nahwärme bleibt konstant. Solarthermie und Nahwärme haben im Jahr 2040 lediglich einen geringen Anteil am Gesamt-wärmeverbrauch.

Dieses Szenario stimmt weiterhin mit dem Ziel der Wärmewende überein. Alle Energiequellen können regenerativ betrieben werden, sind aber gegebenenfalls nicht lokal als Potenzial vorhanden. Dies schafft Abhängigkeiten von Energieimporten. Insgesamt fallen in diesem Szenario 2040 noch 19.000 t CO₂-Äquivalente an Emissionen an. Das sind 82 % weniger im Vergleich zur aktuellen Situation. Im Anhang sind die laut Wärmeplanungsgesetz anzugebenden Indikatoren der Wärmeversorgung für das Jahr 2040 angegeben.

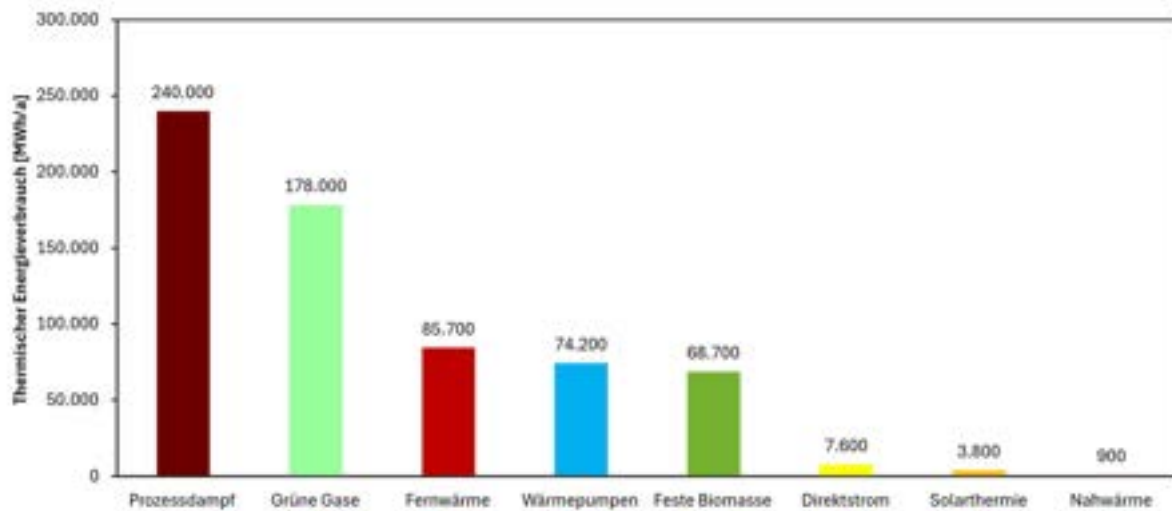


Abbildung 139: Szenario Gas Hoch: Energieträgerverteilung Heiz- und Prozesswärme alle Verbrauchergruppen im Jahr 2040

11.6.3. Entwicklung Fern- und Nahwärme

Fernwärme:

Für die Fernwärme werden die gleichen Maßnahmen wie im Szenario „moderat“ angenommen, da diese als sehr wahrscheinlich realisierbar eingestuft werden.

Nahwärme:

Im Bereich der Nahwärme wird keine Realisierung eines Inselnetzes angenommen. Lediglich die aktuell durch Nahwärme versorgten Gebiete werden bis zum Jahr 2040 weiterhin versorgt.

11.6.4. Gegenüberstellung Zielszenario und Potenzialanalyse

Um darzustellen, welche Energieträger im Jahr 2040 weiterhin nach Schwandorf importiert werden müssen, vergleicht Tabelle 63 den prognostizierten Verbrauch im Jahr 2040 mit dem jeweils verfügbaren lokalen Potenzial für dieses Szenario. Weitere Anmerkungen zu dieser Betrachtung sind in Kapitel 11.4.4 zu finden.

Tabelle 63: Szenario Gas Hoch: Gegenüberstellung Verbrauch 2040 und lokales Potenzial

Energieträger	Verbrauch 2040 [MWh/a]	Potenzial [MWh/a]	Anteil [%]
Grüne Gase (ohne Verstromung)	193.500	90.100	215
Grüne Gase Inkl. Power-to-X (H2)	193.500	285.100	68
Feste Biomasse	68.700	38.200	180
Umweltwärme	74.200	545.900	14
Solarthermie	3.800	211.700	2
Industrielle Abwärme und Abwasser	0	350.200	0
Strom (Prozesswärme)	7.600	705.500	1
Strom (Raumwärme)	24.700	705.500	4

Die meisten Potenziale (außer Biomasse) werden weiterhin lediglich zu maximal 15 % ausgeschöpft. Gründe dafür sind zum einen die breite Verfügbarkeit insbesondere von Umweltwärme, Abwärme und Strom, zum anderen die Präsenz des Müllheizkraftwerks, das unvermeidbare Abwärme in erheblichem Umfang bereitstellt.

Die Potenziale an fester Biomasse sowie Grünen Gasen (ohne Betrachtung von Power-to-X Potenzialen) werden in diesem Szenario überschritten. Dies bedeutet, dass Energie nach Schwandorf importiert werden muss. Energieimport macht ein Energiesystem von unbeeinflussbaren Faktoren abhängig und kann ein wirtschaftliches Risiko darstellen.

Das Potenzial Grüner Gase wird ohne die derzeitige Stromerzeugung aus Biogasanlagen bewertet. Einerseits ließe sich hier eine sinnvolle Kopplung mit der Wärmebereitstellung realisieren; andererseits ist der Weiterbetrieb vieler Anlagen bis 2040 nicht gesichert. Würde man die aktuelle Verstromung in die Betrachtung einbeziehen, würde das Potenzial an Grünen Gasen rechnerisch in größeren Maßen überstrapaziert.

Falls alle in der Wärmeplanung ausgewiesenen Potenziale zur Erzeugung von Strom realisiert werden und deren Überschusserzeugung in Form von Power-to-X gespeichert wird, könnte selbst in diesem Szenario mit Annahme eines hohen Gasverbrauchs im Jahr 2040 die benötigte gasbasierte Energie lokal bereitgestellt werden. Dies trifft bei alleiniger Nutzung von Biomethan nicht zu. Synthetisches Methan oder Wasserstoff müssten mittels Überschussstrom erzeugt werden.

11.7. Szenario „Gas Niedrig“

Für das vierte Szenario „Gas Niedrig“ gelten folgende Rahmenbedingungen:

1. Deutlicher Ausbau des Fernwärmenetz (Umsetzung mehrerer Maßnahmen)
2. Schrittweiser Neubau von drei Inselnetze (Fronberg, Büchelkühn und Kreith)
3. Sanierungsquote im Wohngebäudebestand von 1 %
4. Ggf. Überschreitung einzelner lokaler Potenziale (insbesondere Biomasse)
5. Hoher Elektrifizierungsgrad in der Prozesswärme
6. Kein Anteil von Grünen Gasen an Raumwärme und Warmwasser
7. Geringer Anteil von Grünen Gasen an Prozesswärme

In diesem Szenario wird eine Fernwärmenetzerweiterung auf Basis der verfügbaren Leistungserhöhung durch die Energieeinsparungen der Abnehmer, Integration eines Großwärmespeichers sowie die Erhöhung der Auskoppelleistung angenommen. Die Redundanz-Gaskessel werden hier aufgrund deren Energieträger nicht weiter betrachtet. Alle drei identifizierten Inselnetze werden schrittweise realisiert. Es wird eine erwartbare Sanierungsquote von 1 % unterstellt. Die vollständige Einhaltung aller lokalen Potenziale wird nicht als gesetzt angenommen. Für die Prozesswärme wird mit einem hohen Elektrifizierungsgrad gerechnet. Grüne Gase haben lediglich bei der energieintensiven Industrie einen geringen Anteil.

Dieses Szenario beschreibt einen Entwicklungspfad, welcher nahezu komplett auf den Energieträger Grüne Gase verzichtet. Es wird an dem Ziel einer klimaneutralen Wärmeversorgung bis 2040 festgehalten. Der Wärmenetzausbau geht deutlich voran. Die Einhaltung der lokalen Potenziale ist in diesem Szenario nicht gegeben, was zu bestehenden Abhängigkeiten von Rohstoffimporten führen kann.

11.7.1. Wärmeverbrauch und Energieträgerverteilung bis 2040

Im Folgenden wird der Wärmeverbrauch aufgeteilt nach Energieträger und Verbrauchergruppen bis zum Zieljahr 2040 aufgezeigt.

Wohnen & Kleinverbraucher

In Abbildung 140 ist die Entwicklung der Wärmeerzeugung der Verbrauchergruppe Wohnen & Kleinverbraucher zu sehen. Die sinkenden Energieverbräuche sind anhand der Größe der Kreise verdeutlicht. Es wird von einer Sanierungsrate von 1 % ausgegangen.

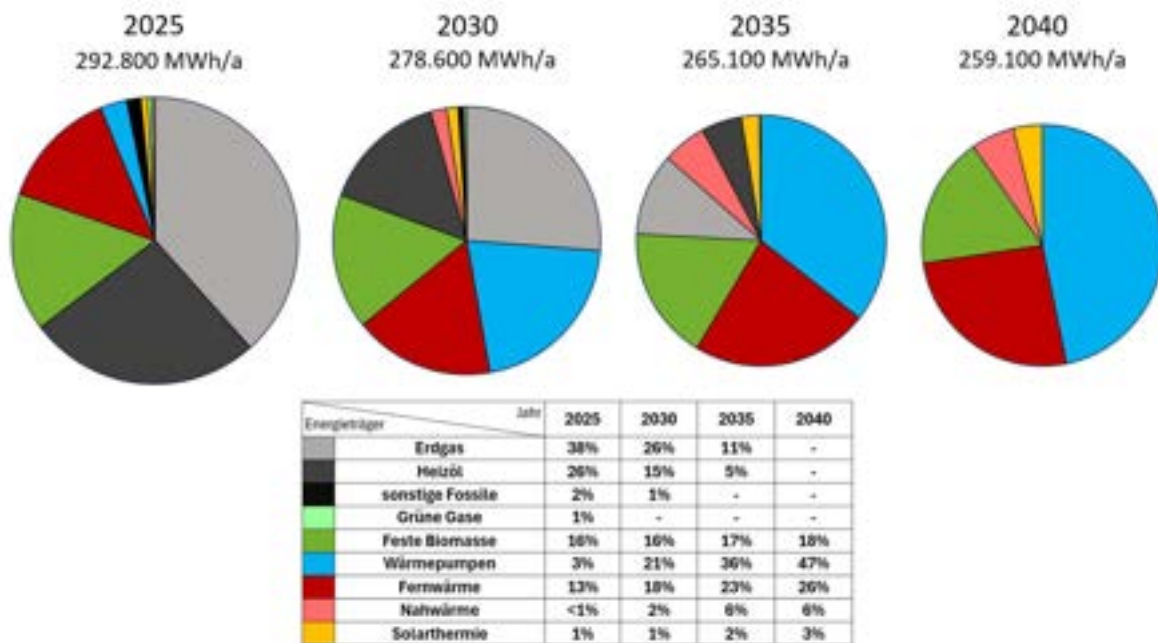


Abbildung 140: Szenario Gas Niedrig: Energieträgerverteilung Wohnen & Kleinverbraucher

Erdgas und Heizöl werden bis zum Jahr 2040 schrittweise aus dem Energiemix verdrängt. In den ersten Jahren ist lediglich ein leichter Rückgang zu erwarten, zurückzuführen auf altersbedingte Heizungsmodernisierungen. Sonstige fossile Energieträger, insbesondere Kohle, verschwinden voraussichtlich bereits bis 2030 nahezu vollständig. Ab 2029 ist ein deutlicher Rückgang fossiler Energien zu erwarten. Dies ist auf die dann wirksam werdende 65 %-Regelung des Gebäudeenergiegesetzes, steigende CO₂-Preise sowie den fortschreitenden Ausbau von Fern- und Nahwärmenetzen zurückzuführen.

Der Anteil der Fernwärme vergrößert sich bis zum Zieljahr 2040 auf 26 %. Grundlage hierfür ist ein moderater Ausbau sowie Netzverdichtung des bestehenden Fernwärmenetzes. Die Nahwärme wird schrittweise ausgebaut. Die detaillierten Betrachtungen der Fern- und Nahwärme dieses Szenarios sind im Kapitel 11.7.3 beschrieben.

Es wird ein konstanter absoluter Verbrauch an fester Biomasse angenommen, da das lokale Potenzial bereits überschritten ist, eine Abnahme des Verbrauchs dennoch als eher unwahrscheinlicher eingestuft wird.

Der Zubau an Solarthermie wird anhand der deutschlandweiten Ausbauzahlen von 2016 bis 2022 auf die Stadt Schwandorf heruntergerechnet [99]. Der Ausbau ist weiterhin auf das ermittelte Potenzial begrenzt. Zudem wird eine leichte Steigerung der Ausbaupotenziale aufgrund von einsetzenden CO₂-Preisen sowie der greifenden GEG-Regelung angenommen. Im Jahr 2040 liegt der Anteil der Solarthermie am Gesamtwärmebedarf bei etwa 2 %.

Kennzeichnend für dieses Szenario ist der nicht vorhandene Anteil Grüner Gase an der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung im Jahr 2040. Aufgrund des aktuellen geringen deutschlandweiten Biomethananteils im Gasnetz (siehe Potenzialanalyse) sowie der Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Verfügbarkeit ist dieses Szenario zu betrachten.

Der verbleibende Wärmebedarf wird auch in diesem Szenario strombasiert gedeckt. Zum Einsatz kommen Wärmepumpen mit den Quellen Luft, Geothermie oder Wasser sowie

Direktstromheizungen. Diese Technologien erreichen nun zusammen einen Anteil von etwa 47 % am Wärmeverbrauch von Wohnen & Kleingewerbe im Zieljahr 2040. Dies stellt den höchsten Anteil an Wärmepumpensystemen der betrachteten Szenarien dar.

Industrie & Großgewerbe

Bei der Verbrauchergruppe Industrie & Großgewerbe muss zwischen Raumwärme und Warmwasser sowie Prozesswärme unterschieden werden. Dabei stellt Prozesswärme den Großteil des Wärmebedarfs dar.

In Abbildung 141 ist die Entwicklung der Raumwärme und des Warmwassers abgebildet.

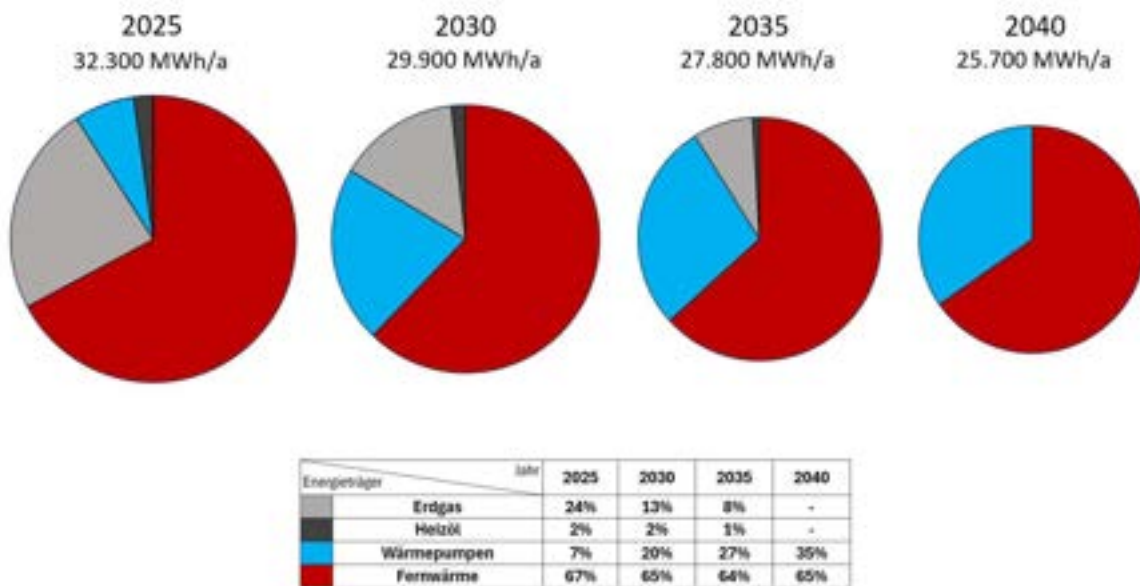


Abbildung 141: Szenario Gas Niedrig: Energieträgerverteilung Industrie & Großgewerbe (Raumwärme und Warmwasser)

Der Anteil an fossilen Energieträgern (hier Erdgas und Heizöl) nimmt kontinuierlich ab. Im Zieljahr 2040 sind keine fossilen Energieträger mehr im Energiemix vorhanden. Der relative Anteil an Fernwärme nimmt leicht ab. Dies liegt an der Energieeinsparung durch Sanierung sowie leichten Abweichungen in dieser Betrachtung. In diesem Szenario wird kein Anteil an Grünen Gasen für Raumwärme und Warmwasser angenommen. Die restlichen Gebäude der Industrie & Großgewerbes sollen künftig durch Wärmepumpensysteme beheizt werden. Die detaillierten Betrachtungen der Fern- und Nahwärme dieses Szenarios sind im Kapitel 11.7.3 beschrieben.

Abbildung 142 zeigt die Entwicklung des Prozesswärmebedarfs der Industrie auf. Dieser hat einen weitaus größeren Anteil (94 %) am Energiebedarf der Industrie im Vergleich zur Raumwärme und Warmwasser.

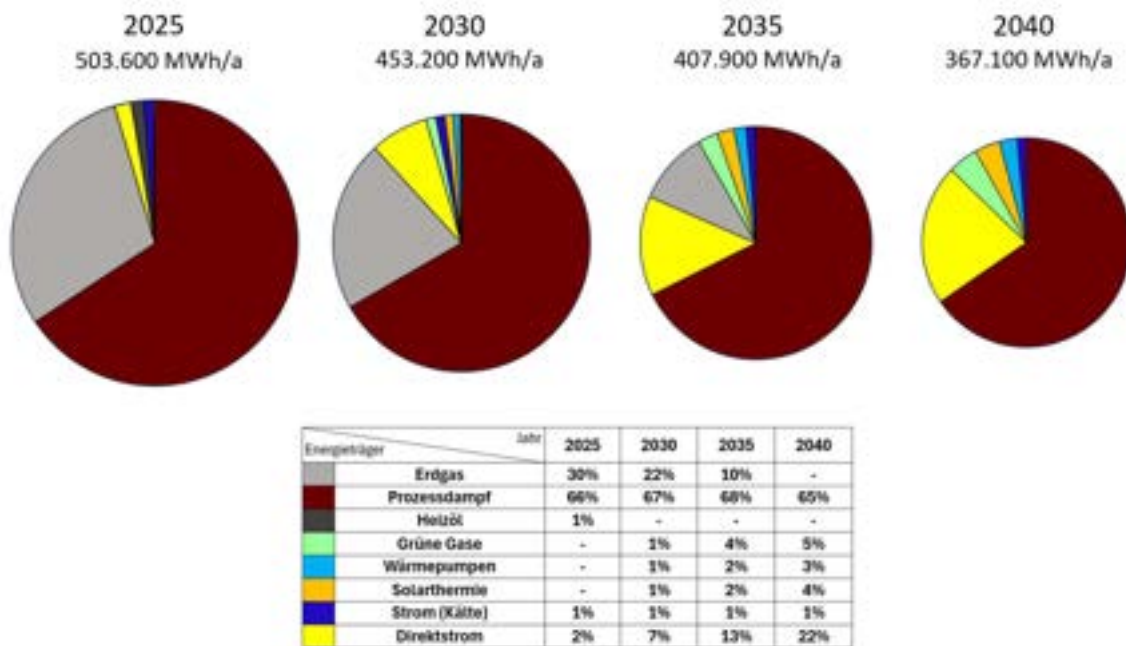


Abbildung 142: Szenario Gas Niedrig: Energieträgerverteilung Industrie & Großgewerbe (Prozesswärme)

Prozessdampf aus dem Müllheizkraftwerk stellt weiterhin bis 2040 den überwiegenden Anteil am Energiemix der Prozesswärme dar. Der relative Anteil bleibt annähernd konstant und schwankt lediglich leicht. Der absolute Wert des Prozessdampfbedarfs sinkt aufgrund der Optimierung der Prozesse. Hierfür ändert sich im Vergleich zu den weiteren Szenarien nichts.

Erdgas deckt derzeit rund 30 % des Energiebedarfs und spielt damit noch eine zentrale Rolle. Für die Zukunft wird jedoch von einer schrittweisen Ablösung durch eine verstärkte Elektrifizierung der Prozesswärme, Solarthermie sowie ein kleiner Anteil an Grünen Gasen ausgegangen. In diesem Szenario mit Fokus auf einer Wärmeversorgung mit niedrigem Gasanteil wird von einer hohen Elektrifizierung der Prozesswärme ausgegangen.

Ein geringer Anteil an Grünen Gasen wird wahrscheinlich in Zukunft nicht durch andere Technologien ersetzt werden können. Diese wird auf 5 % des Prozesswärmebedarfs geschätzt. Zudem wird ein Anteil von 4 % durch Solarthermie gedeckt. Laut Studien kann Solarthermie eine wirtschaftliche Alternative zur Prozesswärmebereitstellung darstellen [100]. Die restliche Prozesswärme wird durch Direktstrom und Wärmepumpentechnologien bereitgestellt.

Welche Prozesse künftig mit welchem Energieträger effizienter betrieben werden können, ist stark verfahrensabhängig und muss individuell bewertet werden. Die getroffenen Annahmen stellen daher bewusst grobe Schätzwerte dar.

Es wird ein konstanter industrieller Kältebedarf angenommen.

Öffentliche Einrichtungen

Die Entwicklung der Energieträgerverteilung der Öffentlichen Einrichtungen bis zum Zieljahr 2040 ist in Abbildung 143 dargestellt.

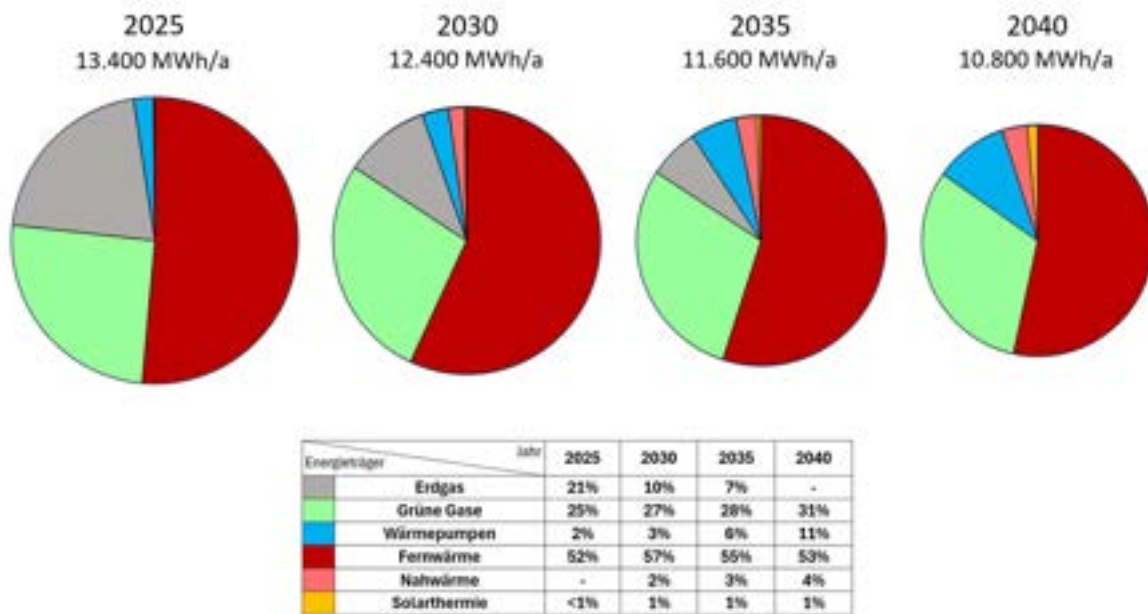


Abbildung 143: Szenario Gas Niedrig: Energieträgerverteilung Öffentliche Einrichtungen

Auch im Bereich der öffentlichen Einrichtungen stellt Erdgas derzeit einen großen Teil der Wärmeversorgungs-technologie dar. Dieser Anteil wird bis zum Jahr 2040 schrittweise auf null zurückgehen. In diesem Szenario wird Erdgas vollständig durch Wärmepumpen, Nahwärme und Solarthermie substituiert. Somit liegt der Anteil an Grünen Gasen im Jahr 2040 bei 31 %, was dem konstanten Klärgasverbrauch entspricht.

Bereits heute hat Fernwärme einen Anteil von rund 52 % am Wärmeverbrauch kommunaler Liegenschaften. Da ein Großteil der kommunalen Liegenschaften bereits an das Fernwärmenetz angeschlossen sind, wird von einem geringen Ausbau ausgegangen. Zudem liegen einige Liegenschaften nicht im Fernwärmenetzgebiet. Im Zuge der Realisierung des Inselnetzes Fronberg werden auch kommunale Liegenschaften an das Nahwärmenetz angebunden. Die detaillierten Betrachtungen der Fern- und Nahwärme dieses Szenarios sind im Kapitel 11.7.3 beschrieben.

11.7.2. Energie- und Treibhausgasbilanz bis 2040

In Abbildung 144 ist die Entwicklung der Treibhausgasbilanz aus dem beschriebenen Szenario moderat, in analoger Weise zu den anderen Szenarien, dargestellt. Für weitere Anmerkungen siehe Kapitel 11.4.2. Dabei wird deutlich, dass zum heutigen Zeitpunkt die Bereiche Prozesswärme sowie Wohnen & Kleinverbraucher aufgrund der hohen erzeugten Wärmemengen die meisten Emissionen verursachen. Entsprechend bringen diese Verbrauchergruppen die größte absolute Reduktion an Emissionen mit sich.

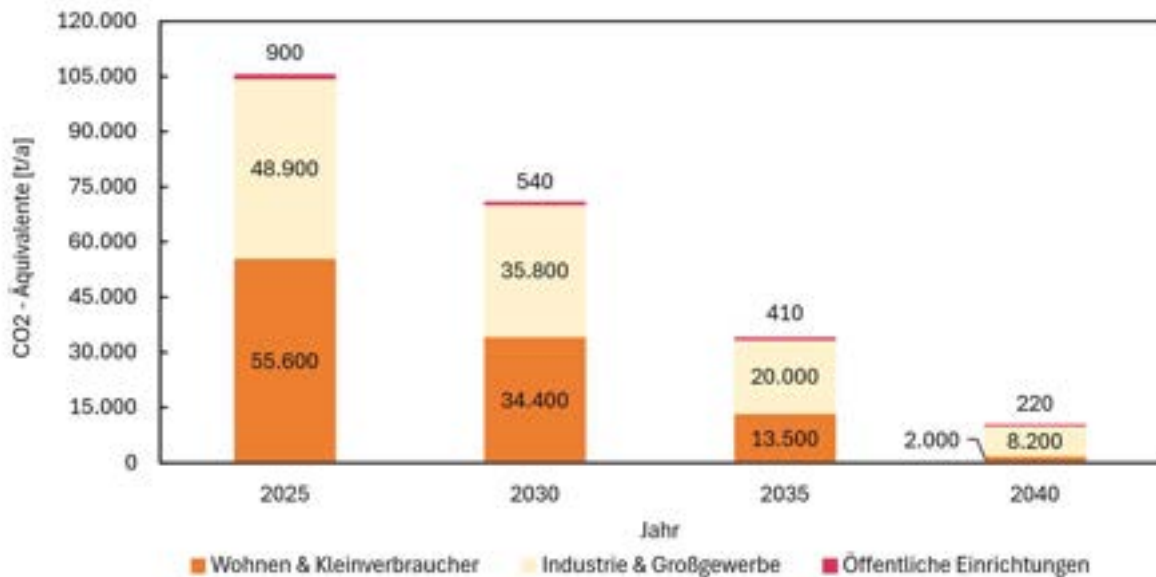


Abbildung 144: Szenario Gas Niedrig: Treibhausgasbilanz Sektor Wärme der Verbraucherguppen

Abbildung 145 zeigt die Energieträgerverteilung für Heiz- und Prozesswärme aller Verbrauchergruppen für das Jahr 2040 auf. Für dezentrale Gebiete werden Wärmepumpen sowie feste Biomasse in diesem Szenario die größte Rolle im Sektor Wärme darstellen. Da die Prozesswärme weiterhin den Großteil der benötigten Energie einnimmt, wird weiterhin eine hohe Menge an Prozessdampf sowie Direktstrom benötigt. Die Fernwärme wird in deutlichem Maße ausgebaut. Die Nahwärme steigt stark. Solarthermie hat aufgrund des Prozesswärmeanteils in diesem Szenario einen vergleichsweise hohen Anteil.

Dieses Szenario stimmt weiterhin mit dem Ziel der Wärmewende überein. Alle Energiequellen können regenerativ betrieben werden, sind aber gegebenenfalls nicht lokal als Potenzial vorhanden. Dies schafft Abhängigkeiten von Energieimporten. Insgesamt fallen in diesem Szenario 2040 noch 10.400 t CO₂-Äquivalente an Emissionen an. Das sind 90 % weniger im Vergleich zur aktuellen Situation. Im Anhang sind die laut Wärmeplanungsgesetz anzugebenden Indikatoren der Wärmeversorgung für das Jahr 2040 angegeben.

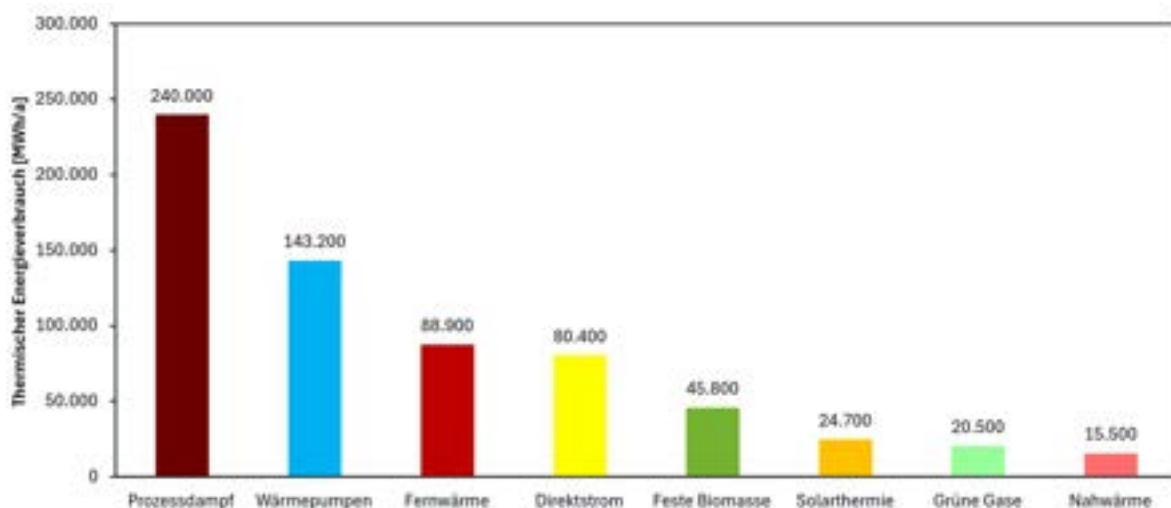


Abbildung 145: Szenario Gas Niedrig: Energieträgerverteilung Heiz- und Prozesswärme alle Verbrauchergruppen im Jahr 2040

11.7.3. Entwicklung Fern- und Nahwärme

Die Entwicklung der Fern- und Nahwärme im ambitionierten Szenario ist in Abbildung 146 und Abbildung 147 bis zum Zieljahr 2040 dargestellt. Hierbei werden die Pläne und Anmerkungen des Fernwärmenetzbetreibers und weiterer potenzieller Netzbetreiber, welche im Zuge der kommunalen Wärmeplanung erarbeitet wurden, mitberücksichtigt. In diesem Kapitel geht es um die Szenarienentwicklung mit dem Fokus auf Energiemengen. Weitere z.B. strategische Aspekte für die Fernwärme werden in Kapitel 11.11 diskutiert. Die Errichtung von Nahwärmenetzen (in Abgrenzung zur Fernwärme auch Inselnetze genannt) basiert überwiegend auf den Ergebnissen der Wärmeversorgungsgebietsbetrachtung (siehe Kapitel 0). Für die detaillierte Beschreibung der einzelnen Maßnahmen siehe Kapitel 11.4.3.

Fernwärme:

Für die Fernwärme werden folgende Maßnahmen angenommen:

1. Freiwerdende Kapazitäten durch Sanierung Abnehmer: 1,8 MW (ca. 3.300 MWh/a)
2. Integration Großwärmespeicher: 6 MW (10.900 MWh/a)
3. Erweiterung Auskoppelleistung Müllheizkraftwerk: 4 MW (ca. 7.300 MWh/a)

Da in diesem Szenario von einem sehr geringen Anteil an Grünen Gasen am Gesamtwärmebedarf ausgegangen wird, wird eine weitere Nutzung der Redundanz-Gaskessel nicht betrachtet. Diese würden spätestens ab 2040 vollständig mit Grünen Gasen betrieben werden.

Unter Annahme dieser Maßnahmen erhöht sich die abgesetzte Energiemenge des Fernwärmenetzes von aktuell 68.200 MWh/a auf ca. 88.900 MWh/a bis zum Jahr 2040. Die Zunahme ist dabei, aufgrund der Vielzahl an Maßnahmen und einer Begrenzung an neuen Anschlüssen pro Jahr, kontinuierlich steigend. Prozessdampf stellt auch in Zukunft den Großteil der Energie für das Wärmenetz bereit.

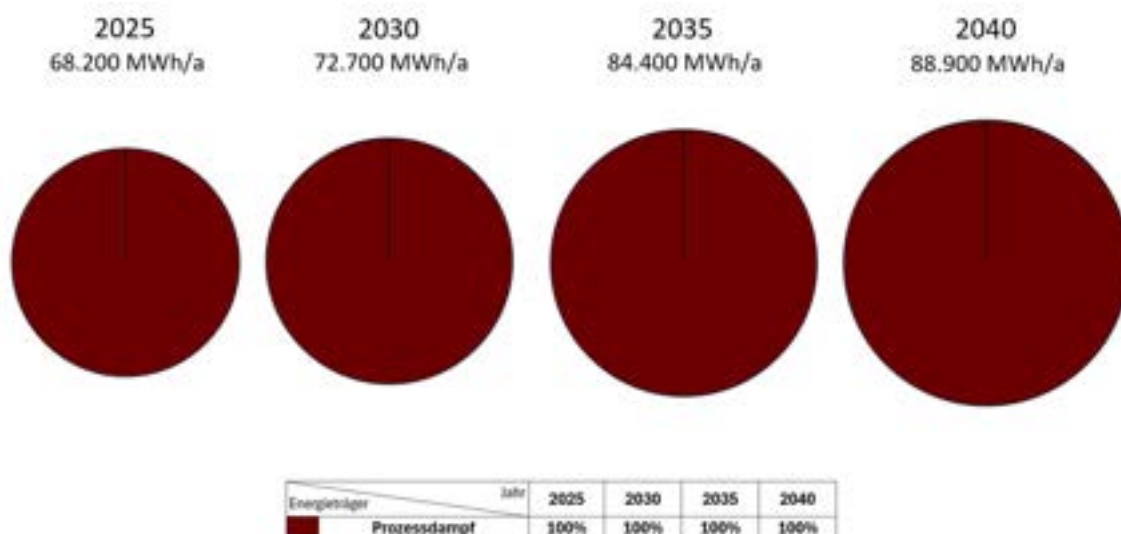


Abbildung 146: Szenario Gas Niedrig: Energieträgerverteilung Fernwärme

Nahwärme:

Für die Entwicklung der Nahwärme (separate Inselnetze) werden folgende Maßnahmen angenommen. Hierbei sind die Ergebnisse der Wärmeversorgungsgebiete sowie der Fokusgebiete von Bedeutung.

1. Gleichbleibender Bedarf aktuelle Nahwärmenetze
2. Realisierung Inselnetz Büchelkühn
3. Realisierung Inselnetz Fronberg
4. Realisierung Inselnetz Kreith

Es wird angenommen, dass ein Inselnetz in Büchelkühn bis zum Jahr 2030 errichtet wird. Die Ergebnisse der Fokusgebietsbetrachtung des Ortsteils Büchelkühn (siehe Kapitel 8) werden mit einer Anschlussquote von 80 % versehen. Die Wärmequelle stellt hierbei fast ausschließlich das geklärte Abwasser dar. Zudem werden die Ergebnisse des Fokusgebietes Fronberg (siehe Kapitel 9) in Form der zweiten betrachteten Variante angenommen. Dieses Inselnetz wird bis zum Jahr 2035 in Betrieb genommen.

Für das mögliche Inselnetz Kreith wird für das gesamte Gebiet eine Anschlussquote von 60 % verwendet sowie die Sanierung mitbetrachtet. Der Energieträger ist hierbei Hackschnitzel. Auch dieses Inselnetz soll bis zum Jahr 2035 in Betrieb genommen werden.

Im Szenario Gas Niedrig wird angenommen, dass die drei Inselnetze schrittweise umgesetzt werden. Ein Rückgang des Wärmebedarfs der Abnehmer aufgrund von Sanierung kann ggf. freie Kapazitäten für weitere Abnehmer schaffen.

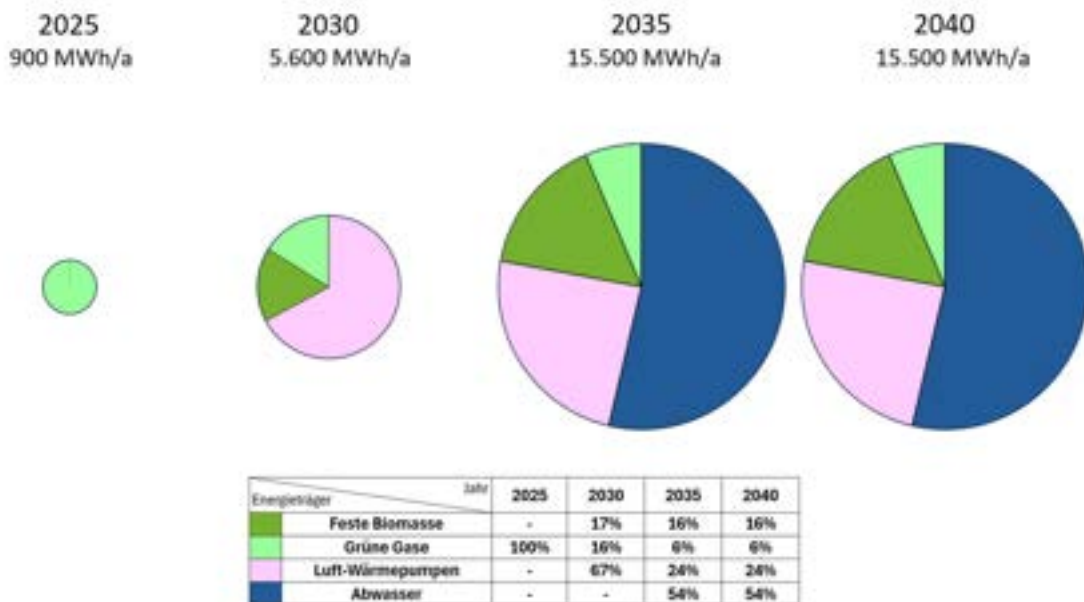


Abbildung 147: Szenario Gas Niedrig: Energieträgerverteilung Nahwärme

11.7.4. Gegenüberstellung Zielszenario und Potenzialanalyse

Um darzustellen, welche Energieträger im Jahr 2040 weiterhin nach Schwandorf importiert werden müssen, vergleicht Tabelle 64 den prognostizierten Verbrauch im Jahr 2040 mit dem jeweils verfügbaren lokalen Potenzial für dieses Szenario. Weitere Anmerkungen zu dieser Betrachtung sind in Kapitel 11.4.4 zu finden.

Tabelle 64: Szenario Gas Niedrig: Gegenüberstellung Verbrauch 2040 und lokales Potenzial

Energieträger	Verbrauch 2040 [MWh/a]	Potenzial [MWh/a]	Anteil [%]
Grüne Gase (ohne Verstromung)	21.500	90.100	24
Grüne Gase Inkl. Power-to-X (H2)	21.500	285.100	8
Feste Biomasse	48.200	38.200	126
Umweltwärme	146.900	545.900	27
Solarthermie	24.700	211.700	12
Industrielle Abwärme und Abwasser	8.300	350.200	2
Strom (Prozesswärme)	80.400	705.500	11
Strom (Raumwärme)	51.600	705.500	7

Die meisten Potenziale (außer Biomasse) werden weiterhin lediglich zu maximal 27 % ausgeschöpft. Gründe dafür sind zum einen die breite Verfügbarkeit insbesondere von Umweltwärme, Abwärme und Strom, zum anderen die Präsenz des Müllheizkraftwerks, das unvermeidbare Abwärme in erheblichem Umfang bereitstellt.

Das Potenzial an fester Biomasse wird in diesem Szenario überschritten. Dies bedeutet, dass Energie nach Schwandorf importiert werden muss. Energieimport macht ein Energiesystem von unbeeinflussbaren Faktoren abhängig und kann ein wirtschaftliches Risiko darstellen.

Das Potenzial Grüner Gase wird ohne die derzeitige Stromerzeugung aus Biogasanlagen bewertet. Einerseits ließe sich hier eine sinnvolle Kopplung mit der Wärmebereitstellung realisieren; andererseits ist der Weiterbetrieb vieler Anlagen bis 2040 nicht gesichert. Würde man die aktuelle Verstromung in die Betrachtung einbeziehen, würde in diesem Szenario das Potenzial weiterhin eingehalten werden. Zieht man zusätzlich die aktuell in Schwandorf in das Gasnetz eingespeiste Biomethanmenge ab, wäre das Potenzial negativ und somit ausgereizt.

11.8. Vergleich der Szenarien

Aus den oben betrachteten vier Szenarien wird das Zielszenario in Kapitel 11.9 abgeleitet. Dafür müssen die Szenarien miteinander verglichen sowie Vor- und Nachteile verschiedener Entwicklungspfade diskutiert werden. Als erstes werden in diesem Kapitel die wichtigsten Kennwerte der Szenarien miteinander verglichen.

In Tabelle 65 sind die wichtigsten Werte der Szenarien „ambitioniert“ und „moderat“ gegenübergestellt. Der hohe Prozesswärmebedarf führt dazu, dass die Sanierungsrate der Verbrauchergruppe Wohnen & Kleinverbraucher den Gesamtwärmebedarf der Stadt nur gering beeinflusst. Deutlich ausgeprägter sind die Unterschiede beim Stromverbrauch für die Wärmeerzeugung: Je nachdem, in welchem Umfang auf eine wärmepumpenbasierte Versorgung gesetzt wird, schwankt der Strombedarf erheblich. Im ambitionierten Szenario liegt er um rund 65 % höher.

Auch bei den Treibhausgasemissionen ergeben sich Unterschiede in Abhängigkeit der eingesetzten Energieträger. Da die spezifischen Emissionen des Stroms bis 2040 voraussichtlich deutlich sinken, während jene von Biomasse und dem Müllheizkraftwerk weitgehend konstant bleiben, verursachen strombasierte Wärmelösungen insgesamt geringere Emissionen. Die Wärmeversorgung des ambitionierten Szenarios führt zu etwa 22 % weniger THG-Emissionen. Allerdings bleibt der absolute Unterschied zwischen beiden Szenarien gering im Vergleich zum heutigen Emissionsniveau.

Die vollständige Einhaltung aller in der Potenzialanalyse ausgewiesenen erneuerbaren Potenziale gelingt ausschließlich im ambitionierten Szenario. In allen anderen Varianten wird mindestens das Potenzial der festen Biomasse überschritten. Der Fernwärmeanteil unterscheidet sich zwischen den Szenarien nur um etwa fünf Prozentpunkte – ein scheinbar kleiner Wert, der jedoch auf den sehr hohen Anteil der Prozesswärme am Gesamtbedarf zurückzuführen ist. Der Bedarf an Grünen Gasen liegt im moderaten Szenario rund 2,1-mal höher, was insbesondere am geringeren Anteil strombasierter Wärmeversorgung liegt.

Tabelle 65: Vergleich Szenarien "ambitioniert" und "moderat"

Szenario	ambitioniert	moderat
Wärmeverbrauch 2040 [MWh/a]	651.200	662.700
Stromverbrauch (Wärme) 2040 [MWh/a]	110.700	67.200
THG-Emissionen 2040 [t CO ₂ -äq./a]	12.170	15.630
Einhaltung Potenziale	Ja	Nein
Anteil Fern- und Nahwärme (Gesamtwärmebedarf) [%]	18,4	13,8
Verbrauch Grüne Gase [MWh/a]	51.300	110.000

In Tabelle 66 sind die betrachteten Szenarien „Gas Hoch“ und „Gas Niedrig“ gegenübergestellt. Da in beiden Szenarien die gleiche Sanierungsrate unterstellt wird, bleibt der Gesamtwärmeverbrauch identisch. In einer stark gasbasierten Wärmeversorgung steigt der Bedarf an Grünen Gasen im Jahr 2040 entsprechend an, während der Anteil strombasierter Wärme deutlich geringer ausfällt. Im Szenario Gas Niedrig zeigt sich das umgekehrte Bild: Der Bedarf an Grünen Gasen sinkt, dafür nimmt die strombasierte Wärmeerzeugung zu.

Eine strombasierte Wärmeversorgung verursacht im Jahr 2040 deutlich geringere THG-Emissionen als eine gasbasierte. Der Anteil von Fern- und Nahwärme am Gesamtwärmebedarf unterscheidet sich zwischen den Szenarien geringfügig.

Tabelle 66: Vergleich Szenarien "Gas Hoch" und "Gas Niedrig"

Szenario	Gas Hoch	Gas Niedrig
Wärmeverbrauch 2040 [MWh/a]	662.700	662.700
Stromverbrauch (Wärme) 2040 [MWh/a]	32.300	132.000
THG-Emissionen 2040 [t CO ₂ -äq./a]	19.050	10.420
Einhaltung Potenziale	Nein	Nein
Anteil Fern- und Nahwärme (Gesamtwärmebedarf) [%]	13,1	15,8
Verbrauch Grüne Gase [MWh/a]	178.000	20.500

11.9. Zielszenario 2040

Auf Grundlage der vier betrachteten Szenarien und deren Gegenüberstellung wird ein Zielszenario entwickelt. Hierbei geht es darum den realistischsten, aber dennoch zielgerichteten, Entwicklungspfad der Wärmeversorgung aufzuzeigen. Auch hierbei handelt es sich um Prognosen, die aufgrund verschiedener Einflussfaktoren – wie Kostenentwicklungen, politischen Rahmenbedingungen sowie privaten und wirtschaftlichen Entscheidungen – von der tatsächlichen Entwicklung abweichen können. Im Rahmen zukünftiger Fortschreibungen der kommunalen Wärmeplanung sind diese Annahmen daher zu überprüfen.

Für das Zielszenario 2040 werden folgende Rahmenbedingungen angenommen:

1. Deutlicher Ausbau des Fernwärmenetz, ohne weitere Nutzung der Gaskessel
2. Ambitionierter, aber schrittweiser Neubau der drei Inselnetze
3. Realistische Sanierungsquote im Wohngebäudebestand von 1 %
4. Überschreitung der lokalen Potenziale für feste Biomasse
5. Mittlerer Elektrifizierungsgrad in der Prozesswärme

Im Zielszenario werden sämtliche im Rahmen der Wärmeplanung identifizierten Maßnahmen zur Leistungssteigerung des Fernwärmenetzes umgesetzt. Jedoch werden die Redundanz-Gaskessel lediglich übergangsweise eingesetzt. Die drei geeigneten Gebiete für Inselnetze werden – unter Berücksichtigung realistischer Anschlussquoten – schrittweise aufgebaut. Es wird eine realistische Sanierungsquote von 1 % unterstellt. Die lokalen Potenziale von fester Biomasse laut Potenzialanalyse werden nicht als gesetzt angenommen. Für die Prozesswärme wird ein mittlerer Elektrifizierungsgrad gewählt, der den Rückmeldungen aus der Industrie (Fragebögen) entspricht.

Das Zielszenario soll möglichst realistisch, aber dennoch unter Einhaltung der Klimaschutzziele definiert werden. In den jeweiligen Unterkapiteln wird die Wahl bestimmter Parameter und Entwicklungspfad aus den zuvor gegenübergestellten Szenarien diskutiert.

11.9.1. Wärmeverbrauch und Energieträgerverteilung bis 2040

Im Folgenden wird der Wärmeverbrauch aufgeteilt nach Energieträgern und Verbrauchergruppen bis zum Zieljahr 2040 aufgezeigt.

Wohnen & Kleinverbraucher

In Abbildung 148 ist die Entwicklung der Wärmeerzeugung der Verbrauchergruppe Wohnen & Kleinverbraucher zu sehen. Die sinkenden Energieverbräuche sind anhand der Größe der Kreise verdeutlicht. Es wird von einer realistischen Sanierungsrate von 1 % ausgegangen.

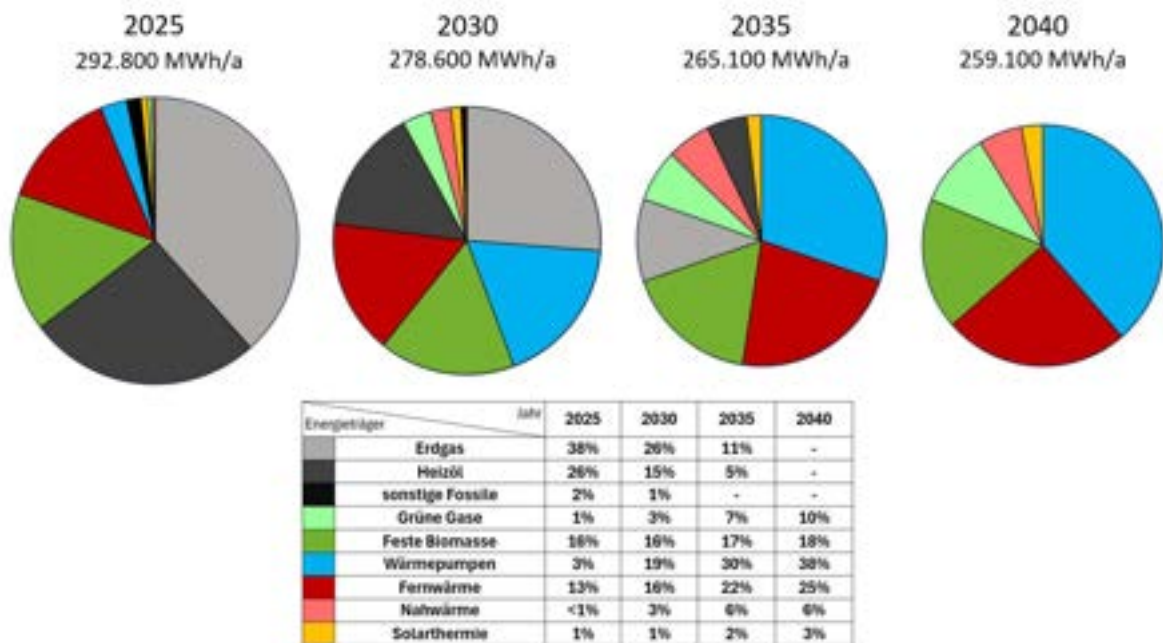


Abbildung 148: Zielszenario 2040: Energieträgerverteilung Wohnen & Kleinverbraucher

Erdgas und Heizöl werden bis zum Jahr 2040 schrittweise aus dem Energiemix verdrängt. In den ersten Jahren ist lediglich ein leichter Rückgang zu erwarten, zurückzuführen auf altersbedingte Heizungsmodernisierungen. Sonstige fossile Energieträger, insbesondere Kohle, verschwinden voraussichtlich bereits bis 2030 nahezu vollständig. Ab 2029 ist ein deutlicher Rückgang fossiler Energien zu erwarten. Dies ist auf die dann wirksam werdende 65 %-Regelung des Gebäudeenergiegesetzes, steigende CO₂-Preise sowie den fortschreitenden Ausbau von Fern- und Nahwärmenetzen zurückzuführen.

Fernwärme entwickelt sich bis zum Zieljahr 2040 zu einem noch wichtigeren Bestandteil der Wärmeversorgung mit einem Anteil von rund 25 %. Grundlage hierfür ist ein starker Ausbau sowie eine umfangreiche Netzverdichtung des bestehenden Fernwärmenetzes. Die Erschließung der Fokusgebiete Büchelkühn und Fronberg sowie des Wärmenetzprüfgebietes Kreith mit einem Inselnetz lassen den Anteil an Nahwärme an der Wärmeversorgung der Verbrauchergruppe Wohnen & Kleinverbraucher steigen. Im Zielszenario wird von einer schrittweisen Realisierung dieser Inselnetze bis 2035 ausgegangen. Die detaillierten Betrachtungen der Fern- und Nahwärme dieses Szenarios sind im Kapitel 11.9.3 beschrieben.

Der Verbrauch an fester Biomasse zur Wärmeerzeugung ist aktuell bereits über dem lokal verfügbarem Potenzial. Da eine Verbrauchsreduktion nicht realistisch ist, wird im Zielszenario von einem konstanten absoluten Wert ausgegangen. Eine Erhöhung des Verbrauchs ist in Realität eventuell wahrscheinlicher, soll aber im Zuge eines Zielszenarios nicht ausgewiesen werden. Der relative Anteil fester Biomasse steigt leicht auf 18 %.

Der derzeitige Anteil Grüner Gase – hier ausschließlich Biomethan – an der Wärmeversorgung der Verbrauchergruppe Wohnen & Kleinverbraucher wird aufgrund der bilanziellen Betrachtungsweise anhand des deutschlandweiten Anteils von Biomethan am Gasverbrauch abgeschätzt (siehe Kapitel 4.4.4). Aufgrund der bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Preisentwicklung von Biomethan sowie der fehlenden verbindlichen Zusage zur langfristig gesicherten Verfügbarkeit durch den Gasnetzbetreiber und die in Schwandorf

vorhandene Biomethaneinspeiseanlage (siehe Kapitel 11.12) ist eine flächendeckende Versorgung des Stadtgebiets mit Biomethan derzeit nicht zu empfehlen. Darüber hinaus ist das lokal verfügbare Biomethanpotenzial bereits weitgehend ausgeschöpft. Die Bayernwerk Netz GmbH verfolgen eine Strategie zur verstärkten Einspeisung und Nutzung von Biomethan im bestehenden Gasnetz. Vor diesem Hintergrund werden sämtliche in Abstimmung mit dem Gasnetzbetreiber identifizierten Biomethan-Prüfgebiete ohne Wärmenetzeignung als potenziell mit Biomethan versorgt betrachtet. Für diese Gebiete wird eine Anschlussquote von 60 % angenommen. Dies entspricht einem Anteil von 10 % am Gesamtwärmebedarf für das Zieljahr.

Der Zubau an Solarthermie wird anhand der deutschlandweiten Ausbauzahlen von 2016 bis 2022 auf die Stadt Schwandorf heruntergerechnet [99]. Der Ausbau ist weiterhin auf das ermittelte Potenzial begrenzt. Es wird zudem von einem leichten Anstieg des Ausbaus aufgrund steigender CO₂-Preise und notwendiger Heizungsumstellungen ausgegangen. Im Jahr 2040 liegt der Anteil der Solarthermie am Gesamtwärmebedarf bei etwa 3 %.

Der verbleibende Wärmebedarf wird strombasiert gedeckt. Zum Einsatz kommen Wärmepumpen mit den Quellen Luft, Geothermie oder Wasser sowie Direktstromheizungen. Diese Technologien erreichen zusammen einen Anteil von etwa 38 % am Wärmeverbrauch von Wohnen & Kleingewerbe im Zieljahr 2040.

Industrie & Großgewerbe

Bei der Verbrauchergruppe Industrie & Großgewerbe muss zwischen Raumwärme und Warmwasser sowie Prozesswärme unterschieden werden. Dabei stellt Prozesswärme den Großteil des Wärmebedarfs dar.

In Abbildung 149 ist die Entwicklung der Raumwärme und des Warmwassers abgebildet.

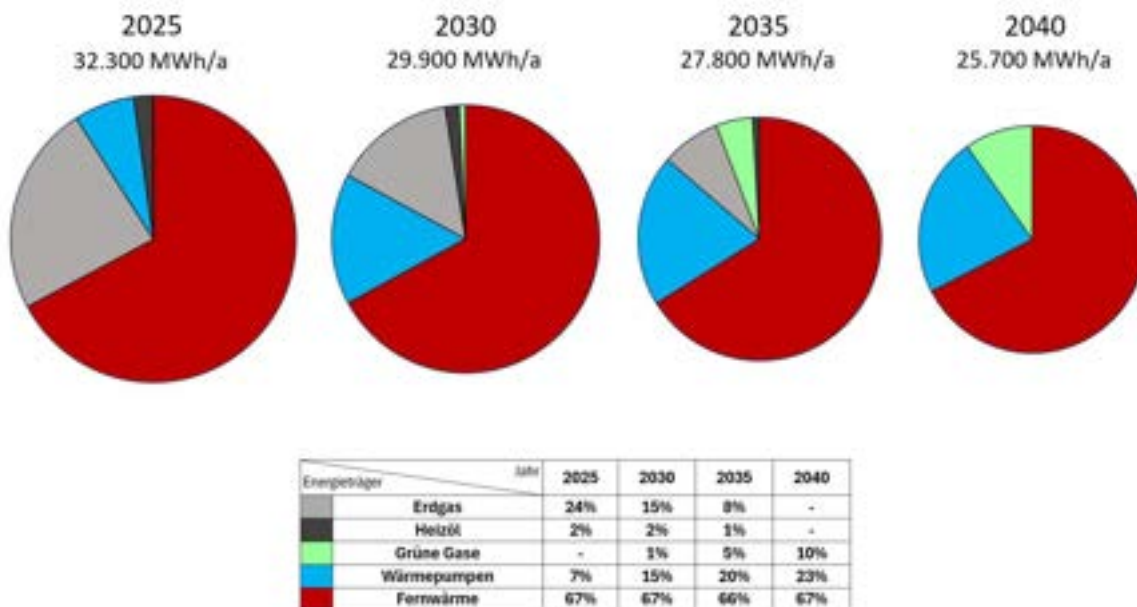


Abbildung 149: Zielszenario 2040: Energieträgerverteilung Industrie & Großgewerbe (Raumwärme und Warmwasser)

Der Anteil an fossilen Energieträgern (hier Erdgas und Heizöl) nimmt kontinuierlich ab. Im Zieljahr 2040 sind keine fossilen Energieträger mehr im Energiemix vorhanden. Der Anteil an

Fernwärme bleibt konstant. Mögliche Wärmenetzerweiterungen gleichen sich mit der Energieeinsparung aus. Die detaillierten Betrachtungen der Fern- und Nahwärme dieses Szenarios sind im Kapitel 11.9.3 beschrieben.

Aufgrund des Einsatzes in industriellen Prozessen ist die Nutzung Grüner Gase für Raumwärme und Warmwasser eine realistische Möglichkeit. Daher wird ein kleiner Anteil von 10 % am Raumwärmebedarf angenommen.

Die restlichen Gebäude der Industrie & des Großgewerbes sollen künftig durch Wärmepumpensysteme beheizt werden, da das Potenzial der Biomasse der Verbrauchergruppe Wohnen & Kleinverbraucher zugeschrieben wird und Schallschutzauflagen im Industriebereich geringer sind.

Abbildung 150 zeigt die Entwicklung des Prozesswärmebedarfs der Industrie auf. Dieser hat einen weitaus größeren Anteil (94 %) am Energiebedarf der Industrie im Vergleich zur Raumwärme und Warmwasser.

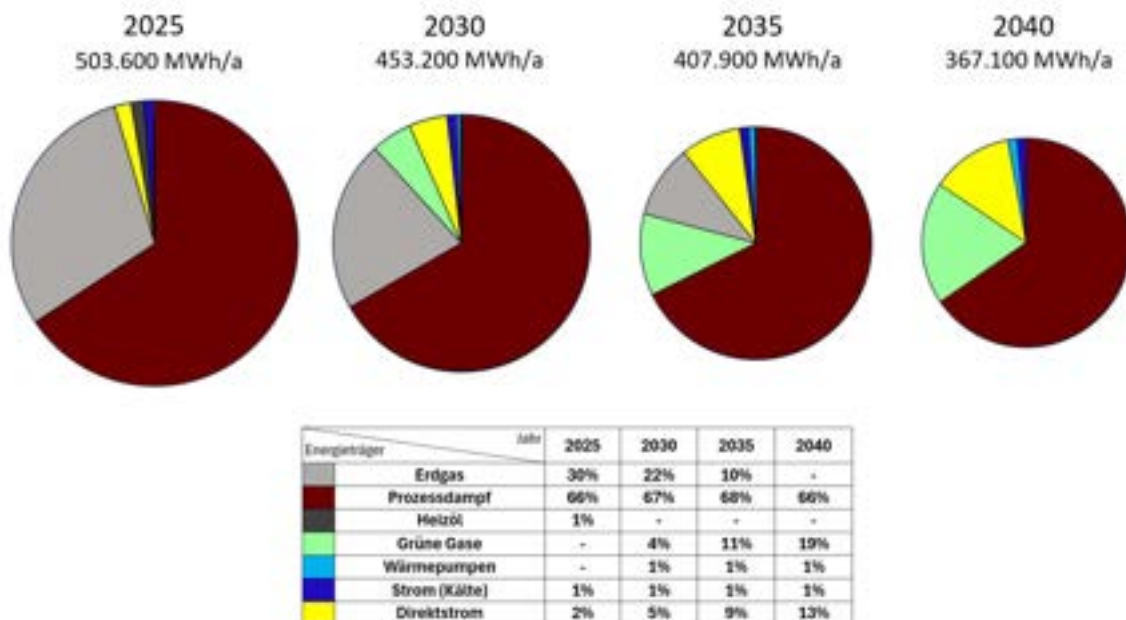


Abbildung 150: Zielszenario 2040: Energieträgerverteilung Industrie & Großgewerbe (Prozesswärme)

Prozessdampf aus dem Müllheizkraftwerk stellt bis 2040 den überwiegenden Anteil am Energiemix der Prozesswärme dar. Der relative Anteil bleibt annähernd konstant und schwankt prozessbedingt leicht.

Erdgas deckt derzeit rund 30 % des Energiebedarfs und spielt damit noch eine zentrale Rolle. Für die Zukunft wird jedoch von einer schrittweisen Ablösung durch Grüne Gase sowie einer verstärkten Elektrifizierung der Prozesswärme ausgegangen. Das zukünftige Verhältnis zwischen Grünen Gasen und Direktstrom bis 2040 wird auf Basis der Rückmeldungen aus den Fragebögen abgeschätzt. Unter der Annahme, dass die entsprechenden Prozesse elektrifizierbar sind, werden 50 % des Prozesswärmebedarfs dem Energieträger Direktstrom zugeordnet – dies bildet ein mittleres Elektrifizierungsszenario ab. Rund 10 % dieser elektrifizierten Prozesse können voraussichtlich über Wärmepumpentechnologie abgedeckt werden. Deren

Anteil bleibt bewusst niedrig, da viele industrielle Anwendungen weiterhin sehr hohe Temperaturen benötigen.

Der verbleibende Bedarf wird durch Grüne Gase gedeckt. Im Zielszenario ist der Anteil an Grünen Gasen im Zieljahr höher als der Anteil an Direktstrom. Welche Prozesse künftig mit welchem Energieträger effizienter betrieben werden können, ist stark verfahrensabhängig und muss individuell bewertet werden. Die getroffenen Annahmen stellen daher bewusst grobe Schätzwerte dar.

Es wird ein konstanter industrieller Kältebedarf angenommen.

Öffentliche Einrichtungen

Die Entwicklung der Energieträgerverteilung der Öffentlichen Einrichtungen bis zum Zieljahr 2040 ist in Abbildung 151 dargestellt.

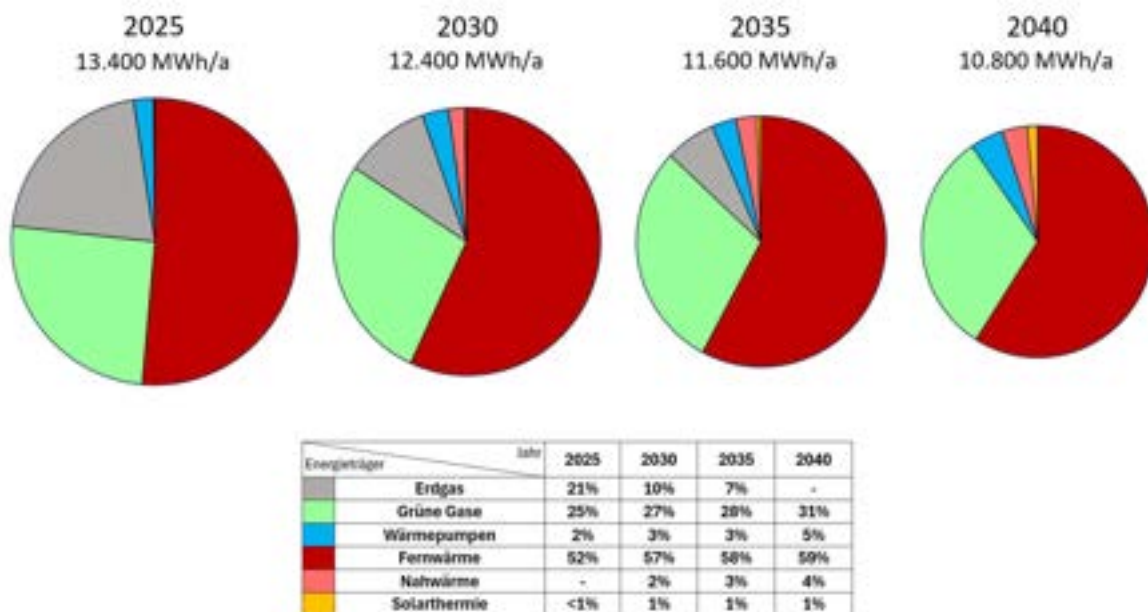


Abbildung 151: Zielszenario 2040: Energieträgerverteilung Öffentliche Einrichtungen

Auch im Bereich der öffentlichen Einrichtungen stellt Erdgas derzeit eine wichtige Wärmeversorgungstechnologie dar. Dieser Anteil wird bis zum Jahr 2040 schrittweise auf null zurückgehen. In diesem Szenario wird Erdgas nicht durch Grüne Gase substituiert. Lediglich das Klärgas stellt den Anteil der Grünen Gase dar. Der absolute Klärgasverbrauch bleibt bis zum Zieljahr konstant. Aufgrund des sinkenden Raumwärmebedarfs steigt der relative Anteil des Klärgases am Energiemix.

Bereits heute hat Fernwärme einen Anteil von rund 52 % am Wärmeverbrauch kommunaler Liegenschaften. Da ein Großteil der kommunalen Liegenschaften bereits an das Fernwärmenetz angeschlossen ist, wird von einem geringen Ausbau ausgegangen. Zudem liegen einige Liegenschaften nicht im Fernwärmenetzgebiet. Im Zuge der Realisierung des Inselnetzes Fronberg werden auch kommunale Liegenschaften an das Nahwärmenetz angebunden. Die detaillierten Betrachtungen der Fern- und Nahwärme dieses Szenarios sind im Kapitel 11.9.3 beschrieben.

Für Solarthermie wird ein geringer Zubau angenommen. Die restlichen Gebäude im kommunalen Bestand sollen künftig durch Wärmepumpensysteme beheizt werden, da das gesamte Potenzial der Biomasse der Verbrauchergruppe Wohnen & Kleinverbraucher zugeschrieben wird.

11.9.2. Energie- und Treibhausgasbilanz bis 2040

In Abbildung 152 ist die Entwicklung der Treibhausgasbilanz aus dem beschriebenen Szenario moderat, in analoger Weise zu den anderen Szenarien, dargestellt. Für weitere Anmerkungen siehe Kapitel 11.4.2. Dabei wird deutlich, dass zum heutigen Zeitpunkt die Bereiche Prozesswärme sowie Wohnen & Kleinverbraucher aufgrund der hohen erzeugten Wärmemengen die meisten Emissionen verursachen. Entsprechend bringen diese Verbrauchergruppen die größte absolute Reduktion an Emissionen mit sich.

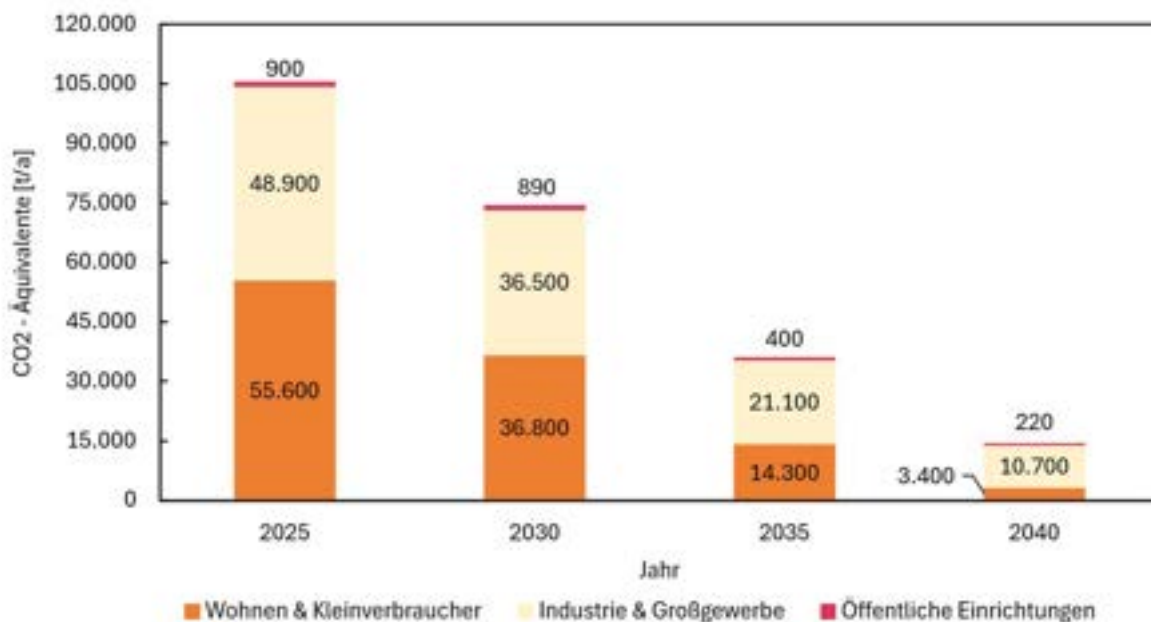


Abbildung 152: Zielszenario 2040: Treibhausgasbilanz Sektor Wärme der Verbrauchergruppen

Abbildung 153 zeigt die Energieträgerverteilung für Heiz- und Prozesswärme aller Verbrauchergruppen für das Jahr 2040 auf. Für dezentrale Gebiete werden Wärmepumpen in Zukunft die größte Rolle im Sektor Wärme darstellen. Dies stimmt mit dem Ziel der Sektorenkopplung überein. Aber auch in Wärmenetzen oder der Industrie sind Wärmepumpen eine Möglichkeit der Wärmebereitstellung. Da die Prozesswärme weiterhin den Großteil der benötigten Energie einnimmt, wird weiterhin eine hohe Menge an Prozessdampf sowie Grünen Gasen und Direktstrom benötigt. Die Fern- und Nahwärme wird umfangreich ausgebaut. Dies stimmt unter anderem mit den Zielen der Bundesregierung überein. Die restliche Wärmemenge wird durch feste Biomasse und Solarthermie bereitgestellt.

Dieses Szenario stimmt mit dem Ziel der Wärmewende überein. Alle Energiequellen können regenerativ betrieben werden, müssen jedoch im Falle der festen Biomasse zum Teil importiert werden. Insgesamt fallen im Zielszenario 2040 noch 14.320 t CO₂-Äquivalente an Emissionen an. Das sind 86 % weniger im Vergleich zur aktuellen Situation. Im Anhang sind die laut Wärmeplanungsgesetz anzugebenden Indikatoren der Wärmeversorgung für das Jahr 2040 angegeben.

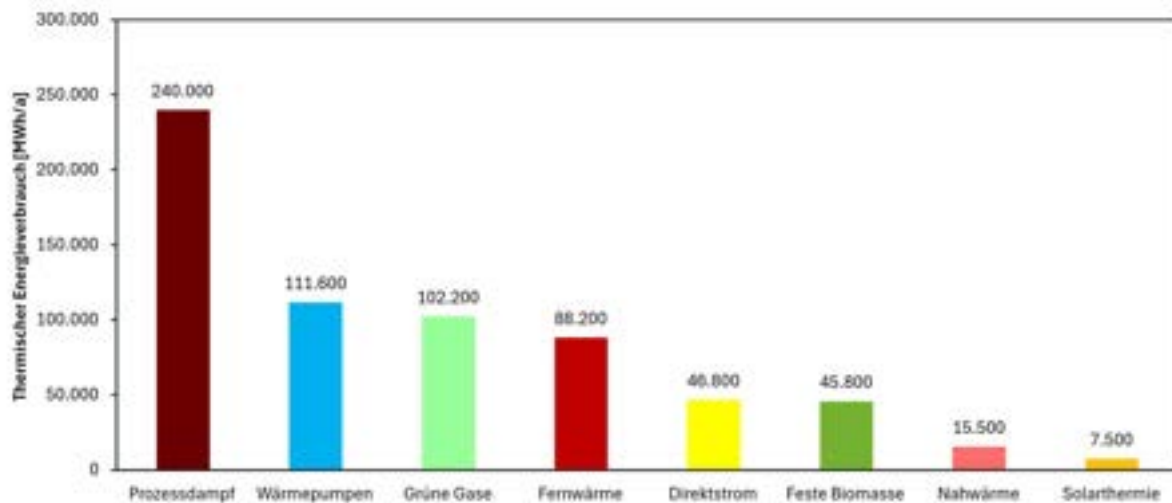


Abbildung 153: Zielszenario 2040: Energieträgerverteilung Heiz- und Prozesswärme alle Verbrauchergruppen im Jahr 2040

11.9.3. Entwicklung Fern- und Nahwärme

Die Entwicklung der Fern- und Nahwärme im Zielszenario ist in Abbildung 154 und Abbildung 155 bis zum Zieljahr 2040 dargestellt. Hierbei werden die Pläne und Anmerkungen des Fernwärmesetzbetreibers und weiterer potenzieller Netzbetreiber, welche im Zuge der kommunalen Wärmeplanung erarbeitet wurden, mitberücksichtigt. In diesem Kapitel geht es um die Szenarien-entwicklung mit dem Fokus auf Energiemengen. Weitere z.B. strategische Aspekte für die Fernwärme werden in Kapitel 11.11 diskutiert. Die Errichtung von Nahwärmenetzen (in Abgrenzung zur Fernwärme auch Inselnetze genannt) basiert überwiegend auf den Ergebnissen der Wärmeversorgungsgebietenbetrachtung (siehe Kapitel 0).

Fernwärme:

Für die Fernwärme werden folgende Maßnahmen angenommen. Anhand der exemplarischen benötigten Leistung (11 kW) sowie eines typischen Wärmeverbrauches (20 MWh/a) eines Einfamilienhauses werden die potenziellen Leistungserweiterungen in eine Wärmemenge umgerechnet.

1. Kein Weiterbetrieb Redundanz-Gaskessel: 6+2 MW (ca. 14.600 MWh/a)
2. Freiwerdende Kapazitäten durch Sanierung Abnehmer: 1,8 MW (ca. 3.300 MWh/a)
3. Integration Großwärmespeicher: 6 MW (10.900 MWh/a)
4. Erweiterung Auskoppelleistung Müllheizkraftwerk: 4 MW (ca. 7.300 MWh/a)

Die im Rahmen des Triphönix-Projekts installierten Redundanz-Gaskessel sind ausschließlich für den Übergangsbetrieb während der Umbauphase des Müllheizkraftwerks vorgesehen. Perspektivisch wäre für deren weiteren Einsatz ein Betrieb mit Grünen Gasen erforderlich. Sowohl die langfristige Verfügbarkeit als auch die Kosten dieser Energieträger sind derzeit jedoch nicht verlässlich abschätzbar. Vor diesem Hintergrund wird empfohlen, die bestehende und vergleichsweise kostengünstige Abwärme des Müllheizkraftwerks künftig in größerem Umfang zu nutzen und den Einsatz der Gaskessel auf die Umbauzeit zu begrenzen.

Aufgrund von Sanierungsmaßnahmen sowie eines infolge steigender Außentemperaturen sinkenden Wärmebedarfs wurde im Rahmen der Potenzialanalyse (siehe Kapitel 4.3.3) eine

Einsparung von rund 1,8 MW ermittelt. Dieses freiwerdende Leistungspotenzial kann im Zielszenario teilweise für den Anschluss zusätzlicher Abnehmer genutzt werden. Da der Potenzialanalyse eine Sanierungsrate von 2 % zugrunde liegt, wird das zusätzliche Anschlusspotenzial in der vorliegenden Betrachtung bei einer reduzierten Sanierungsrate von 1 % auf 1 MW begrenzt. Dabei wird von einer kontinuierlichen, gleichmäßigen Sanierung über den Betrachtungszeitraum ausgegangen.

Auch die Integration eines Großspeichers wurde in der Potenzialanalyse untersucht. Hierbei wurde ein Potenzial von ca. 6 MW ausgewiesen. Der Wärmespeicher kann zur Reduzierung der Spitzenlast beitragen und somit zur Erweiterung des Fernwärmenetzes. Es wird von einer Integration des Großwärmespeichers zwischen den Jahren 2030-2035 ausgegangen.

Im Zuge des Energiegipfels (siehe Kapitel 11.15) wurde eine Erhöhung der Auskoppelleistung des Müllheizkraftwerkes in das Fernwärmenetz diskutiert. Solche Erweiterungen wurden in der Vergangenheit bereits durchgeführt. Die betreffenden Akteure (ZMS und SWFS) werden dies in vertieften Gesprächen in naher Zukunft abwägen. Im Zuge des Zielszenarios wird eine Erhöhung der Auskoppelleistung von 36 MW auf 40 MW angenommen. Dieser Wert ist nur für dieses Szenario exemplarisch gewählt worden. Welche Erhöhung seitens des Müllheizkraftwerkes realisierbar wäre, muss noch untersucht werden. Es wird von einer Erhöhung der Auskoppelleistung ab dem Jahr 2035 ausgegangen.

Unter Annahme dieser Maßnahmen erhöht sich die abgesetzte Energiemenge des Fernwärmenetzes von aktuell 68.200 MWh/a auf ca. 88.200 MWh/a bis zum Jahr 2040. Die Zunahme ist dabei, aufgrund der Vielzahl an Maßnahmen und einer Begrenzung an neuen Anschlüssen pro Jahr, kontinuierlich steigend. Prozessdampf stellt auch in Zukunft den Großteil der Energie für das Wärmenetz bereit.

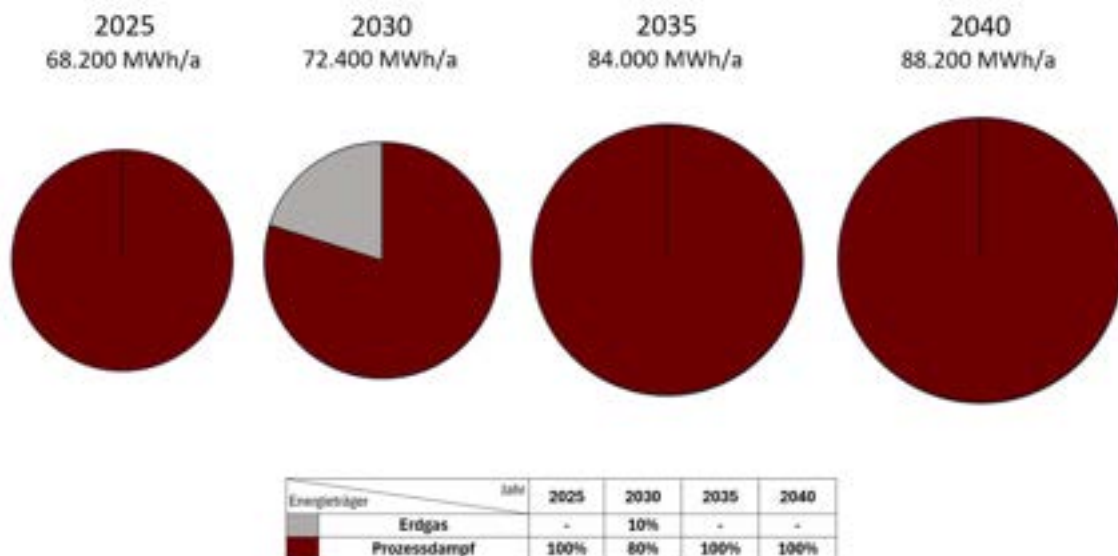


Abbildung 154: Zielszenario 2040: Energieträgerverteilung Fernwärme

Nahwärme:

Für die Entwicklung der Nahwärme (separate Inselnetze) werden folgende Maßnahmen angenommen. Hierbei sind die Ergebnisse der Wärmeversorgungsgebiete sowie der Fokusgebiete von Bedeutung.

1. Gleichbleibender Bedarf aktuelle Nahwärmenetze
2. Realisierung Inselnetz Büchelkühn
3. Realisierung Inselnetz Fronberg
4. Realisierung Inselnetz Kreith

Nach Rücksprache mit den Wärmenetzbetreibern der aktuell in Betrieb befindlichen Nahwärmenetzen wird kein Aus- oder Rückbau dieser Netze angenommen. Es wurde mitgeteilt, dass für die Wärmenetze in Haselbach und Lindenlohe keine weiteren Kapazitäten vorhanden sind. Der Weiterbetrieb der Biogasanlage in der Bellstraße ist noch ungewiss. Diese speist aktuell die Kläranlage, jedoch mit sehr geringen Mengen. Daher hat die mögliche Stilllegung keinen großen Einfluss auf das Szenario.

Es wird angenommen, dass ein Inselnetz in Büchelkühn bis zum Jahr 2035 errichtet wird. Die Ergebnisse der Fokusgebietsbetrachtung des Ortsteils Büchelkühn (siehe Kapitel 8) werden mit einer Anschlussquote von 80 % versehen. Die Wärmequelle stellt hierbei fast ausschließlich das geklärte Abwasser dar. Zudem werden die Ergebnisse des Fokusgebietes Fronberg (siehe Kapitel 9) in Form der zweiten betrachteten Variante angenommen.

Für das mögliche Inselnetz Kreith wird für das gesamte Gebiet eine Anschlussquote von 60 % verwendet sowie die Sanierung mitbetrachtet. Der Energieträger ist hierbei Hackschnitzel.

Im Zielszenario wird angenommen, dass die drei Inselnetze schrittweise umgesetzt werden. Die Inselnetze in Fronberg und Kreith werden in den nächsten Jahren realisiert. Bis zum Jahr 2035 ist auch das Netz in Büchelkühn in Betrieb. Ein Rückgang des Wärmebedarfs der Abnehmer aufgrund von Sanierung kann ggf. freie Kapazitäten für weitere Abnehmer schaffen.

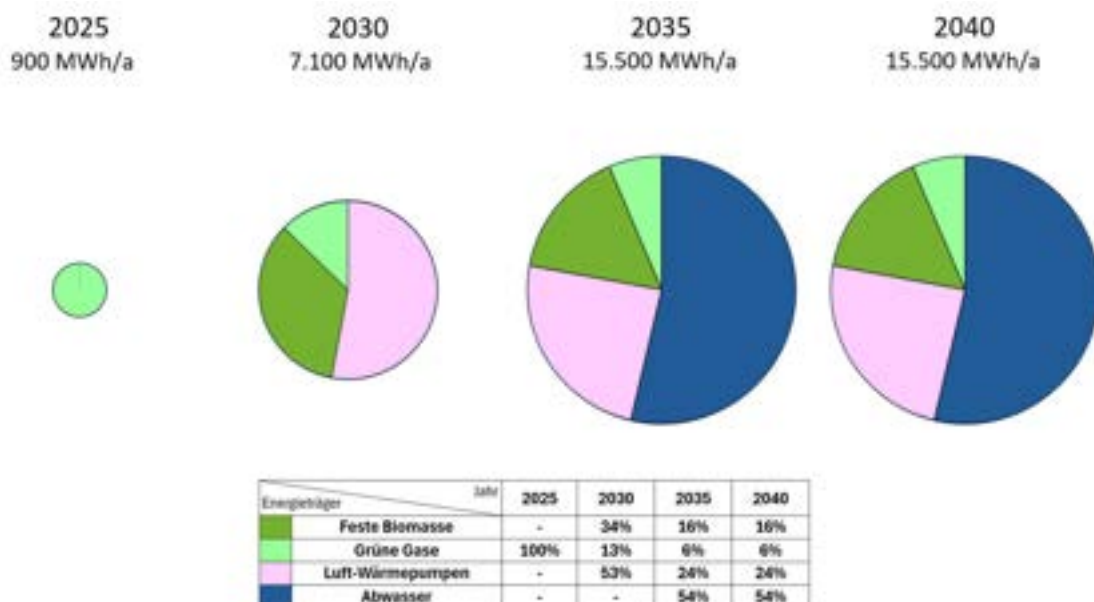


Abbildung 155: Zielszenario 2040: Energieträgerverteilung Nahwärme

11.9.4. Gegenüberstellung Zielszenario und Potenzialanalyse

Um darzustellen, welche Energieträger im Jahr 2040 weiterhin nach Schwandorf importiert werden müssen, vergleicht Tabelle 67 den prognostizierten Verbrauch im Jahr 2040 mit dem jeweils verfügbaren lokalen Potenzial. Anders als in der vorhergehenden Potenzialanalyse

wird hier das gesamte Potenzial herangezogen, nicht das noch ungenutzte ("übrige") Potenzial. Zusätzlich wird der Deckungsanteil berechnet – also das Verhältnis von Verbrauch zu lokalem Potenzial. Werte über 100 % weisen darauf hin, dass der Energiebedarf die lokal verfügbaren Potenziale übersteigt und somit Importe erforderlich sind. Da heute nicht mit Sicherheit gesagt werden kann, welche Energieträger 2040 tatsächlich zum Einsatz kommen, dient diese Gegenüberstellung vor allem als Orientierungshilfe. Sie soll verdeutlichen, welche lokalen Potenziale in welcher Größenordnung zur Verfügung stehen und wo strukturelle Engpässe und Abhängigkeiten entstehen könnten.

Tabelle 67: Zielszenario 2040: Gegenüberstellung Verbrauch 2040 und lokales Potenzial

Energieträger	Verbrauch 2040 [MWh/a]	Potenzial [MWh/a]	Anteil [%]
Grüne Gase (ohne Verstromung)	103.200	90.100	115
Grüne Gase Inkl. Power-to-X (H ₂)	103.200	285.100	36
Feste Biomasse	48.200	38.200	126
Umweltwärme	115.400	545.900	21
Solarthermie	7.500	211.700	4
Industrielle Abwärme und Abwasser	8.300	350.200	2
Strom (Prozesswärme)	46.800	705.500	7
Strom (Raumwärme)	41.100	705.500	6

Im Zielszenario wird eine realistische Nutzung der Potenziale betrachtet. Die meisten Potenziale (außer Biomasse) werden lediglich zu maximal 21 % ausgeschöpft. Gründe dafür sind zum einen die breite Verfügbarkeit insbesondere von Umweltwärme, Abwärme und Strom, zum anderen die Präsenz des Müllheizkraftwerks, das unvermeidbare Abwärme in erheblichem Umfang bereitstellt.

Die Potenziale an fester Biomasse sowie Grünen Gasen (ohne Betrachtung von Power-to-X Potenzialen) werden in diesem Szenario überschritten. Dies bedeutet, dass Energie nach Schwandorf importiert werden muss. Energieimport macht ein Energiesystem von unbeeinflussbaren Faktoren abhängig und kann ein wirtschaftliches Risiko darstellen.

Das Potenzial Grüner Gase wird ohne die derzeitige Stromerzeugung aus Biogasanlagen bewertet. Einerseits ließe sich hier eine sinnvolle Kopplung mit der Wärmebereitstellung realisieren; andererseits ist der Weiterbetrieb vieler Anlagen bis 2040 nicht gesichert. Würde man die aktuelle Verstromung in die Betrachtung einbeziehen, würde das Potenzial an Grünen Gasen rechnerisch überstrapaziert.

Falls alle in der Wärmeplanung ausgewiesenen Potenziale zur Erzeugung von Strom realisiert werden und deren Überschusserzeugung in Form von Power-to-X gespeichert wird, könnte im Zielszenario 2040 die benötigte gasbasierte Energie lokal bereitgestellt werden. Dies trifft bei alleiniger Nutzung von Biomethan nicht zu. Synthetisches Methan oder Wasserstoff müssen mittels Überschussstrom erzeugt werden.

Es sei betont, dass es sich hierbei um eine bilanzielle Betrachtung handelt. Aspekte wie zeitliche Verfügbarkeit und tatsächliche Nutzbarkeit der Energiequellen bleiben unberücksichtigt (außer im Falle der Fokusgebiete) und müssen vor allem bei der strombasierten Wärmeversorgung bei einer realen Auslegung betrachtet werden.

Um die Abhängigkeit von externen Energiequellen zu reduzieren und lokale Potenziale effizienter zu nutzen, bietet sich eine Zwischenspeicherung überschüssigen Stroms an. Dieser könnte zu Zeiten geringer Erzeugung wieder zur Verfügung gestellt oder alternativ in Grüne Gase umgewandelt werden, die insbesondere für den Einsatz in der Prozesswärme dienen. Mit Blick auf den hohen Biomasseeinsatz im Wärmenetz empfiehlt sich zudem eine strategische Entlastung durch strombasierte Wärmeerzeugung, insbesondere in den Sommermonaten und den Übergangszeiten. So könnte der Einsatz von Hackschnitzeln gezielt auf Spitzenlasten und kalte Wintertage konzentriert werden, um eine nachhaltige und ressourcenschonende Betriebsweise zu ermöglichen.

11.10. Einteilung in voraussichtliche Wärmeversorgungsgebiete

Auf Grundlage der Analyse zur Wärme- und Wasserstoffnetzplanung und der Eignung für eine dezentrale Wärmeversorgung sowie unter Einbezug der Ausbaupläne des bestehenden Wärmenetzes, der Pläne und Anmerkungen des Gasnetzbetreibers sowie der Ergebnisse aus den Fokusgebieten wird in Abbildung 156 ein mögliches Wärmeversorgungsszenario für die Stadt Schwandorf im Zieljahr 2040 dargestellt. Gesteift dargestellt sind Gebiete mit mehreren Hauptversorgungsvarianten.

In Blau dargestellt sind Gebiete mit einer hohen Wahrscheinlichkeit für eine dezentrale Wärmeversorgung. Wie bereits in Kapitel 6.3 beschrieben, kann trotzdem eine leitungsgebundene Wärmeversorgung v.a. in Form von kalter Nahwärme oder Gebäudenetzen nicht komplett ausgeschlossen werden. Generell ist in jedem Gebiet der Stadt weiterhin eine dezentrale Wärmeversorgung möglich. Es gibt aktuell (Stand 12/2025) keine Bestandsgebiete mit Anschlusszwang an ein Wärmenetz. Jedoch kann in bestimmten Gebieten ein Anschluss an das Wärmenetz wirtschaftlicher sein als eine Einzelversorgung. Dies ist für jedes Gebäude separat zu prüfen.

In Gebieten mit hellerem Rot ist das Fernwärmenetz bereits vorhanden und es wird vom Fernwärmenetzbetreiber eine Netzverdichtung angestrebt. Dunkel Rot eingezeichnet sind mögliche Fernwärmenetzerweiterungsgebiete, welche in naher Zukunft vom Netzbetreiber auf eine Erschließung untersucht werden.

Violett eingezeichnet sind Wärmenetzzeignungsgebiete, bei welchen ein Anschluss an das bestehende Fernwärmenetz ausgeschlossen ist. Hierfür sind separate Machbarkeitsstudien durchzuführen unter Betrachtung der in der Wärmeplanung erarbeiteten Ergebnisse der Bestands- und Potenzialanalyse sowie der Fokusgebietenbetrachtung. Eine genauere Prüfung und eventuelle Realisierung der Inselnetze sollen zeitnah vonstattengehen. Dies betrifft die Ortsteile Fronberg, Büchelkühn und Kreith.

In Rosa eingefärbt sind bestehende Nahwärmenetzgebiete. Laut Abfragen im Zuge der Wärmeplanung bei den Netzbetreibern besteht kein Ausbaupotenzial dieser Netze. Nicht angeschlossene Gebäude in diesen Gebieten müssen somit in Zukunft wahrscheinlich weiter dezentral versorgt werden.

Aufgrund des fehlenden Wasserstofffahrplans gemäß § 71k Abs. 1 Gebäudeenergiegesetz sowie der bislang ausstehenden Zusage der Energieversorger bzw. des Gasnetzbetreibers zur zukünftigen Biomethanbereitstellung nach § 28 Wärmeplanungsgesetz kann derzeit kein Gebiet als Wasserstoff- oder Biomethanetzzeignungsgebiet ausgewiesen werden. Gebiete, in denen laut Fragebogen ein hoher Bedarf und ein deutliches Interesse an Wasserstoff für Prozesswärme besteht, sowie vom Gasnetzbetreiber benannte Bereiche mit potenzieller Biomethanversorgung werden in diesem Zielszenario als Prüfgebiete eingeordnet und sind im Rahmen der Fortschreibung der Wärmeplanung erneut zu bewerten. Dennoch sind hier Gebiete aufgezeigt, welche der Gasnetzbetreiber Bayernwerk Netz GmbH als mögliche zukünftige Biomethangebiete deklariert. Gebäude in diesen Gebieten müssen bei einem Heizungstausch individuell abwägen, ob auf eine Biomethanversorgung gesetzt wird oder nicht. Es ist ausdrücklich zu betonen, dass eine zukünftige Versorgung mit Wasserstoff oder Biomethan zum aktuellen Zeitpunkt nicht gesichert ist.

Bezüglich der zeitlichen Entwicklung der Wärmeversorgungsgebiete sollte der Fernwärmenetzausbau sowie die Nachverdichtung im Bestandsgebiet sofort initiiert und während der nächsten Jahre geplant und durchgeführt werden. Gleiches gilt für die Inselnetzgebiete. Hierbei sollte zuerst Fokus auf die Ortsteile Fronberg und Büchelkühn, aufgrund des hohen Potenzials und der bestehenden Initiativen, gelegt werden. Die als Prüfgebiete deklarierten Baublöcke werden in den nächsten Jahren wahrscheinlich nicht realisiert werden. Daher ist deren Eignung bei der Fortschreibung der Wärmeplanung erneut zu ermitteln. Mit Wasserstoff als großflächiger Energieträger kann nach aktuellem Stand (12/2025) frühestens ab ca. 2035 gerechnet werden. Biomethan ist aktuell schon verfügbar und wird in Schwandorf in das Gasnetz eingespeist. Dennoch ist die aktuelle Verfügbarkeit von Biomethan im Vergleich zum Erdgasbedarf sehr gering. Eine flächendeckende, deutschlandweite Biomethanversorgung ist aktuell nicht gegeben und muss in Zukunft erneut geprüft werden. Eine dezentrale Wärmeversorgung ist jederzeit möglich sowie aufgrund von finanziellen Förderungen (siehe Kapitel 10) aktuell möglicherweise sehr lukrativ.

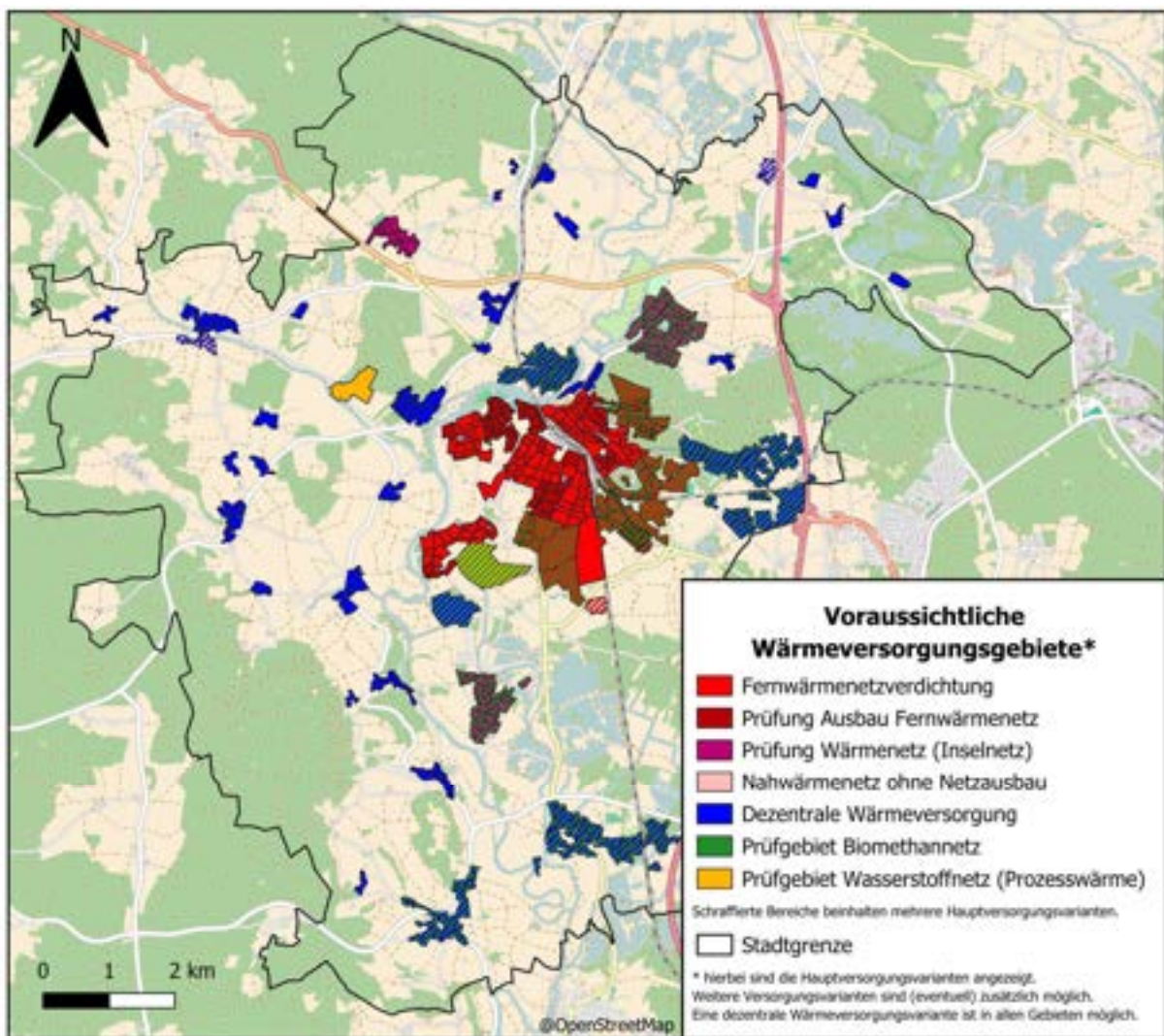


Abbildung 156: Voraussichtliche Wärmeversorgungsgebiete für das Zielszenario 2040

11.11. Ausblick Fernwärmenetz

Im Rahmen der Akteursbeteiligung der kommunalen Wärmeplanung für die Stadt Schwandorf fand ein intensiver Austausch mit dem Fernwärmenetzbetreiber „Städtische Wasser- und Fernwärmeversorgung Schwandorf“ (SWFS) statt – insbesondere hinsichtlich der angestrebten Zielzustände sowie des geplanten Ausbaus des bestehenden Fernwärmenetzes in Schwandorf.

Das bestehende Fernwärmenetz wird vollständig durch unvermeidbare Abwärme des Müllheizkraftwerks (MHKW) versorgt und erfüllt damit bereits heute die Anforderungen des Wärmeplanungsgesetzes (WPG) sowie – für die Wärmeabnehmer relevant – die Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes (GEG). Aufgrund des hohen regenerativen Deckungsanteils wird aktuell weder ein Transformationsplan noch ein Dekarbonisierungs- oder Ausbaupfad im Sinne des WPG benötigt.

Gleichzeitig verfolgen die SWFS klare strategische Weiterentwicklungen. Dazu gehören u.a. die Prüfung einer höheren Auskoppelleistung aus dem Müllheizkraftwerks sowie die Integration eines Großwärmespeichers. Zu diesen Themen befindet man sich in vertieftem Austausch mit dem Zweckverband Müllverwertung Schwandorf (ZMS). Die im Zuge des Triphönix-Projekts (Umbau des MHKWs) beschafften Heizersatzanlagen von insgesamt 8 MW stehen auch nach Abschluss des Umbaus des MHKWs potenziell für zukünftige Spitzenlasten zur Verfügung.

Ab 2028 liegt der Schwerpunkt insbesondere auf Netzoptimierung und Nachverdichtung, auch um mögliche Unsicherheiten während des Triphönix-Programms abzufedern. Vorrangig sollen die hydraulischen Engstellen reduziert, Rücklaufemperatur-Sünder identifiziert und die Betriebsführung mittels Echtzeitdaten weiter verbessert werden. Alle Abnehmer sind bereits mit Ultraschallzählern ausgestattet, sodass perspektivisch eine laufende Betriebsdatenauswertung möglich wird. Auch Überlegungen zur teilweisen Entkopplung von Industriebetrieben oder zur separaten Versorgung des Industriegebiets nahe des Müllkraftwerks werden betrachtet. Separat entkoppelte Teilnetze bestehen bereits und sind im hydraulischen Modell hinterlegt.

Die Netzstrukturen bieten grundsätzlich Potenziale für zusätzliche Anschlussnehmer. Durch die historisch sehr großzügige Rohrdimensionierung besteht Spielraum für Erweiterungen; abseits der Haupttrassen sind jedoch schlankere Dimensionierungen sowie eine standortbezogene Prüfung des verfügbaren Druckniveaus (max. 13 bar) erforderlich. Hierzu werden individuelle hydraulische Berechnungen im Netzmodell durchgeführt. Das maximal mögliche Potenzial einer Rücklaufemperaturabsenkung liegt bei rund 1,6 °C, was etwa 1,8 MW hydraulischer Entlastung entspricht. Die Integration eines Großwärmespeichers könnte darüber hinaus bis zu 6 MW Spitzenlast reduzieren und wäre gegenüber dem langfristigen Weiterbetrieb von Gas-Spitzenlastkesseln deutlich vorteilhafter. Die erforderliche Speicherkapazität hängt direkt von der hydraulisch möglichen Anschlusserweiterung ab.

Die Einbindung von Umweltwärmequellen wie Kläranlagenabwasser oder Flusswasser wird aufgrund der hohen Netztemperaturen als nicht wirtschaftlich bzw. nicht systemgerecht eingestuft. Eine Kälteinfrastruktur ist nicht geplant.

Die möglichen Ausbaugebiete des Fernwärmenetzes sind in dem Zielszenario für das Jahr 2040 aufgezeigt und beschrieben. Kronstetten wird aus hydraulischer Sicht als weniger geeignet für einen Netzanschluss bewertet. In Ettmannsdorf ist ein Ausbau vorgesehen. Das Rothlindenviertel wurde im Zuge des Fokusgebietes als potenzielles Ausbaugebiet betrachtet.

Zum 1. Januar 2026 wird für das Fernwärmenetz ein neues Preissystem eingeführt: Für Leistungen zwischen 0–15 kW gilt künftig ein geringerer Grundpreis als für 16–30 kW. Die Kunden entscheiden selbst, ob sie ihre vertraglich vereinbarte Anschlussleistung reduzieren möchten – müssen jedoch eigenständig prüfen (bzw. prüfen lassen), welche Auswirkungen dies auf ihren Heizbetrieb hat.

Abschließend besteht seitens der SWFS ausgeprägtes Interesse, künftig zusätzliche Inselnetze auf dem Stadtgebiet zu betreiben, auch in Kombination mit anderen Akteuren oder potenziellen Energielieferanten.

11.12. Ausblick Gasnetz

Im Rahmen der Akteursbeteiligung wurden detaillierte Gespräche mit der „Bayernwerk Netz GmbH“, dem in Schwandorf tätigen Gasnetzbetreiber, geführt. Ziel war es, insbesondere zu den Entwicklungen im Bereich Erdgas und zur Zukunft des Gasnetzes Stellungnahmen einzuholen und die Einschätzungen des Netzbetreibers in den erarbeiteten Zielszenarien zu berücksichtigen. Die nachfolgende Darstellung fasst die zentralen Aussagen der Bayernwerk Netz GmbH zusammen und gibt einen Einblick in die erwartete Entwicklung der Gasinfrastruktur im Stadtgebiet aus Sicht des Netzbetreibers.

Entwicklung Gasnetz

Das seit 1978 bestehende Gasnetz wird derzeit sowohl mit fossilem Methan als auch mit Biomethan betrieben. Die jüngst veröffentlichte Wärmestrategie der Bayerischen Staatsregierung betont ausdrücklich die Bedeutung klimaneutraler Gase – insbesondere Wasserstoff und Biomethan – als unverzichtbare Energieträger der zukünftigen Wärmeversorgung. Vor diesem Hintergrund richten die Bayernwerk Netz GmbH ihre strategische Ausrichtung auf eine langfristige Transformationsfähigkeit des bestehenden Netzes aus.

Nachverdichtungen innerhalb bestehender Gasnetze, sowie Gasnetzausbau für Industrie- und Gewerbekunden, werden weiterhin durchgeführt. Neubaugebiete mit reiner Wohnbebauung werden in der Regel nicht mehr berücksichtigt. Zur Bewertung des eigenen Infrastrukturzustands hat der Netzbetreiber ein spezifisches Analysewerkzeug entwickelt; vorzeitige Stilllegungen des Gasnetzes im Stadtgebiet Schwandorf sind aktuell nicht vorgesehen. Zudem sind keine Projekte bekannt, die den Bau neuer Gasspeicher in oder um Schwandorf zum Ziel haben. Für die langfristige Entwicklung des Gasnetzes gelten mehrere strategische Eckpunkte: Die bestehenden Netze sollen mindestens bis 2045 betrieben werden. Pläne zur Stilllegung größerer Netzbereiche bestehen derzeit nicht; im Fokus bleibt die Sicherstellung einer verlässlichen Versorgungssicherheit in allen Netzgebieten.

Im Rahmen der europäischen Vorgaben zur Gasbinnenmarkttrichtlinie bereitet sich der Netzbetreiber zudem darauf vor, das Gasnetz gezielt auf klimaneutrale Gase umzurüsten und langfristig kompatibel zu machen. Dies beinhaltet sowohl die Entwicklung von Transformations- und Umrüstungsplänen als auch die Erstellung möglicher Teil-Stilllegungskonzepte für einzelne Netzabschnitte, falls dies regulatorisch oder technisch erforderlich werden sollte.

Genauere Pläne und Zahlen zum zukünftigen Betrieb des Gasnetzes liegen zur Einarbeitung in die kommunale Wärmeplanung aktuell (Stand 11/2025) nicht vor. Die Entwicklung der Gasanschlüsse im Gebäudesektor in der Stadt Schwandorf, wie sie in den Indikatoren der Zielszenarien („moderat“) abgebildet ist, basiert auf überregionalen Studien und Modellanalysen und sind keine Angaben der Bayernwerk Netz GmbH. Diese Abschätzung basieren unabhängig von den Aussagen des Gasnetzbetreibers und werden lediglich im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung verwendet. Eine zentrale Referenz bildet dabei eine Untersuchung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) [101]. Diese kommt zu dem Ergebnis, dass der Gasbedarf im Gebäudesektor – sowohl für methanbasierte Gase als auch für Wasserstoff – bis zum Jahr 2040 um etwa 61 % zurückgehen wird. Dieser Rückgang wird in den Szenarien vereinfachend auf die Anzahl der Gasanschlüsse übertragen. Es handelt sich dabei ausdrücklich um eine grobe Abschätzung, da die künftige Entwicklung des Gasnetzes auf lokaler Ebene derzeit nicht sicher prognostizierbar ist. Eine konkrete räumliche Verteilung

der Gasanschlüsse im Stadtgebiet für das Jahr 2040 lässt sich vor diesem Hintergrund nicht belastbar darstellen.

Energieträger Biomethan

In der Region – darunter auch im Stadtgebiet Schwandorf – wird derzeit an drei Standorten Biomethan in das Gasnetz eingespeist. Mittelfristig ist geplant, die eingespeiste Biomethanmenge deutlich zu erhöhen, um eine zunehmend klimaneutrale Gasversorgung zu ermöglichen. Perspektivisch wird dabei laut Bayernwerk Netz GmbH von einer möglichen Jahresenergiemenge von rund 240 GWh ausgegangen. Hierbei ist auf eine nachhaltige Erzeugung des Biomethans zu achten.

Im Umfeld von Schwandorf befinden sich mehrere Biogasanlagen, die bislang vor allem Strom erzeugen. Da deren EEG-Förderung in den kommenden Jahren sukzessive ausläuft, könnte eine Umstellung der Betriebsweise der Biogasanlagen hin zur Veredelung des Rohbiogases in Biomethan stattfinden. Diese Umstellung kann dazu beitragen, die Wirtschaftlichkeit und den Weiterbetrieb der Biogasanlagen nach dem Ende der EEG-Förderung zu sichern.

Eine verbindliche Zusage zur sicheren Verfügbarkeit von Biomethan ab Mitte 2028 gemäß § 71f GEG kann seitens des Gasnetzbetreibers nicht gegeben werden. Die Bereitstellung von Biomethan hängt vollständig von Marktmechanismen, Produzenten und Lieferanten ab und liegt somit außerhalb des Einflussbereichs des Verteilnetzbetreibers. Dieser stellt lediglich die notwendige Infrastruktur für Einspeisung und Transport bereit, kann jedoch keine Gewähr für künftige Mengen, Qualitäten oder Quoten übernehmen.

Entsprechend kann der Gasnetzbetreiber auch keine belastbare Prognose zur Erreichbarkeit der gesetzlich geforderten Biomethananteile gemäß § 71 Abs. 9 GEG (ab 2029: 15 %, ab 2035: 30 %, ab 2040: 60 %) abgeben. Diese Verantwortung liegt nicht bei den Netzbetreibern, sondern bei den Marktteilnehmern entlang der Erzeugungs- und Lieferkette. Eine rechtliche Klärung der Zuständigkeiten wurde angestoßen. Darüber hinaus wurde die Bioerdgas Schwandorf GmbH, Betreiberin der Biomethan-Einspeiseanlage in Schwandorf, im Rahmen des Wärmeplanungsgesetzes (WPG) gemäß § 28 um entsprechende Auskünfte zur Versorgung mit Grünem Methan gebeten. Auch von Seiten des Anlagenbetreibers wurden keine verbindlichen Zusicherungen im Sinne des WPG mitgeteilt.

Aus diesen Gründen kann nach Wärmeplanungsgesetz keine Eignung von Teilgebieten der Stadt für ein Biomethanetz ermittelt werden. Alle in Absprache mit der Bayernwerk Netz GmbH möglichen Biomethangebiete des Zielszenarios 2040 sind somit als Prüfgebiete deklariert.

Energieträger Wasserstoff

Die Bayernwerke Netz GmbH bereitet sich (Stand 11/2025) darauf vor, zukünftig auch Wasserstoff großflächig in Bayern transportieren und verteilen zu können. Grundlage der strategischen Ausrichtung sind die Planungen zum deutschen Wasserstoffkernnetz sowie die integrierte Netzentwicklungsplanung für Strom, Gas und Wasserstoff. Diese dienen als Leitlinie, um die bestehende Gasinfrastruktur schrittweise an die Anforderungen einer künftigen Wasserstoffwirtschaft anzupassen.

In einem der nächsten Schritte müssen insbesondere die Rahmenbedingungen für das Anschlussnetz geschaffen werden. Dazu zählen die notwendigen Verbindungsleitungen zu potenziellen Wasserstoffabnehmern. Die bestehende Infrastruktur wird perspektivisch so transformiert und ertüchtigt, dass eine sichere und effiziente Verteilung von Wasserstoff möglich wird. Parallel führt der Netzbetreiber grundlegende Analysen durch, um geeignete Standorte für netzdienliche Elektrolyseure im eigenen Netzgebiet zu identifizieren.

Die vorhandenen Gasleitungen eignen sich grundsätzlich für eine Umrüstung auf Wasserstoff und bieten daher Potenzial insbesondere für die Versorgung von Industrie- und Gewerbekunden. Aufgrund der Nähe des Stadtgebiets Schwandorf zum geplanten Wasserstoffkernnetz finden bereits Abstimmungen mit potenziellen Großverbrauchern statt, die künftig eine maßgebliche Rolle für die Transformation des Gasnetzes spielen werden.

Eine konkrete Detailplanung zur vollständigen Umstellung des Netzes auf Wasserstoff befindet sich derzeit noch nicht in Bearbeitung. Ebenso ist es dem Netzbetreiber aufgrund der geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen – insbesondere, da er ein Verteilnetzbetreiber und kein Energieversorger ist – nicht möglich, eigenständig verbindliche Wasserstofffahrpläne zu erstellen. Nach § 71k Abs. 1 GEG sind solche Fahrpläne jedoch Voraussetzung für die Ausweisung von Gebieten, die künftig mit Wasserstoff für Raumwärme versorgt werden könnten. Da ein solcher verbindlicher Fahrplan aktuell nicht vorliegt, dürfen nach Vorgaben des Wärmeplanungsgesetzes (WPG) keine Gebiete mit Wasserstoffnetzeignung für die Wärmeversorgung ausgewiesen werden. Entsprechend werden in den Zielszenarien der Kommunalen Wärmeplanung keine Wasserstoffversorgungsgebiete für Raumwärme dargestellt.

Vor dem Hintergrund der laufenden Planungen und der noch ausstehenden Abstimmungen zur Wasserstoffversorgung ist zu betonen, dass die in dieser Wärmeplanung dargestellten Zielszenarien – insbesondere hinsichtlich der Entwicklung der Energieträger Erdgas und Grüne Gase – als erste Abschätzungen zu verstehen sind. Für die zukünftige Fortschreibung der kommunalen Wärmeplanung wird es entscheidend sein, die konkreten Ergebnisse und Aussagen der Netzbetreiber – insbesondere zur Netztransformation, Versorgungssicherheit und zur Rolle alternativer Gase – stärker in die Szenarientwicklung zu integrieren. Nur so kann eine belastbare und strategisch tragfähige Planung erfolgen, die den tatsächlichen infrastrukturellen Entwicklungen gerecht wird.

11.13. Ausblick Strom

Im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung hat der in der Stadt Schwandorf ansässige Stromnetzbetreiber „Bayernwerk Netz GmbH“ eine Stellungnahme zur aktuellen und zukünftigen Entwicklung des Stromnetzes abgegeben. Für die Bewertung der zukünftigen Netzbelastung ist eine differenzierte Betrachtung von Bezugs- und Einspeisefällen erforderlich. Der steigende Strombedarf durch Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anwendungen muss getrennt von der zunehmenden Einspeisung durch PV-Anlagen analysiert werden, um Netzengpässe und Investitionserfordernisse realistisch einschätzen zu können.

Die Leistungsfähigkeit der Verteilnetze kann nicht pauschal bewertet werden, da jede Netzsituation individuell ist. Netzbetreiber sind jedoch gesetzlich verpflichtet, jeden Anschlusswilligen an das Energieversorgungsnetz anzuschließen (§§ 17, 18 EnWG, § 1 NAV). Haushaltsübliche Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen werden in der Regel über den bestehenden Hausanschluss im Niederspannungsnetz versorgt, der standardmäßig für eine maximale Anschlussleistung von 30 kW für Bezug und Einspeisung ausgelegt ist. Höhere Leistungen – etwa im Rahmen von Quartierslösungen – müssen gesondert angemeldet und technisch geprüft werden. Zudem bittet die Bayernwerk Netz GmbH um möglichst frühzeitige Einbindung in die Planung von Heizzentralen und insbesondere die Mitteilung von Anschlussleistungen für z.B. Hochleistungswärmepumpen oder Power-to-Heat-Anlagen, da diese erfahrungsgemäß einen individuellen Netzanschluss bzw. eine separat für die Anlage zu errichtende Transformatorstation erfordern.

Für die langfristige Planung orientiert sich die Bayernwerk Netz GmbH am sogenannten „Flow-Szenario“. Dieses modelliert die wahrscheinliche Entwicklung der Energielandschaft bis 2040, einschließlich steigender Einspeisung aus Photovoltaik und Wind sowie stark wachsender Nachfrage durch Wärmepumpen, E-Mobilität und Batteriespeicher. Die Erkenntnisse fließen direkt in die Zielnetzplanung ein und wurden auch in der Kommunalen Wärmeplanung berücksichtigt. Auf Basis dieser Prognosen sind erhebliche Steigerungen im Stromverbrauch und in der Einspeisung zu erwarten, weshalb die Bayernwerk Netz GmbH in den kommenden Jahren größere Investitionen zum Ausbau des Verteilnetzes plant. Synergien, etwa im Zuge von Straßenerneuerungen, werden genutzt, um das Netz frühzeitig auf den künftigen Zielzustand auszurichten.

Bei dezentralen Erzeugungsanlagen bis 30 kW gilt der bestehende Netzanschlusspunkt als günstigster Verknüpfungspunkt. Nach Anmeldung erfolgt eine Netzverträglichkeitsprüfung, deren Ergebnis von zahlreichen lokalen Faktoren abhängt, sodass keine pauschalen Aussagen möglich sind. In der Niederspannung wird der Netzausbau überwiegend anlassbezogen und kurzfristig umgesetzt, während in den höheren Spannungsebenen der Bedarf zentral ermittelt und im Rahmen von „Netzplanergesprächen“ weitergegeben wird.

Stromspeicher können einen wichtigen Beitrag zur Stabilisierung der Netze und zur Reduzierung von Netzeingriffen leisten – allerdings nur, wenn sie so positioniert und betrieben werden, dass sie dem Netz tatsächlich nutzen. Daher unterscheidet der Netzbetreiber Speicher nach ihrer netztechnischen Wirkung (netzbelastend, netzneutral oder netzdienlich) und bewertet sie entsprechend ihrer Systemrelevanz.

11.14. Ausblick Kältebedarf

Aufgrund der steigenden Durchschnittstemperaturen und erhöhten Maximaltemperaturen im Sommer wird sich der Kältebedarf im Bereich Klimakälte voraussichtlich erhöhen.

Laut des Fraunhofer Instituts beträgt der aktuelle Gesamtnutzenergiebedarf des deutschen Kältesektors rund 92,7 TWh pro Jahr (Stand Januar 2021) [102] [103]. Generell sind Angaben im Bereich „Kälte“ (Prozesskälte, Klimatisierung, etc.) uneinheitlich oder nur begrenzt verfügbar [104]. Die Diffusion von Kälteanwendungen, unterschiedliche Temperaturniveaus, sektorale Abgrenzungen und fehlende Messdaten führen zu Unsicherheiten bei der Ermittlung des Bedarfs [104]. Das Umweltbundesamt kommt nach eigener Berechnung auf einen Gesamtenergiebedarf von 26,5 TWh pro Jahr und nach Einbeziehung ergänzender Informationen aus Parallelvorhaben auf einen Gesamtnutzenergiebedarf von 74 TWh pro Jahr (Stand 2018) [104]. Im Jahr 2008 lag der Gesamtnutzenergiebedarf bei 70,7 TWh pro Jahr was einen Anteil von 13,5 % am deutschen Strombedarf ausmacht [105]. Der größte Verbraucher mit 34 % sind die Haushaltskühl- und gefriergeräte (Stand 2008) [105].

Ein konkretes Wachstum des Kältebedarfs konnte nicht ermittelt werden. Durch die Daten aus den Jahren 2008, 2018 und 2021 ist jedoch bereits ein exponentielles Wachstum zu erkennen, dass vor allem im Bereich Klimakälte deutlich steigen wird. So wird das Wachstum der installierten Klimakälteanlagen mit 3,5 – 5 % pro Jahr angegeben [106]. Allerdings wird das Wachstum nicht allein durch die Klimakälte bestimmt und kann auch durch Effizienzsteigerungen oder Sanierungen gebremst werden. Hochgerechnet bei einer Steigerung von 3,5 % pro Jahr würde sich der Kältebedarf in den nächsten 20 Jahren verdoppeln. Daher liegt eine Erhöhung von 30 – 100 % in den nächsten 10 – 20 Jahren im Bereich des Möglichen.

Aufgrund der begrenzten Datenlage und der geringen Zahl verfügbarer Studien lässt sich der Bedarf an Klimakälte derzeit nicht belastbar quantifizieren. Qualitativ ist jedoch mit hoher Sicherheit davon auszugehen, dass der Bedarf an Raumkühlung in den kommenden Jahren deutlich zunehmen wird.

11.15. Sektorkopplung

Auch wenn im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung der Sektor Wärme im Fokus steht, dürfen die Sektoren Strom und Mobilität nicht unbeachtet bleiben, da auch dort die Klimaneutralität angestrebt wird. Durch die zunehmende Elektrifizierung im Wärme- und Mobilitätssektor greifen die drei Sektoren immer stärker ineinander und können nicht mehr isoliert betrachtet werden.

Die Verbindung dieser drei Energiesektoren Strom, Wärme und Mobilität wird unter dem Begriff „Sektorkopplung“ zusammengefasst. Ziel ist es, überschüssigen Strom aus erneuerbaren Quellen - insbesondere PV- und Windkraftanlagen - durch Umwandlung oder Speichertechnologien auch in anderen Sektoren nutzbar zu machen und so fossile Energieträger zu substituieren. Entsprechende Entwicklungen sind bereits in den Ergebnissen der kommunalen Wärmeplanung erkennbar – etwa im vermehrten Einsatz von Wärmepumpen sowie im in der Potenzialanalyse identifizierten Power-to-X-Potenzial.

Ziel dieses Kapitels ist es, die aus dem Zielszenario 2040 resultierenden zukünftigen Energiebedarfe im Kontext der Sektorkopplung einzuordnen. Als Ausgangsbasis werden hierzu die Endenergiebedarfe der relevanten Sektoren in Tabelle 68 gegenübergestellt. Diese Darstellung dient der Einordnung der Größenordnungen und verdeutlicht, in welchen Bereichen künftig wesentliche Umstellungen der Energieträger erfolgen.

Die Verbrauchsdaten von Wärme und Strom basieren auf den Ergebnissen der Bestandsanalyse, während der Energiebedarf des Mobilitätssektors mithilfe der Software „Klimaschutz-Planer“ ermittelt wurde. Der für das Jahr 2040 angesetzte Wärme- und Kältebedarf entspricht der Summe der Bedarfe des Zielszenarios aus Kapitel 11.9.1 – der Kältebedarf wurde dabei konstant gehalten, da – wie in Kapitel 11.14 beschrieben – keine belastbare Prognose erstellt werden kann. Die Anteile von Direktstrom, Wärmepumpenstrom sowie der Wärmemenge aus grünen Gasen sind aus Tabelle 67 entnommen. Letztere beschreibt die aus gasförmigen erneuerbaren Energieträgern bereitgestellte Wärmemenge, die sowohl durch Biogas / Biometan als auch durch Wasserstoff oder synthetischen Gasen gedeckt werden kann und nicht mit dem für die Wasserstoffherstellung erforderlichen Strombedarf gleichzusetzen ist.

Der Energiebedarf des Sektors Mobilität wurde dem Integrierten Klimaschutzkonzept (IKSK) entnommen. Der unter dem Sektor „Strom“ aufgeführte Energiebedarf („sonstiger“ Strombedarf für Beleuchtung, Haushaltsgeräte, Informations- und Kommunikationstechnik sowie weitere Anwendungen) entspricht dem Verbrauchsniveau des Jahres 2023.

Für diesen Strombedarf wurde ein konstanter Wert angesetzt. Zwar ist infolge zunehmender Effizienzanforderungen und technologischer Weiterentwicklungen tendenziell von einem Rückgang des spezifischen Stromverbrauchs auszugehen; gleichzeitig ist jedoch mit einer steigenden Nutzung strombasierter Anwendungen, beispielsweise Klimageräte oder zusätzliche digitale Infrastruktur, zu rechnen. Aufgrund dieser gegenläufigen Entwicklungen sowie der hohen Unsicherheiten hinsichtlich zukünftiger Nutzungsgrade wurde ein gleichbleibender Strombedarf angenommen.

Tabelle 68: Energiebedarfe nach Sektoren

Sektor	Verbrauch 2023 in MWh	Bedarf 2040 in MWh
Wärme und Kälte	842.100	662.700
Davon Direktstrom und Wärmepumpen-Strom	26.900	87.900
Davon Wärmemenge aus Grünen Gasen	900	103.200
Strom	242.200	242.200
Mobilität	302.800	134.400
Davon elektrisch	k. A.	95.400
Summe	1.387.100	1.034.200

Die zur Erzeugung von Wasserstoff benötigte Strommenge ergibt sich aus den Wirkungsgraden der Umwandlungskette. Bei konservativ angesetzten Wirkungsgraden von 65% für die Elektrolyse (ohne die Abwärme zu nutzen) und 90% für die anschließende Wärmeerzeugung werden zur Bereitstellung von 103.200 MWh Wärme rund 176.400 MWh Strom benötigt. Durch zukünftige Effizienzsteigerungen könnte diese Menge noch reduziert werden.

Der Einsatz von Wasserstoff ist vor diesem Hintergrund differenziert zu bewerten. Wie die Umwandlungsrechnung zeigt, ist die Herstellung von Wasserstoff mit erheblichen energetischen Verlusten verbunden. Aus energetischer Sicht ist die direkte Nutzung von Strom zur Wärmebereitstellung, zum Beispiel über Direktstromanwendungen oder Wärmepumpen, grundsätzlich effizienter. Wasserstoff spielt jedoch dort eine wichtige Rolle, wo eine direkte Elektrifizierung nicht oder nur eingeschränkt möglich ist. Dies betrifft insbesondere industrielle Prozesswärmeanwendungen mit hohen Temperaturanforderungen, die Abdeckung von Spitzenlasten sowie die saisonale Speicherung zur zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch. Da ein wesentlicher Teil des in Tabelle 67 dargestellten Wärmebedarfs aus Grünen Gasen auf die Substitution von Erdgas in industriellen Prozessanwendungen zurückzuführen ist, stellt Wasserstoff - neben Biomethan - eine der wenigen realistisch verfügbaren Optionen zur Dekarbonisierung dieser Bedarfe dar.

Wie in Tabelle 67 dargestellt, kann ein Teil der Wärmemenge aus Grünen Gasen alternativ durch Biogas gedeckt werden. Das identifizierte Biogaspotenzial beträgt 90.100 MWh, wovon die derzeit in das Gasnetz einspeisende Biomethananlage bereits 91% (82.000 MWh) nutzt. Zudem werden aktuell bereits 54.700 MWh/a an Biomethan verstromt. Die zukünftige Verwendung des Biogaspotenzials ist mit Unsicherheiten behaftet; denkbar sind unter anderem eine Ausweitung der Biomethaneinspeisung, eine weitere dezentrale Nutzung zur Wärme- und Stromerzeugung in Biogasanlagen oder eine Stilllegung solcher dezentraler Anlagen. Da die Nutzung des Biogaspotenzials maßgeblich Einfluss auf die benötigte Wasserstoffmenge hat, wird der Strombedarf für die Wasserstofferzeugung als Bandbreite ausgewiesen.

Die resultierenden Strombedarfe aller drei Sektoren sind in Tabelle 69 zusammengefasst und verdeutlichen die durch Sektorkopplung verursachte Verlagerung der Endenergiebedarfe hin zum Stromsektor.

Tabelle 69: Strombedarf nach Verwendung

Stromverwendung	Strombedarf in MWh
Elektromobilität	95.400
Heizstrom	87.900
Strom für die Herstellung von Wasserstoff	22.400– 176.400
Strom für Beleuchtung, Haushaltsgeräte, etc.	242.200
Summe	447.900 – 601.900

Das Gesamtpotenzial der Stromerzeugung im Stadtgebiet ist in Tabelle 70 dargestellt. Die Stromerzeugung aus Biogas wird aufgrund obiger Diskussion an dieser Stelle nicht berücksichtigt. Rein bilanziell kann der für das Jahr 2040 ermittelte Strombedarf von 447.900 MWh bis 601.900 MWh - selbst bei vollständiger Deckung des Wärmebedarfs aus Grünen Gasen durch Wasserstoff – durch die lokal erzeugbare Strommenge gedeckt werden. Aussagen zur zeitlichen Deckung und Netzbilanz sind damit jedoch nicht verbunden.

Tabelle 70: Strompotenzial ohne Biogas

Energieträger	Gesamtpotenzial in MWh
Abfall (MHKW)	180.000
Windkraft	135.000
PV	301.400
Wasser	4.400
Summe	620.800

Für den Fall einer vollständigen Nutzung des Biogaspotenzials zur Wärmeerzeugung würde der Strombedarf für die Wasserstoffherzeugung auf rund 22.400 MWh sinken. In diesem Szenario verblieben etwa 172.900 MWh Strom ungenutzt; vom ausgewiesenen PV-Restpotenzial von 252.000 MWh müssten entsprechend nur 32% realisiert werden.

Die Gegenüberstellung verdeutlicht die zentrale Bedeutung der Sektorkopplung und somit den Ausbau von PV- und Windenergie für die Energiewende. Der steigende Strombedarf ist eine unmittelbare Folge der Substitution fossiler Energieträger und Ausdruck der zunehmenden Verzahnung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität.

11.16. Energiegipfel Schwandorf

Im Rahmen der Akteursbeteiligung zur kommunalen Wärmeplanung fand ein „Energiegipfel“ statt. Ziel war es, gemeinsam mit den zentralen Akteuren der Stadt Schwandorf über die zukünftige Entwicklung des Wärmesektors zu sprechen. Im Fokus stand das Energiesystem aus dem Zweckverband Müllverwertung Schwandorf (ZMS) als Betreiber des Müllheizkraftwerks, der Nabaltec AG, als energieintensives Unternehmen, sowie der Städtischen Wasser- und Fernwärmeversorgung Schwandorf (SWFS), dem Fernwärmenetzbetreiber. Die Stadt Schwandorf war durch den Oberbürgermeister und das Amt für Planen und Bauen vertreten.

Zu den zentralen Diskussionsthemen zählten unter anderem:

- eine mögliche Erhöhung der Auskoppelleistung des Müllheizkraftwerks (MHKW) in Richtung Fernwärmenetz
- die Integration eines Großwärmespeichers
- Alternativen zu fossilen Energieträgern sowie die Entwicklung der zukünftigen Wärmebedarfe
- Power-to-X-Technologien und der Einsatz von Wasserstoff
- die Nutzung von CCS/CCU im MHKW
- die Planung einer Monoverbrennungsanlage
- eine mögliche Bioabfallvergärungsanlage
- Abwärmenutzung
- potenzielle Inselnetze innerhalb des Stadtgebiets

Nachfolgend eine Zusammenfassung der Rückmeldungen und Stellungnahmen der beteiligten Akteure zu den betreffenden Themen:

Der Zweckverband Müllverwertung Schwandorf (ZMS) sieht grundsätzlich Potenzial für eine Erhöhung der thermischen Auskoppelleistung des Müllheizkraftwerks, wie es bereits in der Vergangenheit umgesetzt wurde. Aktuell begrenzen jedoch der laufende Triphoenix-Umbau sowie die künftigen Unsicherheiten im Zusammenhang mit möglichen CCS/CCU-Technologien die Planungssicherheit, zumal gegenwärtige Verfahren zur CO₂-Abscheidung einen sehr hohen Energiebedarf aufweisen. Die Realisierung eines Großwärmespeichers wurde früher bereits diskutiert; hierfür müsste die Initiative jedoch von der SWFS ausgehen. Im Bereich Power-to-X verweist der ZMS auf frühere Planungen einer Methanisierungsanlage gemeinsam mit der Firma Schmack, die jedoch aufgrund einer doppelten Strom- und EEG-Abgabenlast nicht realisiert werden konnte. Zur Monoverbrennungsanlage laufen aktuell erste Kostenanfragen, wobei der entstehende Dampf in das interne 6-bar-Netz eingespeist werden soll. Der Bau einer Bioabfallvergärungsanlage wird weiterhin nicht verfolgt, da die Hürden aus der Vergangenheit bestehen bleiben und die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sich verschlechtert haben.

Die Nabaltec AG weist auf die erheblichen Herausforderungen hin, vor denen energieintensive Unternehmen derzeit stehen. Häufig wechselnde und komplexe regulatorische Rahmenbedingungen erschweren langfristige Investitionsentscheidungen erheblich und führen zu einer geringen Planungssicherheit im Bereich nachhaltiger Energielösungen. Nabaltec betont, dass stabile, verlässliche und wirtschaftlich tragfähige gesetzliche Vorgaben notwendig sind, um die Transformation der Energieversorgung erfolgreich zu gestalten – sowohl im Sinne des Klimaschutzes als auch der Wettbewerbsfähigkeit der Industrie.

Die Städtische Wasser- und Fernwärmeversorgung Schwandorf (SWFS) plant derzeit keine Nutzung der Abwärme der Nabaltec AG. Auch die Integration zusätzlicher Energieerzeuger in das Fernwärmenetz ist aktuell nicht vorgesehen. Nach Abschluss des Triphoenix-Projekts sollen die bestehenden Heizersatzanlagen zunächst weiterbetrieben werden, um Lastspitzen zu dämpfen; alternativ wird auch ein Verkauf dieser Anlagen in Erwägung gezogen. Die früheren Planungen eines Großwärmespeichers sollen fortgeführt werden, parallel dazu wird gemeinsam mit dem ZMS angestrebt, die Auskoppelleistung des Müllheizkraftwerks zu erhöhen. Der mögliche Aufbau von Inselnetzen erfordert einen politischen Auftrag im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung. Vor einer Umsetzung müssten zudem die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, rechtliche Fragen sowie die Zusammenarbeit mit potenziellen Energielieferanten wie Biogasanlagen geklärt werden.

Alle Beteiligten betonen die Bedeutung verlässlicher politischer Rahmenbedingungen, um langfristige Investitionen sicher planen und umsetzen zu können. Häufige Änderungen gesetzlicher Vorgaben und Leitlinien erschweren derzeit die Entscheidungsfindung und mindern die Planungssicherheit für Unternehmen wie für öffentliche Akteure. Ob es um Technologien wie CCS/CCU, den Einsatz von Wasserstoff oder die Entwicklung der Strompreise geht – für die erfolgreiche Transformation des Wärme- und Stromsektors sind klare, stabile und konsistente regulatorische Vorgaben unerlässlich.

12. Umsetzungsstrategie und Maßnahmen

Im Maßnahmenkatalog sind die im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung entwickelten Umsetzungsmaßnahmen systematisch zusammengefasst. Darüber hinaus werden in diesem Kapitel die Rolle von Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften sowie potenzielle Synergien mit weiteren kommunalen und regionalen Planungen aufgezeigt.

12.1. Maßnahmenkatalog

Die Maßnahmen richten sich entweder unmittelbar an die Kommune oder an externe Akteure und sind so ausgestaltet, dass sie kurzfristig realisierbar sind und einen wesentlichen Beitrag zur Umsetzung der Wärmeplanung sowie zum Gelingen der Wärmewende leisten.

Für jede Maßnahme wird ein strukturierter Steckbrief erstellt. Dieser enthält eine Projektbeschreibung einschließlich der verantwortlichen Stellen und der jeweiligen Zielgruppen. Darüber hinaus werden die Rolle der Kommune, das Potenzial zur Energie- und CO₂-Einsparung sowie der Bedarf an Öffentlichkeitsarbeit dargestellt. Ergänzend erfolgt eine Abschätzung der finanziellen Aufwände, der Umsetzungsdauer und der erforderlichen Verwaltungsressourcen. Zudem werden geeignete Förderprogramme benannt und ein grober Zeitplan mit den nächsten Umsetzungsschritten definiert.

Die Maßnahmen sind thematischen Handlungsfeldern zugeordnet; besonders relevante Maßnahmen sind als priorisiert gekennzeichnet und bilden den Einstieg in die Umsetzung der Wärmeplanung.

Die detaillierte Beschreibung aller Maßnahmen ist in Teil C aufgelistet.

12.2. Ortsteilsteckbriefe

Für die Stadt Schwandorf wurden insgesamt 39 Ortsteilsteckbriefe erstellt. Diese enthalten die wichtigsten Ergebnisse der Bestandsanalyse, wie z.B. die Verteilung der Wärmeerzeuger, einen Ausblick für das Zielszenario 2040, die voraussichtliche Wärmeversorgungsart im Gebiet sowie lokal relevante Maßnahmen aus dem Maßnahmenkatalog. Die Steckbriefe sind in einem Teil C aufgezeigt.

12.3. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften

Eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft (kurz EEG) ist ein Zusammenschluss mehrerer natürlicher oder juristischer Personen mit dem gemeinsamen Ziel, ihre lokale Energieversorgung (z. B. Strom oder Wärme) aus erneuerbaren Energien sicherzustellen. Mitglieder dieser Gemeinschaften können neben Privat- und Rechtspersonen auch Gemeinden, Behörden sowie kleine und mittlere Unternehmen sein. [107, 108]

Im Rahmen der Energiewende kann eine EEG ein Mittel für Bürgerinnen und Bürger sein, sich in die Planung der eigenen Energieversorgung einzubringen. Sie stellen eine ernst zu nehmende Alternative z. B. gegenüber klassischen Wärmenetzen, welche durch Stadtwerke oder private Firmen betrieben werden, dar. [107, 108]

Eine EEG kann dabei verschiedene Rechtsformen einnehmen, die bekannteste unter Ihnen ist die Genossenschaft. In Tabelle 71 werden einige Varianten von EEGs gegenübergestellt. Danach wird grob beschrieben, wie der Weg zur Errichtung einer Energie-Genossenschaft

aussieht und welche Aufgaben bzw. Kosten auf die Bürgerinnen und Bürger zukommen können. [107, 108]

Tabelle 71: Varianten von EEGs [107, 109, 110, 111, 112, 113, 114]

Bezeichnung	Beteiligt	Rechtsform	Vorteile	Nachteile
Bürgerbetriebene Energieversorgung	Bürgerschaft	eG, GbR	Hohe Akzeptanz, demokratische Kontrolle, regionale Wertschöpfung	Abhängigkeit vom Engagement der Bürgerinnen und Bürger, Kapitalbeschaffung schwierig
Kommunales Energieprojekt	Kommune	Kommunaler Eigenbetrieb, GmbH	Kommunale Kontrolle, integrierbar in Gemeindeentwicklung	Verwaltungsaufwand, politische Abhängigkeit
Privatbetriebene Versorgung	Privatperson / Firma	GmbH, Einzelunternehmen	Schnelle Entscheidungswege, unternehmerisches Know-how	Keine Mitsprache der Bürgerschaft oder Kommune, Gewinnorientierung
Bioenergie-dorf	Bürgerschaft + Kommune + evtl. Privatperson	eG, GmbH mit kommunaler Beteiligung	Vereint kommunale Unterstützung mit hoher Bürgerakzeptanz – stabiler als rein bürger- oder kommunengetragen	Höherer Abstimmungsbedarf, Planung komplexer als bei rein kommunaler oder rein privater Lösung
Eigenständige Dorfversorgung	Bürgerschaft + Firma	GmbH, eG	Bessere Finanzierung und technisches Know-how als bei rein bürgergetragenen Projekten	Weniger demokratische Kontrolle als bei rein bürgerlicher Lösung, weniger Gemeinwohlorientierung
Private Kooperation	Bürgerschaft + Privatperson/ Firma	GmbH, KG, eG	Flexibler und unternehmerischer als rein bürger- oder kommunal getragene Projekte	Abhängigkeit von privaten Interessen – geringere Transparenz und mögliche Interessenskonflikte
Energieautarke Gemeinschaft	Bürgerschaft + Kommune + Firmen	GmbH, eG, e.V.	Maximale Kombination: Bürgerakzeptanz, kommunale Stabilität, technologische Umsetzungskraft der Firmen	Sehr hoher Aufwand bei Planung, Organisation und Finanzierung – deutlich komplexer als jede Einzelstruktur
Kommunales Contracting-Modell	Kommune + Firma	GmbH, Vertragliche Bindung	Kommune kann professionelle Umsetzung beauftragen – einfacher als bei rein	Geringere direkte Kontrolle als bei rein kommunalem Betrieb, kein bürgerliches Mitspracherecht

			kommunalem Eigenbetrieb	
Öffentlich-Private Partnerschaft (ÖPP)	Kommune + Bürgerschaft + Firma	GmbH, Zweckverband + PPP (Public-Private Partnership)	Starke Ressourcenbündelung: politische Legitimation, bürgernahe Entscheidungen, wirtschaftliche Umsetzung	Hohe Koordinationskosten, Gefahr von Interessenskonflikten zwischen Partnern

Eine Energiegenossenschaft ist ein Zusammenschluss von Bürgerinnen und Bürgern mit dem Ziel, gemeinschaftlich Strom oder Wärme aus erneuerbaren Energien zu erzeugen – typischerweise für das eigene Dorf, die Kommune oder ein Quartier. Im Vordergrund stehen die Förderung der lokalen Energiewende, die Stärkung der regionalen Wertschöpfung sowie eine größere Unabhängigkeit von externen Energieversorgern und kein größtmöglicher Gewinn. Gleichzeitig ermöglicht das Modell den direkten Einfluss der Mitglieder auf Entscheidungen und schafft eine transparente, demokratische Organisationsstruktur. [107, 108, 114, 115, 116]

Zur Gründung einer Energiegenossenschaft sind mindestens drei Mitglieder erforderlich. Neben einem gemeinsamen Ziel – etwa dem Aufbau eines Nahwärmenetzes oder einer Photovoltaikanlage – ist die Zusammenarbeit mit Kommunen, regionalem Handwerk und Stadtwerken oft ein entscheidender Erfolgsfaktor. Herausforderungen ergeben sich insbesondere bei begrenzten personellen Ressourcen im Ehrenamt sowie bei der Weiterentwicklung des Geschäftsmodells, etwa durch Erweiterung auf neue Technologien oder Geschäftsbereiche. Unterschiedliche Erwartungen und Vorstellungen innerhalb der Mitgliedschaft können die Entscheidungsprozesse zudem erschweren. [108, 114]

Die Beteiligung an einer Energiegenossenschaft bietet vielfältige Vorteile: Mitglieder profitieren von Mitbestimmung (ein Mitglied = eine Stimme), günstigen Energiepreisen, transparenter Entscheidungsfindung und einer ökologischen Geldanlage mit regionalem Bezug. Eine Dividende von 2-4 % ist bei wirtschaftlichem Erfolg möglich. [117, 118, 119, 120, 121, 122]

Finanziell fallen üblicherweise einmalige Genossenschaftsanteile von 100–1.000 € pro Anteil an (häufig 1–3 Anteile pro Person als Voraussetzung). Zusätzlich kann eine freiwillige Eigenkapitalbeteiligung über Nachrangdarlehen (z. B. 500–5.000 €) erfolgen. Laufende Wärmekosten liegen meist zwischen 10–17,5 ct/kWh (z. B. bei Biomasse- oder Solar-Nahwärmenetzen), was mit fossilen Heizsystemen vergleichbar oder günstiger ist. Die Strompreise bewegen sich in der Regel zwischen 26,4–29,9 ct/kWh, oft unterhalb des deutschlandweiten Durchschnitts (>30 ct/kWh), insbesondere bei Direktversorgung. Betriebs- und Wartungskosten sind häufig bereits in den Arbeitspreisen enthalten. [117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124]

Der zeitliche Aufwand innerhalb einer Genossenschaft variiert stark je nach Phase und Rolle. Besonders die Gründung erweist sich als ressourcenintensiv, da konzeptionelle, rechtliche und organisatorische Grundlagen geschaffen werden müssen. Auch im laufenden Betrieb ist ein kontinuierliches Engagement erforderlich: Vorstand und Aufsichtsrat übernehmen strategische und kontrollierende Aufgaben, während technische Betreuung, Finanzverwaltung,

Öffentlichkeitsarbeit sowie rechtliche und förderrechtliche Themen eine verlässliche Mitarbeit erfordern.

Grundsätzlich gilt, dass funktionierende Genossenschaften auf eine aktive Kerngruppe angewiesen sind, die operative Verantwortung übernimmt. Mit zunehmender Mitgliederzahl steigt in der Regel die Komplexität der Abläufe, sodass ab einer gewissen Größenordnung eine professionelle, hauptamtliche Koordination üblich und oft notwendig wird, um den Betrieb dauerhaft sicherzustellen.

In Tabelle 71 ist zudem zu sehen, dass auch für die Kommune es verschiedene Modelle zur Beteiligung an einem Wärmenetz vorhanden sind. Je nach finanziellen und personellen Kapazitäten sowie des vorhandenen Knowhows sind verschiedene Modelle denkbar. Daher gilt es für die Kommune schon während der Wärmeplanung zu überlegen, welche Mittel bezüglich der Errichtung und des Betriebes eines Wärmenetzes vorhanden sind bzw. welche Ambitionen die Kommune im Wärmesektor (z.B. Daseinsvorsorge) pflegt. Je eher diese Fragen geklärt sind, desto früher können mögliche Betreibermodelle für potenzielle Wärmenetzgebiete ausgearbeitet werden. Einen detaillierteren Überblick bezüglich möglicher Betreibermodelle findet man es auf der Webseite des Kompetenzzentrum-Kommunaler-Wärmewende Halle (KWW-Halle) [125].

12.4. Bewertung potenzieller Synergieeffekte weiterer Planungen

Parallel zur eigenen kommunalen Wärmeplanung entstehen derzeit weitere Studien, die die zukünftige Wärmeversorgung der Stadt Schwandorf beeinflussen können. Mitte 2025 wurden die Ergebnisse des Energiekonzepts für das geplante interkommunale Gewerbegebiet an der A93 zwischen Schwandorf und Wackersdorf vorgestellt. Gleichzeitig erstellt die VG Wackersdorf eine eigene kommunale Wärmeplanung.

Dieses Kapitel beleuchtet die möglichen Synergien zwischen den verschiedenen Planungen sowie deren potenzielle Auswirkungen auf die Wärmeplanung der Stadt Schwandorf.

Energiekonzept interkommunales Gewerbegebiet

Die Betrachtung des geplanten interkommunalen Gewerbegebietes zwischen Schwandorf und Wackersdorf bezüglich der Energieversorgung ergab folgende Punkte:

Eine genaue Einschätzung des zukünftigen Wärmebedarfs ist aktuell nicht möglich, da noch offen ist, welche Unternehmen sich ansiedeln werden und welche energetischen Standards, Größen und Nutzungen die geplanten Gebäude aufweisen.

Grundsätzlich bestehen verschiedene Potenziale zur Wärmeversorgung: Das Gebiet liegt am Erdgasnetz und verfügt damit prinzipiell über die Möglichkeit des Einsatzes Grüner Gase. Darüber hinaus kommen Luft- und Erdwärmekollektoren in Verbindung mit PV-Eigenstromnutzung sowie Biomasse als weitere Optionen in Betracht. Für das Gewerbegebiet ergaben sich keine nutzbaren Abwärmepotenziale der Firma Wolf Essgenuss GmbH.

Wärmepumpen eignen sich insbesondere für Neubauten ohne Prozesswärmebedarf. Pelletkessel zeigen sich hinsichtlich der Wärmegestehungskosten als wirtschaftlichste Variante. Auf Basis der Analyse wurden Steckbriefe für unterschiedliche Gewebetypen erstellt, in denen verschiedene Versorgungsvarianten gegenübergestellt und bewertet werden.

Da die künftigen Energiebedarfe und Leistungsanforderungen des erweiterten Gewerbegebietes noch unbekannt sind, lässt sich die Energieversorgung derzeit nicht detaillierter planen. Im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung wurde das bestehende Gewerbegebiet an der A93 als dezentrales Wärmeversorgungsgebiet mit dem Status Prüfgebiet Biomethan ausgewiesen. Damit sind die im Energiekonzept betrachteten Versorgungsvarianten abgedeckt.

Aktuell ergibt sich somit kein zusätzlicher Einfluss des Energiekonzepts auf die Wärmeplanung der Stadt Schwandorf. Sobald feststeht, welche Unternehmen sich ansiedeln und welche Bedarfe damit verbunden sind, sollten mögliche Synergien erneut geprüft werden.

Kommunale Wärmeplanung Wackersdorf

Folgende Punkte aus dem Zielszenario der Wärmeplanung der Gemeinde Wackersdorf sind eventuell für die Wärmeplanung der Stadt Schwandorf von Interesse.

Der Gewerbepark Alberndorf in der Gemeinde Wackersdorf ist als Prüfgebiet ausgewiesen, wodurch der mögliche Einsatz Grüner Gase in Zukunft näher betrachtet werden sollte. Das interkommunale Gewerbegebiet wurde als dezentrales Wärmeversorgungsgebiet eingestuft.

Diese Einordnungen entsprechen den in der kommunalen Wärmeplanung Schwandorf vorgesehenen Wärmeversorgungsarten für das Gewerbegebiet an der A93. Bei einer vertieften Betrachtung des gesamten Gewerbegebiets – sowohl der Bestands- als auch der Neubauf Flächen – sollte daher insbesondere auf eine interkommunale Lösung geachtet werden.

12.5. Strategische Maßnahmen

In Bericht Teil C werden für die Stadt Schwandorf strategische Maßnahmen erarbeitet, die den gezielten Einsatz des kommunalen Wärmeplans unterstützen. Mithilfe einer Verstetigungsstrategie, eines Controlling-Konzepts sowie einer Kommunikationsstrategie wird aufgezeigt, wie der Wärmeplan innerhalb der Kommune zur Umsetzung und Bewertung der empfohlenen Maßnahmen genutzt werden kann.

13. Indikatoren Zielszenarien

13.1. Szenario ambitioniert

Indikatoren nach WPG Anlage 2 III							
Nr.	Bezeichnung		2025	2030	2035	2040	2045
1	Jährlicher Endenergieverbrauch der gesamten Wärmeversorgung in kWh/a, differenziert nach Endenergiesektoren und Energieträger	-	siehe Graphiken "thermischer Energieverbrauch" und "Energieträgerverteilung"				
2	Jährliche Emissionen von THG der gesamten Wärmeversorgung des beplanten Gebietes in t-CO ₂ -äq./a	-	siehe Graphik "CO ₂ -Äquivalente"				
3	Jährlicher Endenergieverbrauch der leitungsgebundenen Wärmeversorgung nach Energieträgern in kWh/a und Anteil der Energieträger am gesamten Endenergieverbrauch der leitungsgebundenen Wärmeversorgung in Prozent	Erdgas [kWh/a]	273.018.000	176.513.794	73.060.904	0	-
		Erdgas [%]	78,7%	62,5%	35,7%	0,0%	-
		Heizöl [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Heizöl [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Grüne Gase [kWh/a]	5.782.000	21.298.578	41.642.483	66.699.498	-
		Grüne Gase [%]	1,7%	7,3%	19,1%	39,3%	-
		Feste Biomasse [kWh/a]	0	2.440.000	2.440.000	2.440.000	-
		Feste Biomasse [%]	0,0%	0,8%	1,1%	1,4%	-
		Sole-Wärmepumpe [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Sole-Wärmepumpe [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Luft-Wärmepumpe [kWh/a]	0	3.760.000	3.760.000	3.760.000	-
		Luft-Wärmepumpe [%]	0,0%	1,3%	1,7%	2,2%	-
		Abwasser [kWh/a]	0	8.316.000	8.316.000	8.316.000	-
		Abwasser [%]	0,0%	2,9%	3,8%	4,9%	-
		Abwärme [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Abwärme [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Flusswasser [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Flusswasser [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Solarthermie [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Solarthermie [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Direktstrom [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Direktstrom [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Klärgas [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Klärgas [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Prozessdampf [kWh/a]	68.200.000	72.933.333	84.358.928	88.590.888	-
		Prozessdampf [%]	19,7%	25,1%	38,6%	52,2%	-
		... davon Gasleitung [kWh/a]	278.800.000	197.812.372	114.703.387	66.699.498	-
... davon Gasleitung [%]	80,3%	68,2%	52,5%	39,3%	-		
... davon Fern- und Nahwärme [kWh/a]	68.200.000	87.449.333	98.874.928	103.106.888	-		
... davon Fern- und Nahwärme [%]	19,7%	30,1%	45,3%	60,7%	-		
4	Anteil leitungsgebundener Wärmeversorgung am gesamten Endenergieverbrauch der Wärmeversorgung in Prozent	Gas, Fern- und Nahwärme	41,2%	37,1%	30,3%	26,1%	-
		Gas	33,1%	25,7%	16,3%	10,2%	-
		Fern- und Nahwärme	8,1%	11,4%	14,0%	15,8%	-
5	Anzahl Gebäude mit Anschluss an ein Wärmenetz und deren Anteil an der Gesamtheit der Gebäude im beplanten Gebiet in Prozent	Anzahl Gebäude an Wärmenetz	1.138	1.983	2.828	3.673	-
		Prozentualer Anteil	12,3%	21,5%	30,6%	39,8%	-
6	Jährlicher Endenergieverbrauch aus Gasnetzen nach Energieträgern in kWh/a und der Anteil der Energieträger am gesamten Endenergieverbrauch der gasförmigen Energieträger in Prozent	Erdgas [kWh/a]	273.018.000	176.513.794	73.060.904	0	-
		Erdgas [%]	97,9%	89,2%	63,7%	0,0%	-
		Grüne Gase [kWh/a]	5.782.000	21.298.578	41.642.483	66.699.498	-
		Grüne Gase [%]	2,1%	10,8%	36,3%	100,0%	-
7	Anzahl der Gebäude mit Anschluss an ein Gasnetz und deren Anteil an der Gesamtheit der Gebäude im beplanten Gebiet in Prozent	Anzahl Gebäude an Gasnetz	4.677	3.271	1.866	460	-
		Prozentualer Anteil	50,7%	35,4%	20,2%	5,0%	-

13.2. Szenario moderat

Indikatoren nach WPG Anlage 2 III							
Nr.	Bezeichnung	2025	2030	2035	2040	2045	
1	Jährlicher Endenergieverbrauch der gesamten Wärmeversorgung in kWh/a, differenziert nach Endenergiesektoren und Energieträger	-	siehe Graphiken "thermischer Energieverbrauch" und "Energieträgerverteilung"				
2	Jährliche Emissionen von THG der gesamten Wärmeversorgung des beplanten Gebietes in t-CO ₂ -Äq./a	-	siehe Graphik "CO ₂ -Äquivalente"				
3	Jährlicher Endenergieverbrauch der leitungsgebundenen Wärmeversorgung nach Energieträgern in kWh/a und Anteil der Energieträger am gesamten Endenergieverbrauch der leitungsgebundenen Wärmeversorgung in Prozent	Erdgas [kWh/a]	273.018.000	176.881.210	73.277.859	0	-
		Erdgas [%]	78,7%	63,2%	33,6%	0,0%	-
		Heizöl [kWh/a]	0	0	0	0	0
		Heizöl [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Grüne Gase [kWh/a]	5.782.000	36.703.103	79.250.564	125.487.815	-
		Grüne Gase [%]	1,7%	12,8%	34,1%	62,3%	-
		Feste Biomasse [kWh/a]	0	0	940.000	940.000	-
		Feste Biomasse [%]	0,0%	0,0%	0,4%	0,5%	-
		Sole-Wärmepumpe [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Sole-Wärmepumpe [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Luft-Wärmepumpe [kWh/a]	0	0	3.760.000	3.760.000	-
		Luft-Wärmepumpe [%]	0,0%	0,0%	1,6%	1,9%	-
		Abwasser [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Abwasser [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Abwärme [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Abwärme [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Flusswasser [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Flusswasser [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Solarthermie [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Solarthermie [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Direktstrom [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Direktstrom [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Klärgas [kWh/a]	0	0	0	0	-
Klärgas [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-		
Prozessdampf [kWh/a]	68.200.000	69.166.667	70.133.333	71.100.000	-		
Prozessdampf [%]	19,7%	24,0%	30,2%	35,3%	-		
... davon Gasleitung [kWh/a]	278.800.000	213.584.313	152.528.424	125.487.815	-		
... davon Gasleitung [%]	80,3%	74,3%	65,7%	62,3%	-		
... davon Fern- und Nahwärme [kWh/a]	68.200.000	69.166.667	74.833.333	75.800.000	-		
... davon Fern- und Nahwärme [%]	19,7%	24,0%	32,2%	37,7%	-		
4	Anteil leitungsgebundener Wärmeversorgung am gesamten Endenergieverbrauch der Wärmeversorgung in Prozent	Gas, Fern- und Nahwärme	41,2%	36,5%	31,9%	30,4%	-
		Gas	33,1%	27,6%	21,4%	18,9%	-
		Fern- und Nahwärme	8,1%	8,9%	10,5%	11,4%	-
5	Anzahl Gebäude mit Anschluss an ein Wärmenetz und deren Anteil an der Gesamtheit der Gebäude im beplanten Gebiet in Prozent	Anzahl Gebäude an Wärmenetz	1.138	1.508	1.878	2.248	-
		Prozentualer Anteil	12,3%	16,3%	20,3%	24,4%	-
6	Jährlicher Endenergieverbrauch aus Gasnetzen nach Energieträgern in kWh/a und der Anteil der Energieträger am gesamten Endenergieverbrauch der gasförmigen Energieträger in Prozent	Erdgas [kWh/a]	273.018.000	176.881.210	73.277.859	0	-
		Erdgas [%]	97,9%	82,8%	48,0%	0,0%	-
		Grüne Gase [kWh/a]	5.782.000	36.703.103	79.250.564	125.487.815	-
		Grüne Gase [%]	2,1%	17,2%	52,0%	100,0%	-
7	Anzahl der Gebäude mit Anschluss an ein Gasnetz und deren Anteil an der Gesamtheit der Gebäude im beplanten Gebiet in Prozent	Anzahl Gebäude an Gasnetz	4.677	3.396	2.114	833	-
		Prozentualer Anteil	50,7%	36,8%	22,9%	9,0%	-

13.3. Szenario Gas Hoch

Indikatoren nach WPG Anlage 2 III							
Nr.	Bezeichnung	2025	2030	2035	2040	2045	
1	Jährlicher Endenergieverbrauch der gesamten Wärmeversorgung in kWh/a, differenziert nach Endenergiesektoren und Energieträger	-	siehe Graphiken "thermischer Energieverbrauch" und "Energieträgerverteilung"				
2	Jährliche Emissionen von THG der gesamten Wärmeversorgung des beplanten Gebietes in t-CO ₂ -äq./a	-	siehe Graphik "CO ₂ -Äquivalente"				
3	Jährlicher Endenergieverbrauch der leitungsgebundenen Wärmeversorgung nach Energieträgern in kWh/a und Anteil der Energieträger am gesamten Endenergieverbrauch der leitungsgebundenen Wärmeversorgung in Prozent	Erdgas [kWh/a]	273.018.000	177.213.794	73.410.904	0	-
		Erdgas [%]	78,7%	57,9%	28,6%	0,0%	0,0%
		Heizöl [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Heizöl [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Grüne Gase [kWh/a]	5.782.000	63.493.905	126.031.202	193.298.010	-
		Grüne Gase [%]	1,7%	20,2%	46,0%	73,4%	-
		Feste Biomasse [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Feste Biomasse [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Sole-Wärmepumpe [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Sole-Wärmepumpe [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Luft-Wärmepumpe [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Luft-Wärmepumpe [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Abwasser [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Abwasser [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Abwärme [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Abwärme [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Flusswasser [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Flusswasser [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Solarthermie [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Solarthermie [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Direktstrom [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Direktstrom [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Klärgas [kWh/a]	0	0	0	0	-
Klärgas [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-		
Prozessdampf [kWh/a]	68.200.000	69.166.667	69.538.524	70.030.068	-		
Prozessdampf [%]	19,7%	22,0%	25,4%	26,6%	-		
... davon Gasleitung [kWh/a]	278.800.000	240.707.699	199.442.106	193.298.010	-		
... davon Gasleitung [%]	80,3%	76,5%	72,8%	73,4%	-		
... davon Fern- und Nahwärme [kWh/a]	68.200.000	69.166.667	69.538.524	70.030.068	-		
... davon Fern- und Nahwärme [%]	19,7%	22,0%	25,4%	26,6%	-		
4	Anteil leitungsgebundener Wärmeversorgung am gesamten Endenergieverbrauch der Wärmeversorgung in Prozent	Gas, Fern- und Nahwärme	41,2%	40,0%	37,8%	39,7%	-
		Gas	33,1%	31,1%	28,0%	29,2%	-
		Fern- und Nahwärme	8,1%	8,9%	9,8%	10,6%	-
5	Anzahl Gebäude mit Anschluss an ein Wärmenetz und deren Anteil an der Gesamtheit der Gebäude im beplanten Gebiet in Prozent	Anzahl Gebäude an Wärmenetz	1.138	1.430	1.721	2.013	-
		Prozentualer Anteil	12,3%	15,5%	18,6%	21,8%	-
6	Jährlicher Endenergieverbrauch aus Gasnetzen nach Energieträgern in kWh/a und der Anteil der Energieträger am gesamten Endenergieverbrauch der gasförmigen Energieträger in Prozent	Erdgas [kWh/a]	273.018.000	177.213.794	73.410.904	0	-
		Erdgas [%]	97,9%	73,6%	36,8%	0,0%	-
		Grüne Gase [kWh/a]	5.782.000	63.493.905	126.031.202	193.298.010	-
7	Anzahl der Gebäude mit Anschluss an ein Gasnetz und deren Anteil an der Gesamtheit der Gebäude im beplanten Gebiet in Prozent	Grüne Gase [%]	2,1%	26,4%	63,2%	100,0%	-
		Anzahl Gebäude an Gasnetz	4.677	3.915	3.153	2.391	-
		Prozentualer Anteil	50,7%	42,4%	34,2%	25,9%	-

13.4. Szenario Gas Niedrig

Indikatoren nach WPG Anlage 2 III							
Nr.	Bezeichnung		2025	2030	2035	2040	2045
1	Jährlicher Endenergieverbrauch der gesamten Wärmeversorgung in kWh/a, differenziert nach Endenergiesektoren und Energieträger	-	siehe Graphiken "thermischer Energieverbrauch" und "Energieträgerverteilung"				
2	Jährliche Emissionen von THG der gesamten Wärmeversorgung des beplanten Gebietes in t-CO ₂ -äq./a	-	siehe Graphik "CO ₂ -Äquivalente"				
3	Jährlicher Endenergieverbrauch der leitungsgebundenen Wärmeversorgung nach Energieträgern in kWh/a und Anteil der Energieträger am gesamten Endenergieverbrauch der leitungsgebundenen Wärmeversorgung in Prozent	Erdgas [kWh/a]	273.018.000	176.513.754	73.060.823	0	-
		Erdgas [%]	78,7%	66,7%	38,9%	0,0%	-
		Heizöl [kWh/a]	0	0	0	0	0
		Heizöl [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Grüne Gase [kWh/a]	5.782.000	10.950.367	16.282.204	21.487.390	-
		Grüne Gase [%]	1,7%	4,1%	8,7%	17,4%	-
		Feste Biomasse [kWh/a]	0	940.000	2.440.000	2.440.000	-
		Feste Biomasse [%]	0,0%	0,4%	1,3%	2,0%	-
		Sole-Wärmepumpe [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Sole-Wärmepumpe [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Luft-Wärmepumpe [kWh/a]	0	3.760.000	3.760.000	3.760.000	-
		Luft-Wärmepumpe [%]	0,0%	1,4%	2,0%	3,0%	-
		Abwasser [kWh/a]	0	0	8.316.000	8.316.000	-
		Abwasser [%]	0,0%	0,0%	4,4%	6,7%	-
		Abwärme [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Abwärme [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Flusswasser [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Flusswasser [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Solarthermie [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Solarthermie [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Direktstrom [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Direktstrom [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Klärgas [kWh/a]	0	0	0	0	-
Klärgas [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-		
Prozessdampf [kWh/a]	68.200.000	72.666.667	83.755.975	87.610.363	-		
Prozessdampf [%]	19,7%	27,4%	44,6%	70,9%	-		
... davon Gasleitung [kWh/a]	278.800.000	187.464.121	89.343.027	21.487.390	-		
... davon Gasleitung [%]	80,3%	70,8%	47,6%	17,4%	-		
... davon Fern- und Nahwärme [kWh/a]	68.200.000	77.366.667	98.271.975	102.126.363	-		
... davon Fern- und Nahwärme [%]	19,7%	29,2%	52,4%	82,6%	-		
4	Anteil leitungsgebundener Wärmeversorgung am gesamten Endenergieverbrauch der Wärmeversorgung in Prozent	Gas, Fern- und Nahwärme	41,2%	34,2%	26,3%	18,7%	-
		Gas	33,1%	24,2%	12,5%	3,2%	-
		Fern- und Nahwärme	8,1%	10,0%	13,8%	15,4%	-
5	Anzahl Gebäude mit Anschluss an ein Wärmenetz und deren Anteil an der Gesamtheit der Gebäude im beplanten Gebiet in Prozent	Anzahl Gebäude an Wärmenetz	1.138	1.558	1.978	2.398	-
		Prozentualer Anteil	12,3%	16,9%	21,4%	26,0%	-
6	Jährlicher Endenergieverbrauch aus Gasnetzen nach Energieträgern in kWh/a und der Anteil der Energieträger am gesamten Endenergieverbrauch der gasförmigen Energieträger in Prozent	Erdgas [kWh/a]	273.018.000	176.513.754	73.060.823	0	-
		Erdgas [%]	97,9%	94,2%	81,8%	0,0%	-
		Grüne Gase [kWh/a]	5.782.000	10.950.367	16.282.204	21.487.390	-
7	Anzahl der Gebäude mit Anschluss an ein Gasnetz und deren Anteil an der Gesamtheit der Gebäude im beplanten Gebiet in Prozent	Grüne Gase [%]	2,1%	5,8%	18,2%	100,0%	-
		Anzahl Gebäude an Gasnetz	4.677	3.271	1.866	460	-
		Prozentualer Anteil	50,7%	35,4%	20,2%	5,0%	-

13.5. Zielszenario 2040

Indikatoren nach WPG Anlage 2 III							
Nr.	Bezeichnung		2025	2030	2035	2040	2045
1	Jährlicher Endenergieverbrauch der gesamten Wärmeversorgung in kWh/a, differenziert nach Endenergiesektoren und Energieträger	-	siehe Graphiken "thermischer Energieverbrauch" und "Energieträgerverteilung"				
2	Jährliche Emissionen von THG der gesamten Wärmeversorgung des beplanten Gebietes in t-CO ₂ -äq./a	-	siehe Graphik "CO ₂ -Äquivalente"				
3	Jährlicher Endenergieverbrauch der leitungsgebundenen Wärmeversorgung nach Energieträgern in kWh/a und Anteil der Energieträger am gesamten Endenergieverbrauch der leitungsgebundenen Wärmeversorgung in Prozent	Erdgas [kWh/a]	273.018.000	176.513.794	73.060.904	0	-
		Erdgas [%]	78,7%	65,3%	30,2%	0,0%	-
		Heizöl [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Heizöl [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Grüne Gase [kWh/a]	5.782.000	37.609.243	70.429.577	103.165.910	-
		Grüne Gase [%]	1,7%	12,8%	29,1%	50,1%	-
		Feste Biomasse [kWh/a]	0	2.440.000	2.440.000	2.440.000	-
		Feste Biomasse [%]	0,0%	0,8%	1,0%	1,2%	-
		Sole-Wärmepumpe [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Sole-Wärmepumpe [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Luft-Wärmepumpe [kWh/a]	0	3.760.000	3.760.000	3.760.000	-
		Luft-Wärmepumpe [%]	0,0%	1,3%	1,6%	1,8%	-
		Abwasser [kWh/a]	0	0	8.316.000	8.316.000	-
		Abwasser [%]	0,0%	0,0%	3,4%	4,0%	-
		Abwärme [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Abwärme [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Flusswasser [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Flusswasser [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Solarthermie [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Solarthermie [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Direktstrom [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Direktstrom [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Klärgas [kWh/a]	0	0	0	0	-
		Klärgas [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
		Prozessdampf [kWh/a]	68.200.000	57.842.333	83.984.667	88.227.000	-
		Prozessdampf [%]	19,7%	19,8%	34,7%	42,8%	-
		... davon Gasteitung [kWh/a]	278.800.000	214.123.037	143.490.481	103.165.910	-
... davon Gasteitung [%]	80,3%	73,1%	59,3%	50,1%	-		
... davon Fern- und Nahwärme [kWh/a]	68.200.000	64.042.333	98.500.667	102.743.000	-		
... davon Fern- und Nahwärme [%]	19,7%	21,9%	40,7%	49,9%	-		
4	Anteil leitungsgebundener Wärmeversorgung am gesamten Endenergieverbrauch der Wärmeversorgung in Prozent	Gas, Fern- und Nahwärme	41,2%	35,9%	34,0%	31,1%	-
		Gas	33,1%	27,7%	20,1%	15,6%	-
		Fern- und Nahwärme	8,1%	8,3%	13,8%	15,5%	-
5	Anzahl Gebäude mit Anschluss an ein Wärmenetz und deren Anteil an der Gesamtheit der Gebäude im beplanten Gebiet in Prozent	Anzahl Gebäude an Wärmenetz	1.138	1.715	2.292	2.869	-
		Prozentualer Anteil	12,3%	18,6%	24,8%	31,1%	-
6	Jährlicher Endenergieverbrauch aus Gasnetzen nach Energieträgern in kWh/a und der Anteil der Energieträger am gesamten Endenergieverbrauch der gasförmigen Energieträger in Prozent	Erdgas [kWh/a]	273.018.000	176.513.794	73.060.904	0	-
		Erdgas [%]	97,9%	82,4%	50,9%	0,0%	-
		Grüne Gase [kWh/a]	5.782.000	37.609.243	70.429.577	103.165.910	-
		Grüne Gase [%]	2,1%	17,6%	49,1%	100,0%	-
7	Anzahl der Gebäude mit Anschluss an ein Gasnetz und deren Anteil an der Gesamtheit der Gebäude im beplanten Gebiet in Prozent	Anzahl Gebäude an Gasnetz	4.677	3.587	2.496	1.406	-
		Prozentualer Anteil	50,7%	38,8%	27,0%	15,2%	-

17. Literaturverzeichnis

- [1] FNB Gas e.V., „Wasserstoff Kernnetz,“ 2024. [Online]. Available: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>. [Zugriff am 10 September 2024].
- [2] Rechtsanwälte Günther, „Umweltinstitut München e.V. - Rechtsgutachten Wasserstoffnetzgebiete,“ 2024. [Online]. Available: https://umweltinstitut.org/wp-content/uploads/2024/06/Rechtsgutachten_Wasserstoffnetzgebiete.pdf. [Zugriff am 10 September 2024].
- [3] Deutsche Umwelthilfe e.V., „H2-Ready" - Die Kostenfalle im Gebäude,“ Berlin, 2023.
- [4] Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, „Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors,“ Kassel, 2022.
- [5] ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, „Leitfaden Wärmeplanung. Empfehlungen zur methodischen Vorgehensweise für Kommunen und andere Planungsverantwortliche,“ Heidelberg, 2024.
- [6] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, „Bundesförderung Energieberatung für Wohngebäude,“ 2024. [Online]. Available: https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieberatung/Energieberatung_Wohngebäude/energieberatung_wohngebäude_node.html. [Zugriff am Juni 2025].
- [7] Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen, „Gebäudeenergiegesetz (GEG),“ [Online]. Available: <https://www.bmwsb.bund.de/DE/bauen/innovation-klimaschutz/gebäudeenergiegesetz/GEG-Top-Thema-Artikel.html>. [Zugriff am 08 2025].
- [8] Bayerisches Landesamt für Umwelt, „UmweltAtlas,“ <https://www.umweltatlas.bayern.de/>, 2025.
- [9] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, „Energie-Atlas Bayern,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.energieatlas.bayern.de/>. [Zugriff am 10 2024].
- [10] Landesamt für Digitalisierung, Breitband und Vermessung, „Geobasisdaten: ALKIS,“ München.
- [11] Bayerisches Landesamt für Statistik, „Statistik kommunal 2023 – Große Kreisstadt Schwandorf,“ Februar 2024. [Online]. Available: https://statistik.bayern.de/mam/produkte/statistik_kommunal/2023/09376161.pdf. [Zugriff am 06 06 2025].

- [12] Bundesnetzagentur, „Marktsammdatenregister,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>. [Zugriff am 5 Juni 2024].
- [13] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, „Energie-Atlas Bayern,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.energieatlas.bayern.de/>. [Zugriff am 01 2024].
- [14] „Triphoenix.z-m-s,“ 2023. [Online]. Available: <https://triphoenix.z-m-s.de/abfallmengen/>. [Zugriff am 15 07 2025].
- [15] Bundesnetzagentur, „Breitbandatlas Karte,“ [Online]. Available: <https://gigabitgrundbuch.bund.de/GIGA/DE/Breitbandatlas/Vollbild/start.html>. [Zugriff am 09 2025].
- [16] Österreichische Gesellschaft für Umwelt und Technik, „Kennzahlen zum Energieverbrauch in Dienstleistungsgebäuden,“ Wien, 2011.
- [17] K. Friedrich, D. Niermann, I. F., P. Bissolli, J. Daßler, V. Zins, H. S. und M. Ziese, „Deutscher Wetterdienst. Klimatologischer Rückblick auf 2023: Das bisher Wärmeste Jahr in Deutschland,“ 2024. [Online]. Available: https://www.dwd.de/DE/leistungen/besondereereignisse/temperatur/20240201_klima_rueckblick-2023.pdf;jsessionid=F9E801852A692BA4A87E7AFF236A938F.live11042?__blob=publicationFile&v=6. [Zugriff am 02 12 2024].
- [18] eclareon GmbH, „Biomasseatlas,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.biomasseatlas.de/>. [Zugriff am Oktober 2024].
- [19] D. Merten und D. Falkenberg, „Wärmegewinnung aus Biomasse,“ Leipzig, 2004.
- [20] BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., „Solaratlas,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.solaratlas.de/index.php?id=1>. [Zugriff am 31 10 2024].
- [21] Z.-M.-S. (. M. Schwandorf), „Zahlen Daten Fakten 2024,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.z-m-s.de/assets/2025-web-zdf--2024.pdf>. [Zugriff am 08 2025].
- [22] Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH, „Kommunale Wärmeplanung - Handlungsleitfaden,“ Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Stuttgart, 2020.
- [23] Bayerisches Landesamt für Statistik, „Statistik kommunal - Große Kreisstadt Schwandorf,“ Fürth, 2024.
- [24] Umweltbundesamt , „Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2024,“ Dessau-Roßlau, 2025.
- [25] BMWK und BMWSB, „Technikkatalog Wärmeplanung V 1.1,“ Berlin, 2024.

- [26] Städtische Wasser- und Fernwärmeversorgung Schwandorf, „Zertifikat,“ 22 05 2025. [Online]. Available: https://www.swf-sad.de/pdf_doc/primaerenergiefaktor/Zerti_GEG_Schwandorf_2025_Zertifikat.pdf. [Zugriff am 09 2025].
- [27] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, „Informationsblatt CO2-Faktoren,“ Eschborn, 2024.
- [28] Agentur für kommunalen Klimaschutz am Deutschen Institut für Urbanistik gGmbH, „BISKO Bilanzierungssystematik Kommunal,“ Berlin, 2025.
- [29] Bundesnetzagentur, „Rückblick: Gasversorgung im Jahr 2023,“ 2025. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/a_Gasversorgung_2023/start.html. [Zugriff am 10 09 2025].
- [30] Deutsche Energie-Agentur, „Wie entwickelt sich der Biomethanbedarf auf Basis des Gebäudeenergiegesetzes?,“ 01 2024. [Online]. Available: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/Analyse_biogaspartner_Biomethanbedarf_Gebaeudeenergiegesetzes.pdf. [Zugriff am 09 10 2025].
- [31] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. , „Zukunftsbild Biomethan 2025-2045,“ 03 2025. [Online]. Available: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/zukunftsbild-biomethan-handlungsempfehlungen-dvgw.pdf>. [Zugriff am 10 09 2025].
- [32] Bayerisches Landesamt für Statistik, „Statistik kommunal - Große Kreisstadt Schwandorf,“ Fürth, 2024.
- [33] Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende, „Schutzgebiete und Erneuerbare Energien,“ 05 2022. [Online]. Available: <https://www.naturschutz-energiewende.de/fachwissen/veroeffentlichungen/uebersicht-schutzgebiete-und-erneuerbare-energien/>. [Zugriff am 04 2024].
- [34] A. Herrmann und e. ak., „Auswirkungen des Klimawandels auf den Energiebedarf von Gebäuden und den Ertrag erneuerbarer Energien,“ Graz, 2016.
- [35] „EUR-Lex. Richtlinie (EU) 2023/1791 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. September 2023 zur Energieeffizienz und zur Änderung der Verordnung (EU) 2023/955 (Neufassung),“ 13 September 2023. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023L1791>. [Zugriff am 23 April 2025].
- [36] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, „Bundestag beschließt Energieeffizienzgesetz,“ 21 September 2023. [Online]. Available: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/09/20230921-bundestag-beschliesst-energieeffizienzgesetz.html>. [Zugriff am 23 April 2025].

- [37] Bayerisches Landesamt für Umwelt, „Gewässerkundlicher Dienst Bayern,“ [Online]. Available: <https://www.gkd.bayern.de/de/fluesse/abfluss/bayern>. [Zugriff am 07 2025].
- [38] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., „Wärmepumpen an Fließgewässern - Analyse des theoretischen Potenzials in Bayern,“ München, 2024.
- [39] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Eignungsanalyse Wärmepumpe,“ [Online]. Available: <https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/Standardartikel/eignungsanalyse-waermepumpe.html>. [Zugriff am 08 2025].
- [40] Aalborg CSP, „Solarthermieanlage, Dänemark,“ 04 2024. [Online]. Available: <https://www.aalborgcsp.de/projekte/fernwaerme/8-mwth-thermische-solaranlage-daenemark>. [Zugriff am 03 2024].
- [41] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., „Daten und Fakten. Faustzahlen,“ [Online]. Available: <https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen>. [Zugriff am 08 2025].
- [42] Landesamt für Statistik Bayern, „Statistik kommunal 2022 - Landkreis Schwandorf,“ Fürth, 2022.
- [43] Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft, Forsten und Tourismus (StMELF), „www.agrarbericht-2024.bayern.de,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.agrarbericht-2024.bayern.de>. [Zugriff am 26 08 2025].
- [44] Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft, „Untersuchung des Energieholzmarktes in Bayern,“ Freising, 2024.
- [45] Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft, „Kurzumtriebsplantagen - LWF - Wissen 70,“ [Online]. Available: <https://www.lwf.bayern.de/forsttechnik-holz/biomassenutzung/033642/index.php>. [Zugriff am 09 2025].
- [46] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., „Biogas Basisdaten Deutschland,“ Gülzow, 2008.
- [47] Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft, „Holzeinschlag,“ [Online]. Available: <https://www.lwf.bayern.de/forsttechnik-holz/holzmarkt/051095/index.php>. [Zugriff am 08 2025].
- [48] Biomasseverband Oberösterreich, „Masse und Energieinhalt von Hackgut in Abhängigkeit vom Wassergehalt,“ [Online]. Available: https://www.biomasseverband-ooe.at/uploads/media/Downloads/Publikationen/Umrechnungstabellen_Brennstoff_Holz-BMV-OOe.pdf. [Zugriff am 09 2025].
- [49] Johann Heinrich von Thünen-Institut, „Tabellendefinition - Zuwachs des Vorrates,“ [Online]. Available: [https://bwi.info/inhalt1.3.aspx?Text=5.03%20Baumartengruppe%20\(rechnerischer%](https://bwi.info/inhalt1.3.aspx?Text=5.03%20Baumartengruppe%20(rechnerischer%20Zuwachs))

- 20Reinbestand)&prrole=public&prInv=BWI2012&prKapitel=5.03&mpXicode=.
[Zugriff am 09 2025].
- [50] Bayerisches Landesamt für Statistik, „Flächenerhebung nach Art der tatsächlichen Nutzung in Bayern zum Stichtag 31. Dezember 2024,“ Fürth, 2025.
- [51] WWF Deutschland, „Alles aus Holz - Rohstoff der Zukunft oder kommende Krise. Ansätze zu einer ausgewogenen Bioökonomie.,“ Berlin, 2022.
- [52] Umweltbundesamt, „Klärschlamm Entsorgung in der Bundesrepublik Deutschland,“ Dessau-Roßlau, 2018.
- [53] P. D. M. Faulstich, D. J. Hoffmeister, D. B. Birnstengel und A. Häusler, „Perspektiven der thermischen Abfallbehandlung - Roadmap 2040 -,“ ITAD, Dortmund, 2020.
- [54] Umweltbundesamt, „Energieerzeugung aus Abfällen - Stand und Potenziale in Deutschland bis 2030,“ Dessau-Roßlau, 2018.
- [55] waste:research, „Entsorgung gefährlicher Abfälle in Deutschland bis 2030,“ 22 05 2024. [Online]. Available: <http://www.wasteresearch.de/>. [Zugriff am 20 02 2025].
- [56] Umweltbundesamt, „Klimaschutz und Kohleausstieg: Politische Strategien und Maßnahmen bis 2030 und darüber hinaus,“ Climate Change, Berlin, 2019.
- [57] D. S. Jha, A. Wehrl und D. L. Montrone, „Mögliche Auswirkungen eines EU-Klimaziels von -90% für 2040 auf Deutschland,“ The Climate Desk; FutureCamp Climate, Berlin, 2024.
- [58] Umweltbundesamt, „CO₂-Speicherung darf Ausstieg aus fossilen Energien nicht behindern,“ 25 09 2023. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/co2-speicherung-darf-ausstieg-aus-fossilen-energien>. [Zugriff am 20 02 2025].
- [59] klimareporter, „CCS im Abfallsektor untergräbt Kreislaufwirtschaft und Klimaschutz,“ 2024 10 21. [Online]. Available: <https://www.klimareporter.de/technik/ccs-im-abfallsektor-untergraebt-kreislaufwirtschaft-und-klimaschutz>. [Zugriff am 20 02 2025].
- [60] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, „Nutzung tieferer Untergrund / CO₂-Speicherung,“ Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, [Online]. Available: https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/Produkte/produkte_node.html. [Zugriff am 27 02 2025].
- [61] Umwelt Bundesamt, „Carbon Capture and Storage,“ Umwelt Bundesamt, 28 02 2024. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzung-belastungen/carbon-capture-storage>. [Zugriff am 27 02 2025].

- [62] D. Wetzel, „Deutschland kassiert den nächsten Rückschlag für die Energiewende,“ Welt, 05 09 2024. [Online]. Available: <https://www.welt.de/wirtschaft/plus253303114/CCS-Das-Fragezeichen-hinter-der-grossen-CO-Hoffnung-der-deutschen-Industrie.html>. [Zugriff am 27 02 2025].
- [63] Bayrisches Landesamt für Umwelt, „UmweltAtlas,“ <https://www.umweltatlas.bayern.de/>, 2024.
- [64] Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe, „Ist die Verbrennung von Holz gesundheits- und klimaschädlich?,“ Straubing, 2023.
- [65] Umweltbundesamt, „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger,“ Dessau-Roßlau, 2022.
- [66] Fraunhofer ISE, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland,“ Freiburg, 2025.
- [67] R. Meyer und et.al., „Heizkosten und Treibhausgasemissionen in Bestandsgebäuden,“ Potsdam, 2024.
- [68] Fraunhofer ISE, „Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien,“ Freiburg, 2024.
- [69] Next Kraftwerke GmbH, „Was ist ein Power Purchase Agreement (PPA)?,“ [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/power-purchase-agreement-ppa#fr-wen-ist-ein-ppa-geeignet>. [Zugriff am 08 2025].
- [70] „Energiemonitor Bayernwerk Schwandorf,“ [Online]. Available: <https://energiemonitor.bayernwerk.de/schwandorf>. [Zugriff am 08 2025].
- [71] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „dena,“ 07 2018. [Online]. Available: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf. [Zugriff am 09 2025].
- [72] Bundesnetzagentur, „Bundesnetzagentur genehmigt Wasserstoff-Kernnetz,“ Bundesnetzagentur, 22 10 2024. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20241022_H2-Kernnetz.html. [Zugriff am 17 06 2025].
- [73] FNB Gas e. V., „Wasserstoff-Kernnetz Karte Deutschland,“ FNB Gas, 22 10 2024. [Online]. Available: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/kernnetzkarte>. [Zugriff am 17 06 2025].
- [74] FNB Gas e. V., „Wasserstoff-Kernnetz,“ FNB Gas, 22 10 2024. [Online]. Available: <https://fnb-gas.de/themen/wasserstoffnetz/kernnetz>. [Zugriff am 17 06 2025].
- [75] Open Grid Europe GmbH, „CO₂-Netz,“ Open Grid Europe GmbH, 10 04 2024. [Online]. Available: <https://oge.net/de/co2/co2-netz>. [Zugriff am 17 06 2025].

- [76] bayernets GmbH, „CO₂-Transport,“ bayernets GmbH, 15 03 2024. [Online]. Available: <https://www.bayernets.de/en/infrastructure/co2-transportation>. [Zugriff am 17 06 2025].
- [77] Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V., „Analyse CO₂-Infrastrukturbedarf in Bayern (PDF),“ Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V., 20 10 2023. [Online]. Available: https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2023/Downloads/vbw-Studie_Analyse_CO2-Infrastrukturbedarf_in_Bayern_Oktober-2023_online.pdf. [Zugriff am 17 06 2025].
- [78] TenneT TSO GmbH, „SuedOstLink Projektübersicht,“ TenneT, 01 03 2024. [Online]. Available: <https://www.tennet.eu/de/projekte/netzprojekte-deutschland/suedostlink>. [Zugriff am 17 06 2025].
- [79] 50Hertz Transmission GmbH, „SuedOstLink,“ 50Hertz, 12 03 2024. [Online]. Available: <https://www.50hertz.com/de/Netzentwicklung/Projekte/Bundesbedarfsplangesetz/SuedOstLink>. [Zugriff am 17 06 2025].
- [80] Bundesnetzagentur, „Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045,“ Bundesnetzagentur, 05 06 2024. [Online]. Available: <https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2024/NEP-Strom-2045>. [Zugriff am 17 06 2025].
- [81] TenneT TSO GmbH, „SuedOstLink Projektbroschüre,“ TenneT TSO GmbH, 10 04 2025. [Online]. Available: <https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2025-04/SOL-Projektbrosch%C3%BCre.pdf>. [Zugriff am 17 06 2025].
- [82] Prognos AG, ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, „Technikkatalog Wärmeplanung,“ im Auftrag: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz; Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen, Heidelberg, Freiburg, Stuttgart, Berlin, 2024.
- [83] C.A.R.M.E.N. e.V., QM Holzheizwerke - Planungshandbuch, Straubing, 2022.
- [84] Energie Schweiz, Bundesamt für Energie BFE, Planungshandbuch Fernwärme, Ittigen, CH, 2021.
- [85] ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, Öko-Institut e.V., Universität Stuttgart, Becker Büttner Held, Prognos AG, Fraunhofer-Institut für System- und Energieforschung ISI, „Leitfaden Wärmeplanung. Empfehlungen zur methodischen Vorgehensweise für Kommunen und andere Planungsverantwortliche,“ im Auftrag: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz; Bundesministerium für

- Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen , Heidelberg, Freiburg, Stuttgart, Berlin, 2024.
- [86] nPro Energy GmbH, „App - nPro Energy,“ 2025. [Online]. Available: <https://www.npro.energy/main/de/>.
- [87] VDI-Gesellschaft Bauen und Gebäudetechnik (GBG), „VDI 2067 - Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen,“ Verein Deutscher Ingenieure, Düsseldorf, 2012.
- [88] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, „Bundesförderung Effiziente Wärmenetze. Modul 2: Antragstellung und Verwendungsnachweise,“ 14 Februar 2023. [Online]. Available: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/bew_merkblatt_antragstellung_m2.pdf?__blob=publicationFile&v=2. [Zugriff am 04 April 2025].
- [89] Statista GmbH, „Entwicklung des Emissionsfaktors der Stromerzeugung in Deutschland und Frankreich im Zeitraum 2000 bis 2024,“ 2025. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1421117/umfrage/emissionen-strom-deutschland-und-frankreich/>. [Zugriff am 01 2025].
- [90] Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH, „Technikkatalog zur Kommunalen Wärmeplanung,“ 01 2024. [Online]. Available: <https://www.kea-bw.de/waermewende/wissensportal/kommunale-waermeplanung/einfuehrung-in-den-technikkatalog>. [Zugriff am 09 04 2024].
- [91] A. M. U. G. H. K. A. Herrmann, „Auswirkungen des Klimawandels auf den Energiebedarf von Gebäuden und den Ertrag erneuerbarer Energien,“ in *14. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2016.
- [92] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, „Plattform für Abwärme,“ [Online]. Available: https://www.bfee-online.de/BfEE/DE/Effizienzpolitik/Plattform_fuer_Abwaerme/plattform_fuer_abwaerme_node.html.
- [93] Carmen e.V., „Marktpreise Pellets. Preisentwicklung bei Holzpellets,“ 2025. [Online]. Available: <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-pellets/>. [Zugriff am 30 Januar 2025].
- [94] Wirtschaftswoche, „Strompreis aktuell. Das kostet die Kilowattstunde in Deutschland im Jahr 2025,“ Dezember 2025. [Online]. Available: <https://www.wiwo.de/unternehmen/strompreis-aktuell-das-kostet-die-kilowattstunde-in-deutschland-im-jahr-2025/29558224.html>. [Zugriff am 23 Januar 2025].
- [95] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, „Auf einen Blick: Die neue Förderung für den Heizungstausch,“ November 2024. [Online]. Available: https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/Downloads/foerderung-heizungstausch-beg.pdf?__blob=publicationFile&v=25. [Zugriff am 10 März 2025].

- [96] Europäische Kommission, „ETS2: buildings, road transport and additional sectors,“ [Online]. Available: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/ets2-buildings-road-transport-and-additional-sectors_en. [Zugriff am 05 2025].
- [97] Bundesverband energieeffiziente Gebäudehülle e.V., „Sanierungsquote,“ [Online]. Available: <https://buveg.de/sanierungsquote/>. [Zugriff am 05 2025].
- [98] Deutsche Energie-Agentur (dena) (Hrsg.), „Wie entwickelt sich der Biomethanbedarf auf Basis des Gebäudeenergiegesetzes?,“ Berlin, 2024.
- [99] Solarbranche.de, „Solarthermiemarkt Deutschland,“ [Online]. Available: <https://www.solarbranche.de/ausbau/deutschland/solarthermie>. [Zugriff am 05 2025].
- [100] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE und Bundesverband Solarwirtschaft e. V., „Solare Prozesswärme für die deutsche Industrie - Ertrag und Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu konventioneller Wärmeversorgung,“ Freiburg, 2025.
- [101] Energiewirtschaftliches Institut zu Köln, „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität,“ Köln, 2022.
- [102] Fraunhofer Umsicht, „Durch die Flexibilisierung von Kälteversorgungssystemen CO2-Emissionen minimieren und Stromkosten sparen,“ 08 02 2024. [Online]. Available: <https://www.umsicht.fraunhofer.de/de/presse-medien/pressemitteilungen/2024/kaelteversorgung-energieausgleich.html>. [Zugriff am 25 11 2025].
- [103] Fraunhofer Umsicht, „FLX Kälte,“ 01 2021. [Online]. Available: https://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/referenzen/flxkaelte/K%C3%A4lletechnik_in_Deutschland-Metastudie_K%C3%A4ltebedarf_Deutschland.pdf. [Zugriff am 25 11 2025].
- [104] Umweltbundesamt, „Analyse des wirtschaftlichen Potentials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung,“ 05 08 2021. [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2021-08-05_cc_54-2021_effiziente_waerme-kaelteversorgung.pdf. [Zugriff am 25 11 2025].
- [105] Umweltbundesamt, „Nachhaltige Kälteversorgung in Deutschland an den Beispielen Gebäudeklimatisierung und Industrie,“ 01 01 2014. [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_25_2014_nachhaltige_kaelteversorgung_in_deutschland_1.pdf. [Zugriff am 25 11 2025].
- [106] Umweltbundesamt, „Klimaschonende Klimatisierung (Heizen und Kühlen) mit natürlichen Kältemitteln – Konzepte für Nichtwohngebäude mit Serverräumen/Rechenzentren,“ 01 04 2016. [Online]. Available:

- https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_18_2016_klimaschonende_klimatisierung_0.pdf. [Zugriff am 25 11 2025].
- [107] BMW, „Bürgerenergie,“ [Online]. Available: <https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/Standardartikel/buergerenergie.html>. [Zugriff am 03 12 2025].
- [108] Wikipedia, „Bürgerenergiegenossenschaft,“ [Online]. Available: <https://de.wikipedia.org/wiki/B%C3%BCrgerenergiegenossenschaft>. [Zugriff am 03 12 2025].
- [109] D. H. Klemisch, „Bürgerenergiegenossenschaften als Promotoren der Energiewende,“ 2021 05 01. [Online]. Available: https://www.wilabonn.de/images/PDFs/Genossenschaften/Brgerenergiegenossenschaften_als_Promotoren_der_Energiewende_GESAMT_EPaper_kompr_RV.pdf. [Zugriff am 03 12 2025].
- [110] Kommunale Energieversorgung GmbH, „Die Kommunale Energieversorgung GmbH Eisenhüttenstadt (KEV),“ [Online]. Available: <https://kev-ehst.de/>. [Zugriff am 03 12 2025].
- [111] Deutschen Energie-Agentur GmbH, „Wärmenetz in einer öffentlich-privaten Partnerschaft betreiben,“ [Online]. Available: <https://www.kww-halle.de/fokusthemen/waermenetze-betreibermodelle-finanzierung/oeffentlich-private-partnerschaft>. [Zugriff am 03 12 2025].
- [112] Deutschen Energie-Agentur GmbH, „Wärmenetze durch die Kommune umsetzen,“ [Online]. Available: <https://www.kww-halle.de/fokusthemen/waermenetze-betreibermodelle-finanzierung/kommunaler-betrieb>. [Zugriff am 03 12 2025].
- [113] Deutschen Energie-Agentur GmbH, „Wärmenetze durch ein privates Energieversorgungsunternehmen betreiben,“ [Online]. Available: <https://www.kww-halle.de/fokusthemen/waermenetze-betreibermodelle-finanzierung/privates-energieversorgungsunternehmen>. [Zugriff am 03 12 2025].
- [114] Deutschen Energie-Agentur GmbH, „Wärmenetze durch eine Wärmegenossenschaft umsetzen,“ [Online]. Available: <https://www.kww-halle.de/fokusthemen/waermenetze-betreibermodelle-finanzierung/waermegenossenschaft>. [Zugriff am 03 12 2025].
- [115] BMWK, „Was ist eigentlich Bürgerenergie?,“ [Online]. Available: <https://energiewende.bundeswirtschaftsministerium.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2024/07/Meldung/direkt-erklaert.html>. [Zugriff am 03 12 2025].
- [116] Netzwerk Energiewende Jetzt e. V., „Was sind Energiegenossenschaften?,“ [Online]. Available: <https://netzwerk-energiewende-jetzt.de/genossenschaften/was-sind-energiegenossenschaften>. [Zugriff am 03 12 2025].

- [117] EG-Gussenstadt, „Informationsbroschüre,“ [Online]. Available: <https://www.eg-gussenstadt.de/wp-content/uploads/2023/07/Informationsbroschuere-final-2023.pdf>. [Zugriff am 11 11 2025].
- [118] Bürger-Energie Erdbach, [Online]. Available: <https://energie.erdbach.eu/konzept/die-kosten>. [Zugriff am 11 11 2025].
- [119] Bürger Energie Genossenschaft - Freisinger Land eG, „Bürger-Strom,“ [Online]. Available: <https://beg-fs.de/buerger-strom>. [Zugriff am 11 11 2025].
- [120] Statista, „Wie setzt sich der Strompreis zusammen?,“ [Online]. Available: <https://de.statista.com/infografik/34734/zusammensetzung-des-strompreises-fuer-haushaltskunden/#:~:text=Laut%20einer%20Analyse%20des%20Bundesverbands%20der%20Energie%2D,kWh%20im%20Schnitt%2039%2C7%20Cent%20pro%20Kilowattstunde..> [Zugriff am 11 11 2025].
- [121] Bürger Energiegenossenschaft eG, „Unsere Anlagen,“ [Online]. Available: <https://buerger-energiegenossenschaft.de/unsere-anlagen>. [Zugriff am 11 11 2025].
- [122] BENEG, „Nachrangdarlehen,“ [Online]. Available: <https://beneg.de/gemeinsam-investieren/nachrangdarlehen>. [Zugriff am 11 11 2025].
- [123] EG-Oberland, „EG-Oberland,“ [Online]. Available: <https://mitgliedschaft.eg-oberland.de>. [Zugriff am 11 11 2025].
- [124] Bürger Energiegenossenschaft eG, „Mitgliedschaft & Infoservice,“ [Online]. Available: <https://buerger-energiegenossenschaft.de/mitgliedschaft-infoservice/>. [Zugriff am 11 11 2025].
- [125] Kompetenzzentrum Kommunale Wärmewende (KWW), „Wärmenetze errichten & betreiben,“ [Online]. Available: <https://www.kww-halle.de/fokusthemen/waermenetze-betreibermodelle-finanzierung>. [Zugriff am 12 2025].
- [126] GermanZero e.V., „WärmeGuide - Schwandorf,“ 12 2025. [Online]. Available: <https://waermeguide.de/09376161/sozio-oekonomischer-ist-zustand>.
- [127] Deutsches Institut für Urbanistik gGmbH, „Klimaschutz in Kommunen,“ Berlin, 2023.
- [128] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „Erste Schritte in der Kommunalen Wärmeplanung: Die Vorbereitungsphase,“ Berlin, 2023.
- [129] IZES gGmbH - Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme, „Erhebung der Alteursstrukturen - Methodenbeschreibung,“ Berlin, 2022.
- [130] Deutsches Institut für Urbanistik gGmbH, „Akteure im kommunalen Klimaschutz erfolgreich beteiligen,“ Berlin, 2017.

- [131] Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, „Beteiligung und Mitwirkung im kommunalen Klimaschutz,“ Berlin, 2020.

Hinweise

zeitgeist engineering trifft keine verbindlichen rechts- und steuerberaterlichen Auskünfte, deren Hoheitsgebiete einschlägigen Berufsgruppen obliegen.

Alle im Rahmen dieser Arbeit angenommenen oder vorausgesetzten Rahmenbedingungen basieren auf der Sichtweise von zeitgeist engineering auf die aktuell vorliegenden Gesetzestexte und anderen Unterlagen. Die Betrachtung erfolgt grundsätzlich auf einer ingenieurtechnischen Perspektive. Aufgrund der komplexen Thematik und teils unterschiedlichen Auslegungen der Rechtslage kann keine Gewährleistung für die Richtigkeit dieser Annahmen übernommen werden.

Konkrete Rechtsfragen zu der Thematik dürfen ausschließlich durch zugelassene Anwälte und Experten beantwortet werden. Ebenso können steuerliche Fragen ausschließlich durch einen Steuerberater rechtssicher geklärt werden. Die hier getroffenen Annahmen können nicht als belastbare Steuerberatung oder Rechtsberatung angesehen werden.



Markus Rößler