Wärmenetzstrategie 2040:

Eine klimaneutrale Fernwärmeversorgung bis 2040

Fernwärmenetz der Stadt Erfurt,

SWE Energie GmbH

Konzept zur Erfüllung der Erfordernisse von § 8 Abs. 5 Thüringer Klimagesetz vom 18. Dezember 2018

SWE Energie GmbH

Erfurt, 08.12.2022

Vorbemerkung

Das vorliegende Konzept basiert auf einer **Zusammenarbeit der kommunalen Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen sowie ihrer Netzbetreiber und Dienstleister**. Dadurch konnten die Projekterfahrungen und Kenntnisse der kommunalen Thüringer Unternehmen hinsichtlich der Erzeugung erneuerbarer Wärme und deren Einbindung in die Fernwärmenetze gebündelt werden. Folgende Thüringer Unternehmen haben im Rahmen der Konzepterstellung zur Erreichung einer (nahezu) klimaneutralen Fernwärmeversorgung bis zum Jahr 2040 zusammengearbeitet (Tabelle 1):

Tabelle 1: Übersicht über die Mitglieder der thüringenweiten Kooperation

Eisenacher Versorgungs-Betriebe GmbH
Energie- und Wasserversorgung Altenburg GmbH
Energieversorgung Apolda GmbH
Energieversorgung Gera GmbH
Energieversorgung Greiz GmbH
Energieversorgung Inselsberg GmbH
Energieversorgung Rudolstadt GmbH
EW Eichsfeldgas GmbH
FBB Fernwärme Bad Blankenburg GmbH
job Jenaer Objektmanagement- und Betriebsgesellschaft mbH
Licht- und Kraftwerke Sonneberg GmbH
Netzgesellschaft Eisenberg mbH
Ohra Energie GmbH
Saalfelder Energienetze GmbH
Sömmerdaer Energieversorgung GmbH
Stadtwerke Arnstadt GmbH
Stadtwerke Bad Langensalza GmbH
Stadtwerke Energie Jena-Pößneck GmbH
Stadtwerke Gotha GmbH
Stadtwerke Heilbad Heiligenstadt GmbH
Stadtwerke Jena Netze GmbH
Stadtwerke Meiningen GmbH
Stadtwerke Mühlhausen GmbH
Stadtwerke Saalfeld GmbH
Stadtwerke Schmalkalden GmbH
Stadtwerke Sondershausen GmbH
Stadtwerke Stadtroda GmbH
Stadtwerke Suhl/Zella-Mehlis GmbH
Stadtwerke Weimar Stadtversorgungs-GmbH
Stadtwerke Erfurt Energie GmbH
TEAG Thüringer Energie AG
TWS Thüringer Wärme Service GmbH
Wärmegesellschaft Bad Lobenstein mbH
Wärmegesellschaft mbH Saalfeld
Wärmeversorgung Neuhaus GmbH
Wärmeversorgung Sollstedt GmbH

Ausgehend von der **gemeinsamen Erarbeitung der technischen Spezifika und anzusetzender Wärmegestehungskosten der verschiedenen Optionen zur Erzeugung und Einbindung grüner Wärme** erfolgte die **Konzeptionierung der netzspezifischen Transformationspfade individuell durch das jeweilige Fernwärmeversorgungsunternehmen**. Die Einschätzung der zu erwartenden Herausforderungen und der erforderlichen Rahmenbedingungen für die erfolgreiche Transformation der Fernwärmeversorgung in Thüringen erfolgte wiederum in Zusammenarbeit der beteiligten Unternehmen.

Netzspezifika, d. h. die Darlegung des Status quo des jeweiligen Fernwärmenetzes (Abschnitt 3) und die Erarbeitung des Transformationspfades hinsichtlich der Veränderung der Erzeugungs- und Netzstruktur (Abschnitt 4) wurden individuell durch die Stadtwerke Erfurt Energie GmbH für das Fernwärmenetz der Stadt Erfurt erarbeitet. Die Investitions- und Kostenbetrachtung (Abschnitt 5) erfolgte ebenfalls individuell durch die Stadtwerke Erfurt Energie GmbH anhand eines gemeinschaftlich innerhalb der Projektgruppe entwickelten Ansatzes hinsichtlich der zu Grunde gelegten Kosten, welcher auch den anschließenden thüringenweiten Vergleich ermöglicht.

Die Verantwortung für das vorliegende Konzept verbleibt bei dem gemäß § 8 Abs. 5 Satz 2 ThürKlimaG verpflichteten Fernwärmeversorgungsunternehmen.

Zusammenfassung

Die Stadtwerke Erfurt Energie GmbH hat zur Erstellung ihres Transformationspfads den Ansatz einer dynamischen Energiesystemmodellierung verfolgt. Hierzu wurde zur Unterstützung das Institut für Regenerative Energietechnik der Hochschule Nordhausen mit der entsprechenden Entwicklung eines Energiesystemmodells beauftragt. Dieses soll dazu dienen, die Dekarbonisierung der Fernwärme unter verschiedenen Voraussetzungen und Entwicklungen, den Vorgaben zur CO_2-Reduktion und mit Hinblick auf Kostenoptimierung bis zum Jahr 2045 in 5-Jahres-Abschnitten zu simulieren. Als Ergebnis wurden vier verschiedene Transformationspfade entwickelt, die alle zu einer klimaneutralen Fernwärmeversorgung im Jahr 2045 führen, dazu jedoch auf unterschiedliche Technologieschwerpunkte zurückgreifen. Entsprechend unterscheiden sich die verschiedenen Pfade hinsichtlich ihrer individuellen Abhängigkeiten (Entwicklung von Invest- und Betriebskosten, Verfügbarkeiten von EE-Potentialen, Geostrategie) und somit auch Wärmegestehungskosten und erforderlichen Förderbedarfen. Der nach diesen Kriterien vielversprechendste Pfad greift sowohl auf eine Nutzung der Tiefengeothermie als auch Sektorkopplungstechnologien in Verbindung mit regional verfügbaren Windkraftpotentialen zurück. Diese beiden Erzeugungstechnologien würden zusammen etwa zwei Drittel der jährlich benötigten Wärmemenge abdecken. Im Weiteren wurden die Pfade mit Einzelschwerpunkt Tiefengeothermie- und Windkraftnutzung untersucht. Als vierte Option wurde der Schwerpunkt auf Wasserstoff gelegt. Alle genannten Pfade werden darüber hinaus flankiert von zusätzlichen dezentralen EE-Wärmeerzeugungstechnologien basierend auf der Nutzung von Abwärme, Umweltwärme und Solarenergie. Die in der Energiesystemmodellierung entwickelten Pfade zur Transformation der Fernwärmeversorgung der Stadtwerke Erfurt Energie GmbH sichert eine technisch mögliche klimaneutrale Wärmeversorgung gemäß ThürKlimaG. Hierfür werden jedoch politische Rahmenbedingungen zur Umsetzbarkeit und Verfügbarkeit von Technologien am Markt benötigt.

Inhalt

Vorbemerkung ..... **I**

Zusammenfassung ..... **III**

Abbildungsverzeichnis ..... **VIII**

Tabellenverzeichnis ..... **XI**

Abkürzungsverzeichnis ..... **XIII**

1 Einführung **1**

1.1 Die Relevanz der Fernwärme für die Erreichung der Klimaziele 1

1.2 Status quo der Fernwärmeerzeugung in Deutschland und Thüringen 3

1.3 Fernwärme im Thüringer Klimagesetz 4

2 Erzeugungstechnologien für grüne Fernwärme **6**

2.1 Überblick über klimaneutrale und erneuerbare Wärmequellen 6

2.2 Oberflächennahe Geothermie 7

2.2.1 Zusammenfassung 7

2.2.2 Kurzüberblick 7

2.2.3 Potenziale im Wärmesektor 7

2.2.4 Anlagentechnik 9

2.2.5 Referenzprojekte 11

2.2.6 Situation in Thüringen 13

2.2.7 Leitfaden 16

2.3 Tiefe Geothermie 16

2.3.1 Zusammenfassung 16

2.3.2 Kurzüberblick 17

2.3.3 Potenziale im Wärmesektor 20

2.3.4 Anlagentechnik 21

2.3.5 Referenzprojekte 23

2.3.6 Situation in Thüringen 27

2.3.7 Leitfaden 31

2.4 Solarthermie 34

2.4.1 Zusammenfassung 34

2.4.2 Kurzüberblick 34

2.4.3 Potenziale im Wärmesektor 37

2.4.4 Anlagentechnik 38

2.4.5 Referenzprojekte 40

2.4.6 Situation in Thüringen 42
2.4.7 Leitfaden 44
2.5 Wasserstoff und SNG 46
2.5.1 Zusammenfassung 46
2.5.2 Kurzüberblick 46
2.5.3 Potenziale im Wärmesektor 48
2.5.4 Anlagentechnik 49
2.5.5 Referenzprojekte 50
2.5.6 Situation in Thüringen 51
2.5.7 Leitfaden 53
2.6 Biogas 56
2.6.1 Zusammenfassung 56
2.6.2 Kurzüberblick 56
2.6.3 Potenziale im Wärmesektor 57
2.6.4 Anlagentechnik 59
2.6.5 Referenzprojekte 62
2.6.6 Leitfaden 63
2.7 Feste Biomasse 63
2.7.1 Zusammenfassung 63
2.7.2 Kurzüberblick 64
2.7.3 Potenziale im Wärmesektor 64
2.7.4 Anlagentechnik 66
2.7.5 Referenzprojekte 67
2.7.6 Situation in Thüringen 67
2.7.7 Leitfaden 68
2.8 Abwärme 69
2.8.1 Zusammenfassung 69
2.8.2 Kurzüberblick 69
2.8.3 Potenziale im Wärmesektor 70
2.8.4 Anlagentechnik 71
2.8.5 Referenzprojekte 71
2.8.6 Situation in Thüringen 72
2.8.7 Leitfaden 74

2.9 Elektrodenkessel ... 74
2.9.1 Zusammenfassung ... 74
2.9.2 Kurzüberblick ... 75
2.9.3 Potenziale im Wärmesektor ... 76
2.9.4 Anlagentechnik ... 77
2.9.5 Referenzprojekte ... 77
2.9.6 Situation in Thüringen ... 78
2.9.7 Leitfaden ... 79
2.10 Wärmepumpe ... 79
2.10.1 Zusammenfassung ... 79
2.10.2 Kurzüberblick ... 80
2.10.3 Potenziale im Wärmesektor ... 80
2.10.4 Anlagentechnik ... 81
2.10.5 Referenzprojekte ... 84
2.10.6 Situation in Thüringen ... 85
2.10.7 Leitfaden ... 85
2.11 Weitere technische Maßnahmen ... 85
2.11.1 Maßnahmen in den Fernwärmenetzen ... 85
2.11.2 Windkraft- und PV-Ausbau ... 86
3 Status quo des Fernwärmenetzes Erfurt der SWE Energie GmbH ... 90
3.1 Charakterisierung des Fernwärmenetzes ... 90
3.2 Energieverbrauch und -bedarf für Wärme und Kälte ... 92
3.3 Betriebsweise des Fernwärmenetzes ... 93
3.3.1 Netzbetrieb ... 93
3.3.2 Erzeugeranlagen ... 95
3.4 Energie- und Treibhausgasbilanz ... 100
4 Transformationspfad: Erzeugungs- und Netzstruktur ... 103
4.1 Bestand und Potentiale ... 103
4.1.1 Bestandstechnologien ... 103
4.1.2 Potentiale der regenerativen Erzeugungstechnologien ... 104
4.2 Funktion und Aufbau des Modells ... 110
4.2.1 Funktion des Modells in oemof ... 110
4.2.2 Blockschaltbild ... 113
4.2.3 Eingabeparameter ... 116

4.3 Die vier Transformationspfade ... 120
4.3.1 Der Wind-/Geothermiepfad ... 125
4.3.2 Der Gaspfad ... 132
4.4 Weitere Netzentwicklung ... 139
4.4.1 Bedarfsszenarien für Wärme und Kälte ... 139
4.4.2 Netztemperaturabsenkung und Digitalisierung ... 139
4.4.3 Nachverdichtung und Erweiterung des Wärmenetzes ... 140
4.5 Maßnahmen ... 141
4.5.1 Gesamtplanung der Maßnahmen ... 141
4.5.2 Umfeldmaßnahmen ... 147
5 Transformationspfad: Investitions- und Kostenbetrachtung ... 148
5.1 Datenansätze ... 148
5.1.1 Kostenabschätzung ... 148
5.1.2 Lokale, projektspezifische und aktuelle Spezifika ... 151
5.1.3 CO_2-Preisentwicklung ... 152
5.1.4 Zukunftserwartung ... 153
5.2 Investitionsmaßnahmen in 5-Jahres-Scheiben ... 155
5.2.1 Investitionsmaßnahmen in den Wind-Geothermiepfad ... 155
5.2.2 Investitionsmaßnahmen in den Gaspfad ... 156
5.3 Zu erwartende Preisentwicklung ... 156
6 Die Thüringer Wärmewende ... 158
6.1 Transformation der Thüringer Fernwärmeversorgung ... 158
6.2 Erforderliche politische Rahmenbedingungen ... 164

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Nettowärmeerzeugung leitungsgebundener Wärmeversorgung in Deutschland (2020) ... 3

Abbildung 2: Nettowärmeerzeugung der Thüringer Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (2020) ... 4

Abbildung 3: Funktionsschema - Anlagen mit Erdwärmesonden ... 9

Abbildung 4: Funktionsschema - Anlagen mit Erdwärmekollektoren ... 10

Abbildung 5: Funktionsschema - Anlagen mit Grundwasserpumpen ... 11

Abbildung 6: Mittlere spezifische Wärmeleitfähigkeit λ [W/(m*K)] in Thüringen; Stand März 2017 ... 13

Abbildung 7: Übersichtskarte zur Geothermie in Thüringen ... 15

Abbildung 8: Geothermisches Potential in Deutschland ... 18

Abbildung 9: Schematische Darstellung von Nutzungssystemen für Geothermie (linke Seite) und des Eavor-Loops (rechte Seite) ... 19

Abbildung 10: Tiefliegende Aquifere im Leine-Karbonat ... 28

Abbildung 11: Gebiete in Thüringen nach Nutzungseignung für petrothermale Anwendung ... 30

Abbildung 12: Jahreswerte der langjährigen Globalstrahlung in Sondershausen seit 1991 ... 35

Abbildung 13: Jahreswerte der Sonnenscheindauer in Sondershausen seit 1958 ... 35

Abbildung 14: Solarthermie-Anlagen in Erfurt und Mühlhausen ... 42

Abbildung 15: Die Farbenlehre der Produktionsverfahren von Wasserstoff im Überblick ... 47

Abbildung 16: Regionale Verortung der Ausgangssituation für den Markthochlauf ... 52

Abbildung 17: Zu Grunde gelegter Preispfad für Wasserstoff und SNG ... 55

Abbildung 18: Darstellung von Biogasanlagen und der Erdgasinfrastruktur der TEN Thüringer Energienetze GmbH ... 58

Abbildung 19: Grundlagen der Sorption ... 61

Abbildung 20: Wirkprinzip einer elektrischen Kompressionswärmepumpe ... 81

Abbildung 21: Zweistufiger Wärmepumpenkreislauf ... 83

Abbildung 22: parallele (links) und serielle (rechts) Kaskadenschaltung von Wärmepumpen ... 83

Abbildung 23: Windenergie in Thüringen 2022 ... 87

Abbildung 24: Photovoltaik in Thüringen 2022 ... 88

Abbildung 25: Übersicht Dampf (Rot)- und Heizwassernetz Primär (Dunkelblau) und Sekundär (Türkis) der Stadtwerke Erfurt Energie GmbH (Stand 2021/22) ... 91

Abbildung 26: Fernwärme-Kundenstationen nach Sparten (Mittelwerte aus den Jahren 2017 - 2021) ... 92

Abbildung 27: Fernwärme-Absätze nach Sparten (Mittelwerte aus den Jahren 2017 - 2021) 93

Abbildung 28: Standardkurven der Fernwärmelast (Wochentagskorrelierte Standartzeitreihe aus den Jahren 2017 - 2021) 94

Abbildung 29: Schema der Erzeugerstruktur der SWE Energie GmbH 95

Abbildung 30: Schematische Darstellung zum Aufbau des HKW Erfurt-Ost 98

Abbildung 31 Schematische Darstellung des HW Iderhoffstraße 99

Abbildung 32: Der Verlauf der Treibhausgasemissionen der Stadtwerke Erfurt Energie GmbH von 1990 bis 2022 101

Abbildung 33: Energieträgeraufteilung der Stadtwerke Erfurt Energie GmbH 2021 102

Abbildung 34: Schematische Abbildung der Nachheizung im Blockschaltbild 104

Abbildung 35: Spezifischer Ertrag von Solarthermieanlagen nach VDI-3988 107

Abbildung 36: Investitionskosten von Solarthermieanlagen nach VDI-3988 108

Abbildung 37: Prinzipieller Aufbau des Energiesystemmodells der Stadtwerke Erfurt Energie GmbH anhand eines Blockschaltbildes 113

Abbildung 38: Ausschnitt des Blockschaltbildes zur Verdeutlichung des Eigenanlagenbusses 114

Abbildung 39: Ausschnitt des Blockschaltbildes zur Verdeutlichung des Eigenverbrauchsbusses 115

Abbildung 40: Ausschnitt des Blockschaltbildes zur Verdeutlichung des Betriebsverbrauchs 115

Abbildung 41: Ausschnitt des Blockschaltbildes zur Verdeutlichung des Stromnetzbusses 116

Abbildung 42: Zeitlicher Verlauf der Stromlast der Stadt Erfurt für das Jahr 2020 117

Abbildung 43: Zeitlicher Verlauf der Heißwasserlast der Stadt Erfurt für das Jahr 2020 117

Abbildung 44: Zeitlicher Verlauf der Vor- und Rücklauftemperatur im Heißwassernetz für das Jahr 2020 118

Abbildung 45: Zeitlicher Verlauf der Vor- und Rücklauftemperatur im Heißwassernetz ab 2040 .. 119

Abbildung 46: Historische Emissionswerte der Stadtwerke Erfurt Energie GmbH und zukünftige maximale Emissionsgrenzen 120

Abbildung 47: Zusammensetzung der jährlich erzeugten Wärme 2045 – Geothermiepfad 123

Abbildung 48: Zusammensetzung der jährlich erzeugten Wärme 2045 – Windpfad 123

Abbildung 49: Zusammensetzung der jährlich erzeugten Wärme 2045 - Wind-Geothermiepfad .. 124

Abbildung 50: Zusammensetzung der jährlich erzeugten Wärme 2045 – Gaspfad 124

Abbildung 51: Entwicklung der installierten Leistungen – Wind-/Geothermiepfad 125

Abbildung 52: Jahresdauerlinien für 2045 – Wind-/Geothermiepfad 127

Abbildung 53: Energieflussdiagramm Wärme 2045 – Wind-/Geothermiepfad 128

Abbildung 54: Zukünftiger Emissionsverlauf des Wind-/Geothermiepfads mit CO_2-Budget (gestrichelt) 129

Abbildung 55: Entwicklung der EE-Anteile an der FW-Versorgung im Wind-Geothermiepfad..... 130

Abbildung 56: Zusammensetzung der Wärmeerzeugung im Jahr 2030 im Wind-/Geothermie-pfad 130

Abbildung 57: Jahresdauerlinien für 2045 – Wind-/Geothermiepfad (n-1)-Untersuchung 131

Abbildung 58: Entwicklung der installierten Leistungen - Gaspfad 132

Abbildung 59: Jahresdauerlinien für 2045 – Gaspfad 134

Abbildung 60: Energieflussdiagram Wärme 2045 - Gaspfad 135

Abbildung 61: Zukünftiger Emissionsverlauf des Gaspfads mit CO_2-Budget (gestrichelt)..... 136

Abbildung 62: EE-Anteil an der FW-Versorgung im Gaspfad 137

Abbildung 63: Anteil erneuerbar erzeugter Wärme im Gaspfad 2030..... 138

Abbildung 64: Maßnahmenplanung des Wind-Geothermiepfads bis 2045 142

Abbildung 65: Erzeugerstandorte im Wind-Geothermiepfad 2045..... 143

Abbildung 66: Maßnahmenplanung des Gaspfads bis 2045..... 145

Abbildung 67: Erzeugerstandorte im Gaspfad 2045 146

Abbildung 68: Zu Grunde gelegte Preisentwicklungen der jeweiligen Medien (Lieferpreise ohne Umlagen) 150

Abbildung 69: Anzunehmende, relative Preisentwicklung der Fernwärmeversorgung in Thüringen (n=29) 157

Abbildung 70: Thüringenweite Zusammensetzung der Fernwärmeerzeugung im Jahr 2040 nach Wärmemenge gemäß den Planungen der Fernwärmeversorgungs unternehmen (n=31) 158

Abbildung 71: Entwicklung der Relevanz gasbasierter Anlagen, nach Wärmemenge (n=31)..... 159

Abbildung 72: Hochlauf grüner Gase gemäß ihrem Anteil an der Wärmemenge von gasbasierten Anlagen (n=31)..... 160

Abbildung 73: Angestrebter Hochlauf strombasierter Wärmeerzeugung (n=31) 161

Abbildung 74: Angestrebte Entwicklung der Solarthermie (n=31) 162

Abbildung 75: Geplante Transformation der Thüringer Fernwärmeversorgung bis 2040 gemäß den Anteilen an der Wärmemenge (n=31)..... 163

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht über die Mitglieder der thüringenweiten Kooperation I
Tabelle 2: ausgewählte Referenzprojekte oberflächennaher Geothermie in Thüringen 12
Tabelle 3: Überblick über das Geothermieprojekt Jena 24
Tabelle 4: Überblick über das Geothermie-Projekt München-Freiham 24
Tabelle 5: Überblick über das Geothermie-Projekt Unterhaching 25
Tabelle 6: Überblick über das Tiefengeothermieprojekt Erfurt im Auftrag der ThEGA 26
Tabelle 7: Übersicht über Solarthermie-Anlagen in Thüringen 43
Tabelle 8: Weitere empfohlene Prüfschritte 44
Tabelle 9: Beispielkalkulation zur Solarthermie 45
Tabelle 10: Zusammensetzung des durch Fermentation erzeugten Biogases 60
Tabelle 11: Exemplarische Biogasanlagen in Thüringen 63
Tabelle 12: Formen biogener Festbrennstoffe 65
Tabelle 13: Parameter der Gasturbinen 96
Tabelle 14: Parameter der Abhitzekessel im Abhitzebetrieb 96
Tabelle 15: Parameter der Abhitzekessel im Kombibetrieb 96
Tabelle 16: Parameter der Abhitzekessel im Frischluftbetrieb 96
Tabelle 17: Parameter der Bestandsdampfturbine 97
Tabelle 18: Parameter der Tandem-Dampfturbine 97
Tabelle 19: Parameter des HWE 2 97
Tabelle 20: Parameter für die Verwendung der HWE 5.1 und 5.2 98
Tabelle 21: Parameter der Wärmespeicher 99
Tabelle 22: Übersicht über den aktuellen Erzeugungspark der SWE Energie GmbH 100
Tabelle 23: Wärme- und Stromerzeugung und Gasverbrauch der SWE Energie GmbH 100
Tabelle 24: Parameter für die Verwendung des Elektrodenkessels 104
Tabelle 25: Annahmen für die zentralen Wärmepumpen 105
Tabelle 26: Annahmen für dezentrale Wärmepumpen 106
Tabelle 27: Solarthermie 107
Tabelle 28: Parameter der Tiefengeothermie 108
Tabelle 29: Biomasse 109
Tabelle 30: Beimischung von Wasserstoff 109
Tabelle 31: Photovoltaik 110
Tabelle 32: Windkraft 110

Tabelle 33: Bewertungsmatrix für die vier Dekarbonisierungspfade 122
Tabelle 34: Installierte Leistungen des Wind-/Geothermiepfads 126
Tabelle 35: Installierte Leistungen des Gaspfades 133
Tabelle 36: Kostenansätze Bestandstechnologien 148
Tabelle 37: Kostenansätze zukünftige Technologien zur Wärmeerzeugung 149
Tabelle 38: Kostenansätze zukünftige Technologien zur Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen 149
Tabelle 39: Kostenansätze zukünftige Technologien zur Stromerzeugung 149
Tabelle 40: Überblick über die zu Grunde gelegte CO_2-Preisentwicklung 153
Tabelle 41: Vorläufige Abschätzung der Investitionen 2025 - 2045 für Wind-Geothermiepfad 155
Tabelle 42: Vorläufige Abschätzung der Investitionen 2025 - 2045 für Gaspfad..... 156

Abkürzungsverzeichnis

AGFW	Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.
AHK	Abhitzekessel
AVBFernwärmeV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme
BBergG	Bundesberggesetz
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
BMHKW	Biomasseheizkraftwerk
BMHW	Biomasseheizwerk
BMKWK	Biomassekraftwerk
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CAPEX	Investitionsausgaben (Capital Expenditures)
CH_4	Methan
CO_2	Kohlenstoffdioxid
COP	Coefficient of Performance
CPC	Compound Parabolic Concentrator
DT	Dampfturbine
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
DWA	Druckwechseladsorption
EBKW	Ersatzbrennstoffkraftwerk
EE	Erneuerbare Energien
EED	Energieeffizienzrichtlinie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EF	Erfurt
EFRE	Europäischer Fond für Regionalentwicklung
EHB	European Hydrogen Backbone

EMF	Emissionsfaktoren
EU-ETS	EU-Emissionshandelssystem
FD	Frischdampf
FFVAV	Verordnung über die Verbrauchserfassung und Abrechnung bei der Versorgung mit Fernwärme oder Fernkälte
FW	Fernwärme
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GT	Gasturbine
GTP	Gasnetzgebietstransformationsplan
GuD	Gas- und Dampfturbinen
H_2	Wasserstoff
HAST	Hausanschlussstation
HD	Hochdruck
HDR	Hot-Dry-Rock
HKW	Heizkraftwerk
HOAI	Honorarordnung für Architekten und Ingenieure
HW	Heißwasser
HW	Heizwerk
HWE	Heißwassererzeuger
iHAST	intelligente Hausanschlussstation
iKWK	innovative KWK
iLUC	indirect land use change
K	Kelvin
KMR	Kunststoffmantelrohr
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Flüssiggas (Liquefied Natural Gas)
MAP	Marktanreizprogramm
MVA	Müllverbrennungsanlage
ND	Niederdruck
nEHS	Nationales Emissionshandelssystem

ORC	Organic-Rankine-Cycle-Anlagen
OPEX	Betriebskosten (Operational Expenditures)
PEF	Primärenergiefaktor
PtH	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
RABA	Restabfallbehandlungsanlage
RL	Rücklauf
RK	Röhrenkollektor
SNG	Synthetic Natural Gas
ST	Solarthermie
TEWS	Tiefe Erdwärmesonden
ThEGA	Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur
THG	Treibhausgas
ThürBVOT	Thüringer Tiefbohrverordnung
ThürKlimaG	Thüringer Klimagesetz
ThürWG	Thüringer Wassergesetzes
TLBV	Thüringer Landesamt für Bau und Verkehr
TLUBN	Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz
TMUEN	Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VL	Vorlauf
WHG	Wasserhaushaltsgesetzes
WP	Wärmepumpe
WSP	Wärmespeicher
WWK	Wasser-Wärme-Kraftwerk

1 Einführung

1.1 Die Relevanz der Fernwärme für die Erreichung der Klimaziele

Die weltweite Staatengemeinschaft hat sich im Pariser Abkommen das Ziel der Klimaneutralität gesetzt, um die globale Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C, bestenfalls auf 1,5 °C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Die Europäische Union und die Bundesrepublik Deutschland haben das Klimaschutzabkommen gleichermaßen ratifiziert. Die Umsetzung der Klimaschutzziele erfolgt sowohl auf europäischer (v. a. durch den *European Green Deal*) als auch auf nationaler Ebene (u. a. durch das Bundes-Klimaschutzgesetz) sowie durch die einzelnen Bundesländer. In Thüringen gilt beispielsweise seit dem 29.12.2018 das Thüringer Klimagesetz (ThürKlimaG).

Die **Erreichung der Klimaziele erfordert ein verstärktes Augenmerk auf die Dekarbonisierung des Wärmesektors**, der energie- und klimapolitisch lange vernachlässigt wurde, aber einen erheblichen Beitrag zur Energiewende leisten kann.

Fernwärmenetze, deren Wärme an wenigen (zentralen) Orten erzeugt und anschließend über Wärmenetze an die angeschlossenen Kunden verteilt wird, sind für die Dekarbonisierung des Wärmesektors individuellen Heizlösungen an vielen Stellen überlegen: Fernwärme ermöglicht u. a. die Nutzung verschiedener Brennstoffe und Wärmequellen, eine sukzessive Erhöhung der Anteile grüner Wärme und einen vollständigen Wechsel des Brennstoffes bzw. der Wärmequelle durch die Erzeugung an einem zentralen bzw. wenigen Erzeugungsstandorten.[1] Dadurch kann die Fernwärme deutlich flexibler auf „[…] gesellschaftliche Prioritäten und politische Ziele, wie z. B. die Unabhängigkeit von Brennstoffimporten und das Erreichen von CO_2-Zielen […]“[2] reagieren, als dies bei Einzelheizungen in Häusern der Fall ist.

Für die Erreichung der Klimaziele im Wärmesektor sind die Relevanz von grüner Fernwärme sowie die Notwendigkeit eines weitreichenden Ausbaus der Wärmenetze in der Fachliteratur allgemein unstrittig. In einer Auswertung verschiedener Studien zeigen Deutsch et al. (2019) auf, dass Szenarien zur Erreichung einer Minderung der Treibhausgasemissionen von mindestens 85 Prozent gegenüber dem Stand von 1990 bis zum Jahr 2050 einen deutlichen Bedeutungszuwachs der Fernwärme vorsehen – in Größenordnungen von teils über 400 Prozent.[3] Dies deckt sich mit einer Kurzstudie von Maaß et al. (2021), die ebenfalls zum Ergebnis kommt, dass in den betrachteten Szenarien mehrheitlich ein deutlich steigender Anteil der Fernwärme an der Wärmebereitstellung bis 2050

[1] Strømvig, J. (2018). Kernpunkte der Fernwärme und -kälte: Brennstoffflexibilität und Versorgungssicherheit. In: State of Green. Fernwärme und -kälte: Energieeffizienz für städtische Gegenden. Version 2.0, März 2018, https://stateofgreen.com/de/publications/fernwaerme-und-kaelte/ (Zugriff: 31.08.2022), S. 7.

[2] Strømvig, J. (2018). Kernpunkte der Fernwärme und -kälte: Brennstoffflexibilität und Versorgungssicherheit. In: State of Green. Fernwärme und -kälte: Energieeffizienz für städtische Gegenden. Version 2.0, März 2018, https://stateofgreen.com/de/publications/fernwaerme-und-kaelte/ (Zugriff: 31.08.2022), S. 7.

[3] Deutsch, M., Thomaßen, G., Langenheld, A. (2019). Dekarbonisierte Wärmenetze – Herausforderungen und Perspektiven. In: Agora Energiewende. Wie werden Wärmenetze grün? Dokumentation zur Diskussionsveranstaltung am 21. Mai 2019 auf den Berliner Energietagen 2019, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2019/Waermenetze/155_Waermenetze_WEB.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 5 - 9.

unterstellt wird – teilweise auf annähernd 40 Prozent des gesamten Wärmebedarfs. In keinem der Szenarien kommt es zu einem Absinken des Anteils der Fernwärme am Wärmebedarf.[4]

Auch das Hamburg Institut und Prognos kommen in ihrem Gutachten zur „Perspektive der Fernwärme“ zum Ergebnis, dass Fernwärme „[…] in nahezu allen aktuellen Langfristszenarien als einer der zentralen Schlüssel für die urbane Wärmewende identifiziert“[5] wurde. Dies deckt sich mit den Aussagen einer Studie von Fraunhofer IWES und Fraunhofer IBP, in der es heißt: „Bis 2030 muss sich der Anteil von Wärmenetzen am Endenergiebedarf der Gebäude insbesondere dann deutlich steigern, wenn für 2050 eine Verringerung der Treibhausgasemissionen um 95 Prozent gegenüber 1990 angestrebt wird.“[6]

Auch die Ampel-Koalition hat sich in ihrem Koalitionsvertrag darauf geeinigt, sich für den Ausbau von Wärmenetzen einzusetzen.[7] Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) sieht in städtischen Fernwärmenetzen gar den **„Königsweg zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung“**.[8]

Gleichzeitig weist Fernwärme in der Bevölkerung eine hohe Akzeptanz auf. In einer Befragung des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) zeigten sich die Befragten, die mit Fernwärme heizen, am zufriedensten mit dem Energieträger, den sie verwenden, gefolgt von Kunden, die mit Erdgas und der Elektro-Wärmepumpe heizen.[9] So spricht auch die hohe Zufriedenheit der Kunden für eine Wärmewende, die der Fernwärmeversorgung eine wichtige Rolle zuteilwerden lässt.

In anderen Worten: **Grüne Fernwärme ist eine elementare Säule der bestenfalls sozial verträglichen Wärmewende und ihr Ausbau ist unverzichtbar, um die Dekarbonisierungsziele auf EU-, Bundes- und Landesebene sowie in den Kommunen entsprechend den völkerrechtlichen Verpflichtungen im Rahmen des Pariser Klimaabkommens zu erreichen.**

---

4 Maaß, C., Möhring, P., Purkus, A., Sandrock, M., Freiberger, L., & Kleinertz, B. (2021). Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung. Kurzstudie im Auftrag des BDEW, Hamburg, München, 08.03.2021, https://www.bdew.de/media/documents/2021-04-06_Bericht_Kurzstudie_gr%C3%BCne_Fernw%C3%A4rme_Finalfassung.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

5 Hamburg Institut & Prognos (2020). Perspektive der Fernwärme. Gutachten im Auftrag des AGFW. https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2021/06/AGFW_Perspektive_der_Fernwaerme_2030_final.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 4.

6 Fraunhofer IWES & Fraunhofer IBP (2017). Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Februar 2017, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 41.

7 SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP (2021). Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP, https://cms.gruene.de/uploads/documents/Koalitionsvertrag-SPD-GRUENE-FDP-2021-2025.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

8 zit. n. Kersting, S. (2022). Heiz-Alternative Fernwärme: So attraktiv ist sie für Hauseigentümer. Handelsblatt, 21.05.2022, https://www.handelsblatt.com/finanzen/immobilien/erneuerbare-energie-heiz-alternative-fernwaerme-so-attraktiv-ist-sie-fuer-hauseigentuemer/28345628.html (Zugriff: 31.08.2022), eigene Hervorhebung.

9 BDEW (2019). Wie heizt Deutschland 2019? BDEW-Studie zum Heizungsmarkt. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin, Oktober 2019, https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20191031_Wie-heizt-Deutschland-2019.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

1.2 Status quo der Fernwärmeerzeugung in Deutschland und Thüringen

Die Fernwärmeversorgung, wie die Wärmeversorgung insgesamt, basiert in Deutschland derzeit noch vor allem auf fossilen Energieträgern, insbesondere Erdgas sowie Stein- und Braunkohle. Diese kommen häufig in effizienten Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zum Einsatz, die gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen.

Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Nettowärmeerzeugung leitungsgebundener Wärmeversorgung ist in Deutschland in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen, von 7,6 Prozent im Jahr 2010 auf 17,8 Prozent im Jahr 2020.[10]

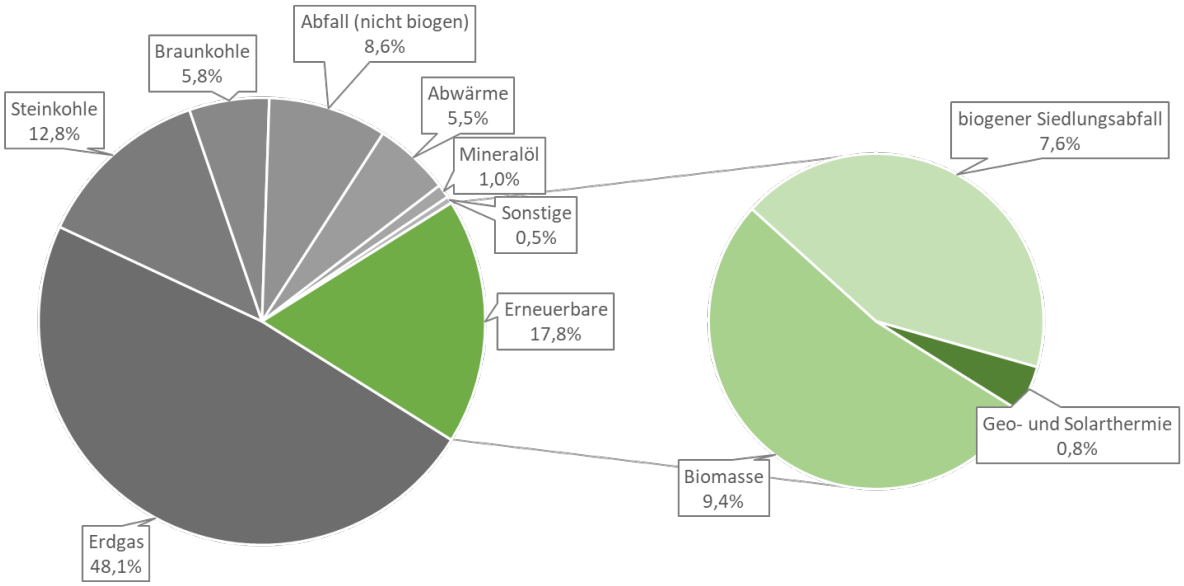


Abbildung 1: Nettowärmeerzeugung leitungsgebundener Wärmeversorgung in Deutschland (2020)[11]

Biomasse und biogene Siedlungsabfälle stellen bislang den Großteil der Erneuerbaren Energien für die Fernwärmeerzeugung. Der Anteil von Geo- und Solarthermie ist hingegen bislang noch relativ gering (Abbildung 1). Künftig werden Wärmenetze jedoch über eine Vielzahl von verschiedenen, erneuerbaren Wärmequellen versorgt werden.[12]

[10] BDEW (2021). Fernwärme: 126 Milliarden Kilowattstunden… Zahl der Woche, 22.01.2021, https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/zdw-fernwaerme-126-milliarden-kilowattstunden/#:~:text=W%C3%A4rme%20f%C3%BCr%20die%20leitungsgebundene%20W%C3%A4rmeversorgung,kWh)%20aus%20Erneuerbaren%20Energien. (Zugriff: 31.08.2022).

[11] Eigene Darstellung auf Basis von BDEW (2021). Nettowärmeerzeugung* nach Energieträgern in Deutschland. 21.01.2021, https://www.bdew.de/media/documents/20210122_BDEW-Zahl_der_Woche_Grafik_Fernwaerme.pdf (Zugriff: 31.08.2022), mit Daten von Destatis und BDEW, Stand: 12/2020.

[12] AGFW (2020). Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung. Frankfurt am Main, November 2020, https://www.agfw.de/fileadmin/AGFW_News_Mediadateien/Energiewende_Politik/agfwleitfaden_ansicht_es.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

In Thüringen ist nach Daten des statistischen Landesamtes mit 77,7 Prozent im Jahr 2020 ein sehr viel größerer Erdgasanteil und ein etwas geringerer Anteil der Erneuerbaren Quellen von 15,2 Prozent in der öffentlichen Wärmeerzeugung zu erkennen (Abbildung 2).

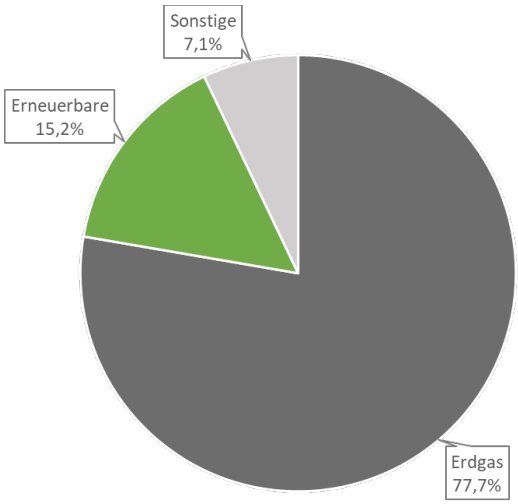


Abbildung 2: Nettowärmeerzeugung der Thüringer Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (2020)[13]

Braun- und Steinkohle werden in Thüringen bereits nicht mehr zur Wärmeerzeugung genutzt. Die sonstigen Quellen der Wärmeversorgung haben in Summe einen vergleichsweise geringen Anteil, hier ist vor allem die Reststoffverwertung bedeutsam.

1.3 Fernwärme im Thüringer Klimagesetz

In Thüringen legt das Thüringer Klimagesetz (ThürKlimaG) vom 18. Dezember 2018 die Ziele des Landes Thüringen mit Blick auf die erforderliche Treibhausgasminderung und die Anpassung an die Folgen des Klimawandels fest (§ 1 Abs. 1 ThürKlimaG). Das Thüringer Klimagesetz umfasst Klimaschutzziele und -maßnahmen u. a. im Bereich der Energiesysteme, der Mobilität und im Gebäudebestand. Ein besonderer Fokus liegt darüber hinaus auf der öffentlichen Fernwärmeversorgung.

Fernwärmeversorgungsunternehmen werden im Thüringer Klimagesetz verpflichtet,

> „[…] ein Konzept für ihr Wärmenetz zu entwickeln, das an dem Ziel der nahezu klimaneutralen Wärmeversorgung bis zum Jahr 2040 ausgerichtet ist und in dem auch die gegebenenfalls erforderlichen Durchführungsschritte für den Zeitraum bis zum Jahr 2040 dargelegt werden.“[14]

[13] Eigene Darstellung auf Basis von Daten des Thüringer Landesamtes für Statistik, https://statistik.thueringen.de/datenbank (Zugriff: 26.10.2022).
[14] § 8 Abs. 5 Satz 2 ThürKlimaG.

Gemäß § 8 Abs. 5 Satz 3 ThürKlimaG sind die Konzepte spätestens vier Jahre nach Inkrafttreten des Thüringer Klimagesetzes vorzulegen und zu veröffentlichen.

Wir, die Stadtwerke Erfurt Energie GmbH, unterstützen ausdrücklich die Ziele des Thüringer Klimagesetzes und wollen aktiv die Transformation der öffentlichen Fernwärmeversorgung umsetzen und streben eine (nahezu) klimaneutrale Fernwärmeversorgung bis 2040 an. Wir sind davon überzeugt, dass der Fernwärme eine zentrale Rolle bei der Dekarbonisierung des Wärmesektors zukommt. Die zuverlässige, nachhaltige und wirtschaftliche Fernwärmeversorgung für unsere Kunden ist und bleibt auch in Zukunft oberste Prämisse unseres Unternehmens.

Das vorliegende Konzept zeigt die Grundzüge des Transformationspfades gemäß § 8 Abs. 5 Satz 2 ThürKlimaG für die Fernwärmeversorgung der Stadtwerke Erfurt Energie GmbH bis 2040 und darüber hinaus bis 2045 auf. Im Rahmen des vorliegenden Konzepts wird ein Transformationspfad dargelegt, der auf dem aktuellen Erkenntnisstand basiert und der auf Grund von sich ändernden regulatorischen, technologischen, ökonomischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen gegebenenfalls in Zukunft entsprechend angepasst werden kann und der darüber hinaus gemäß den Erfordernissen von § 8 Abs. 5 Satz 4 ThürKlimaG mindestens alle zehn Jahre zu überarbeiten ist. Damit ist das vorliegende Konzept als Ausgangspunkt für die detaillierte Planung der davon abzuleitenden Einzelmaßnahmen zu sehen.

Das Konzept ist im Weiteren folgendermaßen strukturiert:

- **2 Erzeugungstechnologien für grüne Fernwärme**: Überblick über die Erzeugungstechnologien, die für die Transformation hin zu klimaneutraler Fernwärme grundsätzlich zur Verfügung stehen
- **3 Status quo des Fernwärmenetzes**: Netzspezifische Darlegung des Status quo der Fernwärmeversorgung der Stadtwerke Erfurt Energie GmbH in Erfurt, insbesondere Erzeugungsanlagen und Netzstruktur
- **4 Transformationspfad: Erzeugungs- und Netzstruktur**: Ableitung der Transformation der Erzeugungsanlagen im Fernwärmenetz Erfurt bis zum Jahr 2040 zur Erreichung einer [nahezu] klimaneutralen Fernwärmeversorgung, einschließlich mehrstufiger Potenzialanalyse, Entwicklung des Erzeugungsparks und Beschreibung netzspezifischer Maßnahmen
- **5 Transformationspfad: Investitions- und Kostenbetrachtung**: Darstellung notwendiger Investitionsmaßnahmen und umfassende Wirtschaftlichkeitsanalyse der dargelegten Transformation im Fernwärmenetz Erfurt der Stadtwerke Erfurt Energie GmbH
- **6 Die Thüringer Wärmewende**: Ausgehend von einem thüringenweiten Vergleich der Transformation der Fernwärmeversorgung und den damit einher gehenden Herausforderungen werden dringend erforderliche (politische) Rahmenbedingungen vorgeschlagen, welche den Transformationsprozess deutlich beschleunigen können.

2 Erzeugungstechnologien für grüne Fernwärme

2.1 Überblick über klimaneutrale und erneuerbare Wärmequellen

Für die Erreichung einer klimaneutralen Fernwärmeversorgung in Thüringen steht eine Vielzahl erneuerbarer Wärmequellen zur Verfügung. Im Weiteren erfolgt eine detaillierte Auseinandersetzung mit den technischen Lösungsoptionen zur Sicherstellung einer nahezu klimaneutralen Fernwärmeversorgung durch Stadtwerke Erfurt Energie GmbH bis spätestens zum Jahr 2040.

Folgende Technologien und Quellen erneuerbarer Energie werden betrachtet:

Quellen erneuerbarer Energie:

- Geothermie (oberflächennahe/tiefe)
- Solare Strahlungsenergie
- Windenergie
- Biogas
- Biomasse
- Abwärme

Technologien:

- Solarthermie
- PV
- Nutzung von Wasserstoff und SNG
- Sektorenkopplungstechnologien generell
- Power-to-Heat
    - Wärmepumpe
    - Elektrodenkessel

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

Dabei werden nur bereits verfügbare Technologien für das vorliegende Konzept in Betracht gezogen, um eine effektive und technologisch abgesicherte Transformation der Fernwärmeversorgung sicherzustellen. Die dargestellten Technologien befinden sich in unterschiedlichen Stadien der Anwendung. So steht beispielsweise die Produktion von grünem Wasserstoff derzeit erst am Beginn eines Zyklus, in dessen Verlauf deutliche Kostenrückgänge u. a. durch Skaleneffekte und Lerneffekte zu erwarten sind. Dies wurde über entsprechende Szenarien bei der Konzepterstellung berücksichtigt. Andere Technologien sind hingegen bereits langjährig am Markt etabliert, so dass technologische Sprünge eher unwahrscheinlich erscheinen. Heute noch in experimentellem Stadium befindliche Technologien werden hingegen nicht betrachtet, da deren Serien- und Marktreife sowie deren möglicher Beitrag zur Erreichung der Klimaneutralität nicht absehbar sind. Sofern sich in den kommenden Jahren neue Technologien herausbilden sollten, die einen relevanten Beitrag zur Wärmewende leisten könnten, werden diese im Rahmen einer Überarbeitung des vorliegenden Konzeptes, spätestens nach zehn Jahren gemäß § 8 Abs. 5 Satz 4 ThürKlimaG, Eingang in die Planungen finden.

2.2 Oberflächennahe Geothermie

2.2.1 Zusammenfassung

Die geothermische Nutzung wird allgemein unterschieden in tiefe und oberflächennahe Geothermie. Als Unterscheidungsmerkmal dient hierbei die Tiefe der Wärmenutzung mit folgenden Abgrenzungen:

- Oberflächennahe Geothermie: meist bis 150 m, max. ca. 400 m Tiefe
- Tiefe Geothermie: mind. 400 m Tiefe, in der Regel ab 1.000 m Tiefe

Im oberflächennahen Bereich wird die Wärme über erdgekoppelte Wärmepumpen gewonnen, in der mitteltiefen und tiefen Geothermie zwischen 400 m und 5.000 m hauptsächlich aus thermalwasserführenden Schichten mit Temperaturen zwischen 20 °C und 160 °C.

Auf die Technologie der Wärmepumpe wird in diesem Abschnitt nicht im Detail eingegangen, da sich hiermit eine gesonderte Grundsatzbeschreibung befasst (vgl. Abschnitt 2.10).

2.2.2 Kurzüberblick

Die oberflächennah verfügbare geothermische Energie ist eine langfristig verfügbare Ressource und gewinnt bei privaten und gewerblichen Bauvorhaben zunehmend an Bedeutung.

Die Erdwärme an der Oberfläche setzt sich zusammen aus der von außen eingestrahlten im Boden gespeicherten Sonnenenergie und der Wärmeenergie aus radioaktiven Zerfallsprozessen im Erdinneren. Die jahreszeitlichen Schwankungen der Lufttemperaturen werden innerhalb der oberen Schichten des Erdbodens gedämpft nachvollzogen. Je tiefer die Nutzung erfolgt umso geringer wird dieser Einfluss. Ab ca. 15 m ist ein konstantes Temperaturniveau von ca. 10 °C vorzufinden. Mit zunehmender Tiefe steigt die Temperatur um durchschnittlich 3 °C je 100 m Teufe an. Somit ist ableitbar, dass die in Tiefen bis 400 m zur Verfügung stehende Erdwärme für die Wärmeversorgung nicht direkt, sondern nur unter zusätzlicher Elektroenergieaufwendung mittels einer Wärmepumpe genutzt werden kann.

Die Erdwärme kann dabei durch verschiedene technische Systeme erschlossen und der Wärmepumpe zugeführt werden. Die häufigsten Systeme sind:

- Erdwärmesonden,
- Bodenkollektoren und
- Grundwasserbrunnenanlagen.

2.2.3 Potenziale im Wärmesektor

Aufgrund der niedrigen Temperaturniveaus zur Wärmeversorgung moderner Neubauten ist hier das größte Potenzial zu sehen, bei Bestandsbauten dagegen infolge der hohen Temperaturanforderungen der verbreiteten konvektiven Heizkörper weniger. Für Einzelgebäude aber auch größere Quartiere lassen sich entsprechende Projekte entwickeln. Dies hat Grenzen, bedingt durch die mögliche Anzahl und Tiefe der Sonden, Fläche der Kollektoren, Leistung der Grundwasserpumpen etc. Entsprechende Anlagen lassen sich meist ohne größeren Aufwand im Sommer zur Kühlung nutzen mit dem positiven Effekt einer Regeneration des Untergrundes.

Eine der wichtigsten Kenngrößen im Zusammenhang mit der korrekten Dimensionierung ist die spezifische Wärmeleitfähigkeit λ in [W/m*K] im Erdreich. Sie ist ein Maß dafür, wie schnell die entnommene Wärme über die im Untergrund anstehenden Gesteine nachgeliefert werden kann und beschreibt damit das Regenerationsverhalten des Untergrundes. Die Wärmeleitfähigkeit ist eine gesteinsspezifische Eigenschaft, die vom Mineralgehalt, der Porosität und der Porenfüllung abhängt. Luft ist ein schlechter Wärmeleiter, deshalb haben trockene Sedimente oberhalb des Grundwasserspiegels eine geringere Wärmeleitfähigkeit. Da Wasser hingegen eine höhere Wärmeleitfähigkeit als Luft besitzt und den Wärmetransport begünstigt, ist die Wärmeleitfähigkeit des wassergesättigten Gesteins deutlich besser. Deshalb sind die örtlichen Grundwasserverhältnisse zu berücksichtigen.

Die Werte der entnehmbaren potenziellen Entzugsleistung bzw. der geothermischen Ergiebigkeit sind im Gegensatz zur spezifischen Wärmeleitfähigkeit stark abhängig von den technischen Parametern der geplanten Erdwärmeanlage. Die VDI-Richtlinie 4640 enthält wichtige fachliche Grundlagen für die Planung, Beantragung und Errichtung von Erdwärmeanlagen.[15]

Für größere Heizungsanlagen (Heizbedarf > 30 kW) bzw. Sondenfelder ist zur exakten Auslegung der Erdwärmeanlage ein standortbezogener Thermal Response Test erforderlich. Im Rahmen einer exakten Berechnung müssen z. B. die Anzahl, Tiefe und Anordnung der Sonden, die Bohrlochdurchmesser, die Wärmeleitfähigkeit des Verpressmaterials, die Leistung der Wärmepumpe, der Volumenstrom und die Anzahl der Betriebsstunden berücksichtigt werden.

Kollektoren und Grundwasserbrunnenanlagen erfordern ebenfalls eine genaue Erkundung der örtlichen Verhältnisse, für erste Schätzungen können zunächst folgende Orientierungsgrößen angenommen werden:[16]

- Erdwärmekollektoren 8 - 40 W pro m² Kollektorfläche
- Brunnenanlagen 0,25 m³/h pro kW Verdampferleistung

[15] Verein Deutscher Ingenieure (VDI). Thermische Nutzung des Untergrundes. – Grundlagen, Genehmigungen, Umweltaspekte. VDI-Richtlinie 4640, Blatt 1; Verein Deutscher Ingenieure (VDI). Thermische Nutzung des Untergrundes. – Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen. VDI-Richtlinie 4640, Blatt 2.

[16] Bundesverband Wärmepumpe e. V. (2021). Kundenratgeber Erdwärme. 10/2021, https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/Ratgeber_Erdwaerme_2021_RZ_WEB.pdf (Zugriff: 04.11.2022).

2.2.4 Anlagentechnik

- **Erdwärmesonde:**

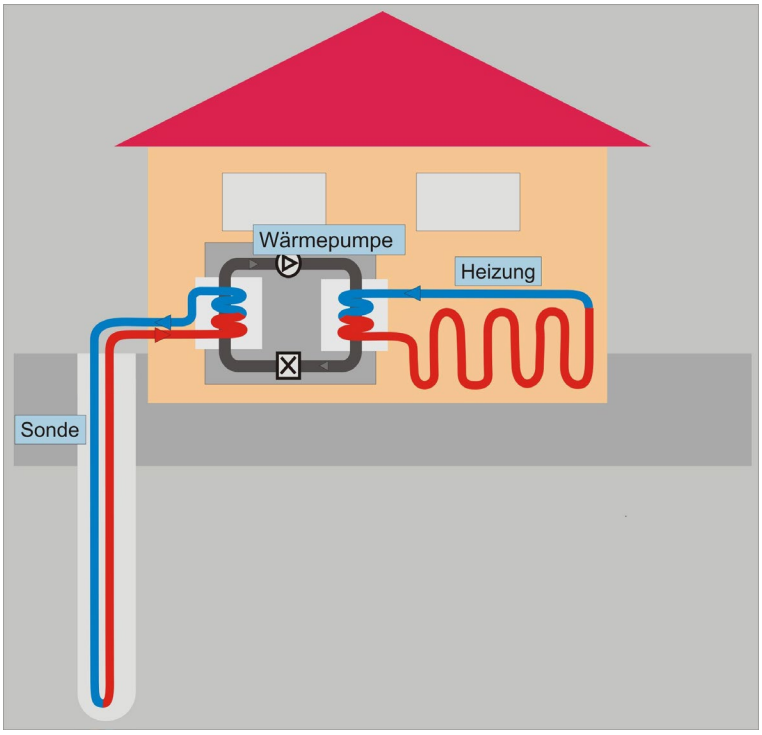


Abbildung 3: Funktionsschema - Anlagen mit Erdwärmesonden[17]

Erdwärmesonden bestehen zumeist aus U- oder Koaxial-Kunststoffrohren, die im Untergrund in vertikalen Bohrungen installiert werden. Zur Bohrlochabdichtung und Verbesserung der Wärmeleitfähigkeit zwischen den anstehenden Schichten und den Sonden wird die Bohrung nach deren Einbringen mit einer geeigneten Suspension verfüllt. Innerhalb der Sonden zirkuliert als Wärmeträgermedium in einem geschlossenen System Wasser oder zum Zweck des Frostschutzes ein Wasser-Glykol-Gemisch. Dies entzieht dem Untergrund Wärme und gibt diese am Verdampfer der Wärmepumpe an deren Arbeitsmittel ab. Das abgekühlte Wärmeträgermedium wird danach zur erneuten Wärmeaufnahme wieder zu den Sonden geschickt. Erdwärmesonden haben oftmals Teufenlängen zwischen 30 und 100 m. Bei tieferen Sonden nimmt der genehmigungsrechtliche Aufwand zu, da Bohrungen von mehr als 100 m Teufe, wie generell auch Anlagen zur nicht grundstücksbezogenen geothermischen Nutzung des Untergrundes, dem Thüringer Landesbergamt gegenüber anzeigepflichtig sind. Außerdem wird hier die Beteiligung der Thüringer Landesanstalt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz (TLUBN) angeraten. Bei kürzeren Sondenlängen (bis 50 m) werden aufgrund günstiger Strömungseigenschaften und geringer Druckverluste häufiger Koaxialsonden eingesetzt.[18]

[17] © TLUBN, Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz, Göschwitzer Straße 41, 07745 Jena. Nutzung oberflächennaher Geothermie – Arbeitshilfe zur wasserrechtlichen Beurteilung. 28.05.2013, https://umweltinfo.thueringen.de/geothermie/formulare/arbeitshilfe_erdwaerme.pdf (Zugriff: 04.11.2022).

[18] Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz, Göschwitzer Straße 41, 07745 Jena. Nutzung oberflächennaher Geothermie – Arbeitshilfe zur wasserrechtlichen Beurteilung. 28.05.2013, https://umweltinfo.thueringen.de/geothermie/formulare/arbeitshilfe_erdwaerme.pdf (Zugriff: 04.11.2022).

Eine besondere Variante zur Erhöhung der Entzugsleistungen sind sogenannte Direktverdampfersysteme mit Sonden aus Edelstahl. In diesen zirkuliert als Wärmeträgermedium auf ca. 40 bar verdichtetes Kohlendioxid. Da dieses bereits innerhalb der Sonden seine Phasenwechsel flüssig/gasförmig durchläuft, ist kein separater Pumpenantrieb erforderlich. Bei der Planung und Auslegung der Anlage sind die Wärmeleitfähigkeiten der im Untergrund anstehenden Schichten und die Wärmebedarfe der zu versorgenden Objekte zu berücksichtigen. Ziel der Dimensionierung der Gesamtanlage sollte sein, die geeignete Sondenanzahl und -länge zu ermitteln, um dem Untergrund nicht zu wenig, aber auch nicht zu viel Wärme zu entziehen. Erdwärmesonden sind momentan die häufigsten verwendeten Systeme zur Nutzung oberflächennaher Geothermie.[19]

- **Erdwärmekollektoren (Bodenkollektoren):**

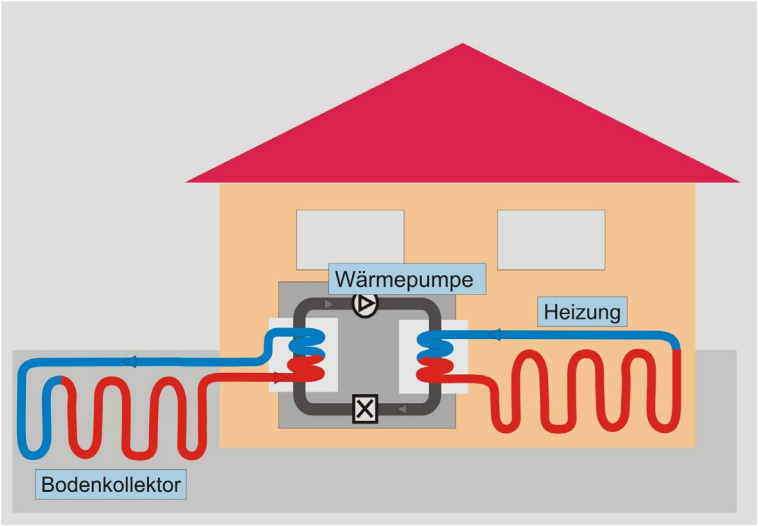


Abbildung 4: Funktionsschema - Anlagen mit Erdwärmekollektoren[20]

Erdwärmekollektoren sind den Sonden vom Prinzip her ähnlich, allerdings werden die Kunststoffrohre hier nicht vertikal innerhalb von Bohrungen in die Tiefe geführt, sondern horizontal in Schleifen und ggf. mehrlagig in Tiefen zwischen 1,2 m bis 3 m verlegt. Verfügbarkeit und Regeneration der von diesem System genutzten Energie über das Jahr hinweg sind hierbei unter Berücksichtigung der Eisbildung um den Kollektor herum besonders zu betrachten. Dieses System zeichnet sich durch einen geringeren Installationsaufwand aus, hat aber einen vergleichsweise großen Bedarf an unversiegelter Fläche. Um diesen zu verringern, werden auch spezielle Bauformen von Kollektoren, wie zum Beispiel Erdwärmekörbe, angeboten.[21]

[19] Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz, Göschwitzer Straße 41, 07745 Jena. Nutzung oberflächennaher Geothermie – Arbeitshilfe zur wasserrechtlichen Beurteilung. 28.05.2013, https://umweltinfo.thueringen.de/geothermie/formulare/arbeitshilfe_erdwaerme.pdf (Zugriff: 04.11.2022).

[20] © TLUBN, Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz, Göschwitzer Straße 41, 07745 Jena. Nutzung oberflächennaher Geothermie – Arbeitshilfe zur wasserrechtlichen Beurteilung. 28.05.2013, https://umweltinfo.thueringen.de/geothermie/formulare/arbeitshilfe_erdwaerme.pdf (Zugriff: 04.11.2022).

[21] Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz, Göschwitzer Straße 41, 07745 Jena. Nutzung oberflächennaher Geothermie – Arbeitshilfe zur wasserrechtlichen Beurteilung. 28.05.2013, https://umweltinfo.thueringen.de/geothermie/formulare/arbeitshilfe_erdwaerme.pdf (Zugriff: 04.11.2022).

- **Grundwasserbrunnenanlagen:**

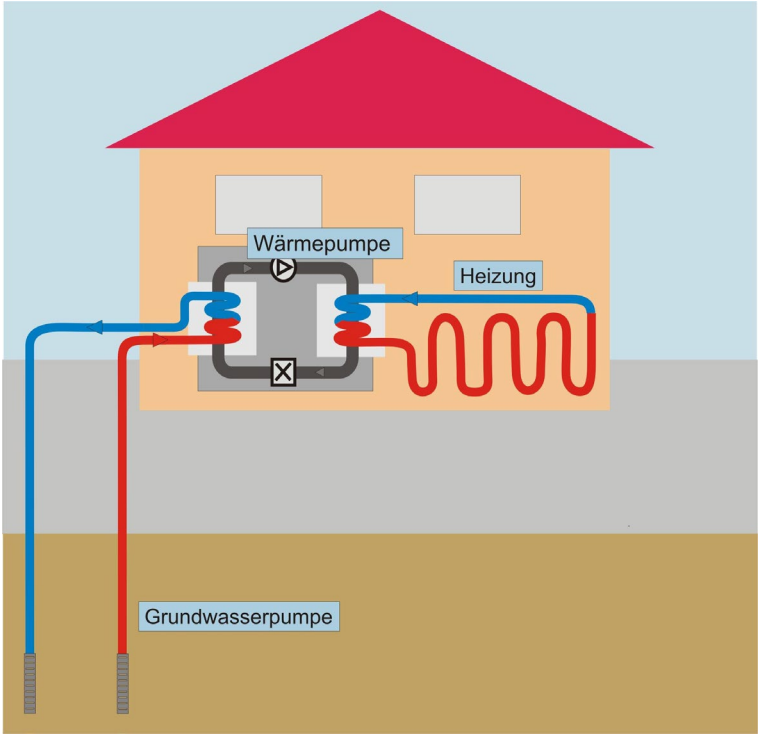


Abbildung 5: Funktionsschema - Anlagen mit Grundwasserpumpen[22]

Bei Grundwasserbrunnenanlagen fungiert als Wärmeträgermedium das anstehende Grundwasser, was besonders an Standorten empfehlenswert ist, an denen dieses oberflächennah ansteht. Es wird im Förderbrunnen entnommen und im Schluckbrunnen wieder in den Untergrund, in der Regel an denselben Grundwasserleiter, eingeleitet. Um einen thermischen Kurzschluss zu vermeiden, muss sich der Schluckbrunnen grundwasserstromunterhalb und in ausreichendem Abstand zum Förderbrunnen befinden. Das genutzte Grundwasser muss in hinreichender Qualität und Menge verfügbar sein und im geschlossenen System ggf. unter Luftabschluss geführt werden.[23]

2.2.5 Referenzprojekte

Bei der Nutzung der oberflächennahen Geothermie handelt es sich um eine bewährte Form der Wärmegewinnung. Derzeit sind deutschlandweit rund 435.000 Erdwärmepumpen installiert, der jährliche Zubau beläuft sich auf rund 20.000 Anlagen.[24] Auch in Thüringen wurden zuletzt verschiedene Projekte zur Nutzung der oberflächennahen Geothermie realisiert (Tabelle 2).

[22] © TLUBN, Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz, Göschwitzer Straße 41, 07745 Jena. Nutzung oberflächennaher Geothermie – Arbeitshilfe zur wasserrechtlichen Beurteilung. 28.05.2013, https://umweltinfo.thueringen.de/geothermie/formulare/arbeitshilfe_erdwaerme.pdf (Zugriff: 04.11.2022).

[23] Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz, Göschwitzer Straße 41, 07745 Jena. Nutzung oberflächennaher Geothermie – Arbeitshilfe zur wasserrechtlichen Beurteilung. 28.05.2013, https://umweltinfo.thueringen.de/geothermie/formulare/arbeitshilfe_erdwaerme.pdf (Zugriff: 04.11.2022).

[24] Born, H., Bracke, R., Eicker, T., & Rath, M. (2022). Roadmap Oberflächennahe Geothermie. Fraunhofer IEG, https://doi.org/10.24406/publica-70, S. 14 - 15.

Tabelle 2: ausgewählte Referenzprojekte oberflächennaher Geothermie in Thüringen[25]

	Neubau Bürgerservice Jena	**Neubau Jenaer Antriebstechnik**	**Campus Inselplatz in Jena**	**Wohngebiet Stadtblick in Weimar**
Nutzung	Bibliothek	Gewerbe	Universität	Wohngebiet
Anzahl Häuser	1	1	4	12
Geschosse	4	5	3 - 15	3 - 4
Bruttogeschoss-fläche (m^2)	9495	5974	44175	
Sonden-Baujahr	2020	2018/2019	2020/2021	2005 - 2008
max. Vorlauf-temperatur (°C)	45 - 30	45	45 - 30	
Kühltemperatur im Boden (°C)	13	10	13	10,3
Heizleistung max. (kW)	200	100	990	311
Kühlleistung max. (kW)	230	80	880	180
Anzahl der Bohrungen	18 (+ 4 Reserve)	88	143	102
Sondendurch-messer (mm)	32		32	32
Max. Tiefe (m)	120	27	120	91
Gesamtbohrmeter	2160	2376	10010	6885
Leistung Heizen/Kühlen (W/m)	50 - 100	30 - 50	50 - 100	
Fläche des Bohr-feldes (ca., m^2)	750	Nutzung Gründungspfähle	7.000	3.500
System	geschlossen (25 Vol.-% Glykol)	geschlossen	geschlossen (25 Vol.-% Glykol)	
Thermische Aktivierung	Decken	Betonkern-aktivierung und Deckensegel	Decken	

[25] Eigene Darstellung auf Basis der Daten von Kommunale Immobilien Jena (KIJ), Jenaer Antriebstechnik GmbH, Thüringer Landesamt für Bau und Verkehr, geoENERGIE Konzept GmbH.

2.2.6 Situation in Thüringen

Die folgende Karte des Thüringer Landesamtes für Umwelt, Bergbau und Naturschutz gibt eine Übersicht über die in Thüringen vorherrschenden oberflächennahen spezifischen Leitfähigkeiten.

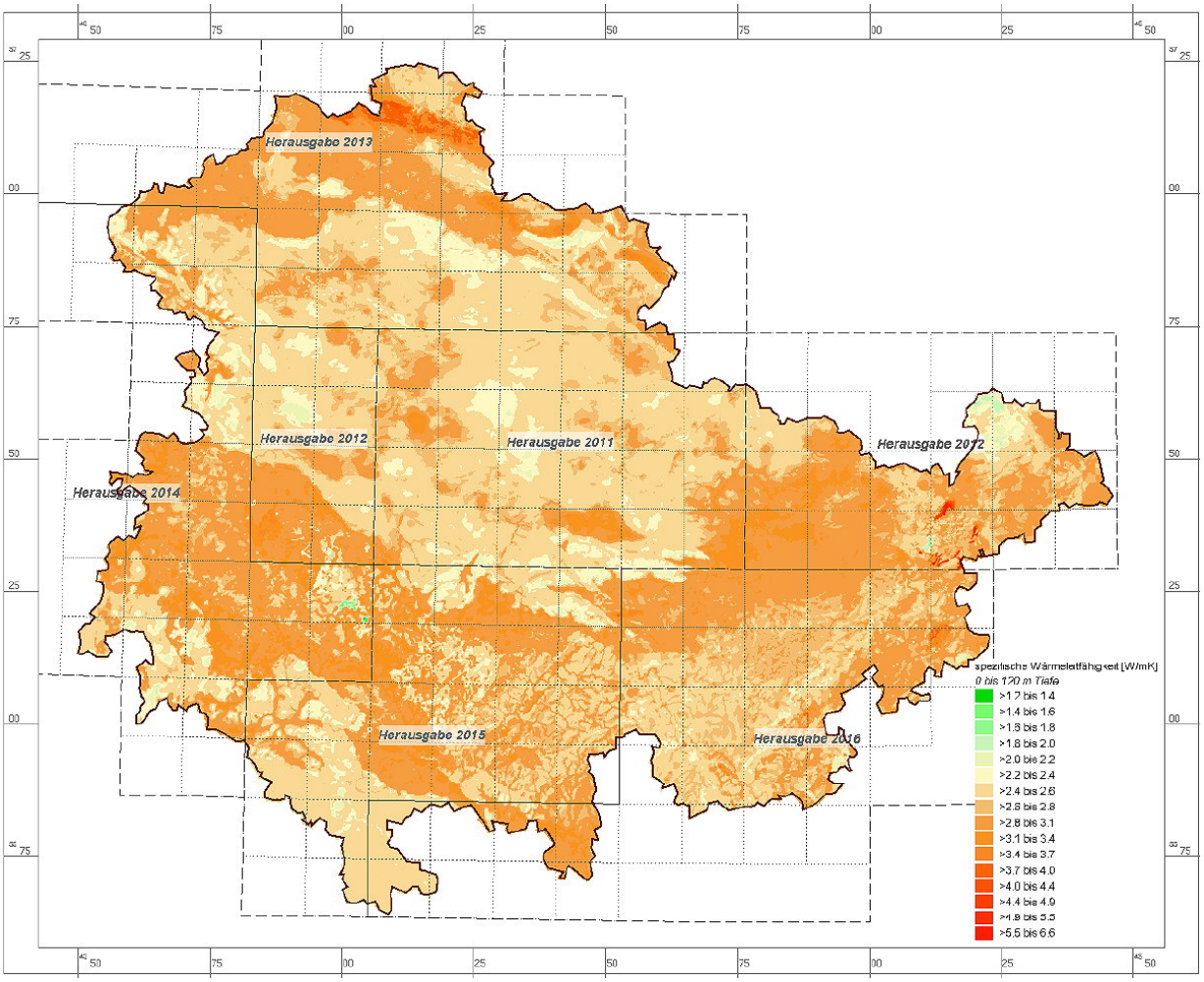


Abbildung 6: Mittlere spezifische Wärmeleitfähigkeit λ [W/(m*K)] in Thüringen; Stand März 2017[26]

Darüber hinaus besteht für Sondenanlagen in den obersten 120 Metern in Thüringen im Kartenportal des TLUBN die Möglichkeit der Ersteinschätzung mittels eines Online-Standort-Reports.[27]

Maßgeblich für Bau und Betrieb von Anlagen zur Nutzung von Erdwärme ist das Wasserrecht in Form des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) und des Thüringer Wassergesetzes (ThürWG).

[26] Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz (TLUBN) (n. a.). geothermisches Potential. https://umweltinfo.thueringen.de/geothermie/geothermisches_potential.html (Zugriff: 31.08.2022).

[27] Dieses ist über das Auskunftssystem Geothermie zu erreichen: https://umweltinfo.thueringen.de/geothermie/recherche_hinweis.html

Bei Erdwärmesonden und -kollektoren, in denen wassergefährdende Stoffe verwendet werden, sind auch die wasserrechtlichen Anforderungen an den Umgang mit wassergefährdenden Stoffen nach § 62 und § 63 WHG zu beachten. Abhängig von der Anlagendimensionierung und -ausführung sind bergrechtliche Vorschriften einzuhalten, verankert im Bundesberggesetz (BBergG) in Verbindung mit der Thüringer Tiefbohrverordnung (ThürBVOT).

Als wasserwirtschaftlich günstig gelten Gebiete, die

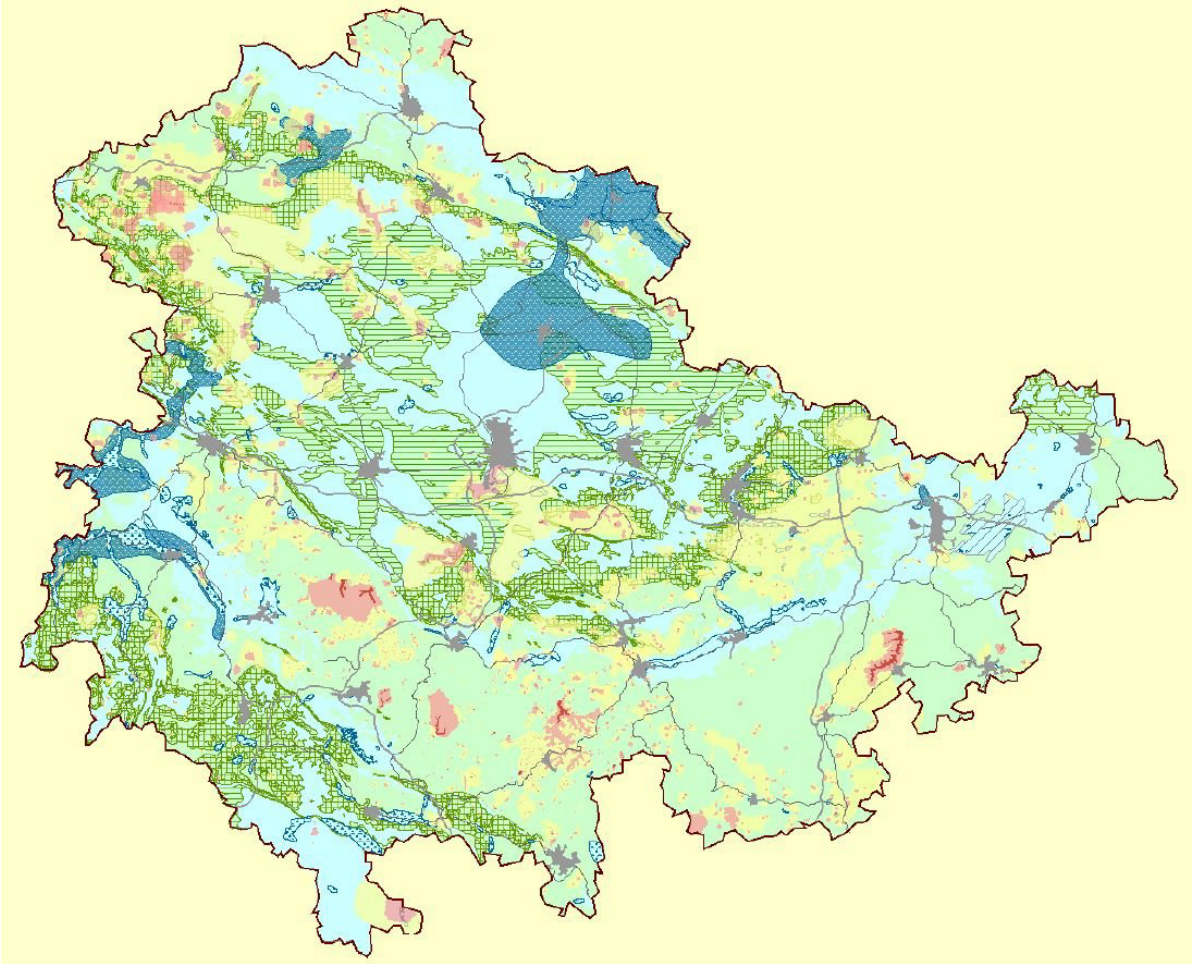
- außerhalb von Wasserschutz-, Wasservorbehalts-, Heilquellenschutz- und Überschwemmungsgebieten,
- außerhalb der Einzugsgebiete öffentlicher Trinkwassergewinnung oder staatlich anerkannter Heilquellen, ohne festgesetzte Schutzzonen und
- außerhalb von Altlasten, schädlichen Bodenveränderungen oder Grundwasserverunreinigungen liegen.

Als hydrogeologisch günstig gelten Standorte mit mehr oder weniger einheitlichen Gesteinsformationen von mittlerer bis geringer Durchlässigkeit, ohne wesentliche Stockwerksgliederung im Teufenbereich.

Als hydrogeologisch ungünstig werden regelmäßig angesehen:

- Gebiete mit unterirdischen Hohlräumen und hoher Grundwasserfließgeschwindigkeit (Festgesteinsgrundwasserleiter mit Karst oder karstähnlichen Eigenschaften, z. B. Mittlerer Keuper, Oberer Buntsandstein, Mittlerer und Unterer Muschelkalk, Plattendolomit, Werrakarbonat)
- Gebiete mit tektonischer oder atektonischer Zerrüttung (z. B. Störungszonen, Subrosionsgebiete)
- die Erschließung artesisch gespannten Grundwassers oder Salzwasseraufstiegsbereiche
- das Durchteufen voneinander getrennter Grundwasserstockwerke

Einen Überblick über mögliche Einschränkungen gibt die folgende Karte des Thüringer Landesamtes für Umwelt, Bergbau und Naturschutz (Abbildung 7).



Wasserwirtschaftliche Bewertung

Anlage von Bohrungen zur Erdwärmegewinnung unzulässig
- Wasser- oder Heilquellenschutzgebiet Zone I
- Wasser- oder Heilquellenschutzgebiet Zone II bzw. HQa

Einzelfallprüfung erforderlich
- Wasser- oder Heilquellenschutzgebiet Zone III bzw. HQb

Hydrogeologische Bewertung

Einzelfallprüfung erforderlich auf Grund von
- hydrogeologisch ungünstigen Verhältnissen
  - Artesische Grundwasserverhältnisse
  - Salzwasseraufstieg
  - Subrosionsgebiet
  - Wismut-Bergbaufelder

Keine Einzelfallprüfung erforderlich
- Hydrogeologisch günstiges Gebiet: einheitlicher Gesteinsaufbau

Bei Beachtung der Hinweise keine Einzelfallprüfung erforderlich
- Gebiete mit Grundwasser-Stockwerksgliederung
- Gebiete mit Karst oder karstähnlichen Verhältnissen

Abbildung 7: Übersichtskarte zur Geothermie in Thüringen[28]

[28] Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz (TLUBN) (n. a.). https://umweltinfo.thueringen.de/geothermie/photo/geothermiekarte.jpg (Zugriff: 31.08.2022).

2.2.7 Leitfaden

Vor der Errichtung einer Erzeugungsanlage zur Nutzung der oberflächennahen Geothermie empfehlen sich folgende Prüfschritte:

- Flächensuche in Standortnähe zur Einspeisung in ein geeignetes Wärmenetz
- Ermittlung der verfügbaren Fläche und der nutzbaren Technologie (Sonden, Kollektoren oder/und Brunnenanlagen)
- Berechnung der nutzbaren Wärme zwischen Einspeisung und Abnahme
- Festlegung der Anlagengröße und -spezifik
- Ermittlung Investitions- und Betriebskosten
- Berechnung der Wirtschaftlichkeit (Wärmegestehungskosten) unter Berücksichtigung eventueller Förderprogramme
- Anzeige des Vorhabens und Einholung der erforderlichen Genehmigungen und Erlaubnisse
- Weitere Umsetzung nach HOAI (Honorarordnung für Architekten und Ingenieure) -Ausführungsplanung

2.3 Tiefe Geothermie

2.3.1 Zusammenfassung

Für die Nutzung geothermischer Energie stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung. Diese können je nach geologischen Voraussetzungen und Projekterfordernissen eingesetzt werden und sind entsprechend der erschlossenen Tiefe unterschiedlich definiert. Tiefengeothermische Nutzungskonzepte umfassen sowohl offene Systeme (hydrothermale und petrothermale Systeme, die mittels hydraulischer Stimulation erschlossen werden) als auch geschlossene Systeme (tiefe Erdwärmesonden und petrothermale Systeme, bei denen die Wärme über tiefe Kollektoren gewonnen wird). Der entscheidende Vorteil offener gegenüber geschlossenen Systemen liegt in der deutlich höheren Wärmeausbeute. Nachteilig ist ein sehr viel höheres Risiko, die Energie tatsächlich in der notwendigen Menge zu gewinnen.

Thüringen bietet keine Heißwasser-Aquifere mit den erforderlichen hohen Temperaturen und Mengen zur geothermischen Stromerzeugung, kann aber mit den entsprechenden geothermischen Technologien die Erdwärme aus heißen tiefen Gesteinen mittels petrothermaler Verfahren gewinnen. Hierbei wird zwischen zwei Technologien unterschieden: Beide Technologien beinhalten die Injektion von Wässern über Bohrungen in Tiefen mit ausreichender Gesteinstemperatur (ca. 150 °C) und Förderung der erhitzten Wässer über eine zweite Bohrung in geeignetem Abstand von ca. 500 bis 1.000 m.

Speziell unter Thüringer Bedingungen wurde bislang ausschließlich die Erhitzung der Wässer weniger über bestehende Störungssysteme (‚Spalten') als über zu erzeugende Multiriss-Systeme in kompetenten Gesteinen als erfolgversprechend betrachtet. Infolge der großen Fortschritte in der Bohrtechnologie in den letzten Jahren ist das Thüringer Potenzial für Tiefengeothermie um eine

„fracking-freie“ Variante erweitert worden. Neu ist die Entwicklung eines tiefen Kollektors, des sogenannten Eavor-loops, bei dem zwei Bohrungen bis auf eine Ablenktiefe niedergebracht werden und von dort aus mehrere parallel verlaufende Schleifen über Förder- und Injektionsbohrung angebunden werden. Spalten und Klüfte des Umgebungsgesteins werden dauerhaft verschlossen, sodass ein geschlossenes System geschaffen wird.

Um bessere Informationen bezüglich der benötigten Parameter zu erhalten und das Fündigkeitsrisiko zu reduzieren, ist es notwendig, eine Bohrung abzuteufen, Bohrkerne zu entnehmen und daran die für die Geothermie relevanten Parameter zu bestimmen. Durch geophysikalische Erkundungsverfahren, wie Seismik, Magnetik und Gravimetrie, kann der geologische Bau und, je nach Auflösungsvermögen der Erkundungsverfahren, auch der Verlauf von Störungszonen bereits im Vorfeld aufgeklärt werden.

Die Anwendung der tiefen Geothermie wird vorrangig für Standorte empfohlen, an denen die Wärmeversorgung unter Nutzung eines Fernwärmesystems, im besten Fall mit gekoppelter Stromerzeugung, möglich ist. Die Installation reiner petrothermaler Wärmeprojekte muss im Einzelfall standortbezogen und in Abhängigkeit der Interessen und Forderungen von potenziellen Investoren geprüft werden.

2.3.2 Kurzüberblick

Von den erneuerbaren Energieträgern verfügt die grundlastfähige Geothermie über ein hervorragendes Potenzial zum Ersatz fossiler Energieträger bei der Erzeugung von benötigten großen Wärmemengen. Der Flächenbedarf ist im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern sehr gering. Geeignete geologische Formationen für hydrothermale Tiefengeothermieprojekte sind besonders im Alpenvorland, im Oberrheingraben, im gesamten Norddeutschen Raum sowie in zahlreichen weiteren Beckenstrukturen Deutschlands bekannt. Weitaus größer als das hydrothermale Potenzial ist das Potenzial der Erschließung petrothermaler Systeme, denn dort ist die Endteufe der Bohrungen grundsätzlich dem übertägigen Bedarf insbesondere an Wärme anpassbar. Geothermie ist somit flächendeckend in Deutschland anwendbar (Abbildung 8).

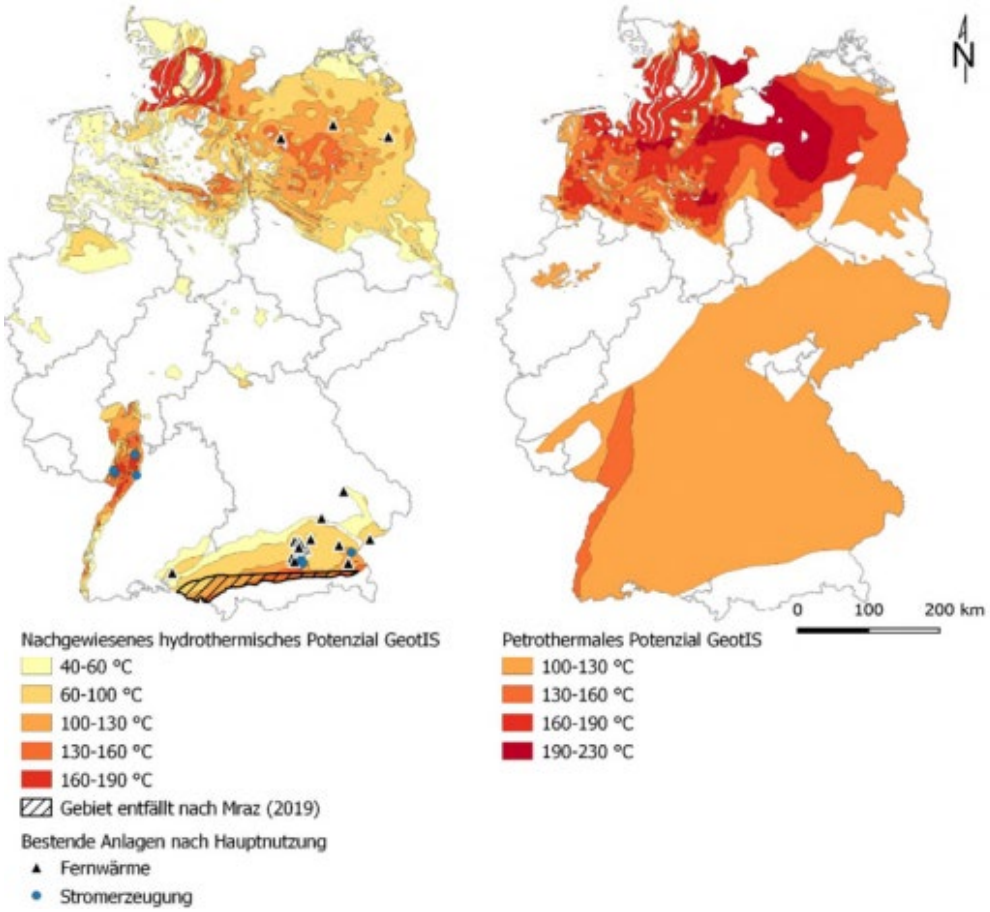


Abbildung 8: Geothermisches Potential in Deutschland[29]

In Deutschland zählt man zur tiefen Geothermie vornehmlich zwei Nutzungssysteme:

- Hydrothermale Systeme

Hier findet überwiegend die Nutzung des im Untergrund vorhandenen warmen und heißen Wassers, i. d. R. aus tiefen Grundwasserleitern (Aquifere) statt. Die Nutzung erfolgt dabei direkt oder über Wärmeübertrager zur Speisung von Nah- und Fernwärmenetzen.

- Petrothermale Systeme

Bei diesem Nutzungssystem wird überwiegend die im Gestein gespeicherte Energie genutzt, wobei die Durchlässigkeit und damit die natürliche Grundwasserführung des Gesteins im Gegensatz zu den hydrothermalen Systemen niedrig sind. Das angestrebte hohe Temperaturniveau wird erst in großen Tiefen ab ca. 3.000 m angetroffen.

[29] Ifeu (2020). Bewertung des Potenzials im Bereich der Energie aus erneuerbaren Quellen und der Nutzung von Abwärme und -kälte im Wärme- und Kältesektor in der Bundesrepublik Deutschland, Berichtspflicht RED II, Dezember 2020.

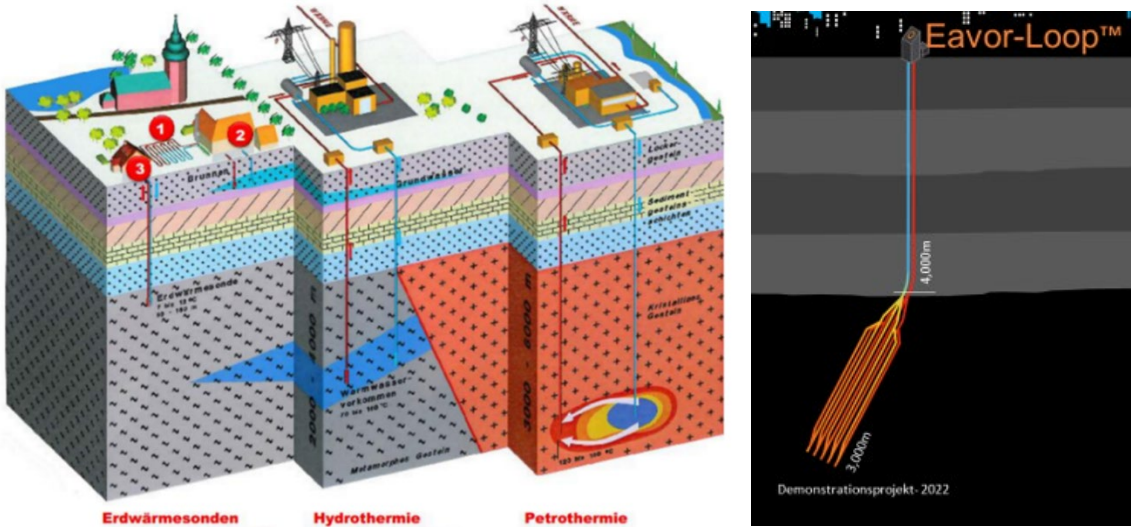


Abbildung 9: Schematische Darstellung von Nutzungssystemen für Geothermie (linke Seite)[30] und des Eavor-Loops (rechte Seite)[31]

Der Eavor-Loop ist eine spezielle Form der petrothermalen Systeme, nämlich ein geschlossenes System, das darauf abzielt möglichst dichtes Gestein zu erschließen, in dem natürlich vorhandene Klüfte und Spalten verschlossen werden. Die angestrebte Entzugsleistung und -menge aus dem Gebirge bestimmt die Endteufe, auf die die Bohrungen auszulegen sind.

Als weitere Möglichkeit der tiefengeothermischen Wärmenutzung werden Tiefe Erdwärmesonden (TEWS) angesehen. Darunter versteht man ein Koaxialrohr, das in eine verrohrte Bohrung von > 400 m Tiefe eingebaut wird. Im Rohr zirkuliert ein Wärmeträgermedium (z. B. Wasser), das sich im Untergrund erwärmt, d. h. es handelt sich um ein geschlossenes System. Damit besteht keine Abhängigkeit von ausreichend Thermalwasser. Allerdings liegt die Entzugsleistung einer TEWS meist nur bei 80 - 250 W/m Bohrtiefe (stark abhängig von den Untergrundtemperaturen sowie den thermischen Gesteinseigenschaften wie Wärmeleitfähigkeit und -kapazität), so dass sich im Vergleich zu offenen Systemen eine deutlich geringere thermische Leistung der TEWS von maximal einigen hundert KW thermisch ergibt.[32] Dieses System wird nachfolgend daher nicht eingehender beschrieben.

[30] JenaGeos (2011). Wirtschaftliche Nutzungsoptionen der Tiefen Geothermie in Thüringen, Studie, Jena, Februar 2011.
[31] Eavor (2022). Mediakit. Downloadlink: https://drive.google.com/file/d/1wcL8-P1ZjQCuOIDqL32cNcxwdJdJITSG/view
[32] Sandrock, M., Maaß, C., Weisleder, S., Westholm, H., Schulz, W., Löschan, G., …& Köhler, C. (2020). Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefengeothermischer Ressourcen. Climate Change 31/2020, Umweltbundesamt, Oktober 2020, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2020_10_21_climate_change_31_2020_kommunaler_klimaschutz_durch_verbesserung_der_effizienz_abschlussb_0.pdf (Zugriff: 28.10.2022).

Allgemein formuliert liegt bei der Suche nach Vorzugsstandorten für die Nutzung von Geothermie der Fokus auf drei wesentlichen Faktoren, die es zu verknüpfen gilt:

- die geologische Situation im Untergrund
- die Raumwiderstände
- die energetische Infrastruktur

2.3.3 Potenziale im Wärmesektor

Das Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz (TLUBN) verweist auf das enorme technisch nutzbare energetische Potential, das durch die Geothermie in Deutschland gegeben ist. Unter Bezug auf den Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages wird das technisch nutzbare Potential an elektrischer Energie aus der Nutzung der Geothermie in Deutschland auf das etwa 600-fache der Jahresstromproduktion geschätzt.[33] Im Vergleich dazu übersteigt das energetische Potential einer zusätzlichen Wärmenutzung das der möglichen Anwendung zur Stromerzeugung um ein Vielfaches. Etwa 95 % dieser potenziell nutzbaren Energiemenge sind demnach in kristallinen Gesteinen (z. B. Gneise und Granite) in mehreren Kilometern Tiefe lokalisiert.

Um die Potentiale der Geothermie verfügbar zu machen, muss außer einer geologischen Standortanalyse möglichst frühzeitig die lokale Energiesituation erhoben werden: Das ist unabdingbar, um die geplante geothermische Anlage optimal einbinden zu können. Es sind alle Wärmequellen und -senken sowie die vorhandene und geplante Wärmeversorgung zu erfassen und der jahreszeitliche Lastverlauf, das Lastvermögen und das Temperaturniveau zu bestimmen.

Wärmenetze bieten die Möglichkeit, alle Formen von Erneuerbaren Energien in großem Maßstab in die Wärmeversorgung zu integrieren. Diese Eigenschaft machen sie zu einem unverzichtbaren Bestandteil der Wärmewende. Geothermie eignet sich dabei im besonderen Maße als Grundlast-Lieferant und liefert im gleichen Zuge einen Beitrag zur Dekarbonisierung der Wärmenetze. Verschiedentlich wird das Potenzial der Geothermie so groß eingeschätzt, dass in etwa eine Verzehnfachung der heutigen Wärmeerzeugung innerhalb der nächsten zehn Jahre möglich sein könnte. Durch den Verbund von vielen Wärmeabnehmern über ein Wärmenetz lässt sich die ganze Bandbreite der Gebäudeinfrastruktur für die Nutzung zu Heizzwecken erreichen, d. h. sowohl Wohngebäude im Bestand als auch neue Siedlungsquartiere, sowohl Wärmeabnehmer im gewerblichen wie auch öffentlichen Sektor. Daneben eignet sich die Geothermie bei Temperaturen über 100 °C zur Strom- und Wärmeversorgung (KWK) oder zur Strom-, Wärme- und Kältebereitstellung (KWKK).

Ein weiteres Anwendungsfeld wird der Einspeicherung von Überschusswärme in tiefe Aquifere oder oberflächennahe Schichten mit einem Flurabstand von > 40 m im Sommer mit der Wiedergewinnung zu Bedarfszeiten in den Wintermonaten zugesprochen.

[33] Paschen, H., Oertel, D., & Grünwald, R. (2003). Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. TAB-Arbeitsbericht Nr. 84, Februar 2003, https://www.doi.org/10.5445/IR/1000103222.

2.3.4 Anlagentechnik

2.3.4.1 Beschreibung der Anlagentechnik

Nutzungskonzepte umfassen sowohl offene (hydrothermale und petrothermale) als auch geschlossene Systeme (Eavor-Loops und Tiefe Erdwärmesonden). Eavor-Loops und Tiefe Erdwärmesonden bieten den Vorteil der Standortunabhängigkeit ohne Fündigkeitsrisiko. Der entscheidende Vorteil offener Systeme liegt in der deutlich höheren Wärmeausbeute (Anlagenleistungen von ca. 1 - 40 MW_{th}) im Vergleich zu geschlossenen Systemen. Auf die Nutzung der offenen Systeme wird nachfolgend zunächst näher eingegangen.

Hydrothermale Systeme

Bei einer hydrothermalen Energiegewinnung für Heizzwecke wird warmes oder heißes Wasser aus einem Aquifer über eine Tiefbohrung (Förderbohrung) zutage gefördert. An der Erdoberfläche wird die Wärme des Förderwassers in Wärmeübertragern auf eine andere Flüssigkeit (i. d. R. Wasser) in einem sekundären Kreislauf übertragen. Das abgekühlte Aquiferwasser wird in den Aquifer mittels einer anderen Bohrung, der so genannten Injektionsbohrung, wieder zurückgeführt. Beide Bohrungen müssen so weit voneinander entfernt sein, dass sie sich über die Dauer der geplanten Betriebszeit (meist etwa 30 Jahre) nicht negativ beeinflussen. Sie dürfen jedoch auch nicht so weit voneinander entfernt sein, dass die Regeneration des Thermalwassers durch die hydraulische Verbindung untertage nicht mehr gewährleistet ist. Die Abstände zwischen Förder- und Injektionsbohrung werden durch hydrothermische Modellierungen bestimmt. Reicht das Temperaturniveau für die Anwendung nicht aus, können zusätzlich Wärmepumpen zum Einsatz kommen, um ein Anheben auf das notwendige Niveau zu erreichen. Das im Wärmeübertrager (und gegebenenfalls mittels Wärmepumpe) erwärmte Wasser wird über Fernwärmeleitungen direkt dem Verbraucher zugeführt.

Eine gute Kenntnis zum geologischen Untergrund bestimmt die Lage und Teufe der erforderlichen Bohrungen und gibt Aufschluss über die förderbare Wassermenge und -art, woraus dann die Anlagenkonfiguration resultiert. Die Raumwiderstände definieren Ausschlusskriterien für Bohransatzpunkte, Bohrverfahren, den Standort der Anlagen sowie die notwendigerweise zu errichtende Infrastruktur. In die Analyse sind rechtskräftig festgesetzte Schutzgebiete mit einzubeziehen.

Die vorhandene energetische Infrastruktur begrenzt die Standortwahl einer möglichen geothermischen Anlage zur Einbindung geothermischer Wärme in ein Fernwärmenetz. Ein entscheidendes Kriterium dabei ist, dass der Abstand zwischen existierendem Wärmenetz und der Anlage, aus der die Wärme eingebunden werden soll, möglichst gering ist. Eine Entfernung von bis zu 500 m Luftlinie bis zum bestehenden Wärmenetz wird im ersten Ansatz als akzeptabel eingeschätzt.

Petrothermale Systeme

Das geothermische Potenzial kristalliner Gesteine (z. B. Granite, Gneise, Glimmerschiefer) ist wesentlich größer als das Potenzial tiefliegender Aquifere. Kristalline Gesteine sind zwar geklüftet, aber die Klüfte sind weitgehend geschlossen. Fluide können somit nur mit sehr niedrigen Fließraten zirkulieren. Die geothermische Energie kann dennoch in closed-loops, wie sie in Abbildung 9 rechts dargestellt sind, aus dem Gebirge extrahiert werden, wobei es wünschenswert ist, dass möglichst geringe Fließraten entlang der *loops* zu finden sind.

Andererseits können die vorhandenen Klüfte durch Aufbringen hoher hydraulischer Drücke geweitet und somit zusätzlich künstliche Risse (*Fracs*) geschaffen werden. Das technologische Prinzip ist die entscheidende Methode des *Hot-Dry-Rock*-Verfahrens (HDR)[34] zur Nutzung geothermischer Energie: Durch das geweitete bzw. neue Kluftsystem wird in einem geschlossenen Kreislauf mittels Injektions- und Förderbohrungen ein Kühlmittel (meist Wasser) geleitet und so dem Gestein die Wärme entzogen.

Bekannt ist, dass granitische Gesteine wesentlich spröder als metamorphe Gesteine auf eine tektonische Beanspruchung (geodynamische Bewegung) reagieren, so dass bei den bisherigen HDR-Projekten granitische Gesteinsverbände bevorzugt wurden. Dennoch gelten auch Gneise weiterhin als für HDR-Projekte geeignet. Dagegen ist die Eignung schwach metamorpher Sedimente wie Tonschiefer und Phyllite nicht vollständig klar.

Hierbei sind zudem Wärmetransportprozesse in den diversen Gesteinen zu berücksichtigen. Durch eine detaillierte geologische Vorerkundung kann versucht werden, Gebiete mit entweder erhöhter Kluftdichte als Bohrziel zu erreichen, wie sie in der Nähe von Verwerfungen zu erwarten sind oder eben mit stark verminderter Kluftdichte in störungsfernen Bereichen.

Die Erfahrungen sowohl mit der "*Frac*-Technik" als viel mehr noch mit der *closed-loop* Technologie in kristallinen Gesteinen sind in Deutschland noch recht begrenzt. Dennoch stehen für die kommerzielle Nutzung der tiefengeothermischen Energie zwei grundlegend verschiedene Verfahren zur Auswahl, die einen rentablen Betrieb einer Tiefengeothermieanlage sehr viel weniger risikobehaftet erscheinen lassen, als der bisherige alleinige Fokus auf Standorte mit Potenzial für die petrothermalen Systeme, bei denen hydraulisch stimuliert werden muss.

Durch das HDR-Verfahren, insbesondere die notwendigen Stimulationsverfahren, können mikroseismische Ereignisse (kleinste Erdbeben) ausgelöst werden. Dabei werden vor allem latente Spannungen im Gestein gelöst, die durch tektonische Gesteinsbewegungen entstanden sind. Es besteht die Möglichkeit, dass die entstehenden Erschütterungen auch an der Erdoberfläche wahrzunehmen sind. Im Falle der *closed-loop* Systeme ist dies sehr viel unwahrscheinlicher.

2.3.4.2 Technologische Entwicklungen

Um das Risiko einer ausbleibenden Fündigkeit zu verringern, wurde infolge der Fortschritte im Bereich der Bohrtechnologie die Eavor-Loop-Technologie entwickelt, ein geschlossenes Nutzungskonzept für die Anwendung in großen Tiefen. Bei dieser Bohrtechnologie werden zwei vertikale Bohrungen gleichzeitig abgeteuft. Aus den vertikalen Bohrungen werden dann mehrere Horizontalbohrungen aufeinander zubewegt und miteinander verbunden (unverrohrte Multilateralbohrungen, sog. Eavor Loops). Damit findet eine Vervielfältigung des unterirdischen Wärmetausches statt. An der Oberfläche werden die Vertikalbohrungen miteinander verbunden, so dass ein geschlossener Wärmekreislauf entsteht, der seine Wärme aus der Tiefe gewinnt und an der Oberfläche über Wärmeübertrager nutzt. Vorteilhaft ist, dass der Kreislauf zwischen Einspeisung des abgekühlten

[34] Anmerkung: Die Bezeichnung HDR ist inzwischen veraltet. Man findet sie aber sehr häufig in Veröffentlichungen, weshalb sie auch für diese Arbeit weiterverwendet wird.

Wassers und Erhitzen in der Tiefe durch den Dichteunterschied des Wassers selbsttätig ohne zusätzlichen Pumpeneinsatz abläuft. Der Kreislauf muss nur einmalig mit Wasser befüllt werden. Von einer geplanten Anwendung in Geretsried wurde bereits berichtet.[35]

Geothermieprojekt Geretsried[36]

- Bohrung 2013: Vertikale Endteufe 4.825 m
  Gesamte Bohrlänge 6.036 m
  Temperatur/Schüttung > 150 °C/nur < 5 l/s
- Ablenkbohrung 2017: Vertikale Endteufe 4.735 m
  Gesamte Bohrlänge 5.700 m
  Temperatur/Schüttung > 150 °C/nur < 5 l/s
  Ergebnis: nachweislich kein fündiges Bohrloch
- Neuer Anlauf 2022: Errichtung der Everloop-Technologie am bestehenden Bohrplatz 4
  Eavor-Loops mit thermischer Leistung von je 17 MW (ges. 68 MW)
  Geplante Fertigstellung im Endausbau Anfang 2025

Weitere Projekte zum Einsatz der Eavor-Loop-Technologie sind in Untersuchung, u. a. in Erfurt.

2.3.5 Referenzprojekte

2.3.5.1 Stand in Deutschland und Thüringen

Das in vielen Veröffentlichungen beschriebene theoretische Potential der Geothermie spiegelt sich noch nicht in einer großen Anzahl von bereits umgesetzten Projekten wider. Immerhin war der Zuwachs zwischen 2009 und 2019 stetig. Die gesamte Wärmeleistung der derzeit 42 Anlagen liegt bei rund 350 MW. Der geografische Schwerpunkt der Geothermie-Projekte liegt aktuell weit überwiegend in Bayern.

Tiefe Geothermieprojekte erfordern hohe Anfangsinvestitionen für die Bohrungen, das Heiz(kraft)-werk und das Wärmenetz. Als erste Orientierung können spezifische Investitionskosten abhängig von der Technologie von circa 1.300 bis 3.000 €/kW$_{th}$ dienen. [37] Die in der Kalkulation des Ifeu zugrundeliegende Geothermieanlage weist eine thermische Leistung von 25 MW auf.[38] Vorausgesetzt wird eine Bohrung (Dublette) mit einer Tiefe von 4.000 m und einer am Bohrkopf anliegenden Temperatur von 120 °C; die ins Wärmenetz eingespeiste VL-Temperatur nach Wärmeübertrager beträgt 115 °C. Die angenommene Fließrate im Betrieb (Schüttung) liegt bei 100 l/s. Im beschriebenen Fall betragen die Investitionskosten ca. 32.000 T€. Sie teilen sich wie folgt auf: 25.000 T€ für die Bohrkosten der Dublette, 2.000 T€ für die Tiefenförderpumpe inklusive eines Redundanzaggregats sowie 5.000 T€ für Leittechnik, Hydraulik und Wärmeübertrager. Daraus resultieren 1.280 € Investition je kW thermischer Leistung. Den vergleichsweise hohen spezifischen Investitionskosten stehen niedrige spezifische Wärmegestehungskosten gegenüber. Sie werden mit 37 €/MWh angegeben.

---

35 ENEX Power Germany (2021). Geothermie Geretsried – vom Misserfolg zum Vorzeigeprojekt, 26. Dresdner Fernwärmekolloquium, September 2021.

36 ENEX Power Germany (2021). Geothermie Geretsried – vom Misserfolg zum Vorzeigeprojekt, 26. Dresdner Fernwärmekolloquium, September 2021.

37 Kostenschätzung

38 Ifeu (2020). Bewertung des Potenzials im Bereich der Energie aus erneuerbaren Quellen und der Nutzung von Abwärme und -kälte im Wärme- und Kältesektor in der Bundesrepublik Deutschland. Berichtspflicht RED II, Dezember 2020.

2.3.5.2 Realanwendungen

In Thüringen gibt es bislang keine realisierte Anwendung der Tiefengeothermie. Eine Studie zur Nutzungsoption der mitteltiefen Geothermie für das Fernwärmenetz Jena zeigte die (begrenzten) Möglichkeiten am Standort auf. Die Analyse der untertägigen geologischen Bedingungen und die Aufwendungen für die übertägigen Anlagen sind nachfolgend zusammengefasst (Tabelle 3).

Tabelle 3: Überblick über das Geothermieprojekt Jena[39]

Projektziel	Verbesserung des Primärenergiefaktors (PEF) der Fernwärme Jena
Status	Machbarkeitsstudie, keine nachfolgende Bohrung
Bohrung	Vertikale Endteufe 635 m, gesamte Bohrstrecke 860 m Temperatur/Schüttung ca. 27 °C/12,5 ± 2,5 l/s
Potential	3,0 MW thermisch/1,0 MW elektrisch
Anlagentechnik	HT Wärmepumpen, Wärmeübertrager, Erdgas-BHKW
Investitionsvolumen	Untertageteil 2.576 T€, Übertage 4.970 T€
Wärmegestehung	60 €/MWh (Referenzszenario), je nach Fündigkeit zwischen 53 - 78 €/MWh

Von den überwiegend in Bayern realisierten Geothermieanlagen werden nachfolgend für zwei Standorte einige wesentliche Parameter und Meilensteine der Projektenwicklung dargestellt – das Geothermie-Projekt in München-Freiham und das Geothermie-Projekt in Unterhaching (Tabelle 4 & 5).

Tabelle 4: Überblick über das Geothermie-Projekt München-Freiham[40]

Projektziel	Erschließung des Münchener Stadtteils Freiham mit 80 % Geothermienutzung
Status	in Betrieb seit Herbst 2016
2D-/3D-Seismik	2012
Förderbohrung	09/2015 – 11/2015 Vertikale Endteufe 2.518 m, gesamte Bohrstrecke 3.132 m Temperatur/Schüttung > 90°C/90 l/s
Injektionsbohrung	12/2015 - 02/2016 Vertikale Endteufe 2.457 m, gesamte Bohrlänge 2.600 m Förderrate > 100 l/s
Langzeitpumpversuch	Sommer 2016
Grundlast	Seit Herbst 2016
Investitionsvolumen	Keine Angaben

[39] Eigene Darstellung/Stadtwerke Energie Jena-Pößneck GmbH.
[40] Informationsportal Tiefe Geothermie (ITG) (n. a.). München Freiham. www.tiefegeothermie.de/projekte/muenchen-freiham (Zugriff: 04.11.2022).

Tabelle 5: Überblick über das Geothermie-Projekt Unterhaching[41]

Projektziel	**Fernwärmeversorgung Unterhaching (75 % Geothermie) & Stromerzeugung**
Status	in Betrieb seit 04/2009
Förderbohrung	2004 Vertikale Endteufe 3.350 m Temperatur/Schüttung 122 °C/150 l/s
Injektionsbohrung	2007 Vertikale Endteufe 3.580 m Temperatur/Schüttung 133 °C/150 l/s
Förderleistung	max. 38 MW thermisch max. 3,4 MW elektrisch mit Kalina-System
Investitionsvolumen	105.000 T€, davon 16.000 T€ für Kraftwerk (Kalina-Anlage)
Finanzierung	Zuschüsse ca. 5.869 T€ (nicht alle sind mit Zahlen benannt) Darlehen zinsbegünstigt 45.000 T€

2.3.5.3 Forschungsprojekte

Die Nutzung tiefliegender geothermischer Ressourcen wird seit langem weltweit intensiv erforscht. Mittlerweile ist die geothermische Nutzung tiefliegender Grundwasserleiter (Aquifere) zur Gewinnung bzw. Speicherung von Wärme sowie zur Elektrizitätserzeugung Stand der Technik. Die Wärme- und Elektrizitätsgewinnung aus weitgehend fluidundurchlässigen, tiefliegenden Gesteinen (Grundwassergeringleiter) befindet sich in der Erprobungsphase und hat sich ebenfalls als technisch möglich erwiesen.

Forschungsbedarf besteht nach wie vor bei der Erkundung des geothermischen Potenzials in weiteren Gebieten Deutschlands. Genau dazu will das mit Mitteln der Bundesrepublik Deutschland und der Länder Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen geförderte Projekt *aquistore* (Kurzbezeichnung für: Adaption von Technologien saisonaler geogener Wärmespeicher auf die Aquifere der Innovationsregion) einen Beitrag leisten. Das Projekt widmet sich der Nutzung der Aquifere zur Wärme- und Kältespeicherung in der Innovationsregion Mitteldeutschland.[42] Beteiligt sind u. a. die Friedrich-Schiller-Universität Jena und JENA-GEOS®. Das Forschungsvorhaben verfolgt das Ziel, Defizite zu beheben, die einer Wärme- und Kältespeicherung in Grundwasserleitern entgegenstehen. Neben Hemmnissen in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit werden damit u. a. eine einfachere Umsetzbarkeit sowie die Beantwortung von Genehmigungsfragen verfolgt. Die Ergebnisse des Projektes sollen fundierte Erkenntnisse liefern, ob am jeweiligen Standort grundsätzlich Potenziale für eine Aquiferspeicherung bestehen und mit welcher Rentabilität dabei zu rechnen ist. Die Untersuchungen orientieren sich in einem Schwerpunkt auf die geologischen Strukturen des Weißelsterbeckens, da

[41] Geothermie Unterhaching (2021). Datenblatt: Geothermie Unterhaching. Juni 2021, https://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/web.nsf/gfx/BB2AD706EAE49D4CC125871E0033DADD/$file/Datenblatt%20Geothermie%20Unterhaching_2021.pdf (Zugriff: 04.11.2022).

[42] ThEEN & JENA-GEOS (2021). Aquifere zur umweltfreundlichen Wärme- und Kältespeicherung. Pressemeldung, 21.04.2021, https://www.theen-ev.de/de/pressemeldung/aquifere-zur-umweltfreundlichen-w%C3%A4rme-und-k%C3%A4ltespeicherung.html (Zugriff: 12.08.2022).

hier besonders hohe Potenziale vermutet werden. Die Potenziale sowie Raumwiderstände werden in einem Aquiferatlas erfasst. Dieser visualisiert die nutzbaren Aquifere in der Innovationsregion Mitteldeutschland.

Zur Erschließung der Kristallinen Gesteine bei Erfurt mittels der Eavor-Loop-Technologie befindet sich ein Projekt in Vorbereitung. Beteiligte sind u. a. die Friedrich-Schiller-Universität Jena, geotechnik heiligenstadt gmbh, Eavor GmbH und die Stadtwerke Erfurt Energie GmbH.

In Thüringen wurde im Sommer 2013 im Rahmen des Projektes INFLUINS eine Forschungsbohrung im Zentrum der Thüringer Mulde bei Erfurt niedergebracht. Das gewonnene Gesteinsmaterial an Bohrkernen und Bohrklein lieferte einen wertvollen Einblick in die stratigraphische Abfolge und deren Besonderheiten im Untersuchungsgebiet. Die Bohrung wurde bis kurz vor die Bundsandstein-Zechstein-Grenze in eine Tiefe von ca. 1.200 m abgeteuft. Als eines der Ergebnisse wurde von Kunkel et al. (2014) festgestellt, dass das Kernmaterial durchweg dicht mit nur geringen Porositäten ist. Die wenigen Klüfte sind geschlossen und bilden keine Wegsamkeiten für Fluide. Unterhalb des Mittleren Keupers (ca. 190 m) wurde in der Bohrung kein freies Grundwasser angetroffen. Zu angetroffenen Temperaturen wurden keine Aussagen getroffen. Für die hydrothermale geothermische Nutzung sind die beschriebenen Bedingungen eher nicht geeignet.[43]

Parallel zu diesem Forschungsprojekt wurde im Auftrag der ThEGA eine Machbarkeitsstudie durchgeführt, die zu dem Zeitpunkt in Planung befindliche Bohrung zu überteufen.

Tabelle 6: Überblick über das Tiefengeothermieprojekt Erfurt im Auftrag der ThEGA

Projektziel	Machbarkeitsstudie zur Übertiefung der INFLUINS-Bohrung[44] auf mind. 5.500 m, erschlossen über eine Triplette; zu Beginn des Betriebs 165 °C; Förderrate 60 l/s
Status	keine nachfolgende Bohrung
Bohrung	---
Potential	20 MW thermisch (Grundlast)
Anlagentechnik	ORC und Heizwerk

Ein Relaunch des Vorhabens findet seit 2021 durch die Stadtwerke Erfurt Energie GmbH infolge der Möglichkeit zur Nutzung der fracking-freien closed-loop Technologie.

[43] Kunkel, C., Abratis, M., Müller, B., Hofmann, J., Tiepner, T., Aehnelt, M., … & Totsche, K. U. (2014). Die INFLUINS-Forschungsbohrung EF-FB 1/12: Einführung und erste stratigraphische Ergebnisse zur neuen Tiefbohrung im Herzen der Thüringer Mulde, Beiträge zur Geologie von Thüringen, NF, 21, 67 - 83.

[44] Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (ThEGA) (2011): Machbarkeitsstudie zur Übertiefung der INFLUINS-Bohrung. Zusammenfassung der Studie online verfügbar: https://docplayer.org/4942354-Zusammenfassung-der-studie.html (Zugriff: 01.11.2022).

In der Tiefengeothermie haben zwar Fortschritte bei der Erkundung und Reservoir-Erschließung dazu beigetragen, das Fündigkeitsrisiko zu verringern und die Ausgangs- und Erfolgsbedingungen für Projekte zu verbessern. Aber auch der Bundesverband Geothermie mahnt die Entwicklung eines umfangreicheren Erkundungsprogramms an, um das geothermische Potenzial in weiteren Gebieten bestimmen und nutzbar machen zu können. Eine weitere Möglichkeit ist die Rohstoffgewinnung aus Thermalwasser. Diesbezüglich gibt es weltweit bereits mehrere kommerzielle und wissenschaftliche Projekte zur Lithium-Extraktion.

2.3.6 Situation in Thüringen

Zur Einordnung der in Thüringen lokal potentiell nutzbaren Aquifere lässt sich eine Dokumentation des TLUBN nutzen.[45] Demnach erreichen die in tiefliegenden Aquiferen maximal nutzbaren Temperaturen im Thüringer Becken bis zu 50 °C und in Südthüringen bis zu 70 °C. In der Dokumentation werden nur Gebiete dargestellt, in denen eine Nutzung möglich erscheint. Die verfügbaren Karten sind thematisch gegliedert entsprechend ihrer stratigraphischen Einheiten. Die Aquifere im Leine-Karbonat sind in Abbildung 10 exemplarisch wiedergegeben.

Wesentliche Eigenschaften der Aquifere in den geologischen Horizonten sind nachfolgend zusammengefasst. Ergänzt werden die Übersichtskarten durch Detailkarten im Maßstab 1 : 200.000, in die alle relevanten Daten zum geologischen Aufbau und zur Temperatur des tieferen Untergrunds eingeflossen sind.

- **Aquifere im Mittleren und Unteren Buntsandstein**
  - Lage: Überwiegend anzutreffen im Kyffhäuserkreis, Unstrut-Hainich-Kreis und LK Sömmerda
  - Potential: Temperaturen liegen meist zwischen 20 und 30 °C, dabei geringe Tiefenlage. Geothermische Nutzung ist begrenzt, dafür sind relativ gute Speichereigenschaften gegeben, so dass lokale Nutzung als Wärmespeicher sinnvoll ist.
- **Aquifere im Leine-Karbonat**
  - Lage: Überwiegend anzutreffen in 10 km breiten Streifen vom Werra-Gebiet durch das südöstliche Thüringer Becken, Arnstadt, Weimar bis nach Bad Sulza
  - Potential: Temperaturen liegen bei maximal 35 °C, in Südthüringen lokal bis 60 °C. Geothermische Nutzung aber auch dort stark begrenzt, weil Zuflussmengen meist gering sind.

[45] Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz (TLUBN) (n. a.). Geothermisches Potential tiefliegender Aquifere, www.tlubn.thueringen.de/geothermie (Zugriff: 31.08.2022).

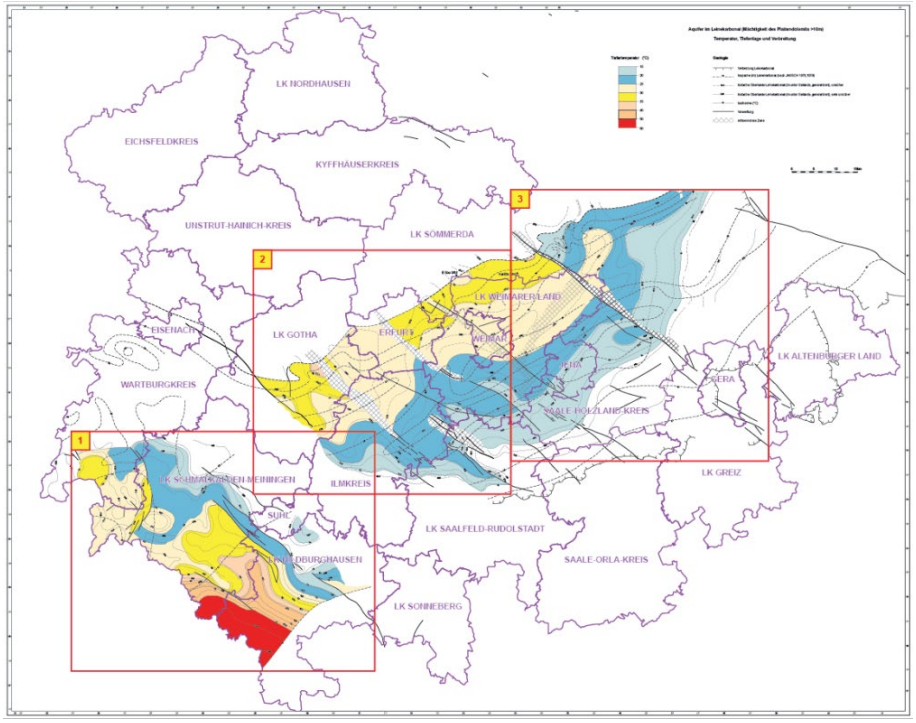


Abbildung 10: Tiefliegende Aquifere im Leine-Karbonat[46]

- **Aquifere im Staßfurt-Karbonat**
  - Lage: Überwiegend anzutreffen in der Region Mühlhausen bis Gotha, lokal auch im Zentralgebiet des Thüringer Beckens (aber stark salinar mineralisiert)
  - Potential: Temperaturen erreichen bis zu 45 °C
    Geothermische Nutzung in der Region Gotha-Mühlhausen ist durch ausreichende Porosität und Permeabilität sinnvoll
- **Aquifere im Werra-Karbonat**
  - Lage: Verbreitet anzutreffen am Rand des Thüringer Beckens, z. B. LK Eichsfeld, Hildburghausen, Ilmkreis, Saale-Holzland-Kreis inklusive Jena
  - Potential: Temperaturen liegen bei maximal 40 °C, in Südthüringen lokal bis 70 °C.
    Geothermische Nutzung wegen oft zu geringer Mächtigkeiten nur begrenzt möglich, Porosität und Permeabilität mit Ausnahmen am Beckenrand ausreichend.
- **Aquifere im Oberkarbon und Rotliegend**
  - Lage: Nur verbreitet im zentralen Thüringer Becken (LK Sömmerda) und in der Region Mühlhausen (Unstrut-Hainich-Kreis)
  - Potential: Temperaturen erreichen maximal 50 °C,
    Geothermische Nutzung stark begrenzt, weil Zuflussmengen meist gering sind.

46 Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz (TLUBN) (n. a.). Geothermisches Potential tiefliegender Aquifere. www.tlubn.thueringen.de/geothermie (Zugriff: 31.08.2022).

Petrothermale Systeme

Eine Darstellung der geothermischen Verhältnisse im tieferen Untergrund Thüringens ist durch das TLUBN dokumentiert.[47] Grundlagen für das Kartenwerk waren die in Thüringen zahlreich vorliegenden Bohraufschlüsse. Sie stammen vor allem aus den Erkundungen aus DDR-Zeiten zu Erdöl-/ Erdgas-, Kalisalz-, Kupfer- und Uran-Vorkommen. Diese Tiefbohrungen geben vorzugsweise über die obersten ca. 1.500 m der Erdkruste detaillierte Informationen. Über den geologischen Aufbau und die geothermischen Gradienten des darüber hinaus gehenden tieferen Untergrundes ist in Thüringen relativ wenig bekannt, da kristalline Gesteine (z. B. Granite, Gneise, Glimmerschiefer) in großen Tiefen nur ausnahmsweise zu Forschungszwecken erbohrt wurden. Die bisher tiefste Bohrung in Thüringen erreichte 2.723 m. Die vorhandenen Bohrinformationen kombiniert mit weiteren geologischen Kenntnissen erlaubten dennoch eine gewisse Extrapolation zu größeren Tiefen und die Erstellung eines in sich schlüssigen Kartenwerkes. Nachteilig ist allerdings, dass Angaben bis in Tiefen von 4 bis 7 km, wie es zur Nutzung der tiefen Geothermie sinnvoll wäre, mit großen Unsicherheiten behaftet sind.

Thüringen wird von mehreren großen, über 10er km verfolgbaren Störungszonen durchzogen. Die meisten größeren Städte Thüringens liegen direkt auf solchen Störungszonen (z. B. Erfurt, Gotha, Arnstadt, Eisenach, Weimar). Nach dem gegenwärtigen Stand des Wissens könnte es sinnvoll sein, das in der Nähe der Verwerfungen stärker geklüftete Grundgebirge in HDR-Projekten bevorzugt zu nutzen. Im Einzelfall ist es jedoch schwer vorherzusehen, welchen Verlauf die nur im Deckgebirge kartierten Verwerfungen im kristallinen Untergrund haben; zudem könnte es entlang von Verwerfungen auch zu unerwünschten hydraulischen Kurzschlüssen zwischen Injektions- und Förderbohrung kommen.

Basierend auf den dokumentierten Bohrinformationen und einer Einschätzung der Eignung des Untergrundes für tiefe petrothermale Anwendungen in Verbindung mit administrativen Nutzungseinschränkungen und -ausschlüssen wurden von JenaGeos (2011) Vorranggebiete definiert.[48] In Abbildung 11 sind Vorranggebiete für die Nutzung der Tiefen Geothermie dargestellt und entsprechend ihrer Eignung klassifiziert. Für petrothermal sehr gut oder gut geeigneten Potenzialflächen zählen insbesondere die Gebiete:

- Zentrales Thüringer Becken
- Mittlerer Thüringer Wald
- Südliches Werragebiet
- Raum Lobenstein

[47] Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz (TLUBN) (n. a.). Geothermische Verhältnisse im tieferen Untergrund Thüringens. www.tlubn.thueringen.de/geothermie (Zugriff: 31.08.2022).
[48] JenaGeos (2011). Wirtschaftliche Nutzungsoptionen der Tiefen Geothermie in Thüringen, Jena.

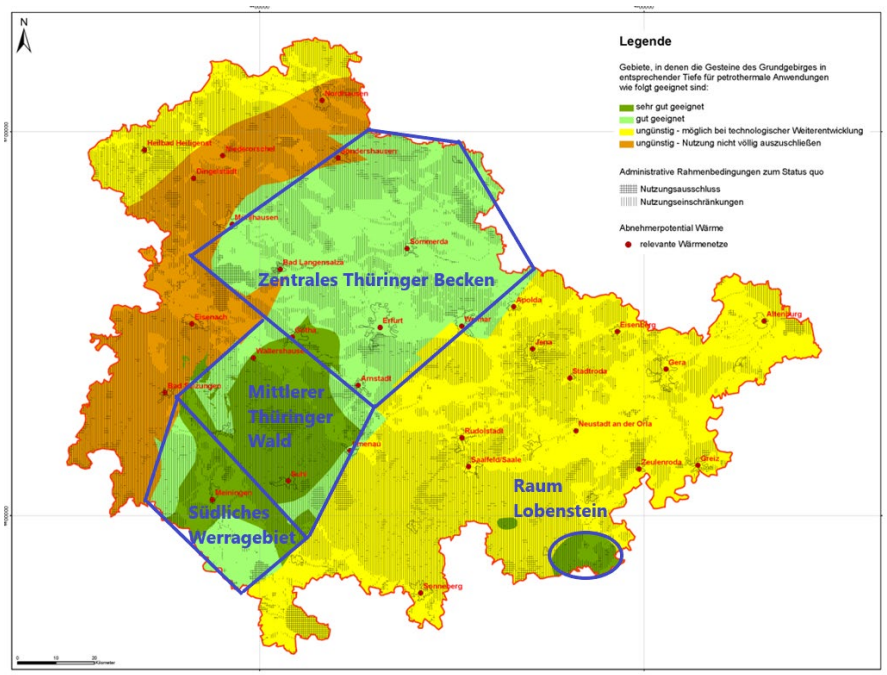


Abbildung 11: Gebiete in Thüringen nach Nutzungseignung für petrothermale Anwendung[49]

Thüringen bietet zwar keine Heißwasser-Aquifere mit den erforderlichen hohen Temperaturen und Mengen zur geothermischen Stromerzeugung, kann aber mit den entsprechenden geothermischen Technologien die Erdwärme aus heißen tiefen Gesteinen mittels petrothermaler Verfahren gewinnen. Diese Technologie beinhaltet, wie beschrieben, die Injektion von Wässern über Bohrungen in Tiefen mit ausreichender Gesteinstemperatur (mindestens 150 °C) und Förderung der erhitzten Wässer über eine zweite Bohrung in geeignetem Abstand von ca. 500 bis 1.000 m. Speziell unter Thüringer Bedingungen wird die Erhitzung der Wässer weniger über bestehende Störungssysteme (‚Spalten'), als über zu erzeugende Multiriss-Systeme in kompetenten Gesteinen als Erfolg versprechend betrachtet. Je undurchlässiger das Gestein ist, desto besser lassen sich mit Frac-Arbeiten solche Riss-Systeme ingenieurmäßig schaffen. Diese Riss-Systeme werden dann gezielt mit der zweiten Bohrung erbohrt, so dass die untertägige Verbindung des Zirkulationssystems geschaffen wird.

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie Tiefengeothermie für Erfurt[50] werden die bisherigen standortbezogenen Ergebnisse der EEA-Studie (2011) und die vorgenannten vorhandenen Daten des TLUBN bzw. die Ergebnisse der Studie von JenaGeos (2011) einer Revision unterzogen. Ziel ist die Erschließung granitoider Gesteine mittels der Eavor Loop-Technologie.

49 JenaGeos (2011). Wirtschaftliche Nutzungsoptionen der Tiefen Geothermie in Thüringen, Jena.
50 geotechnik heiligenstadt gmbh (2022, in Bearbeitung). Tiefengeothermie für Erfurt.

Die geologischen Bedingungen für solche petrothermale Verfahren sind sehr gut oder gut geeignet in Gebieten mit Granit, Gneis und vergleichbaren lithologischen Einheiten. Für andere Gebiete deren lithologische Einheiten im Wesentlichen aus Grauwacken, Quarziten oder Karbonaten teilweise auch im Verband mit Tonschiefern bestehen, erscheint aus ingenieurtechnischer Sicht eine petrothermale Nutzung zumindest möglich. Derzeit als ungünstig eingestuft wird die nördliche sogenannte Phyllitzone, da die zu Grunde liegenden lithologischen Einheiten keine sinnvolle petrothermale Nutzung erwarten lassen. Diese Einschätzung muss nicht dauerhaft Bestand haben, wie man an der technologischen Weiterentwicklung im Fall der frackingfreien Methode, der geschlossenen Eavor-Loop-Technologie im Bereich petrothermaler Systeme sehen kann.

2.3.7 Leitfaden

Die Entwicklung eines Projekts der Tiefengeothermie erfolgt Schritt-für-Schritt in mehreren Phasen mit unterschiedlichen Themenschwerpunkten und Zielsetzungen. Am Ende eines jeden Schritts steht eine Entscheidung, ob das Projekt auf Grundlage der bisherigen Ergebnisse wie geplant fortgeführt werden kann. Der Projektablauf erfordert die folgenden einzelnen Arbeitsschritte lässt sich in Anlehnung an Sandrock et al. (2020) wie folgt beschreiben:[51]

- Zuerst empfiehlt sich die Durchführung einer **Infrastrukturanalyse**. Darin werden innerhalb des Erlaubnisfeldes Gebiete identifiziert, in denen die Umsetzung eines Geothermieprojekts untersagt oder nur eingeschränkt möglich. Es werden ferner Bereiche ausgewiesen, die für eine Projektumsetzung besonders geeignet sind.
- Zweiter Schritt: Erarbeiten einer **Vorstudie** („Desktop Study"). Die Desktop Study klärt mit Hilfe frei verfügbarer Daten, ob an einem Standort grundsätzlich ein geothermisches Potenzial vorhanden ist. Erste Einschätzungen zum geologischen Aufbau des Untergrunds, insbesondere der Tiefenlage und Mächtigkeit möglicher Nutzhorizonte sowie zu den erwarteten Temperaturen werden erstellt.
- Anschließend ist die **Aufsuchungserlaubnis** für das Untersuchungsgebiet beim zuständigen Bergamt zu beantragen Mit der Aufsuchungserlaubnis erhält man das ausschließliche Recht, im „Erlaubnisfeld" Explorationsmaßnahmen durchzuführen, d. h. Maßnahmen zur näheren Charakterisierung des Untergrundes in Hinblick auf das geothermische Potenzial. Gleichzeitig wird auf diese Weise das Vorrecht für die spätere Nutzung reserviert. Die Aufsuchungserlaubnis wird für maximal 5 Jahre erteilt.
- Danach wird ein erstes Untergrundmodell und erstellt und eine Standortvorauswahl getroffen. Die Ergebnisse werden in einer zweiten Vorstudie, der „**Pre-Feasibility Study**" zusammengefasst. Dazu werden zunächst bereits vorhandene Untergrunddaten (z. B. 2D-Seismiklinien, Bohrungsdaten) angekauft und ausgewertet. Existieren für das Erlaubnisfeld keine Altdaten ist eine 2D-seismischen Messkampagne zu planen und durchzuführen. Die Auswertung der 2D-Seismiklinien dient der näheren Charakterisierung des Untergrundes, darunter der Suche nach potenziell hydraulisch durchlässigen Zonen im Untergrund.

[51] Sandrock, M., Maaß, C., Weisleder, S., Baisch, C., Löschan, G., Kreuter, H., …& Köhler, C. (2020). Ein neuer Weg zu effizienten Wärmenetzen mit Niedertemperaturwärmeströmen. Umweltbundesamt, November 2020, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/sandrock_et_al._2020_niedertemperaturwaerme-kommunenleitfaden_barrierefrei.pdf (Zugriff: 01.11.2022).

- Meist wird eine ergänzende 2D-seismische Messung oder die Durchführung einer **3D-Seismik** erforderlich. Der Vorteil einer 3D-Seismik besteht darin, dass sie – im Gegensatz zur 2D-Seismik – Aussagen zur räumlichen Lage und Ausdehnung von Formationen, Störungssystemen und Strukturen im Reservoir erlaubt.
- Die **Machbarkeitsstudie** stellt den letzten großen Meilenstein vor der Niederbringung der Bohrungen dar. Sie umfasst eine umfassende Lagerstättenbeschreibung inklusive Abschätzung von Temperaturen und Förderraten, die Definition der Bohrziele im Untergrund, das Erschließungskonzept einschließlich einer vorläufigen Bohrplanung sowie ggf. die Ergebnisse einer seismischen Gefährdungsanalyse, falls die geplanten Bohrungen innerhalb einer Erdbebenzone liegen. Ferner wird das Konzept zur Integration der Wärme in das kommunale Wärmenetz entwickelt und bewertet, sowie das Finanzierungskonzept und die Wirtschaftlichkeit (bei Tiefen Geothermieprojekten kann das erforderliche Kapital in mehrstelliger Millionenhöhe liegen, was für das Abteufen der Tiefbohrungen eine besondere Herausforderung darstellt, da sich die tatsächlichen Untergrundverhältnisse erst mit der Bohrung zeigen). Das Fündigkeitsrisiko (bzgl. zu geringer Temperaturen und Fließraten) stellt daher auch das größte wirtschaftliche Risiko dar. Weiterhin sind Fragestellungen zu möglichen Bergschäden und der Haftpflicht zu erörtern. Es empfiehlt sich parallel eine Konzipierung von Alternativkonzepten, falls die Bohrungen nicht die erwartete Fündigkeit haben. Auf Basis der Machbarkeitsstudie wird die Umsetzung des Geothermieprojekts beschlossen.
- Vor Beginn der Bohrarbeiten müssen die notwendigen **Genehmigungsprozesse**, **Ausschreibungs- und Vergabeverfahren**, **technische Detailplanungen** sowie die Errichtung des Bohrplatzes durchschritten werden. Vor Niederbringung der ersten Bohrung sind die Betriebspläne für den Bohrplatzbau, die Bohrungen und die hydraulischen Testarbeiten zu erarbeiten. In den Betriebsplänen müssen die geplanten Arbeiten detailliert beschrieben werden. Das Genehmigungsverfahren ist komplex und zeitaufwändig. Spätestens im Zuge der Planungen von Bohrplatzbau und Bohrungen muss geprüft werden, ob eine Umweltverträglichkeits-(UVP)-Vorprüfung oder gar eine vollumfängliche UVP durchgeführt werden muss. Liegt die Betriebsplanzulassung vor, kann mit dem Bohrplatzbau begonnen werden. Parallel wird der Aufbau eines seismischen Monitoringsystems sowie eines Grundwasser-Monitorings im Umfeld des Bohrplatzes empfohlen.
- Der nachfolgend dargestellte Prozess hängt entscheidend von der Erschließungsmethodik ab:

  1. *Hydrothermale Systeme und petrothermale Systeme erschlossen über die Hydraulische Stimulation*

     - Die **Niederbringung der ersten Bohrung** erfolgt in mehreren Teilabschnitten, den sogenannten Sektionen, die teleskopartig aufeinander aufgebaut sind. Mit großen Bohrdurchmessern wird begonnen und dann mit zunehmend kleineren Durchmessern weitergebohrt. Nach Fertigstellung einer Sektion wird die Verrohrung eingebaut, die das Bohrloch stabilisiert und gegenüber dem Gebirge abdichtet. Der Ringraum zwischen dem Gestein und den eingesetzten Stahlrohren wird mit Zement verfüllt. Das vom Bohrmeißel gelöste Gesteinsmaterial wird während der Bohrarbeiten fortlaufend untersucht und dokumentiert. Auf Basis der Ergebnisse wird das geologische Untergrundmodell kontinuierlich verifiziert und gegebenenfalls angepasst.

- Nach dem Erreichen der Endteufe für die erste Bohrung werden **im Zielhorizont hydraulische Testarbeiten** zur Ermittlung der Reservoir-Eigenschaften durchgeführt. Die Bohrung gilt als fündig, wenn eine Mindest-Förderrate bei einer maximal vertretbaren hydraulischen Druckabsenkung erreicht werden kann und eine Mindest-Reservoir-Temperatur vorliegt. Die Schwellenwerte dafür müssen vor Beginn der Bohrarbeiten auf Basis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen definiert werden. Wird zwar die Mindest-Temperatur, nicht jedoch die erforderliche Förderrate angetroffen, können Ertüchtigungsmaßnahmen helfen, die gewünschte Förderrate zu erzielen, z. B. durch chemische oder hydraulische Stimulation. Hydraulische Stimulationsmaßnahmen werden üblicherweise bei petrothermalen Systemen eingesetzt, sind aber auch bei hydrothermalen Projekten anwendbar. Verlaufen diese Maßnahmen erfolglos, wird meist vom geplanten Vorhaben Abstand genommen und eine alternative Nutzung der Bohrung geprüft, z. B. der Einbau einer Tiefen Erdwärmesonde. Entfällt auch das, ist die Bohrung ordnungsgemäß zu verfüllen.
- Die **Niederbringung der zweiten Bohrung** erfolgt analog zur ersten, sofern diese erfolgreich war. Auf Basis der gewonnenen Daten wird die Planung für die zweite Bohrung nochmals geprüft und entsprechend angepasst. Sie erfolgt meist vom gleichen Bohrplatz aus. Ist auch die zweite Bohrung fündig, wird das System thermohydraulisch modelliert auf Grundlage des geologischen Untergrundmodells und der hydraulischen Kennwerte. Es werden die Auswirkungen der Thermalwasserzirkulation im Untergrund simuliert, um darauf aufbauend das System optimal für eine nachhaltige Nutzung auslegen zu können.
- Anschließend wird der **Zirkulationstest** zwischen den beiden Bohrungen vorgenommen, bei denen Thermalwasser aus einer der Bohrungen gefördert und anschließend in einem geschlossenen Kreislauf über die andere Bohrung wieder in das Reservoir zurückgeführt wird. Der Zirkulationstest dient dazu, den späteren Dublettenbetrieb so genau wie möglich abzubilden, um auf Basis der Ergebnisse die Nutzungskonfiguration gegebenenfalls nochmals anpassen zu können. Damit enden die Aufsuchungstätigkeiten für das Geothermieprojekt.
- Alle Arbeiten im Zusammenhang mit der späteren, kommerziellen Förderung gelten als **Gewinnung**. Dafür ist ein **Bewilligungsantrag** bei der Bergbehörde zu stellen. Liegt die Bewilligung vor, ist ein Betriebsplan für die Gewinnung zu erstellen. Der Geltungsbereich des Bundesberggesetzes endet dabei am Übergang zum Thermalwasserkreislauf der Anlage.
- Die beiden letzten Schritte in der Projektentwicklung stellen die Planung und der Bau für den **obertägigen Anlagenbau** sowie die Einbindung in das lokale Wärmenetz dar. Für den Anlagenbau ist ein Baugenehmigungsverfahren erforderlich.

2. *Petrothermale Systeme – erschlossen mittels der Eavor-Loop-Technologie (frackingfrei)*
   - Die Festlegung des genauen Ablaufs eines solchen Projektes in den Thüringer Granitoiden ist Bestandteil der Machbarkeitsstudie „Tiefengeothermie für Erfurt“[52] und des Verbundforschungsvorhabens in Vorbereitung.

[52] geotechnik heiligenstadt gmbh (2022, in Bearbeitung). Tiefengeothermie für Erfurt.

- Anschließend startet für einen definierten Zeitraum der **Probebetrieb** für die Anlage.
- Verläuft der Probebetrieb erfolgreich, nimmt die Anlage den eigentlichen **Dauerbetrieb** auf.

Wird die Geothermieanlage später (üblicherweise nach ca. 30 - 50 Jahren) nicht mehr benötigt oder soll sie ersetzt werden, muss sie stillgelegt und rückgebaut werden.

Ein wichtiges Thema für ein erfolgreiches Geothermieprojekt stellt die Öffentlichkeitsbeteiligung dar (Stichwort Akzeptanz in der Bevölkerung), auf die im Zuge der hier schwerpunkmäßigen technischen Betrachtung nicht eingegangen wird.

2.4 Solarthermie

2.4.1 Zusammenfassung

Solarthermie bezeichnet die Nutzung der solaren Strahlungsenergie mittels Kollektoren und deren Einbindung in ein Wärmenetz. Dabei beschränken sich die Betriebskosten v. a. auf Wartungs- und Instandhaltungskosten und es besteht mangels Brennstoffeinsatzes dahingehend kein Beschaffungs- und Preisrisiko. Allerdings weisen Solarthermieanlagen einen großen Flächenbedarf auf. Der Haupteintrag der Wärme erfolgt zudem in den Sommermonaten, während der größte Wärmebedarf in den Wintermonaten anliegt. Daher kann die Solarthermie zwar einen Beitrag zur Deckung des Wärmebedarfs insgesamt, aber keinen Beitrag zur Deckung der Spitzenlast leisten

2.4.2 Kurzüberblick

Solarkollektoren wandeln die einfallende solare Strahlungsenergie mittels eines Absorbers in thermische Energie, also Wärme, um. Dabei werden grundsätzlich zwei Kollektoren-Typen hinsichtlich ihres Aufbaus, Funktionsprinzips, zur Verfügung stellbarer Temperatur, möglicher Leistungsgrößen und möglicher Einsatzbereiche unterschieden: Flach- und Vakuumröhrenkollektoren.

Zusätzlich zu dem Kollektortyp sind für den Ertrag von Solarthermie-Kollektoren noch weitere Faktoren von Bedeutung, insbesondere Einstrahlungsintensität und -winkel der Sonne und die Vermeidung von Verschattung.

Für eine erste Projektabschätzung ist die Betrachtung der Globalstrahlungswerte eine wichtige Kenngröße.[53] In Deutschland lässt sich ein Süd-Nord-Gefälle bezüglich der jährlichen Sonnenscheindauer sowie der mittleren Tagessummen der Globalstrahlung feststellen. Während in Süddeutschland die jährliche Globalstrahlung bei über 1.100 J/cm^3 liegt, beträgt sie im Norden Deutschlands unter 1.000 J/cm^3.[54] In Thüringen kann mit einer Sonnenscheindauer von etwa 1.800 bis 2.000 h und mit Globalstrahlungswerten von 1.000 - 1.100 kWh/m²a gerechnet werden.[55] Das Zukunftswetter, welches für Mittel- und Nordthüringen mit der Software Meteonorm bereitgestellt wird, weist eine Jahressumme

[53] Zusätzlich zur Globalstrahlung sind auch die Beamstrahlung normal (Bn) und die Außentemperatur (Ta) relevante Größen.
[54] Deutscher Wetterdienst (2021). Klimakarten Deutschland. Stand: 2020, https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimakartendeutschland/klimakartendeutschland.html (Zugriff: 17.11.2021).
[55] Deutscher Wetterdienst (2021). Klimakarten Deutschland. Stand: 2020, https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimakartendeutschland/klimakartendeutschland.html (Zugriff: 17.11.2021).

Mittelwert der Globalstrahlungswerte der Jahre 1991 bis 2020.[56] Abbildung 12 zeigt die jahresscharfe Entwicklung der langjährigen Globalstrahlung am Standort Sondershausen seit 1991.

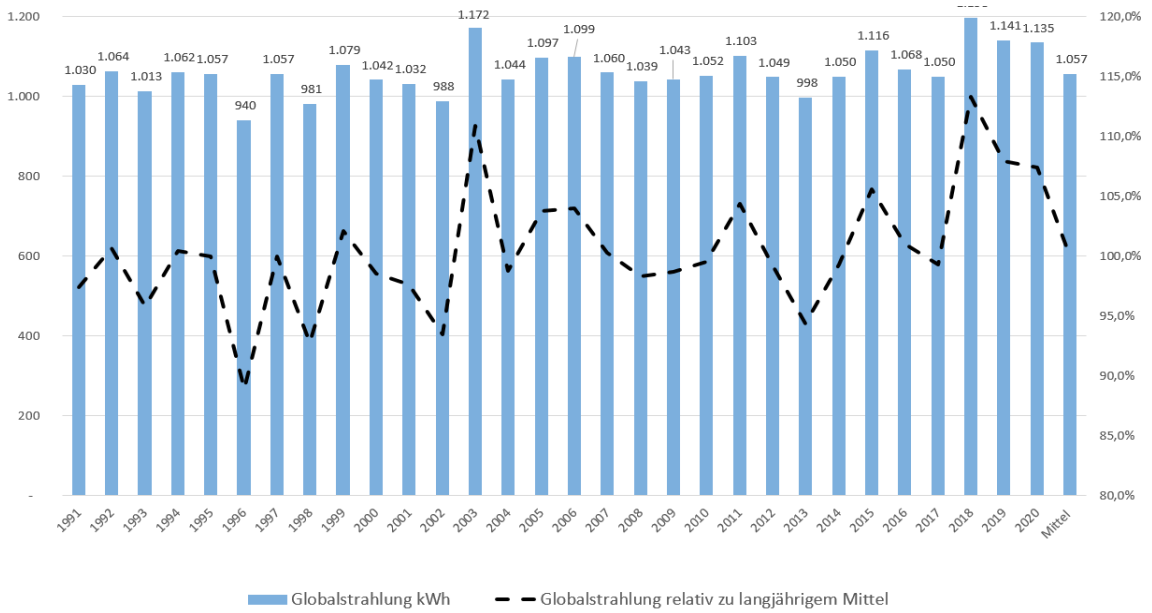


Abbildung 12: Jahreswerte der langjährigen Globalstrahlung in Sondershausen seit 1991[57]

Für weiter zurückliegende Zeiträume liegen Werte der jährlichen Sonnenscheindauer für den Raum Sondershausen in Nordthüringen ab 1958 vor (Abbildung 13).

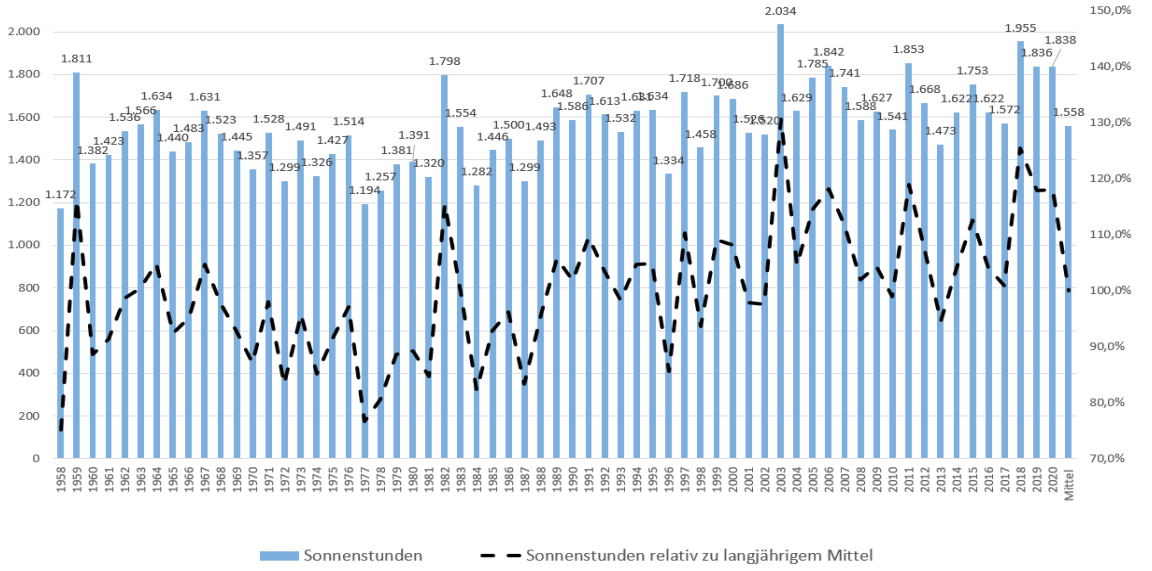


Abbildung 13: Jahreswerte der Sonnenscheindauer in Sondershausen seit 1958[58]

56 Globalstrahlungswerte ab 1991 sind beim Deutschen Wetterdienst kostenfrei beim Deutschen Wetterdienst unter https://cdc.dwd.de/portal erhältlich.
57 Quelle: Stadtwerke Sondershausen GmbH.
58 Quelle: Stadtwerke Sondershausen GmbH.

Im Zeitraum zwischen 1991 und 2020 stechen die Jahre 2003 und 2018 als besonders strahlungsreich und die Jahre 1996, 1998, 2002 und 2013 als strahlungsarm hervor. Weiter zurückblickend waren die Jahre 1958, 1970, 1972, 1974 1977, 1978, 1984 und 1987 extrem sonnenarm. Anhand dieser Betrachtung des historischen Verlaufs zeigen sich die teils enormen Schwankungen im Zeitverlauf sowie eine Tendenz zu einer steigenden Sonnenscheindauer und Globalstrahlung in der langen Sicht.

Diese Werte und Entwicklungen sind zu beachten, wenn jährliche Mindesterträge durch die Solarthermieanlage zu erbringen sind, weil z. B. die Fördermittelzusagen daran gekoppelt sind. Bei der Förderung nach iKWK (innovative KWK) ist dies beispielsweise der Fall.

Solarthermie-Freiflächenanlagen bestehen aus einzelnen, hydraulisch miteinander verbundenen Solarmodulen, so genannten Kollektoren. Diese werden häufig auch „Solarkollektorfeld“ bzw. „Kollektorfeld“ synonym für eine großflächige solarthermische Anlage verwendet. Ihr hoher Flächenbedarf setzt sich aus der Fläche für das Solarkollektorfeld und den Flächenanteilen für die Ankopplung an das Fernwärmesystem zusammen, was in der Summe etwa der zwei bis zweieinhalbfachen Bruttokollektorfläche entspricht.

Im Winter sind Solarthermieanlagen bei niedrigen Temperaturen vor Frost zu schützen, sofern Wasser als Wärmeträgermedium zum Einsatz kommt. Bei hohen Temperaturen und geringem Wärmebedarf im Sommer müssen Solarthermieanlagen wiederum vor Überhitzung geschützt werden. Entsprechende Schutzmaßnahmen sind in der Regel Bestandteil der Herstellerangebote.

Die Aufstellung von Solarthermie-Kollektoren kann sowohl auf Dachflächen, Freiflächen als auch aufgeständert über landwirtschaftlich genutzten Flächen erfolgen. Auf Grund der niedrigen Skaleneffekte wird die Aufstellung von Solarthermie-Kollektoren auf Dachflächen im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Die Solarthermie weist eine Reihe von Vorteilen im Vergleich zu anderen erneuerbaren und fossilen Energieträgern für die Wärmeerzeugung auf:[59]

- Solarthermie ist preisstabil: Die Sonneneinstrahlung erfolgt kostenlos.
- Solarthermie unterliegt folglich keinen Preisschwankungen beim Brennstoffbezug, wie es beispielsweise bei Erdgas, Biomasse und Biogas der Fall sein kein.
- Die Betriebskosten sind dementsprechend gering und der Wartungsaufwand hält sich in engen Grenzen.
- Je nach Auslegung kann eine Solarthermie-Anlage gerade in den Sommermonaten den Wärmebedarf im Optimalfall gänzlich decken.

Allerdings ist der Platzbedarf von Solarthermieanlagen erheblich, was gerade im urbanen Raum eine Herausforderung darstellt. Zwar wird regelmäßig angeführt, dass Solarthermie im Vergleich zum Biomasseanbau eine um den Faktor 20 bis 50 und im Vergleich zu Photovoltaik eine um den Faktor 4 höhere Flächeneffizienz aufweist,[60] dennoch stehen Freiflächen im städtischen Raum, sofern sie überhaupt vorhanden sind (z. B. auf Industriebrachen) in der Regel in Nutzungskonkurrenz mit einer

[59] Steinbeis Forschungsinstitut Solites (2019). Infoblatt Solare Wärmenetze, Nr. 4, Oktober 2019, https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2019/11/Infoblatt-Solnet-Nr4.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

[60] Steinbeis Forschungsinstitut Solites (2019). Infoblatt Solare Wärmenetze, Nr. 4, Oktober 2019, https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2019/11/Infoblatt-Solnet-Nr4.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

Vielzahl weiterer Nutzungsmöglichkeiten, insbesondere dem Wohnungsbau und der Schaffung von Grünflächen und Erholungsräumen. Nicht zuletzt steht die Solarthermie auch in Flächenkonkurrenz zur Errichtung von Photovoltaik-Anlagen. Die Nähe zu Wärmesenken (Verbrauchsstellen) und zum bestehenden Fernwärmenetz ist ein entscheidender Faktor für die Effektivität von solarthermischen Anlagen. Deshalb sind verfügbare Flächen in der unmittelbaren Umgebung von Fernwärmenetzen ausschlaggebend für die Nutzung von Solarthermie.

In den vergangenen Jahren war der Solarthermie-Markt stark rückläufig.[61] Im Jahr 2021 wurde nach Angaben von Solites nur eine einzige Solarthermieanlage an ein Fernwärmenetz angeschlossen.[62] Nicht zuletzt deshalb gilt das Potenzial der Solarthermie als bei weitem noch nicht ausgeschöpft und eine Verdreifachung der Nutzung der solaren Wärme von derzeit 10 TWh scheint möglich zu sein.[63]

2.4.3 Potenziale im Wärmesektor

Die Sonneneinstrahlung schwankt naturgemäß über den Tagesverlauf, aber mehr noch kommt es zu einer schwankenden Sonneneinstrahlung während der Jahrzeiten. Die über die Kollektoren bereitgestellte thermische Energie folgt diesen zeitlichen Schwankungen, d. h. der Haupteintrag der Wärme erfolgt in den Sommermonaten.

Vergleicht man den Nutzwärmebedarf und die durch die Sonneneinstrahlung limitierte bereitstellbare solare Wärme, besteht demzufolge eine geringe Abdeckung zwischen Erzeugung und Verbrauch.

Bis zu einem solaren Deckungsgrad von ca. 2 % ist in Fernwärmenetzen ohne Prozesswärme die Einbindung ohne Tagesspeicher sinnvoll. Darüber hinaus, bis zu einem solaren Deckungsgrad von maximal 20 %, sind Tagesspeicher erforderlich. Die ideale Speichergröße ist als wirtschaftlich-technisches Optimum aus Speicher-, Investitions- und Betriebskosten, solarem Zusatzertrag und technisch beherrschbarer Anzahl an Stagnationstagen zu ermitteln.

Folgende Orientierungsgrößen können bei der Wahl des Speichers veranschlagt werden:

- bis 14 % solarer Deckungsgrad 0,15 m³ Speichervolumen pro MWh solarem Ertrag
- bis 18 % solarer Deckungsgrad 0,20 m³ Speichervolumen pro MWh solarem Ertrag
- bis 20 % solarer Deckungsgrad 0,30 m³ Speichervolumen pro MWh solarem Ertrag

Bei noch höheren solaren Deckungsraten werden Saisonalspeicher nötig, welche den sommerlichen solaren Ertrag für den Bedarf im Winterhalbjahr speichern können. In dänischen Wärmenetzen sind solche Speicher schon im Einsatz. Allerdings kommt Wärmenetzen in Dänemark bereits seit Jahrzehnten eine deutlich größere Rolle zu, als dies in Deutschland bislang der Fall ist.

---

61 Solarserver (2020). Solarthermie-Markt 2020: Heizungsindustrie hofft auf neue Förderung. 24.03.2020, https://www.solarserver.de/2020/03/24/solarthermie-markt-2020-heizungsindustrie-hofft-auf-neue-foerderung/

62 Solarserver (2022). Flaute bei Solarthermie in der Fernwärme. 17.02.2022, https://www.solarserver.de/2022/02/17/flaute-bei-solarthermie-in-der-fernwaerme/ (Zugriff: 31.08.2022).

63 Wirth, H., Kost, C., Kramer, K., Neuhaus, H., Peper, D., Rentsch, J., & Senkpiel, C. (2021). Solaroffensive für Deutschland: Wie wir mit Sonnenenergie einen Wirtschaftsboom entfesseln und das Klima schützen. Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 28.07.2021, https://www.greenpeace.de/publikationen/20210806-greenpeace-kurzstudie-solaroffensive.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

Seit den 1970er Jahren werden Wärmenetze in Dänemark kontinuierlich ausgebaut und weiterentwickelt. Dabei ist auch das Thema Temperaturabsenkung bereits seit längerem bedeutsam. Dänische Fernwärmenetze werden in der Regel mit niedrigeren Temperaturen betrieben, als dies in Deutschland der Fall ist und Speicher spielen eine tendenziell größere Rolle.[64] Unabhängig von der Frage nach Wärmespeichern ist anzustreben, dass auch in den Übergangsmonaten mit niedrigeren Globalstrahlungswerten solare Erträge erzielt werden, um die dann bereits beträchtlichen Wärmesenken mit den Wärmeerträgen der Solarthermie zu großen Teilen zu decken. In diesem Teillastbereich weisen insbesondere Vakuumröhren-Kollektoren Stärken auf.

Flachkollektoren (ohne Vakuum) können bei Globalstrahlungswerten unter 500 W/m² kaum bis keine nutzbare solare Wärme für die Fernwärme zur Verfügung stellen. Vakuumröhrenkollektoren erzielen bereits bei einer Globalstrahlung ab 150 W/m² Erträge, ab 250 W/m² können fernwärmetaugliche Vorlauftemperaturen bereitgestellt werden.

2.4.4 Anlagentechnik

Solarthermieanlagen bestehen grundsätzlich aus drei Komponentengruppen, welche jede für sich in unterschiedlichsten Technologien und Ausprägungen vorzufinden und zu kombinieren sind.

Diese Gruppen sind:

- **Kollektorfeld**
- **Solarstation mit Pumpen, Wärmeübertragern, Armaturen, Behältern**
- **Speicher (optional)**

Das **Kollektorfeld** besteht aus den Kollektoren, den Aufständerungen und den Transportleitungen. Bei den Kollektoren unterscheidet man grundsätzlich zwischen zwei Bauformen – Vakuumröhrenkollektoren und Flachkollektoren. Innerhalb dieser beiden Bautypen werden abermals verschiedene Technologien unterschieden:[65]

- **Vakuumröhrenkollektoren**
  - **Direkt durchströmende Röhrenkollektoren**: Bei direkt durchströmenden Röhrenkollektoren strömt das Medium, d. h. der Wärmeträger, direkt durch die Röhren des Kollektors.
  - **Heatpipe-Kollektoren**: Bei den Heatpipe-Kollektoren erfolgt ein Verdampfen eines Mediums (z. B. Methanol) durch die Sonnenwärme. Der Dampf steigt in den oberen Kondensator auf, kondensiert und gibt dabei die aufgenommene Wärme in den Solarkreislauf ab. Das nun wieder verflüssigte Methanol sinkt anschließend wieder ab. Im Gegensatz zu den direkt durchströmenden Röhrenkollektoren benötigen Heatpipe-Kollektoren eine horizontale Neigung von mindestens 25°.

[64] State of Green (2018). Fernwärme und -kälte: Energieeffizienz für städtische Gegenden. Version 2.0, März 2018, https://stateofgreen.com/de/publications/fernwaerme-und-kaelte/, S. 10, 30.
[65] Infoportal Solarthermie (n. a.). Vakuum-Röhrenkollektor. http://solarthermie-info.de/kollektoren/roehrenkollektor/

- **CPC-Kollektoren**: CPC-Kollektoren stellen eine weitere Ausführung von Vakuumröhrenkollektoren dar. *Compound Parabolic Concentrator (CPC)* bezeichnet Hohlspiegel, die sich im Inneren des Kollektors befinden und welche die Sonnenstrahlung auf einen Punkt bündeln und auf die Absorberrohre zurückwerfen. Bei den Absorberrohren handelt es sich um U-förmige Stahlrohre, über welche die Röhre des Kollektors gestülpt wird. Damit entspricht der Aufbau dem Grunde nach dem einer Thermoskanne. Auf Grund der *Compound Parabolic Concentrator* werden deutlich höhere Temperaturen als bei anderen Vakuumröhrenkollektoren erreicht und der Wirkungsgrad gesteigert.

- **Flachkollektoren**
  - Der Aufbau von Flachkollektoren besteht aus Absorber, Kollektorgehäuse, Abdeckplatte und Wärmedämmung, wobei der Absorber das Herzstück des Kollektors ist. Das Absorberblech ist mit Rohren durchzogen und die Beschichtung des Absorbers sorgt dafür, dass möglichst viel solare Strahlung absorbiert und wenig Wärme abgestrahlt wird. Über eine Flüssigkeit wird die Wärme anschließend abtransportiert, wobei die Wärmedämmung die Wärmeverluste reduzieren soll. Flachkollektoren stellen eine kostengünstigere Alternative zu Vakuumröhrenkollektoren dar, da sie einen einfacheren Aufbau aufweisen. Im Vergleich zu Vakuumröhrenkollektoren ist der Wirkungsgrad von Flachkollektoren allerdings auch geringer.

Die verschiedenen Kollektorentypen können gemäß dem Solar Keymark Prüfzertifikat verglichen werden, welches eine Prüfung der Kollektoren unter standardisierten Bedingungen sicherstellt.[66] Grundsätzlich ist erkennbar, dass bei Einsatz von Flachkollektoren größere Flächen zur Verfügung stehen müssen. Noch deutlicher wird das Problem durch die Unterschiede in den Erträgen zwischen strahlungsarmen und strahlungsreichen Jahren. Wenn Mindesterträge in strahlungsarmen Jahren erreicht werden müssen, dann ist das Problem mit zu vielen Stagnationstagen in strahlungsreichen Jahren bei Flachkollektoren mit großem Flächenbedarf größer als bei Vakuumröhrenkollektoren. Abhilfe kann hier eine Kombination aus Vakuumröhrenkollektoren und Flachkollektoren sein. Eine sinnvolle Anlagenkonfiguration kann eine Schaltung in Reihe sein, so dass das Wärmeträgermedium erst den Flachkollektor und dann den Vakuumröhrenkollektor durchströmt.

CPC-Vakuumröhrenkollektoren weisen zwar die besten Ertragswerte unter den Vakuumröhrenkollektoren auf, sie haben jedoch konstruktionsbedingt auch das größte Problem mit Stagnation, denn die U-geformten Stahlrohre, über welche die Röhren gestülpt werden, können nicht entleert werden. Das Wärmeträgermedium geht in die Dampfphase über, vergrößert dabei sein Volumen und der Dampf schiebt den gesamten Kollektorinhalt und den Inhalt der Feldverrohrung aus der Anlage.

Heatpipe-Kollektoren weisen die geringsten Probleme bezüglich Stagnation auf, da sie so konstruiert sind, dass der Kreislauf aus Verdampfung und Kondensation des Mediums in der Röhre (Alkohol) bei definierten Temperaturen dahingehend zum Erliegen kommt, dass das Medium in der Dampfphase verbleibt. Dadurch ist ein Entleeren nicht erforderlich, was Anlagentechnik spart.

[66] Die Zertifikate sind unter http://www.solarkeymark.nl/DBF/ abrufbar.

Als Wärmeträgermedium im Solarkreislauf stehen entweder Wasser oder Wasser-Propylenglykol-Gemische zur Verfügung. Im direkten Vergleich weist Wasser als Wärmeträgermedium eine Reihe von Vorteilen auf: Wasser ist kostengünstiger, verfügt über eine höhere spezifische Wärmekapazität, ist leichter zu handhaben und mit Blick auf Umweltauflagen unproblematisch. Allerdings müssen Anlagen mit Wasser als Trägermedium bei Minustemperaturen beheizt werden, was bei Wasser-Propylenglykol-Gemischen nicht der Fall ist. Bei Wasser-Propylenglykol-Gemischen liegt zudem der Siedepunkt höher als bei Wasser.

Die **Solarstation**, als zweite relevante Anlagengruppe, beinhaltet Pumpen, Wärmeübertrager, Armaturen und Behälter. Diese ist in einem Technikgebäude unterzubringen. Die Größe des Technikgebäudes hängt stark von den zum Einsatz kommenden und zuvor beschriebenen Technologien ab.

Ein Wärmeübertrager ist erforderlich, wenn die Solaranlage vom Fernwärmenetz hydraulisch entkoppelt werden soll. Für eine direkte Einbindung spricht hingegen, dass am Wärmeübertrager ca. 3 % des Solarertrages eingebüßt werden und dass die Kosten für Wärmeübertrager und eine zusätzliche Pumpengruppe erheblich sind.

Wärmespeicher, die dritte relevante Anlagengruppe, sind nötig, um den innerhalb weniger Stunden anfallenden solaren Ertrag über 24 Stunden oder mehr an das Wärmenetz abzugeben. Die Wahl des Speicherkonzepts ist projektspezifisch zu entscheiden:

- Ausführung als Stahl- oder Stahlbetonspeicher
- Dimensionierung (konstruktive Grenzen etc.)
- Druckspeicher oder druckloser Speicher (Wandstärke, Innendurchmesser etc.)
- Anlieferung des Speichers oder Fertigung vor Ort (Durchmesser für den Transport als limitierender Faktor)

Bezüglich der Einbindung von Wärmespeichern bestehen folgende Möglichkeiten:

- Einbindung auf der Fernwärmeseite: Dadurch kann die Speicherkapazität in strahlungsarmen Zeiten auch für andere Erzeuger genutzt werden. Bei der Konzeption der Speicher müssen in diesem Fall die Netzdrücke und der Einfluss auf die Druckhaltung des gesamten Fernwärmesystems berücksichtigt werden.

- Einbindung auf der Solarseite: In dieser Konstellation stehen die Wärmespeicher ausschließlich für die Solarthermieanlagen zur Verfügung, erfordern in der Regel aber geringere Investitionskosten.

2.4.5 Referenzprojekte

Obwohl sich die Zahl großer Solarthermie-Projekte in Deutschland noch sehr in Grenzen hält, sind eine Reihe von Solarthermie-Anlagen in Betrieb und in Planung. Zu nennen sind dabei insbesondere Projekte:

- Im **„Solarenergiedorf Liggeringen“** in der Bodensee-Region wird das Nahwärmenetz über eine Kombination aus Solarthermie-Anlage und Holzkessel mit Wärme versorgt. Zusätzlich wurden große Wärmespeicher errichtet, um auch mehrtägige Schlechtwetterperioden überbrücken zu können. Die Solarthermie-Anlage mit einer Kollektorfläche von 1.100 qm deckt etwa 20 % des Wärmebedarfs der angeschlossenen Abnehmer.[67]
- In **Berlin-Köpenick** wurde im Jahr 2018 eine Solarthermie-Anlage mit 1.058 qm Kollektorfläche, die auf einer brachliegenden Fläche des Betriebsgeländes des Heizkraftwerkes errichtet wurde, in Betrieb genommen. Der Jahresertrag soll bei 550 MWh liegen.[68]
- In **Ludwigsburg/Kornwestheim** soll die bis dato größte Solarthermieanlage Deutschlands bei einer Bruttokollektorfläche von 14.800 qm einen prognostizierten Jahresertrag von 5050 MWh erzielen.[69]
- In **Senftenberg** wurde im Jahr 2016 eine Solarthermie-Anlage mit 8.300 qm Vakuumröhren-Kollektoren auf der Fläche einer ehemaligen Deponie an das dortige Fernwärmenetz angeschlossen. Der Jahresertrag lag in den Jahren 2017 und 2018 im Schnitt bei rund 4.340 MWh.[70]
- In **Bernburg** erfolgte im Jahr 2019 der Start für den Bau einer der größten Solarthermie-Anlagen Deutschlands. Insgesamt soll mit einer Kollektorfläche von 8.603 qm grüne Fernwärme für 190 Haushalte erzeugt werden. Das gesamte Projektvolumen beträgt rund 3 Mio. Euro, wovon 1,35 Mio. Euro als Fördermittel bereitgestellt werden.[71]
- Die **Stadtwerke Leipzig** errichten im Westen der Stadt, am Rande von Lausen-Grünau, die nach eigenen Angaben derzeit größte Solarthermie-Anlage Deutschlands. Diese soll einen Beitrag zur Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung leisten.[72]
- In **Halle (Saale)** ist eine Solarthermie-Pilotanlage ebenfalls in Stadtrandlage auf einem ehemaligen Kohlelagerplatz installiert. Die 374 Kollektoren erzeugen seit Ende 2019 rund 1.400 MWh Wärme für die städtische Fernwärmeversorgung.[73]
- In **Potsdam** speist die 5.157 qm große Solarthermieanlage seit 2019 rund 2,3 GWh Wärme jährlich in das dortige Fernwärmenetz ein. Der Förderanteil für den Bau der Anlage lag nach Angaben der Energie und Wasser Potsdam (EWP) bei 40 Prozent der Baukosten.[74]

---

67 Solarthermie-Jahrbuch (2019). Große Solarthermieanlagen für Stadt und Land. 21.11.2019, https://www.solarthermie-jahrbuch.de/grosse-solarthermieanlagen-fuer-stadt-und-land/ (Zugriff: 31.08.2022).

68 Steinbeis Forschungsinstitut Solites (2019). Infoblatt Solare Wärmenetze, Nr. 4, Oktober 2019, https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2019/11/Infoblatt-Solnet-Nr4.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

69 Steinbeis Forschungsinstitut Solites (2019). Infoblatt Solare Wärmenetze, Nr. 4, Oktober 2019, https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2019/11/Infoblatt-Solnet-Nr4.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

70 Steinbeis Forschungsinstitut Solites (2019). Infoblatt Solare Wärmenetze, Nr. 4, Oktober 2019, https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2019/11/Infoblatt-Solnet-Nr4.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

71 Stadtwerke Bernburg (n. a.). Stadtwerke Bernburg investieren in ein grünes Fernwärmenetz. https://www.stadtwerke-bernburg.de/unternehmen/engagement/solarthermie-oekologische-waermeerzeugung.html (Zugriff: 31.08.2022).

72 Leipziger Zeitung (2021). Leipziger Stadtwerke: Neues Blockheizkraftwerk in Möckern in Betrieb. 25.03.2021, https://www.l-iz.de/wirtschaft/wirtschaft-leipzig/2021/03/leipziger-stadtwerke-neues-blockheizkraftwerk-in-moeckern-in-betrieb-381076 (Zugriff: 31.08.2022).

73 Stadtwerke Halle (n. a.). Pilotanlage Solarthermie in Betrieb. https://evh.de/privatkunden/unternehmen/energieerzeugung/solarthermie (Zugriff: 31.08.2022).

74 Zschieck, M. (2019). Neue Strategie für Klimaschutz in Potsdam. Potsdamer Neueste Nachrichten, 12.12.2019, https://www.pnn.de/potsdam/solarthermie-neue-strategie-fuer-klimaschutz-in-potsdam/25325376.html (Zugriff: 31.08.2022).

2.4.6 Situation in Thüringen

Trotz der im Deutschlandvergleich durchschnittlichen jährlichen Sonnenscheindauer und Strahlungsintensität in Thüringen ist das Potential der Nutzung von Solarthermie in der Fernwärmeerzeugung gegeben. Eine Deckung bis maximal 20 % des Wärmebedarfs aus solarthermischen Anlagen ist sinnvoll. Die nutzbare Wärme fällt zum größten Teil in den Monaten April bis September an. Einen Beitrag zur Deckung der Spitzenlast im Fernwärmenetz an kalten Wintertagen kann die Solarthermie nicht leisten.

Gerade in nicht eng bebauten Gebieten Thüringens sollte es möglich sein, geeignete Flächen für diese Technologie zu finden.

In Thüringen sind derzeit an zwei Standorten solarthermische Anlagen größerer Dimensionierung in Fernwärmenetzen umgesetzt.

- In **Erfurt** sind seit dem Jahr 2019 zwei Solarthermie-Anlagen mit einer gesamten thermischen Leistung von 980 kWp in Betrieb.
- Die Solarthermie-Anlage in **Mühlhausen** soll künftig Wärme bereitstellen, um den Wärmebedarf von rund 400 Mühlhäuser Haushalte decken zu können.[75]

Abbildung 14 zeigt die Anlagen in Erfurt und Mühlhausen.

Abbildung 14: Solarthermie-Anlagen in Erfurt und Mühlhausen[76]

Tabelle 7 gibt einen Überblick über die technischen Eckdaten der Solarthermieanlagen in Erfurt und Mühlhausen.

[75] Stadtwerke Mühlhausen (2021). Baustart in Mühlhausen: Größte Solarthermieanlage Thüringens. 16.03.2021, https://www.stadtwerke-muehlhausen.de/Meldungen/Baustart-in-Muehlhausen-Groesste-Solarthermieanlage-Thueringens.html (Zugriff: 31.08.2022).

[76] Bildquelle: Stadtwerke Erfurt Energie GmbH und Stadtwerke Mühlhausen GmbH.

Tabelle 7: Übersicht über Solarthermie-Anlagen in Thüringen[77]

	SWE E GmbH: Blumenstraße I	SWE E GmbH: Blumenstraße II	SWM: Schadeberg
Allgemein			
Standort	99092 Erfurt, Blumenstraße	99092 Erfurt, Blumenstraße	99974 Mühlhausen, Auf dem Schadeberg
Status	in Betrieb seit April 2019	in Betrieb seit Mai 2019	in Betrieb seit August 2021
Hersteller	Ritter XL Solar	SOLID Gesellschaft für Solar	Ritter XL Solar
Fläche			
Bruttokollektorfläche	1.156 m^2	534 m^2	5.690 m^2
Aperturfläche	1.053 m^2	499 m^2	5.183 m^2
Grundstücksfläche	ca. 2.230 m^2	ca. 1.070 m^2	ca. 20.500 m^2
Kollektor			
Kollektortyp	Vakuum-Röhren-kollektoren (234 Stk.)	Plattenkollektoren (43 Stk.)	Vakuum-Röhren-kollektoren (1.152 Stk.)
Thermische Peak-Leistung	680 kWp	300 kWp	3300 kWp
Ausrichtung	204,5 SW	211 SW	8° SW
Neigungswinkel	20°	30°	20°
Temperaturen			
Einspeisetemperatur Vorlauf	90 °C	90 °C	90 °C
Einspeisetemperatur Rücklauf	ab 75 °C	ab 75 °C	60 - 65 °C
FW-Netztemperatur Vorlauf Sommer	95 °C	95 °C	90 °C
FW-Netztemperatur Vorlauf Winter	95 °C - 129 °C	95 °C - 129 °C	95 °C - 105 °C
FW-Netztemperatur Rücklauf	50 °C	50 °C	60 °C - 65 °C
Wärmeertrag			
pro Jahr	578 MWh/a (2020)	216 MWh/a (2020)	2.700 MWh/a (zu erwarten)

Mit den aktuell nutzbaren Förderinstrumenten lassen sich Förderquoten von über 50 % erzielen. Meist wird die Kumulierbarkeit von einem der Förderinstrumente ausgeschlossen. Insbesondere das Bundesförderprogramm effiziente Wärmenetze (BEW) enthält diesbezüglich nachteilige Regelungen. Dies sollte seitens der Fördermittelgeber geändert werden.

[77] Eigene Darstellung auf Basis der Daten der Stadtwerke Erfurt Energie GmbH und Stadtwerke Mühlhausen GmbH.

2.4.7 Leitfaden

Vor der Errichtung einer Solarthermieanlage empfehlen sich folgende Prüfschritte:

- Standortnähe zur Einspeisung in ein geeignetes Wärmenetz
- Ermittlung der verfügbaren Fläche
- Berechnung der nutzbaren Wärme zwischen Einspeisung und Abnahme
- Festlegung der Anlagengröße ggf. Speicherauslegung
- Ermittlung Investition- und Betriebskosten
- Berechnung der Wirtschaftlichkeit (Wärmegestehungskosten)
- Planungsrechtliche Prämissen nach BauGB (§ 34 und § 35)
- Weitere Umsetzung nach HOAI – Ausführungsplanung

Diese Prüfungsschritte sollten weiterhin durch folgende Punkte untersetzt werden (Tabelle 8):

Tabelle 8: Weitere empfohlene Prüfschritte

Flächenbedarfsermittlung	▪ Art der Kollektoren ▪ Globalstrahlung vor Ort ▪ Verschattung, Aufstellwinkel ▪ Leitungsführung, Zuwegungen, …
Nutzwärmebedarf	▪ Prognoselastgang Einspeisung vs. Ist-Lastgang Erzeugung
Anlagengröße	▪ Aufnahmefähigkeit Wärmenetz ▪ Ermittlung ggf. von Stagnationstagen ▪ optional: Speicherauslegung
Technisches Betriebskonzept	▪ netzhydraulische Berechnung ▪ direkte oder indirekte Einspeisung ▪ Mengenregelung, Einbindung Leitsystem, … ▪ IH-Regime
Wärmegestehungskosten	▪ Betriebskosten ○ Bewirtschaftung der Freifläche (Mahd, natürliche Beweidung, …) ○ direkte oder indirekte Einspeisung ○ Arbeitsmedium Wasser, Glykol, … ○ Automatische Befüllung der Anlage nach Entleerung (Stagnation) ○ Stromkosten (Pumpen) ○ Versicherungen ▪ Investitionskosten ○ Kollektoren (Vakuum- oder Flachkollektoren) ○ Anlagentechnik und hydraulische Einkopplung in das Fernwärmenetz ○ Elektrische Anbindung und MSR-Technik mit Installation ○ Baukosten (Baufeldfreimachung, Herrichtung der Flächen, Ständer-system) ○ Planungskosten ○ Optional: Speicher
Planungsrecht	▪ Umweltrechtliche Bewertung (Gewässerschutz, Naturschutz, Artenschutz, Bodenschutz) ▪ Verkehrsrechtliche Bewertung (Blendschutz, Immissionsschutz) ▪ Geologie (Archäologische Bewertung) ▪ Flächennutzungsplan – vorbereitender Bauleitplan ▪ Bebauungsplan – verbindlicher Bauleitplan

Die Investitionskosten können lt. Abschnitt Anlagentechnik wie folgt abgeschätzt werden. Die Kosten für die komplette Solarthermieanlage ohne Speicher und ohne Gebäude können mit 900 - 1.200 €/MWh Jahresertrag unter Verwendung des Zukunftswetter nach Meteonorm angesetzt werden. Zur Ermittlung des solaren Ertrages eines Jahres kann überschlägig der Kollektorfeldertrag mit einem Anlagennutzungsgrad von 82 % - 86 % multipliziert werden.

Folgende Beispielkalkulation zeigt die anzusetzenden Investitionen für eine exemplarische Solarthermieanlage mit Speicher auf (Tabelle 9).

Tabelle 9: Beispielkalkulation zur Solarthermie

Kollektor mit 500 kWh/m²a Kollektorfeldertrag bei Zukunftswetter und 7.000 m² Bruttokollektorfläche, 2 x 200 m³ Druckspeicher PN 10, Technikgebäude 800 m³ umbauter Raum	
Jahresertrag	500 kWh/m²a x 7.000 m² x 0,83 = 2.905.000 kWh/a = 2.905 MWh/a
Investitionskosten (ohne Speicher und Gebäude)	2.905 MWh x 1.100 €/MWh = 3,2 Mio. €
Speicher	2 x 400.000 € = 800.000 €
Gebäude	800 m³ x 500 €/m³ = 400.000 €
Summe	4.400.000 €

Die jährlichen Betriebskosten können pauschal mit 0,5 % der Investitionskosten angesetzt werden. Stromkosten, Kosten für die Bewirtschaftung der Freifläche und Versicherungskosten sind darin die größten Positionen. Aufwendungen für das Warmhalten der Anlage bei Temperaturen unter dem Gefrierpunkt sind bereits im Anlagennutzungsgrad (82 - 86 %) abgebildet.

Das wirtschaftliche Ergebnis steht in Abhängigkeit der Größe der Anlage und der Einbindung und Nutzung der Anlage im bestehenden Wärmenetz.[78] Darüber hinaus hat eine eventuelle Förderung erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Solarthermie-Anlagen.

Aktuell können folgende bestehende Förderprogramme genutzt werden:

- Ausschreibung der innovativen Kraft-Wärme-Kopplung
- Bonus für innovative erneuerbare Wärme
- Marktanreizprogramm (MAP)
- Wärmenetzsysteme 4.0
- Bundesförderprogramm effiziente Wärmenetze (BEW)
- Fördermittel aus dem Europäischen Fond für Regionalentwicklung (EFRE) 2021 - 2027

[78] Weitere Hinweise können dem AGFW-Praxisleitfaden „Solarthermie“ entnommen werden.

2.5 Wasserstoff und SNG

2.5.1 Zusammenfassung

Auf allen politischen Ebenen wird derzeit die Rolle von Wasserstoff im Rahmen der Energiewende diskutiert. Insbesondere grüner Wasserstoff, der mittels Elektrolyse unter Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen wird, ist nach unserer Einschätzung ein ganz wesentlicher Baustein der Dekarbonisierung. Wasserstoff stellt eine Möglichkeit zur saisonalen Speicherung erneuerbarer Energie dar, welche in Zeiten des hohen Leistungsbedarfs gerade in den Wintermonaten nicht in gleichem Maße erzeugt wird und kann unter Nutzung weitgehend bestehender Infrastruktur transportiert, gespeichert und verteilt werden. Auf absehbare Zeit zu erwartende Verfügbarkeitsprobleme und offene politische Fragen bezüglich der künftigen Anwendungsbereiche von Wasserstoff bergen allerdings erhebliche Unsicherheiten bezüglich der künftigen Nutzung von Wasserstoff in der Fernwärme. Aus diesem Grund werden zwei Szenarien bezüglich des Einsatzes von Wasserstoff zur Erzeugung von grüner Fernwärme betrachtet – eines unter der Annahme eines langsamen Markthochlaufes und ein zweites unter der Annahme eines schnellen Markthochlaufes der Wasserstoffwirtschaft.

2.5.2 Kurzüberblick

Wasserstoff ist das im Universum häufigste Element (Elementsymbol H). Auf der Erde kommt es in gebundener Form vor und muss daher erst von anderen Elementen getrennt werden, beispielsweise durch Aufspaltung von Wasser (H_2O) oder Kohlenwasserstoffen wie Methan (CH_4). Zur Gewinnung von Wasserstoff kommen unterschiedliche Verfahren zum Einsatz, wobei das Produktionsverfahren definiert, ob es sich um sogenannten grauen, grünen, blauen oder türkisen Wasserstoff handelt (Abbildung 15).

Während grauer Wasserstoff, bei dessen Produktion große Mengen CO_2 entstehen, derzeit zu gut 99 % der globalen Bedarfsdeckung beiträgt, wird in einer dekarbonisierten Welt künftig voraussichtlich in erster Linie erneuerbarer, grüner Wasserstoff zur Bedarfsdeckung beitragen. Dieser wird mittels Elektrolyse von Wasser hergestellt, d. h. H_2O wird in seine Bestandteile Wasserstoff (H) und Sauerstoff (O) aufgespalten, wobei für die Elektrolyse ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz kommt. Auf diese Weise entsteht kein CO_2, weshalb dieser Wasserstoff als grün bezeichnet wird und langfristig einen essenziellen Beitrag zur Erreichung der Klimaneutralität leisten kann.

Darüber hinaus kann Wasserstoff mittels Dampfreformierung von Erdgas unter Einfluss von Wasserdampf erzeugt werden, wobei das dabei entstehende CO_2 abgeschieden und gespeichert wird (blauer Wasserstoff). Dieses Verfahren wird teilweise als Brückentechnologie bis zum Markthochlauf von grünem Wasserstoff diskutiert. Auch die Pyrolyse von Erdgas, bei der fester Kohlenstoff entsteht, der dauerhaft gespeichert werden kann, befindet sich im Forschungsstadium und könnte perspektivisch eine Produktionsmöglichkeit für Wasserstoff darstellen (türkiser Wasserstoff).[79]

[79] Zur Wasserstoff-Farbenlehre vgl. Noussan, M., Raimondi, P. P., Scita, R., & Hafner, M. (2021). The Role of Green and Blue Hydrogen in the Energy Transition—A Technological and Geopolitical Perspective. Sustainability, 13(1), 298. https://doi.org/10.3390/su13010298

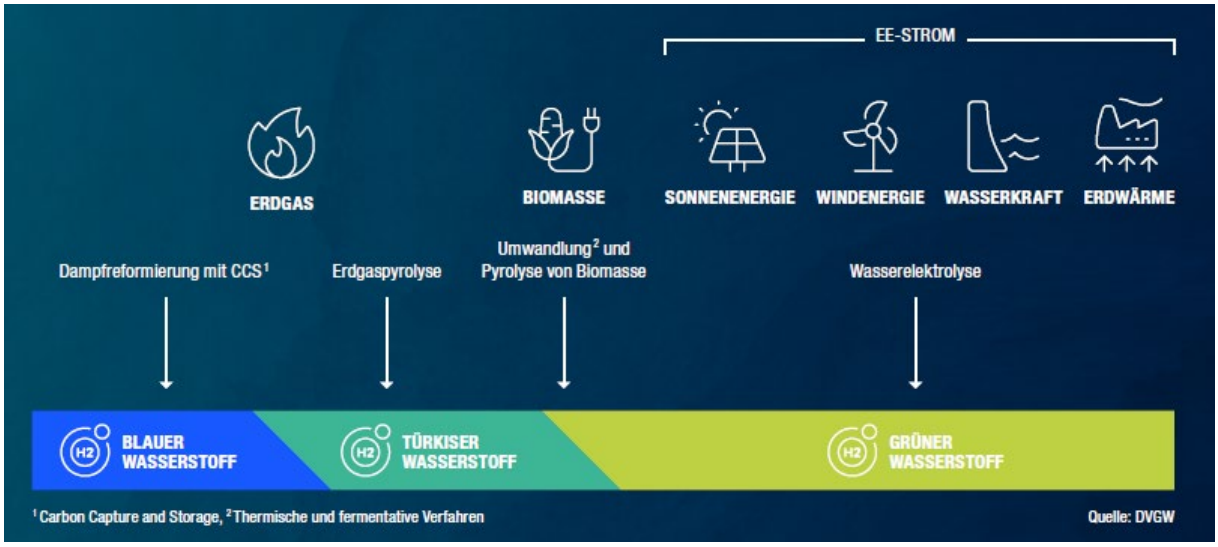


Abbildung 15: Die Farbenlehre der Produktionsverfahren von Wasserstoff im Überblick[80]

Bei der Verbrennung von Wasserstoff werden bis zu 90 % der Energie, die ursprünglich für die Abspaltung von Wasserstoff aufgewendet werden, wieder als Energie freigesetzt. Dabei entsteht, abgesehen von Wasserdampf nur eine geringe Menge Stickoxid. CO_2-Moleküle, die eine wesentliche Ursache für den anthropogenen Klimawandel darstellen, werden hingegen nicht emittiert.[81] Beim Einsatz von grünem Wasserstoff wird somit weder bei der Erzeugung noch bei der Nutzung CO_2 emittiert, weshalb der gesamte Lebenszyklus als klimaneutral gilt. Bei blauem Wasserstoff wird das entstehende CO_2 hingegen größtenteils abgespalten und gespeichert, weshalb blauer Wasserstoff klimafreundlicher als grauer Wasserstoff ist.

Zu den Vorteilen des Einsatzes von Wasserstoff im Wärmesektor zählen u. a. eine Reihe von Aspekten, die auch aus dem Einsatz von Erdgas bekannt sind:

- Möglichkeit zur Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur
- Speicherung in Untergrundspeichern und Druckbehältern
- Verbrennung in (Wasserstoff-)-Turbinen/-BHKW/-Kesseln; Einsatz in Brennstoffzellen

Bei einer Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Gasnetz ist ggf. auch die Abspaltung aus dem transportierten Mischgas mittels Membrantechnologie denkbar.

(Grüner) Wasserstoff ermöglicht eine (saisonale) Energiespeicherung und damit den Einsatz von erneuerbaren Energien während Zeiten der Dunkelflaute, insbesondere in den Wintermonaten. Darüber hinaus kann er perspektivisch z. B. in sonnenreichen Regionen der Welt produziert und global gehandelt werden.

---

80 Bildquelle: H2vorOrt (n. a.). Wasserstoff – eine Einführung in das Schlüsselelement der Energiewende. Initiative H2vorOrt im DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V., https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/h2vorort-wasserstoff-eine-einfuehrung.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

81 H2vorOrt (n. a.). Wasserstoff – eine Einführung in das Schlüsselelement der Energiewende. Initiative H2vorOrt im DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V., https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/h2vorort-wasserstoff-eine-einfuehrung.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

2.5.3 Potenziale im Wärmesektor

2.5.3.1 Generelle Potenziale

Generell ruhen große Hoffnungen auf (vornehmlich grünem) Wasserstoff bei der Transformation der Energieversorgung zur Erreichung der Klimaziele. Unstrittig ist, dass Wasserstoff in schwer zu elektrifizierenden Anwendungsbereichen (z. B. in der Stahl- und Chemieindustrie), insbesondere bei Hochtemperaturprozessen und in der Luftfahrt als Baustein für synthetisches Kerosin zum Einsatz kommen kann.

Bezüglich der dezentralen Wärmeerzeugung in Neubauten scheinen Wärmepumpen zumeist die favorisierte Lösung zu sein, in Bestandsbauten hingegen ist das Potenzial von Wasserstoff, der über die Gasverteilnetze bereitgestellt wird, hingegen sehr hoch. Die Voraussetzung dafür, dass Wasserstoff in der Breite der Anwendungen zum Einsatz kommen kann, ist, dass dieser in großen Mengen und zu relativ günstigen Preisen zur Verfügung steht. Dies erfordert einen deutlichen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Thüringen und in Gesamt-Deutschland ebenso wie den Markthochlauf der Elektrolyse und Importe von grünem Wasserstoff aus Regionen mit besonders günstigen Standortbedingungen (z. B. hohe Globalstrahlung und damit günstige Kosten für die Erzeugung von Photovoltaik (PV)-Strom).

2.5.3.2 Potenziale in der Fernwärme

Eine Reihe von Studien gehen davon aus, dass Wasserstoff auch einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung des Wärmesektors leisten kann, insbesondere wenn er in effizienten KWK-Anlagen zur Auskopplung von Fernwärme eingesetzt wird. Mit zunehmender H_2-readiness von Erdgas-KWK-Anlagen könnten diese schrittweise oder vollständig auf Wasserstoff umgestellt werden und so grünen Strom sowie klimaneutrale Wärme auch zur Spitzenlastdeckung erzeugen. Entsprechend heißt es beispielsweise in einem Bericht von Prognos et al.: „In Zeiten, in denen eine Residualnachfrage besteht, wird Wasserstoff in Gaskraftwerken als Brennstoff genutzt. Zum Teil erfolgt dies in Kraft-Wärme-Kopplung, sodass auch ein Teil der Fernwärme auf Wasserstoff basiert.“[82] Allerdings ist die künftige Rolle von Wasserstoff für die (Fern-)Wärmeerzeugung derzeit noch nicht klar abzusehen und Gegenstand intensiver Diskussionen.[83]

[82] Prognos, Öko-Institut, & Wuppertal-Institut (2020). Klimaneutrales Deutschland. Zusammenfassung im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_192_KNDE_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 27.

[83] Vgl. u. a. Gerhardt, N., Zimmermann, B., Ganal, I., Pape, A., Girón, P., Ghosh, D., ... & Yu, Y. J. (2021). Transformationspfade der Fernwärme in Rückkopplung mit dem Energiesystem und notwendige Rahmenbedingungen. Teilbericht im Rahmen des Projektes: TRANSFORMATIONSPFADE IM WÄRMESEKTOR – Betriebs- und volkswirtschaftliche Betrachtung der Sektorkopplung mit dem Fokus Fernwärme mit hohen Anteilen konventioneller KWK-Erzeugung und Rückkopplung zum Gesamtenergieversorgungssystem, Fraunhofer IEE, Juni 2021, https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2019/2021_Jun_Bericht_Fraunhofer_IEE_Transformation_Waerme_2030_2050.pdf.

2.5.4 Anlagentechnik

2.5.4.1 Beschreibung der Anlagentechnik

Wasserstoff kann perspektivisch in Gaskraftwerken eingesetzt werden und insbesondere in Wasserstoff-KWK-Anlagen effizient Wärme und Strom produzieren.

Bisherige Gasturbinen und -motoren können heute schon teils mit bis zu 15 % Wasserstoffbeimischung im Brennstoff arbeiten. Bei einer Beimischung zwischen 15 % und 30 % sind zusätzliche Umbauten notwendig. Die Materialien in BHWKs, Großbrennern und Gasherden scheinen mit einer Wasserstoffbeimischung zum Erdgas in Höhe von bis zu 30 % ebenfalls relativ problemlos zurecht zu kommen, wie Analysen zeigen. Das Regelwerk ist hierbei derzeit noch vorsichtiger ausgelegt, wird aber derzeit an vielen Stellen weiterentwickelt.

Darüber hinaus kann Wasserstoff auch in Brennstoffzellen zum Einsatz kommen, allerdings sind für die Fernwärmeerzeugung besonders leistungsstarke Brennstoffzellen erforderlich. Umfangreiche Recherchen haben hierzu keine belastbare Literatur zum Zeitpunkt der Konzeption ergeben, weshalb Brennstoffzellen in der Konzeption nicht berücksichtigt werden.

2.5.4.2 Technologische Entwicklungen

Angesichts der großen – auch politischen – Relevanz von Wasserstoff für die Energiewende ist von einem raschen Markthochlauf auszugehen. Damit einher gehend dürften die Kosten, beispielsweise für Elektrolyseure u. a. auf Grund von Skaleneffekten und des technologischen Fortschrittes weiter sinken. Bei neuen Gasverbrauchseinrichtungen ist zudem von einer zunehmenden H_2-Readiness auszugehen.

Bereits heute gibt es erste Ankündigungen in der Branche:

- Die Motoren des Unternehmens Wärtsilä vertragen nach Unternehmensangaben bereits heute H_2-Beimischungen von bis zu 25 %. Ab 2025 plant das Unternehmen erste Konzepte, die z. B. 100 % Wasserstoff-KWK ermöglichen.[84]
- Der Motorenhersteller Deutz hat die Entwicklung eines Wasserstoffmotors angekündigt. Erste Erfahrungen damit sollen ab 2022 an einer stationären Anlage zur Stromerzeugung gesammelt werden. Die Serienproduktion ist für 2024 geplant.[85]
- MAN Trucks & Bus entwickelt ebenfalls Prototypen für Brennstoffzellen und H_2-Verbrennungsmotoren, deren erste Praxistests für 2023 geplant sind.[86]

[84] Wärtsilä Corporation (2021). Wärtsilä launches major test programme towards carbon-free solutions with hydrogen and ammonia. Press release, 14.07.2021, https://www.wartsila.com/media/news/14-07-2021-wartsila-launches-major-test-programme-towards-carbon-free-solutions-with-hydrogen-and-ammonia-2953362 (Zugriff: 31.08.2022).

[85] Deutz (2021). Der Wasserstoffmotor von DEUTZ ist reif für den Markt. Pressemitteilung, 12.08.2021, https://www.deutz.com/media/pressemitteilungen/der-wasserstoffmotor-von-deutz-ist-reif-fuer-den-markt (Zugriff: 31.08.2022).

[86] MAN (2021). Wasserstoff meets Lkw – MAN baut erste Prototypen. 26.05.2021, https://www.mantruckandbus.com/de/innovation/wasserstoff-meets-lkw-man-baut-erste-prototypen.html (Zugriff: 31.08.2022).

- Volvo und Daimler Truck wollen gemeinsam einer der größten Brennstoffzellen-Hersteller werden und haben ein Joint-Venture gegründet, um wasserstoffbasierte Brennstoffzellensystem für Fernverkehrs-Lkw, aber auch für den stationären Einsatz u. a. zur Stromerzeugung zu entwickeln. Die Serienproduktion ist für die zweite Hälfte dieses Jahrzehnts geplant.[87]

Angesichts der dynamischen Entwicklung im Bereich Wasserstoff ist davon auszugehen, dass perspektivisch von den relevanten Anbietern 100 % H_2-Readiness in der Anlagentechnik erreicht wird.

2.5.5 Referenzprojekte

Wasserstoff kommt im Wärmesektor bereits zum Einsatz. Die Thüringer Landesstrategie Wasserstoff verweist z. B. auf den Einsatz von 300.000 Brennstoffzellen zur Strom- und Wärmeversorgung von Haushalten in Japan.[88] Auch in Deutschland gibt es zahlreiche Projekte, unter deren Vielzahl hier nur die Folgenden exemplarisch erwähnt werden:

- In **Esslingen** entsteht derzeit ein 120.000 Quadratmeter großes klimaneutrales Quartier, in dem mittels PV produzierter Grünstrom in Elektrolyseuren (1 MW_{el}) zur Produktion von grünem Wasserstoff eingesetzt wird.[89] Ende Mai 2021 wurde hier zum ersten Mal Wasserstoff erzeugt, im Juni 2021 zum ersten Mal ins Gasnetz eingespeist sowie in einem Wasserstoff-Blockheizkraftwerk (BHKW) genutzt.
- Im **„Quartier der Zukunft Weitmar“** in Bochum sollen 1.540 Wohnungen u. a. auf Basis eines Elektrolyseurs zur Wasserstoffproduktion mit zu 60 % CO_2-freier Wärme versorgt werden. Der zum Einsatz kommende Technologiemix umfasst u. a. Wasserstoffspeicher, Brennstoffzelle und Wärmespeicher.[90]
- Im Quartiersprojekt **„QUARREE100“** soll in einem Nahwärmenetz Wasserstoff, erzeugt aus erneuerbaren Quellen, als zentraler Energiespeicher für die Versorgung von derzeit rund 600 BewohnerInnen dienen.[91]
- Im Reallabor “**Westküste 100**” wird innerhalb der nächsten 5 Jahre mit Hilfe von Windkraft offshore erzeugte, regenerative Energie genutzt, um an der Raffinerie Heide durch Elektrolyse (zunächst 30 MW mit späterer Hochskalierung) grünen Wasserstoff zu erzeugen. Parallel dazu soll ein verzweigtes Wasserstoffnetz zwischen der Raffinerie, den Stadtwerken, einem Kavernensystem und dem bestehenden Erdgasnetz aufgebaut werden.[92]

---

87 Daimler (2020). Brennstoffzellen-Joint Venture. Volvo Group und Daimler Truck AG unterzeichnen verbindliche Vereinbarung. 02.11.2020, https://www.daimler.com/konzern/news/brennstoffzellen-joint-venture-volvo.html (Zugriff: 08.02.2022).

88 Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz (2021). Thüringer Landesstrategie Wasserstoff. 22.06.2021, https://umwelt.thueringen.de/fileadmin/001_TMUEN/Aktuelles/2021/0906_Thueringer_Wasserstoffstrategie_mit_Deckblatt.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

89 Meyer, R., Herkel, S., & Kost, C. (2021). Die Rolle von Wasserstoff im Gebäudesektor: Vergleich technischer Möglichkeiten und Kosten defossilisierter Optionen der Wärmeerzeugung. Ariadne-Analyse, September 2021, https://ariadneprojekt.de/publikation/analyse-wasserstoff-im-gebaudesektor/ (Zugriff: 31.08.2022).

90 Meyer, R., Herkel, S., & Kost, C. (2021). Die Rolle von Wasserstoff im Gebäudesektor: Vergleich technischer Möglichkeiten und Kosten defossilisierter Optionen der Wärmeerzeugung. Ariadne-Analyse, September 2021, https://ariadneprojekt.de/publikation/analyse-wasserstoff-im-gebaudesektor/ (Zugriff: 31.08.2022).

91 Entwicklungsagentur Region Heide. QUARREE100. https://quarree100.de/

92 Westküste 100, https://www.westkueste100.de/#ProjektHome

- Im **Projekt H2Direkt** (Thüga und Energie Südbayern) soll ein 100 % H_2-Netz auf Basis bestehender Gasverteilnetze insbesondere zur Wärmeversorgung pilotiert werden und so versuchsweise ca. zehn Haushalts- und ein Gewerbekunde mit 100 % Wasserstoff versorgt werden.[93]
- Am Standort des 2020 in Betrieb genommenen Gas- und Dampf-Heizkraftwerks Berlin-Marzahn soll im Rahmen des Projekts „**H2@Marzahn – H2-Baustein Dekarbonisierung Fernwärme**“ im laufenden Betrieb die Kombination aus Produktion und Speicherung von Wasserstoff und der direkten Mitverbrennung in einer Gasturbine demonstriert werden.[94]
- Im Thüringer Projekt **TH2ECO** soll ein Wasserstoff-Ökosystem im Raum Erfurt etabliert werden. Dabei werden von verschiedenen Projektpartnern die H_2-Anwendungsbereiche Wärme, u. a. ein möglicher Einsatz in einer KWK-Anlage für die Fernwärmeversorgung, und Mobilität untersucht. Zu den Projektpartnern zählt u. a. auch die Stadtwerke Erfurt Energie GmbH.[95]

Die Projekte zeigen, dass Wasserstoff grundsätzlich eine wichtige Rolle in der Wärmeversorgung einnehmen kann. Im Rahmen derartiger Projekte werden zudem Potenziale und Herausforderungen des Einsatzes von Wasserstoff in der (Fern-)Wärmeerzeugung sowie von leitungsgebundenem Transport/Verteilung untersucht, so dass hierzu in absehbarer Zeit mit weiteren Erkenntnissen zu rechnen ist.

2.5.6 Situation in Thüringen

In Thüringen hat die Landesregierung im Jahr 2021 die Thüringer Landesstrategie Wasserstoff präsentiert. Sie zeigt auf, dass in Thüringen bereits gute Startbedingungen für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft existieren. Im gesamten Land finden sich Unternehmen mit Bezug zur Wasserstoffwirtschaft (Abbildung 16).

[93] Thüga (2021). Zukunft der Gasverteilnetze: reiner Wasserstoff. Pressemeldung, 23.09.2021, https://www.thuega.de/pressemitteilungen/zukunft-der-gasverteilnetze-reiner-wasserstoff/ (Zugriff: 31.08.2022).

[94] Buntrock, T. (2021). Berlin will Wirtschaftsstandort nach der Krise stärken. Der Tagesspiegel, 11.05.2021, https://www.tagesspiegel.de/berlin/120-millionen-fuer-innovative-projekte-berlin-will-wirtschaftsstandort-nach-der-krise-staerken/27180498.html (Zugriff: 31.08.2022).

[95] Ferngas (2021). Konsortium um Ferngas Netzgesellschaft will Initialregion für grünen Wasserstoff in Thüringen aufbauen. Presseinformation, 25.08.2021, https://www.ferngas.de/files/assets/abbildungen/H2/20210825_Presseinformation_TH2Eco_Ferngas_final.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

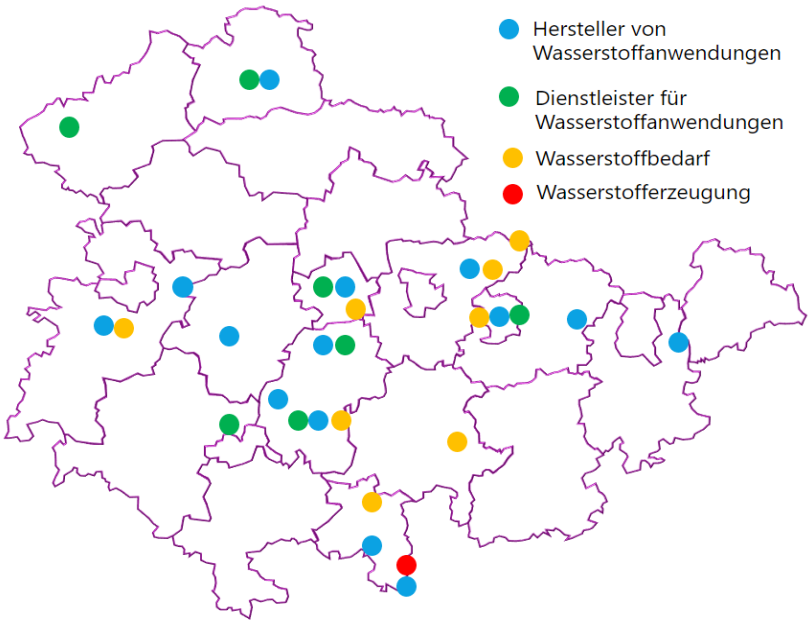


Abbildung 16: Regionale Verortung der Ausgangssituation für den Markthochlauf[96]

Auch der Ergebnisbericht zum Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) 2022 weist für Thüringen einen erheblichen Wasserstoffbedarf und die Notwendigkeit des frühzeitigen Aufbaus einer entsprechenden Wasserstoffinfrastruktur auf. Laut GTP 2022 ist in Thüringen mit Wasserstoffeinspeisungen bis 2030 zu rechnen und erste 100%ige Wasserstoffnetze werden in Thüringen bis zum Jahr 2035 erwartet. Der Bezug von Wasserstoff durch die Verteilernetzbetreiber wird dabei mehrheitlich über die Ferngasnetzbetreiber erwartet, allerdings zeigt der GTP auch die Relevanz von dezentraler Wasserstofferzeugung und lokal erzeugtem Biomethan.[97]

Innerhalb Thüringens gibt es erhebliches Potenzial für die Produktion von grünem Wasserstoff. Entscheidend wird sein, den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien noch deutlich schneller und stärker voranzutreiben. Weiterhin könnte eine Kombination von Post-EEG-Anlagen, die nach 20 Jahren aus der Förderung gefallen sind, mit Elektrolyseuren eine Möglichkeit zur Produktion von grünem Wasserstoff darstellen.

Unabhängig davon wird ein erheblicher Teil des deutschen Wasserstoffbedarfs aus dem Ausland importiert werden müssen, wie es auch die Nationale Wasserstoffstrategie vorsieht.

96 Eigene Darstellung/TEAG Thüringer Energie AG.

97 DVGW (2022). Der Gasnetzgebietstransformationsplan: Ergebnisbericht 2022. Initiative H2vorOrt im DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V., September 2022, https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/Bilder/Publikationen/Ergebnisbericht_2022_des_GTP_A4.pdf (Zugriff: 01.11.2022).

2.5.7 Leitfaden

Die Debatte um Wasserstoff aller Farben ist endgültig entbrannt. Alle wichtigen Player der Industrie, des Verkehrssektors, des Wärmesektors und der Energiewirtschaft setzen sich mittels Untersuchungen, Machbarkeitsstudien und Pilotanlagen mit der Verfügbarkeit, der Herstellung, dem Preis, der Beschaffung und dem Vertrieb von Wasserstoff auseinander. Der zum Ausdruck gebrachte politische Wille, die Höhe an Fördergeldern, die Platzierung der Wasserstoffwirtschaft als eines der Kernthemen der energiepolitischen Diskussion und die steigende Anzahl an aktiven Akteuren lassen vermuten, dass Wasserstoff künftig ein wesentlicher Bestandteil der grünen Wirtschaft sein könnte.

Wasserstoff kann auch in der zentralen Wärmeversorgung eine wichtige Rolle spielen. Die Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung mit Hilfe erneuerbarer Gase erscheint besonders reizvoll, da so lediglich die Anlage zur Erzeugung der Fernwärme H_2-ready gemacht werden muss. Bestehende, eng bebaute und aufwendig zu sanierende Mehrfamilienhäuser, wie sie oft in Städten vorkommen, müssen bei diesem Ansatz nicht zwangsläufig und nicht sofort umfassend energetisch saniert werden.

Die Entwicklung des Markthochlaufs der Wasserstoffwirtschaft ist derzeit noch nicht klar absehbar. Viele Wirtschaftssektoren hoffen auf die Teilhabe am Wasserstoff-Markthochlauf und für einige Wirtschaftssektoren dürfte Wasserstoff die möglicherweise einzige Lösung auf dem Weg zur Klimaneutralität sein. Allerdings ist Wasserstoff aufgrund weniger Elektrolyseure und derzeit noch fehlender flächendeckender H_2-ready Infrastruktur zum aktuellen Zeitpunkt in nur geringen Mengen verfügbar. Absehbar ist, dass Wasserstoff künftig priorisiert dort zum Einsatz kommen wird, wo andere klimaneutrale Technologien als Ersatz für die fossile Ausgangslösung nicht oder nur mit Abstrichen zur Verfügung stehen. Dies betrifft nach vorherrschender Meinung u. a. die Stahlproduktion, die Chemieindustrie (inkl. Düngemittelproduktion), die Luftfahrt und die Schifffahrt.[98] Art und Umfang des Einsatzes von Wasserstoff für die Fernwärmeerzeugung sind daher derzeit noch nicht klar abzuschätzen.

Die Bewertung, inwiefern eine Verfügbarkeit von Wasserstoff vor Ort angenommen werden kann, kann sich in den verschiedenen Fernwärmegebieten Thüringens teils erheblich unterscheiden und ist daher netzspezifisch vorzunehmen. Grundsätzlich ergibt sich netzspezifisch für die Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen die Frage, welche der folgenden beiden Szenarien als realistisch eingeschätzt wird:

- **Erstes Szenario: langsamer Markthochlauf**
  Das erste Szenario betrachtet die heutige und die perspektivisch zu erwartende Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff und unterstellt einen insgesamt langsamen Markthochlauf. Infolgedessen wird Wasserstoff auch weit in die 2030er Jahre knapp bleiben und nur in ausgewählten Anwendungen zum Einsatz kommen.

[98] Liebreich, M. (2021). Clean Hydrogen Ladder. Vers. 4.0, 15.08.2021, Liebreich Associates (concept credit: Adrian Hiel/Energy Cities).

- **Zweites Szenario: schneller Markthochlauf**
  Im zweiten Szenario wird davon ausgegangen, dass grüner Wasserstoff in ausreichender Menge verfügbar ist. Dieser Ansatz hat zum Ziel, die Fragen des Bedarfs und des Preises von grünem Wasserstoff zur Gewährleistung der Fernwärmeversorgung zu erörtern.

Sofern sich die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft in den kommenden Jahren signifikant und abweichend zu den hier zu Grunde gelegten Szenarien entwickeln, ist ggf. eine Neubewertung vorzunehmen.[99]

2.5.7.1 Erstes Szenario: langsamer Markthochlauf

Auch wenn ein schneller Markthochlauf von Wasserstoff im Sinne der Erreichung der Klimaziele wünschenswert wäre, ist die Geschwindigkeit eines eben solchen derzeit nur schwer absehbar. Eine über das Jahr 2030 hinausgehende Abschätzung kann anhand des European Hydrogen Backbone (EHB) erfolgen, der ein Konzept darstellt, das sich zum Ziel gesetzt hat, die perspektivische Vollversorgung der europäischen Wertegemeinschaft mit Wasserstoff zu skizzieren. Den Rahmenbedingungen des EHB folgend scheint es möglich, dass Mitteldeutschland ab Mitte der 2030er Jahre über ein großflächiges Wasserstoffverteilnetz mit grünem Wasserstoff versorgt wird.[100]

Allerdings bestehen noch Unsicherheiten, ob Wasserstoff bis Ende der 2030er Jahre nur zur Versorgung einzelner großer KWK-Anlagen oder bereits in der Fläche und damit durchweg auch zur Versorgung z. B. von kleineren BHKW zur Verfügung steht. Die Situation könnte sich regional in Thüringen unterschiedlich gestalten bzw. könnte angesichts der zu erwartenden Umwidmung bestehender Gasleitungen auch im Einzelfall unterschiedlich sein. Daher ist derzeit nicht sicher, ob Wasserstoff bis zeitnah in ausreichender Menge zur Verfügung steht, um für die Fernwärmeversorgung in Thüringen zum Einsatz zu kommen. Auf lange Sicht scheint hingegen eine Wasserstoffversorgung auf Basis großer Teile der bestehenden Gasnetze plausibel, technisch möglich und volkswirtschaftlich sinnvoll.

Auf Grund erheblicher Unsicherheiten, ob Wasserstoff rechtzeitig in ausreichenden Mengen in Thüringen zur Verfügung steht, scheint in Szenario 1 die Verfolgung anderer Technologieoptionen empfehlenswert zu sein.

2.5.7.2 Zweites Szenario: schneller Markthochlauf

In einem zweiten Szenario wird hingegen unterstellt, dass der Markthochlauf schnell Fahrt aufnimmt und Wasserstoff bis Ende der 2030er Jahre in ausreichenden Mengen für die Bandbreite der möglichen Anwendungen zur Verfügung steht. Bei dieser Betrachtungsweise wird davon ausgegangen, dass

- bis 2030 20 % H_2-Anteil im Gasnetz
- bis spätestens 2040 100 % Wasserstoff

zur Verfügung stehen wird.

---

[99] Diese würde sich dann in der Überarbeitung der Fernwärmekonzepte auswirken, wie sie auch im ThürKlimaG vorgesehen ist.

[100] DVGW (2020). H2 vor Ort: Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V., November 2020, https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2vorort-wasserstoff-gasverteilnetz-dvgw-broschuere.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

Dabei zeigt sich ein zu erwartender Preisrückgang bei grünem Wasserstoff unabhängig von der Erzeugungsart des Grünstroms. Das Preisniveau unterscheidet sich jedoch regional teils erheblich. Blauer Wasserstoff dürfte kurzfristig und für eine Übergangszeit noch günstiger sein als grüner Wasserstoff, langfristig dürfte grüner Wasserstoff auf Grund der günstigen Stromgestehungskosten (PV, Windkraft) kostengünstiger als blauer Wasserstoff sein. Angesichts dessen scheint die Preisentwicklung von grünem Wasserstoff künftig maßgeblich zu sein. Auch aus Sicht des Klimaschutzes liegt der Fokus der Nationalen Wasserstoffstrategie sowie der Thüringer Landesstrategie Wasserstoff auf grünem Wasserstoff. Sofern Wasserstoff in einem weiteren Schritt durch Hinzufügen von Kohlenstoffdioxid (CO_2) „methanisiert“ wird, entsteht SNG (Synthetic Natural Gas).

Abbildung 17 zeigt die unterstellte Preisentwicklung für (grünen) Wasserstoff und für SNG. Aufgrund des zusätzlichen Produktionsschrittes, der bei SNG auf Basis von Wasserstoff erforderlich ist, liegen die Preise für SNG deutlich über den zu erwartenden Preisen für Wasserstoff.

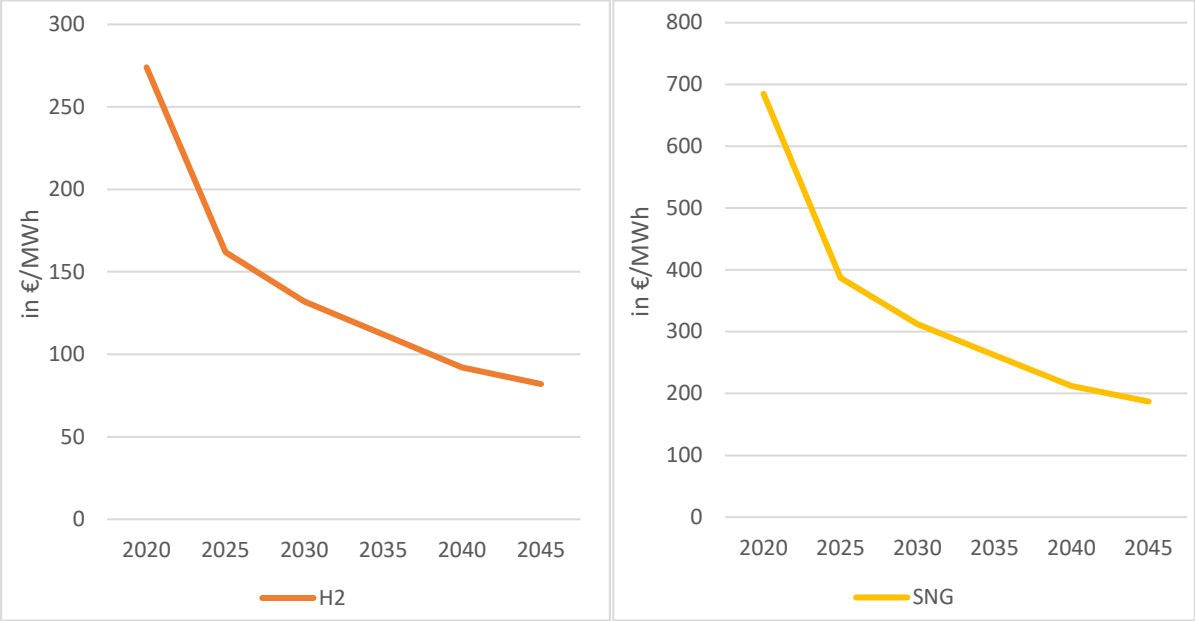


Abbildung 17: Zu Grunde gelegter Preispfad für Wasserstoff und SNG

Der hier zu Grunde gelegte Preispfad für Wasserstoff basiert auf internen Analysen der an der Konzepterstellung innerhalb der Wärmenetzstrategie in Thüringen beteiligten Fernwärmeversorgungsunternehmen.[101] Diese orientiert sich an der aktuellen Studienlage, insbesondere an der Auswertung von Bukold (2020) [102] und einer Abschätzung einer plausiblen Entwicklung für das Jahr 2040, für das in der Literatur nur wenige Daten vorliegen.

[101] Die beteiligten Unternehmen sind „Tabelle 1: Übersicht über die Mitglieder der thüringenweiten Kooperation“ zu entnehmen.

[102] Eigene Abschätzung in Anlehnung an Bukold, S. (2020). Blauer Wasserstoff: Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfades. Kurzstudie, Greenpeace Energy, Januar 2020, https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/blauer-wasserstoff-studie-2020.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

Die tatsächlichen künftigen Preisentwicklungen von H_2 und SNG sind dabei stark von externen Faktoren abhängig, die über Fragen der (technologischen) Entwicklung beispielsweise bei den Elektrolyseuren hinausgehen (Verfügbarkeit von Grünstrom, Höhe der Strompreise und Umlagebefreiung, finanzielle Förderungen etc.). Sofern sich diese Rahmenbedingungen sehr günstig gestalten, könnte Wasserstoff in den kommenden Jahrzehnten deutlich kostengünstiger als in den Entwicklungspfaden abgeschätzt für die (Fern-)Wärmeerzeugung zur Verfügung stehen.

2.6 Biogas

2.6.1 Zusammenfassung

Biogas und die direkte Anwendung in der Kraft-Wärme-Kopplung am Standort der Biogasanlagen oder die Aufbereitung des Biogases sowie folgende Einspeisung als Bioerdgas und die thermische als auch elektrotechnische Umwandlung sind Stand der Technik und wirtschaftlich seit vielen Jahren erfolgreich im Einsatz. Sowohl Biogas als auch Bioerdgas können somit langfristig einen wichtigen Beitrag für eine klimafreundliche bis hin zur CO_2-neutralen Fernwärmeversorgung in Gänze in abgegrenzten Netzen oder aber als Teilmenge in ausgedehnten Wärmenetzen leisten. Voraussetzung für die Verwendung von Biogas oder Bioerdgas ist eine wirtschaftlich attraktive Gestaltung von energiepolitischen Rahmenbedingungen, welche unter anderem den Weiterbetrieb der EEG-Anlagen, die aus der langjährigen Förderung laufen, dauerhaft absichern und eine klimaneutrale Wärmequelle für Wärmenetze darbieten.

2.6.2 Kurzüberblick

Biogas bzw. Bioerdgas ist ein erneuerbarer Energieträger, welcher auf Basis organischer Materialien hergestellt wird und somit einen wichtigen Beitrag für eine klimaneutrale und somit CO_2-freie Energieversorgung leisten kann. Ein wesentlicher Vorteil der Verwendung von Biogas liegt in den vielfältigen Anwendungsmöglichkeiten, welche von der reinen Wärmegewinnung über Kraft-Wärme-Kopplung bis hin zur Mobilität reicht. Durch den leitungsgebundenen Transport als Bioerdgas steht Biogas ganzjährig und grundlastfähig zur Verfügung und kann bei Bedarf auch in der Erdgasinfrastruktur in Gasspeichern saisonal gespeichert und zeitlich versetzt wiederverwendet werden.

In Abhängigkeit der benötigten Energie und Leistung des Wärmenetzes kann Bioerdgas in der Konzeption einer CO_2-neutralen Fernwärmeversorgung als partielle Ablösung des temporär fossilen Erdgases bis zum Jahr 2040 angesetzt werden. Für den Fall einer vollständigen Substitution von fossilem Erdgas durch u. a. Wasserstoff kann über das Jahr 2040 hinaus Bioerdgas als technische Lösung (Beimischung) weiterverfolgt werden. Insofern die technischen Gegebenheiten als realistisch eingeschätzt und Bioerdgas lokal technisch oder überregional bilanziell ausreichend durch einzelne Fernwärmeversorger bereitgestellt werden kann, besteht die Option, Bioerdgas auch als alleinigen regenerativen Energieträger für einzelne Wärmenetze in Betracht zu ziehen. Eine vollständige Substitution von fossilem Erdgas durch Bioerdgas wird für alle Fernwärmeversorger technisch und bilanziell flächendeckend in Thüringen als nicht realistisch eingeschätzt. Vielmehr dürfte Bioerdgas in Summe in Thüringen lediglich einen Beitrag in Teilnetzen ab 2040 oder als Brückentechnologie bis zum Jahr 2040 leisten.

Im hier vorliegenden technischen Konzept und der Beschreibung der Anwendung von Bioerdgas wird alleinig auf die Wärmeanwendung fokussiert, in der wirtschaftlichen Bewertung kann aber die Vermarktung von Strom auf Basis von Kraft-Wärme-Kopplung Anwendung finden.

2.6.3 Potenziale im Wärmesektor

2.6.3.1 Generelle Potenziale

Biomasse ist eine begrenzt zur Verfügung stehende Ressource, welche neben der bekannten Anwendung als Nahrungsmittel für Mensch und Tier hinaus sowohl als Rohstoff für Industrie, Gewerbe als auch als Energielieferant für Wärme, Mobilität und Stromerzeugung verwendet werden kann. Fokussiert man sich auf die Anwendung in der Energieerzeugung und Bereitstellung, kann Biogas aus fermentativen Prozessen in der Verwendung von Biomasse einen wichtigen Beitrag für eine - unter idealen Voraussetzungen – CO_2-neutrale Fernwärmeversorgung leisten. Dies wird erreicht, wenn bei der Nutzung des Biogases nur so viel CO_2 freigesetzt wird, wie während des Wachstums der Pflanzen aus der Atmosphäre entnommen wurde.[103] Biogas in der Fernwärme vereinigt als etabliertes Substitut für Erdgas somit viele Aspekte einer nachhaltigen, ökologischen und regionalen Energieversorgung. Biogas ist erneuerbar, kann über die bestehende Gasinfrastruktur transportiert und verteilt werden, ermöglicht die gleichzeitige Stromerzeugung, sofern es in KWK-Anlagen eingesetzt wird und kann so auch zum Ausgleich fluktuierender Stromerzeugung beitragen.

Darüber hinaus kann Biogas unter bestimmten Voraussetzungen die Abhängigkeit von Importen reduzieren, regionale Wertschöpfung sicherstellen und neben zweckgebundenen Energiepflanzen auch Rest- und Abfallstoffe für die Energieerzeugung verwenden.

2.6.3.2 Potenziale in der Fernwärme

Leitungsgebundene Gasversorgung, im speziellen Biogas, kann auch in Thüringen einen gewissen Beitrag für eine CO2-neutrale Fernwärmeversorgung leisten. Voraussetzung hierfür sind entsprechende Anlagenkapazitäten und die Einspeisemöglichkeit in die bestehende Infrastruktur. Das begrenzte, nutzbare Potenzial wird durch die Entfernung der Anlagen zur Biogasproduktion zum Ort des Bedarfes begründet. Im Jahr 2016 wurde bei der TEAG Thüringer Energie AG eine Untersuchung zur Einspeisung bestehender Biogasanlagen, welche zu Beginn der 2000er Jahre errichtet wurden und sukzessiv aus der EEG-Förderung laufen, durchgeführt. Hierbei wurde der Fokus auf örtliche Nähe mit einer maximalen Entfernung von 5 km Radius zur Erdgasinfrastruktur gelegt (Abbildung 18). Im Ergebnis der Untersuchung wurde festgestellt, dass ca. 10 % des heutigen fossilen Erdgases durch optimierte Einspeisung und Bündelung von mehreren Standorten im Netz der TEN Thüringer Energienetze GmbH substituiert werden könnten. Die Ergebnisse der Studie können gegebenenfalls skaliert werden und lassen unter optimalen Voraussetzungen die Annahme zu, dass die Prämissen und Erkenntnisse dieser Studie für die Gasnetzinfrastruktur in Thüringen Anwendung finden könnten und somit das Potenzial für Bioerdgas in Thüringen auf bis zu 10 Prozent des in Thüringen zum Endkunden transportierten Gases abgeschätzt werden kann. Hierbei gilt es zu beachten, dass die 10 Prozent nicht die saisonale Schwankung des Leistungsbedarfes widerspiegeln und sich alleinig auf die Energiemengen beziehen.

[103] Bajohr, S., Graf, F., & Müller-Lange, F. (2013). Einleitung. In: Graf, F., & Bajohr, S. (Hrsg.). Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung. 2. Auflage, DIV Deutscher Industrieverlag, München, S. 1.

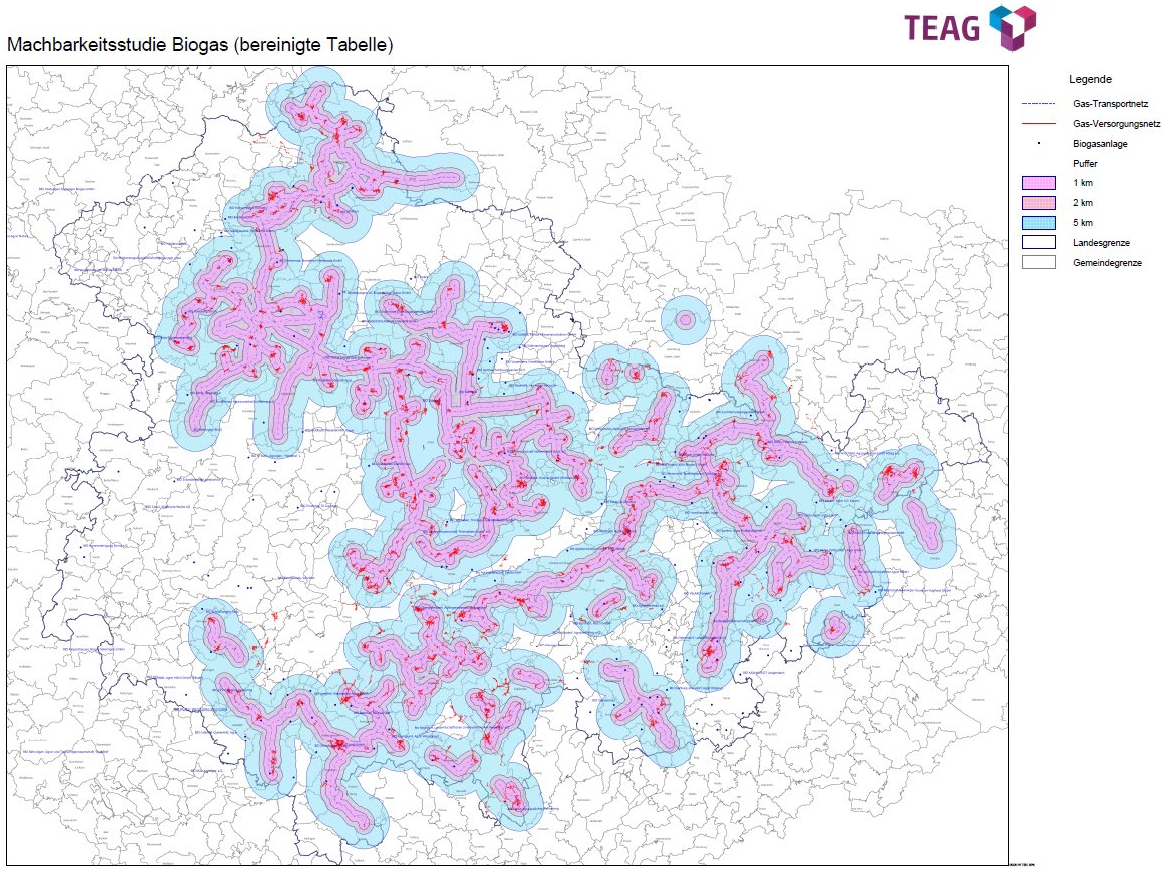


Abbildung 18: Darstellung von Biogasanlagen und der Erdgasinfrastruktur der TEN Thüringer Energienetze GmbH[104]

Unter Beachtung der Potenziale und des tatsächlichen Gasbedarfes für die Fernwärme lässt sich subsumieren, dass in lokalen individuellen Konzeptionen Biogas als wesentlicher Bestandteil der klimaneutralen Fernwärmeversorgung partiell Anwendung finden kann, allerdings eine vollumfängliche Umstellung auf Biogas in der Fernwärme für alle Fernwärmeversorger in Thüringen bilanziell faktisch ausgeschlossen werden muss.

Insofern ein direkter Zusammenhang physikalisch sichergestellt werden kann und langfristige Vereinbarungen zwischen dem Produzenten des Biogases und der Anwendung in der Wärme vor Ort vorliegen, kann Biogas als alleiniger Energieträger in der lokalen Konzeption der klimaneutralen Fernwärme einen Lösungspfad für die Wärmeversorgung darstellen.

[104] Herzog, F. (2016). Technische und wirtschaftliche Machbarkeitsstudie der Substitution von Erdgas durch Biogas. Unveröffentlichte Bachelorarbeit in Zusammenarbeit mit der TEAG Thüringer Energie AG.

2.6.4 Anlagentechnik

2.6.4.1 Beschreibung der Anlagentechnik

Die Beschreibung der Anlagentechnik erfolgt entsprechend zweier grundsätzlicher Anwendungspfade von Biogas, welche sich in der Wärmenutzung am Standort der Biogasanlage oder aber über den Transport des Bioerdgases durch die paneuropäische Gasinfrastruktur zu einer von der Produktion des Biogases entfernten dezentralen Anwendung unterscheiden. Aus diesem Grund werden folgende technische Unterscheidungen erörtert:

- Biogaserzeugung
- Transport von Biogas
- Biogasaufbereitung
- Bioerdgaseinspeisung
- Verwendung von Biogas in der Wärmeversorgung

2.6.4.2 Biogaserzeugung

Die Umwandlung von organischem Material in Methan, Kohlenstoffdioxid und weitere Gasbestandteile mit Hilfe von Mikroorganismen findet seit über 100 Jahren Anwendung. Wurde in der weiteren Vergangenheit der Fokus auf die Aufbereitung von Abwässern in der Klärtechnik gelegt, so hat sich dies in der jüngeren Vergangenheit der Anwendung unter Beachtung der energiewirtschaftlichen Potenziale zu einem Wirtschaftszweig nachhaltiger und ökologischer Energieerzeugung gewandelt. Insbesondere der Vorteil der Kombination aus Entzug der Kohlenstofffraktion aus der Biomasse unter Beibehalt mineralischer Mikro- und Makronährstoffe bilden die Basis für die vielfältigen Anwendungsmöglichkeiten von Biogas.[105]

Als wesentliche Einsatzstoffe für die Erzeugung von Biogas werden folgende Rohstoffe verwendet:

- Mais, Hirse & Grünroggen
- Gülle, Mist & landwirtschaftliche Reststoffe
- Gras- und Grünschnitt
- Speisereste (als Co-Substrat)

Die oben aufgeführten Substrate sind unter anderem gezielt angebaute Energiepflanzen oder bisher ungenutzte Pflanzen und Pflanzenteile. Gülle, Mist und landwirtschaftliche Reststoffe finden in der Regel Einsatz bei kleineren Anlagen zur Eigenbedarfsdeckung.

Das durch die Fermentation erzeugte Biogas weist durchschnittlich folgende Zusammensetzung auf (Tabelle 10):[106]

[105] Lemmer, A., & Oechsner, H. (2013). Biogaserzeugung. In: Graf, F., & Bajohr, S. (Hrsg.). Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung. 2. Auflage, DIV Deutscher Industrieverlag, München, S. 83.

[106] Herzog, F. (2016). Technische und wirtschaftliche Machbarkeitsstudie der Substitution von Erdgas durch Biogas. Unveröffentlichte Bachelorarbeit in Zusammenarbeit mit der TEAG Thüringer Energie AG.

Tabelle 10: Zusammensetzung des durch Fermentation erzeugten Biogases[107]

Bestandteil	Konzentration
Methan (CH_4)	50 - 75 Vol.%
Kohlenstoffdioxid (CO_2)	25 - 45 Vol.%
Wasser (H_2O)	2 - 7 Vol.%
Schwefelwasserstoff (H_2S)	20 - 20.000 ppm
Stickstoff (N_2)	< 2 Vol.%
Sauerstoff (O_2)	< 2 Vol.%
Wasserstoff (H_2)	< 1 Vol.%

Das erzeugte Biogas kann anschließend direkt vor Ort in modernen KWK-Anlagen verwendet, über separate Biogasnetze verteilt oder aber über das paneuropäische Erdgastransportsystem zum Standort der Bioerdgasverwendungsanlage transportiert werden. Damit dies erfolgen kann, muss das Biogas technisch so aufbereitet werden, dass es den Regeln und Normen der Gasverwendung entspricht. Dies kann durch Biogasaufbereitungsanlagen erfolgen, welche im nachfolgenden Abschnitt näher erläutert werden.

2.6.4.3 Transport von Biogas

Bei einer räumlichen Trennung von Biogaserzeugungsanlagen und Biogasverwendung ist das Biogas über ein Leitungssystem zu transportieren. Die Gründe können zum Beispiel sein:[108]

- Die Errichtung einer Biogasaufbereitungsanlage und Biogaseinspeiseanlage am Standort der Biogasanlage ist nicht möglich.
- Die Verlagerung der Biogasaufbereitung an Standorte mit wirtschaftlich und/oder technisch günstigen Voraussetzungen (z. B. kostengünstige Hilfsmittel resp. Synergieeffekte).
- Mehrere Biogaserzeugungsanlagen sollen verbunden und die gebündelte Biogasmenge zentral aufbereitet und eingespeist werden.
- Die direkte Nutzung von Biogas an entfernt gelegenen Standorten ist wirtschaftlich vorzuziehen (z. B. Versorgung einer KWK-Anlage, die Wärme in ein Wärmenetz einspeist).

2.6.4.4 Biogasaufbereitung

Der Transport von Biogas über das paneuropäische Gastransportsystem unterliegt den technischen Regeln und Qualitätsanforderungen des DVGW-Regelwerkes. Wesentliche Kriterien sind hierbei die Entfernung von Kohlenstoffdioxid, Wasserdampf, Schwefelwasserstoff und ggf. weiterer Spuren- sowie Nebenkomponenten. Mit Abschluss entsprechend vorbereitender Aufbereitung kann das Biogas in die bestehende Infrastruktur eingespeist werden.

[107] Herzog, F. (2016). Technische und wirtschaftliche Machbarkeitsstudie der Substitution von Erdgas durch Biogas. Unveröffentlichte Bachelorarbeit in Zusammenarbeit mit der TEAG Thüringer Energie AG.

[108] Erler, R., & Krause, H. (2013). Transport von Rohbiogas. In: Graf, F., & Bajohr, S. (Hrsg.). Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung. 2. Auflage, DIV Deutscher Industrieverlag, München, S. 133 - 159.

Die Aufbereitung des Rohbiogases basiert auf etablierten Hauptverfahren und lässt sich in vier Prinzipien unterscheiden:

- Adsorption
- Absorption
- Permeation
- Kryogenverfahren

Wesentlich verbreitete Verfahren der Biogasaufbereitung sind hierbei die Prinzipien der Sorption und zunehmend auch die Permeation (z. B. Membranverfahren). Exemplarisch wird auf einzelne Verfahren eingegangen und die grundlegenden Prinzipien werden kurz erläutert (Abbildung 19). Kryogenverfahren spielen in der Biogasaufbereitung für die Einspeisung in Erdgasnetze eine untergeordnete Rolle und werden an dieser Stelle nicht weiter beschrieben.[109]

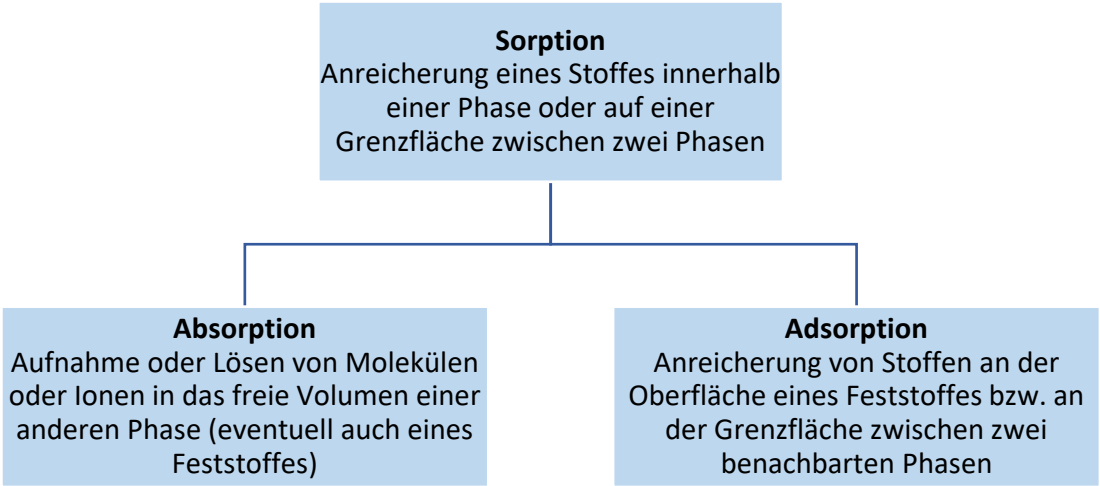


Abbildung 19: Grundlagen der Sorption[110]

- **Druckwechseladsorption (DWA):** Das Verfahren der Adsorption wird bei der Aufbereitung von Biogas zur Vorbereitung der Einspeisung in die vorhandene Erdgasinfrastruktur im Wesentlichen durch die Druckwechseladsorption vertreten. Die Temperaturwechseladsorption gilt für diesen Anwendungsfall als minder verbreitet. Die zu entfernenden Gaskomponenten werden bei hohen Partialdrücken adsorbiert und bei niedrigen Partialdrücken wieder desorbiert. Dies geschieht auf einem nahezu konstanten Temperaturniveau.

[109] Bajohr, S., Ortloff, F., Graf, F., & Perl, T. (2013). Biogasaufbereitung. In: Graf, F., & Bajohr, S. (Hrsg.). Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung. 2. Auflage, DIV Deutscher Industrieverlag, München, S. 161 - 229.
[110] Eigene Darstellung.

- **Chemische Wäsche:** Chemische Wäschen sind bereits vor der Biogaseinspeisung in der chemischen Industrie etabliert und ein wesentlicher Bestandteil der Verfahrenstechnik. Hierbei reagiert das Sorptiv mit in der Waschflüssigkeit enthaltenen Teilen. Bereits mit relativ geringen Lösungsmitteln kann eine hohe Konzentration des Gases erreicht werden. Im Vergleich zu den physikalischen Wäschen muss allerdings das Lösungsmittel mit hohen Temperaturen regeneriert werden. Für die $C0_2$-Abtrennung wird am häufigsten die Amin-Wäsche vorgenommen.
- **Permeation (Membranverfahren):** Der Rohbiogasstrom wird über eine Membran geführt, welche die unterschiedlich konzentrierten Teilströme in Retentat und Permeat aufteilt. Somit gelingt es, Gasbestandteile, welche eingespeist werden können, gezielt zu trennen und für die Einspeisung zu gewinnen. Die Herausforderung liegt in der Auftrennung von $C0_2$ und CH_4, da aufgrund relativ geringer Unterschiede der Molekülgröße nur porenfreie Membranen Anwendung finden können.

Grundsätzlich sind alle Aufbereitungsverfahren geeignet, um Rohbiogas zu Biogas mit hohem CH4-Gehalt aufzubereiten. Unterschiede ergeben sich in dem Aufwand der verwendeten Anlagentechnik und in der Erfahrung, die die Industrie mit diesen Verfahren gesammelt hat. Die Wahl eines Verfahrens sollte sich nach folgenden Kriterien richten:[111]

- geforderte Gasqualität am Standort der Einspeisung
- Zusammensetzung des Rohbiogases
- Einspeisedruck, der für das Transportnetz benötigt wird

2.6.5 Referenzprojekte

Tabelle 11 weist exemplarisch Anlagen in Thüringen auf, welche Bioerdgas in die vorhandene Erdgasinfrastruktur einspeisen. Es ist ersichtlich, dass eine heterogene Verteilung an Aufbereitungsverfahren vorherrscht. Die Auswahl ist je Anwendungsfall spezifisch zu treffen und wird vom Anlagenbetreiber resp. Anlageneigentümer getroffen. Der Netzbetreiber hat aufgrund regulatorischer Rahmenbedingungen keinen Einfluss auf die Entscheidung.

[111] Herzog, F. (2016). Technische und wirtschaftliche Machbarkeitsstudie der Substitution von Erdgas durch Biogas. Unveröffentlichte Bachelorarbeit in Zusammenarbeit mit der TEAG Thüringer Energie AG.

Tabelle 11: Exemplarische Biogasanlagen in Thüringen[112]

Standort der Biogaseinspeisung	Leistung in Nm^3/h	Inbetriebnahme	Biogasaufbereitungsverfahren
Blankenhain	650	2011	PSA
Dannheim/Arnstadt/Ilmenau	300	2014	Membran
Grabsleben	700	2010	chemische Wäsche
Heygendorf	450	2014	chemisch/physikalische Wäsche
Kannawurf	700	2013	PSA
Lehma	600	2012	chemisch/physikalische Wäsche
Menteroda	700	2015	PSA
Nordhausen (Bielen)	350	2015	chemisch/physikalische Wäsche
Weißenborn-Lüderode	600	2013	chemische Wäsche

2.6.6 Leitfaden

Vorab ist zu prüfen, ob Biogas grundsätzlich regional bzw. lokal in ausreichenden Mengen zur Verfügung steht. Eine solche Prüfung ist vor dem Hintergrund vorzunehmen, dass Biogas nicht ausreichend für eine flächendeckende Wärmeversorgung in ganz Thüringen zur Verfügung steht. Daraus ergeben sich v. a. folgende Prüfungsschritte:

- Potentialprüfung, insbesondere hinsichtlich lokaler Verfügbarkeit und Sicherstellung langfristiger Bezugsmöglichkeit
- Standort der Erzeugungsanlage, das heißt u. a. Nähe zum Fernwärmenetz und damit Abschätzung des notwendigen Leitungsbaus
- Relevante Investitionen sowie laufende Aufwendungen, insbes. Wartungsaufwand

2.7 Feste Biomasse

2.7.1 Zusammenfassung

Biomasse umfasst Rückstände und Nebenprodukte ebenso wie Energiepflanzen. Bei der Auswahl der Rohstoffbezugsquellen ist die Nachhaltigkeit der genutzten Biomasse sicherzustellen, insbesondere durch lokalen Bezug. Angesichts knapper verfügbarer Flächen und der begrenzten Verfügbarkeit ökologisch zu favorisierender Biomasse wie Grünabfällen, Straßengrasschnitt etc., die möglichst lokal oder regional bezogen werden, ist das Potenzial des Einsatzes von Biomasse für die Wärmeversorgung relativ begrenzt. Nichtsdestotrotz weist Thüringen im bundesweiten Vergleich relativ

[112] Eigene Darstellung auf Basis von Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2021). Biogaspartner: Einspeiseatlas Deutschland. Stand Januar 2021, https://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/ (Zugriff: 02.11.2022).

gute Bedingungen für die Nutzung von lokal bzw. regional gewonnener Biomasse auf. Diese kann besonders effizient zum Einsatz kommen, sofern sie in einer Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) genutzt wird, in der die ausgekoppelte Wärme - zusätzlich zur Stromerzeugung - für die Fernwärmeversorgung genutzt wird. Zu den gängigen Anlagentechniken zählen Biomasse-Dampfkraftwerke, ORC-Anlagen und thermische Biomassevergaseranlagen.

2.7.2 Kurzüberblick

Bioenergie ist ein Sammelbegriff und umfasst letztlich:[113]

- Gasförmige Bioenergie
- Flüssige Bioenergie
- Feste Bioenergie

Zu den gasförmigen Bioenergien zählt u. a. Biomethan, ein Beispiel für flüssige Bioenergie ist Biodiesel, der dem Dieselkraftstoff an der Tankstelle beigemischt wird. An dieser Stelle erfolgt eine Auseinandersetzung mit Bioenergie aus fester Biomasse.[114]

Die Nutzung von Biomasse für die Fernwärmeerzeugung ist etabliert, gleichwohl steht sie in Konkurrenz zu anderen Nutzungsformen von Pflanzen und Flächen. Darüber entstehen bei der Verbrennung von Biomasse verschiedene Schadstoffe, die mit Blick auf den Immissionsschutz zu beachten sind. Sofern die Treibhausgasemissionen, die z. B. beim Transport von Biomasse anfallen, vernachlässigt werden, wird bei der Verbrennung von Biomasse nur so viel CO_2 emittiert, wie die Pflanzen im Laufe ihres Lebens aufgenommen haben. Im Rahmen dessen gilt die Nutzung von Biomasse als klimaneutral.

2.7.3 Potenziale im Wärmesektor

Biomasse kann in Rückstände und Nebenprodukte sowie Energiepflanzen unterteilt werden. Rückstände und Nebenprodukte umfassen u. a. Landschaftspflegeholz, Waldrestholz, Sägespäne, Altholz, Straßengrasschnitt, Grünabfälle und Getreideausputz. Diese können unterteilt werden in Holzartiges, Halmartiges und Sonstiges. Energiepflanzen hingegen umfassen Holz- und Halmartige (Tabelle 12).

Bei der Auswahl der Rohstoffbezugsquellen ist die Nachhaltigkeit der genutzten Biomasse sicherzustellen, insbesondere durch lokalen Bezug, welcher Transportwege minimiert, und Zertifizierungen. Das Umweltbundesamt unterscheidet zwischen problematischer Anbaubiomasse und Biomasse, die keine gravierenden Risiken aufweist. Zu relativ unproblematischer Biomasse zählen u. a. Grünschnitt aus der Landschaftspflege und biogene Siedlungs- und Industrieabfälle.[115]

[113] Umweltbundesamt (2022). Bioenergie. 07.04.2022, https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/bioenergie#bioenergie-ein-weites-und-komplexes-feld- (Zugriff: 31.08.2022).
[114] Vgl. Abschnitt 2.6 zur Nutzung von Biogas.
[115] Umweltbundesamt (2022). Bioenergie. 07.04.2022, https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/bioenergie#bioenergie-ein-weites-und-komplexes-feld- (31.08.2022).

Tabelle 12: Formen biogener Festbrennstoffe[116]

Rückstände und Nebenprodukte	Holzartige	*Aus Bestandspflege*: Waldrestholz, Schwachholz, holzartige Grünabfälle, Landschaftspflegeholz *Aus Weiterverarbeitung:* Industrierestholz, Sägerestholz, Späne und Holzstaub, Holzkohle *Nach Endnutzung:* behandeltes und unbehandeltes Altholz
	Halmartige	Stroh, Landschaftspflegeheu, Straßengrasschnitt, Grünabfälle
	Sonstige	Getreideausputz, Mindergetreide, Pressrückstände und sonstige Rückstände
Energiepflanzen	Holzartige	Aus Kurzumtrieb
	Halmgutartige	Getreideganzpflanzen, Energiegräser

Die Sicherstellung der Nachhaltigkeit beim Rohstoffbezug betrifft u. a. auch die Gefahr von indirekten Landnutzungsänderungen (engl.: *indirect land use change (iLUC)*). Indirekte Landnutzungsänderungen beschreiben Verdrängungseffekte, welche durch den Anbau z. B. von Energiepflanzen ausgelöst werden und in der Folge dazu führen, dass z. B. Nahrungsmittel auf Flächen angebaut werden müssen, die durch Umwandlung natürlicher Ökosysteme erschlossen werden. Erhebliche Biodiversitätsverluste und Treibhausgasemissionen können die Folge dieses Prozesses sein.[117]

Angesichts knapper verfügbarer Flächen und der begrenzten Verfügbarkeit ökologisch zu favorisierender Biomasse wie Grünabfälle, Straßengrasschnitt etc., die möglichst lokal oder regional bezogen werden, ist das Potenzial des Einsatzes von Biomasse für die Wärmeversorgung relativ begrenzt. Eine breitere Nutzung von Biomasse dürfte folglich perspektivisch zum steigenden Bedarf an Importen führen, was Nachhaltigkeits- und Klimaschutzanstrengungen konterkarieren kann.

Trotz dieser vielschichtigen Anforderungen und Herausforderungen ist Biomasse von enormer Bedeutung für die Wärmeerzeugung. Derzeit stellt Biomasse den wichtigsten Beitrag der erneuerbaren Energien an der Nettowärmeerzeugung leitungsgebundener Wärmeversorgung in Deutschland dar.[118] Dies hat verschiedene Gründe. Biomasse kann lokal zur Verfügung stehen und gilt als relativ kostengünstiger erneuerbarer Energieträger. Biomassekraftwerke sind grundlastfähig und liefern Wärme damit im Wesentlichen unabhängig von externen Faktoren, wie dies z. B. bei Solarthermie in Abhängigkeit von der Sonnenstrahlung der Fall ist.

[116] Darstellung auf Basis von Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (2014). Leitfaden Feste Biobrennstoffe. 4., vollständig überarbeitete Auflage, Mai 2014, http://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/leitfadenfestebiobrennstoffe_web.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

[117] Umweltbundesamt (2022). Bioenergie. 07.04.2022, https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/bioenergie#bioenergie-ein-weites-und-komplexes-feld- (Zugriff: 31.08.2022).

[118] Abbildung 1; BDEW (2021). Nettowärmeerzeugung* nach Energieträgern in Deutschland. 21.01.2021, https://www.bdew.de/media/documents/20210122_BDEW-Zahl_der_Woche_Grafik_Fernwaerme.pdf (Zugriff: 31.08.2022), mit Daten von Destatis und BDEW, Stand: 12/2020.

2.7.4 Anlagentechnik

Grundsätzlich zu unterscheiden sind:[119]

- **Biomasseheizkraftwerke (BMHKWs)**, die auf dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) beruhen
- **Biomassekraftwerke (BMKWKs)**, die einen Wirkungsgrad von nur 30 - 37 Prozent aufweisen
- **Biomasseheizwerke (BMHWs)**, die ausschließlich Wärme produzieren, ohne dass dabei Strom erzeugt wird

Durch das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), auf dem BMHKWs beruhen, wird die ausgekoppelte Wärme - zusätzlich zur Stromerzeugung - für die Fernwärmeversorgung genutzt. Der Einsatz der Biomasse erfolgt daher besonders effizient. Im Jahr 2019 beruhte bereits knapp ein Viertel der Nettowärmeerzeugung mittels KWK-Anlagen in Deutschland auf dem Einsatz von Biomasse.[120]

Zu den zentralen Kraftwerkstechniken zählen:

- **Biomasse-Dampfkraftwerke**: In einem Biomasse-Dampfkraftwerk wird mittels der Verbrennung der Biomasse Rauchgas erzeugt, welches Wasser in Rohrschlangen, die als Verdampferflächen dienen, erhitzt. Der dabei entstehende Dampf treibt eine Turbine an, mittels derer Strom erzeugt wird. Die entstehende Wärme kann in Fernwärmenetze eingespeist werden.[121]
- **ORC-Anlagen:** Organic-Rankine-Cycle-Anlagen (ORC) basieren auf dem vergleichbaren Prinzip wie Biomasse-Dampfkraftwerke, allerdings kommt dabei ein organisches Arbeitsfluid statt Wasser zum Einsatz. Dieses wird mittels Wärmeübertrager erhitzt und der entstehende Dampf treibt eine Turbine an, welche Strom erzeugt. Die entstehende Wärme wird wiederum als Fernwärme genutzt. Durch den Einsatz des organischen Arbeitsfluids können niedrigere Temperaturniveaus als mit Wasserdampf erschlossen werden.[122]
- **Thermische Biomassevergaseranlagen**: Bei thermischen Biomassevergaseranlagen wird die Biomasse mittels Pyrolyse-Verfahren unter Ausschluss von Sauerstoff vergast. Das entstehende Gas wird aufbereitet (gekühlt, gereinigt, gefiltert, gewaschen) und anschließend in einem Gasmotor zur Stromerzeugung eingesetzt.[123]

[119] Vgl. auch Vattenfall (n. a.). Was sind Biomasseheizkraftwerke? https://www.vattenfall.de/glossar/biomasseheizkraftwerk-bmhkw (Zugriff: 09.08.2022).
[120] Umweltbundesamt (2021). Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). 02.06.2021, https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraft-waerme-kopplung-kwk#kwk-anlagen (Zugriff: 09.08.2022), auf Basis von Statistischem Bundesamt, Öko-Institut, Umweltbundesamt/AGEE-Stat.
[121] Vattenfall (n. a.). Was sind Biomasseheizkraftwerke? https://www.vattenfall.de/glossar/biomasseheizkraftwerk-bmhkw (Zugriff: 09.08.2022).
[122] Vattenfall (n. a.). Was sind Biomasseheizkraftwerke? https://www.vattenfall.de/glossar/biomasseheizkraftwerk-bmhkw (Zugriff: 09.08.2022).
[123] Vattenfall (n. a.). Was sind Biomasseheizkraftwerke? https://www.vattenfall.de/glossar/biomasseheizkraftwerk-bmhkw (Zugriff: 09.08.2022).

2.7.5 Referenzprojekte

Biomasse wird bundesweit in vielen Anlagen zur Erzeugung von Fernwärme genutzt. Exemplarisch zu nennen sind folgende Anlagen:

- Seit dem Jahr 2004 setzt die Fernwärme **Ulm** im Heizkraftwerk I auf Biomasse in Form von naturbelassenen Holzhackschnitzeln, Altholzhackschnitzeln, Sägespänen und Rinde.[124]
- Die Energieversorgung **Oberhausen** erzeugen jährlich ca. 20.000 MWh Strom und ca. 60.000 MWh Fernwärme durch die Verbrennung von ca. 40.000 t Landschaftspflegeholz. Damit können etwa 3.500 Haushalte mit Fernwärme versorgt werden.[125]
- In **Magdeburg** haben die Städtischen Werke Magdeburg im Jahr 2016 ein Biomasseheizkraftwerk mit einer Leistung von 10,5 MW in Magdeburg-Ostelbien in Betrieb genommen. Nach eigenen Aussagen wird als Brennstoff Holz eingesetzt, das bei Landschaftspflegearbeiten wie z. B. Beschnitt der Bäume regional anfällt.[126]
- In **Neustrelitz** haben die dortigen Stadtwerke im Jahr 2006 ein Biomasse-Heizkraftwerk in Betrieb genommen. Die Anlage mit einer installierten Leistung von 17 MW_{th} wird nach Angaben der Stadtwerke Neustrelitz mit Hackschnitzeln aus Waldrestholz, Baum- und Strauchschnitt betrieben.[127]
- Die Stadtwerke **Bielefeld** haben im Jahr 2009 für 8,5 Mio. € ein Holzkraftwerk mit einer Wärmeleistung von 5,5 MW errichtet, das rund 2.900 Haushalte jährlich mit Wärme versorgt. Zur Versorgung des Kraftwerks mit Waldrestholz und Holz aus der Landschaftspflege aus dem Umkreis von 100 km werden nach Angaben der Stadtwerke Bielefeld täglich fünf Lkw mit Anhängern benötigt.[128]

2.7.6 Situation in Thüringen

Thüringen weist mit seiner geringen Bevölkerungsdichte, der im Bundesvergleich relativ gut vorhandenen Fläche zur Nutzung für den Anbau nachwachsender Rohstoffe und einer der größten Holzvorräte pro Hektar Waldboden in Deutschland[129] eine vergleichsweise gute Ausgangsbasis für die nachhaltige Nutzung von Biomasse auf. Zudem ist der Holzvorrat je Hektar Wald in Thüringen zwischen der Holzinventur 2002 und 2012 deutlich gestiegen. Der Holzzuwachs in den letzten Jahren wird bislang nur zu 70 - 80 Prozent genutzt.[130]

---

124 Fernwärme Ulm (n. a.). BIOMASSE-HEIZKRAFTWERK I. https://www.fernwaerme-ulm.de/energie/erzeugungsanlagen/biomasse-heizkraftwerk-1/(Zugriff: 31.08.2022).

125 Energieversorgung Oberhausen (n. a.). BIOMASSE KRAFTWERK OBERHAUSEN. https://www.evo-energie.de/biomasse-kraftwerk-oberhausen (Zugriff: 31.08.2022).

126 Städtische Werke Magdeburg (n. a.). Biomasseheizkraftwerk: Wärmeversorgung für Magdeburg-Ostelbien. https://www.sw-magdeburg.de/energie/waerme/biomasseheizkraftwerk (Zugriff: 31.08.2022).

127 Stadtwerke Neustrelitz (n. a.). Biomasse-Heizkraftwerk. https://www.stadtwerke-neustrelitz.de/privatkunden/energiespektrum/biomasse-heizkraftwerk (Zugriff: 31.08.2022).

128 Stadtwerke Bielefeld (n. a.). Fernwärme und Strom aus Holz – unser Holzkraftwerk. https://www.stadtwerke-bielefeld.de/das-unternehmen/fuer-die-umwelt/erneuerbare-energien/holzkraftwerk.html (Zugriff: 09.08.2022).

129 Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (ThEGA) (2022). Zukunftsfähige Energieversorgung mit Bioenergie in Gewerbe und Industrie. Juni 2022, https://www.thega.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/bioenergie/broschuere_zukunftsfaehige_energieversorgung_mit_bioenergie.pdf (Zugriff: 03.11.2022), S. 4.

130 Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (ThEGA) (2022). Zukunftsfähige Energieversorgung mit Bioenergie in Gewerbe und Industrie. Juni 2022, https://www.thega.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/bioenergie/broschuere_zukunftsfaehige_energieversorgung_mit_bioenergie.pdf (Zugriff: 03.11.2022), S. 5.

Dies verdeutlicht die Bedeutung von Biomasse als erneuerbare Energiequelle in Thüringen. Nach Angaben der Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (ThEGA) beträgt die installierte Feuerungswärmeleistung der in Thüringen auf Basis fester Biomasse betriebenen Anlagen insgesamt 133 MW. Große Anlagen umfassen die Altholzverbrennungen (Ilm-Kreis, Saale-Holzland-Kreis, Saale-Orla-Kreis) mit einer Leistung von 16 MW sowie eine Anlage zur Verbrennung von Holzhackschnitzeln in Bischofferode bei Nordhausen mit 20 MW Leistung.[131]

Allerdings zeigen sich auch in Thüringen bereits die Herausforderungen der Nutzung von Biomasse. So wurde die seit 2008 laufende Verbrennung von Holzhackschnitzeln in **Hermsdorf** durch eine iKWK-Anlage auf Basis von BHKWs ersetzt. Der Umstieg von Biomasse auf Erdgas wird mit den Preisentwicklungen für das benötigte Holz in den letzten Jahren begründet.[132]

2.7.7 Leitfaden

Für die Prüfung einer möglichen Nutzung von Bioenergie schlägt die ThEGA vor, möglichst folgende Aspekte zu berücksichtigen:[133]

- Standort
- Rohstoff- bzw. Reststoffverfügbarkeit
- Genehmigungssituation
- Förderung
- Verfügbarkeit Aufstellungsflächen
- Personelle Ressourcen
- Lasten des Energiebedarfs

Die Verfügbarkeit von entsprechenden Roh- und Reststoffen ist dabei besonders erfolgsentscheidend für etwaige Projekte.

[131] Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (ThEGA) (2022). Zukunftsfähige Energieversorgung mit Bioenergie in Gewerbe und Industrie. Juni 2022, https://www.thega.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/bioenergie/broschuere_zukunftsfaehige_energieversorgung_mit_bioenergie.pdf (Zugriff: 03.11.2022), S. 5.

[132] stadt+werk (2021). Erdgas im BHKW statt Biomasse. 31.03.2021, https://www.stadt-und-werk.de/meldung_35961_Erdgas+im+BHKW+statt+Biomasse+.html (Zugriff: 31.08.2022).

[133] Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (ThEGA) (2022). Zukunftsfähige Energieversorgung mit Bioenergie in Gewerbe und Industrie. Juni 2022, https://www.thega.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/bioenergie/broschuere_zukunftsfaehige_energieversorgung_mit_bioenergie.pdf (Zugriff: 03.11.2022), S. 28.

2.8 Abwärme

2.8.1 Zusammenfassung

Abwärme entsteht in der Industrie, im Gewerbe- und Dienstleistungssektor im Rahmen von Produktionsprozessen oder bei der Energieumwandlung. Sofern sie nicht beispielsweise durch Einbindung in Wärmenetze genutzt wird, entweicht sie ungenutzt in die Umwelt. Die Potenziale der Abwärmenutzung als Wärmequelle für Fernwärmenetze werden allgemein als hoch eingeschätzt. Die Herausforderungen bestehen allerdings u. a. in den fehlenden Anreizen für Unternehmen, ihre Abwärme in Wärmenetze einzubinden, in der Notwendigkeit des Vorhandenseins ausreichender und langfristiger Abwärmepotenziale sowie in der Voraussetzung, dass Abwärme dauerhaft als klimaneutral anerkannt wird.

2.8.2 Kurzüberblick

Auf Grund bestehender Inkonsistenzen und Ungenauigkeiten bei den bestehenden Definitionen von Abwärme hat der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW) unter Beteiligung relevanter Stakeholder folgende Definition erarbeitet:

„Abwärme: Wärme, die in einem Prozess entsteht, dessen Hauptziel die Erzeugung eines Produktes oder die Erbringung einer Dienstleistung (inkl. Abfallentsorgung) oder einer Energieumwandlung ist, und die dabei als ungenutztes Nebenprodukt an die Umwelt abgeführt werden müsste.“[134]

Abwärme im Sinne dieser Definition entsteht in vielerlei Prozessen. Hierzu zählen:[135]

- Produktion (z. B. Raffinerien, Stahlverarbeitung, chemische Industrie)
- Dienstleistung (z. B. Rechenzentren, Wäschereien, Kühlhäuser, Ab-/Wasserwirtschaft)
- Abfallentsorgung (z. B. thermische Abfallbehandlung, innerbetriebliche Stoffkreisläufe)
- Energieumwandlung (z. B. Kondensationskraftwerke, Abgaswärme aus Verbrennungsprozessen, Wasserstoffelektrolyse)

Typische Abwärmequellen in Unternehmen sind v. a. Prozessabluft, Kälteanlagen und Kühlsysteme, Drucklufterzeugung sowie raumlufttechnische Anlagen.[136]

[134] AGFW (2020). Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung. Frankfurt am Main, November 2020, https://www.agfw.de/fileadmin/AGFW_News_Mediadateien/Energiewende_Politik/agfwleitfaden_ansicht_es.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 18.

[135] AGFW (2020). Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung. Frankfurt am Main, November 2020, https://www.agfw.de/fileadmin/AGFW_News_Mediadateien/Energiewende_Politik/agfwleitfaden_ansicht_es.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

[136] dena (2015). Erfolgreiche Abwärmenutzung im Unternehmen. Energieeffizienzpotenziale erkennen und erschließen. Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin, Dezember 2015, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/1445_Broschuere_Abwaermenutzung.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

Gerade bei Abwärme aus der Abfallentsorgung gibt es derzeit jedoch noch erhebliche Unsicherheiten. Eine abschließende Klärung, ob und inwieweit Abwärme aus der Abfallentsorgung als unvermeidlich und damit klimaneutral einzustufen ist, steht derzeit noch aus. So wird Siedlungsabfall derzeit entsprechend des biogenen Anteils nur hälftig als erneuerbar angesehen. Eine solche Einstufung würde eine klimaneutrale Fernwärmeversorgung unter Einbindung von Abwärme aus der Abfallentsorgung verhindern, wie auch ein Gutachten im Auftrag des BDEW unterstreicht: „Eine Beibehaltung des Ansatzes einer nur hälftigen Einstufung des Abfallbrennstoffs als erneuerbarer Energieträger (biogener Anteil des Siedlungsabfalls) verbunden mit dem oben genannten CO2-Emissionsfaktor führen dazu, dass ein Wärmenetz, das auch mit Wärme aus MVAs/EBKWs gespeist wird, eine langfristige Klimaneutralität nicht erreichen kann.“[137]

Insbesondere auf EU-Ebene ist die Frage nach der Anerkennung von Abwärme aus der Abfallentsorgung als klimaneutral Gegenstand intensiver Diskussionen – nicht zuletzt angesichts der Zielsetzung der Etablierung einer Kreislaufwirtschaft und der angestrebten Reduzierung des Abfallaufkommens. Demnach gibt es derzeit keine verlässliche und einheitliche Anerkennung von Abwärme jeglicher Herkunft als 100 % klimaneutral. Daraus resultiert ein gewisses Investitionsrisiko.

2.8.3 Potenziale im Wärmesektor

Die Potenziale der Nutzung von Abwärme für die Fernwärmeversorgung sind grundsätzlich beträchtlich. Die Schätzungen, wie groß das Potenzial tatsächlich zu beziffern ist, gehen allerdings erheblich auseinander. So zeigt der AGFW[138] anhand einer Meta-Analyse auf, dass die Bandbreite der Abschätzungen über das Potenzial der in Wärmenetzen nutzbaren Abwärme sehr breit ist und ein uneinheitliches Bild abgibt. Dies sei vor allem auf die komplexe Abgrenzung zwischen der tatsächlich anfallenden Abwärme und ihrer technischen Nutzbarkeit in Fernwärmenetzen zurückzuführen. In verschiedensten Szenarien wird von einem erreichbaren Anteil der Abwärmenutzung von 10 % - 20 % an der Fernwärme bis zum Jahr 2050 über ganz Deutschland ausgegangen.

Zusätzlich zur Einspeisung in das Fernwärmenetz kann die Abwärme auch zur lokalen, gebäudebezogenen Nutzung in Form von Niedertemperatur-Abwärme genutzt werden.

Künftig dürfte das Potenzial der Nutzung von Abwärme, die in Rechenzentren anfällt, auf Grund der fortschreitenden Digitalisierung und des steigenden Bedarfs an Rechenkapazitäten erheblich steigen. Bislang bestehende Potenziale werden zudem oftmals noch unzureichend genutzt. So bezweifeln Rechenzentrumsbetreiber insbesondere, dass eine wirtschaftliche Nutzung der Abwärme aus Rechenzentren überhaupt möglich sei.[139]

---

[137] Maaß, C., Möhring, P., Purkus, A., Sandrock, M., Freiberger, L., & Kleinertz, B. (2021). Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung. Kurzstudie im Auftrag des BDEW, Hamburg, München, 08.03.2021, https://www.bdew.de/media/documents/2021-04-06_Bericht_Kurzstudie_gr%C3%BCne_Fernw%C3%A4rme_Finalfassung.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 47.

[138] AGFW (2020). Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung. Frankfurt am Main, November 2020, https://www.agfw.de/fileadmin/AGFW_News_Mediadateien/Energiewende_Politik/agfwleitfaden_ansicht_es.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

[139] Funke, T., Hintemann, R., Kaup, C., Maier, C., Müller, S., Paulußen, S., …& Terrahe, U. (2019). Abwärmenutzung im Rechenzentrum. Ein Whitepaper vom NeRZ in Zusammenarbeit mit dem eco – Verband der Internetwirtschaft e. V, https://ne-rz.de/wp-content/uploads/2019/07/Whitepaper_Abwaermenutzung_2019.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

Obwohl die Abwärmenutzung in Wärmenetzen für alle Beteiligten erhebliche Vorteile aufweisen kann, zeigen Unternehmen häufig große Vorbehalte gegenüber der Abwärmenutzung.

2.8.4 Anlagentechnik

Am Ort des Entstehens, z. B. in Industrieanlagen, ist die Abwärme das Nebenprodukt eines Produktionsprozesses oder einer Energieumwandlung und damit von geringem oder keinem Wert. Erst durch die Einbindung in ein Wärmenetz gewinnt die Abwärme ihren Wert als Wärmequelle.[140]

Hierzu bedarf es entsprechender Investitionen. Die Höhe der erforderlichen Investitionen hängt dabei stark von der geografischen Nähe der Abwärmequelle zum Wärmenetz ab. Bei größeren Distanzen ist ein zusätzlicher Leitungsbau erforderlich, der geschätzte Kosten zwischen 500 und 2.000 €/m verursacht. Darüber hinaus treten über größere Distanzen nicht unerhebliche Netzverluste auf und die Druckhaltung erfordert größeres Augenmerk. Sofern zusätzliche Pumpstationen und Netzstationen mit einer hydraulischen Trennung erforderlich sind, um einen ausreichenden Betriebsdruck sicherzustellen, sind der erforderliche Platzbedarf, die erschwerte Einkopplung der Abwärme und die steigenden Kosten weitere Herausforderungen.[141]

Häufig fällt Abwärme aus der Industrie bei einem relativ hohen Temperaturniveau an, was eine Einspeisung in Bestandsnetze mit hohem Temperaturniveau in der Regel erleichtert. Bei niedrigem Temperaturniveau der Abwärme ist der Einsatz von Wärmepumpen zur Temperaturerhöhung erforderlich. Allerdings stellt dies zusätzliche Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit derartiger Projekte, denn „deren Nutzung erfordert neben den Investitionen in den Bau auch den Einsatz von mit Umlagen und Abgaben belastetem Strom und senkt dadurch den Wert der Wärme für den Wärmenetzbetreiber.“[142]

2.8.5 Referenzprojekte

Die Nutzung von Abwärme hat eine lange Tradition, insbesondere im Ruhrgebiet, wo die Fernwärmeversorgung ganz wesentlich durch die Abwärme der hiesigen Stahlproduktion gespeist wurde. Mit der Krise der Stahlindustrie in den 1980er Jahre endeten viele Kooperationen von Fernwärmeversorgungsunternehmen und Stahlproduzenten.[143] Schließungen bzw. die Verlagerung von Produktionsstätten sind auch noch heute ein Risiko bei der Nutzung von Abwärme.

---

[140] AGFW (2020). Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung. Frankfurt am Main, November 2020, https://www.agfw.de/fileadmin/AGFW_News_Mediadateien/Energiewende_Politik/agfwleitfaden_ansicht_es.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

[141] AGFW (2020). Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung. Frankfurt am Main, November 2020, https://www.agfw.de/fileadmin/AGFW_News_Mediadateien/Energiewende_Politik/agfwleitfaden_ansicht_es.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

[142] AGFW (2020). Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung. Frankfurt am Main, November 2020, https://www.agfw.de/fileadmin/AGFW_News_Mediadateien/Energiewende_Politik/agfwleitfaden_ansicht_es.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 43.

[143] AGFW (2020). Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung. Frankfurt am Main, November 2020, https://www.agfw.de/fileadmin/AGFW_News_Mediadateien/Energiewende_Politik/agfwleitfaden_ansicht_es.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

Nicht zuletzt vor diesem Hintergrund ist die Nutzung von Abwärme in Fernwärmenetzen noch deutlich hinter ihrem Potenzial zurückgeblieben. Dennoch ist die Nutzung von Abwärme gängige Praxis und bestens etabliert. Zu den exemplarischen Realanwendungen zählen u. a.

- In **Stralsund** wird derzeit die Nutzung der Abwärme eines Elektrolyseurs für die Wärmeversorgung mittels eines Wärmenetzes im Stadtteil Andershof geprüft.[144]
- In **Karlsruhe**, einer Stadt mit einem der längsten Fernwärmenetze Deutschlands, decken die Stadtwerke einen beträchtlichen Teil des Wärmebedarfs für ihre Fernwärmeversorgung über industrielle Abwärme aus einer ansässigen Raffinerie.[145]
- In einem vergleichbaren Projekt plant die Uniper Wärme GmbH zusammen mit einer Raffinerie die Nutzung der in der Raffinerie entstehenden Abwärme für die Versorgung von bis zu 30.000 Haushalten in **Gelsenkirchen, Gladbeck und Recklinghausen**.[146]
- Im niedersächsischen **Hoya/Weser** wurde im Jahr 2020 ein Projekt gestartet, um die Abwärme einer örtlichen Papier- und Kartonfabrik (6,4 Mio. kWh) in einem zu errichtenden Fernwärmenetz zu nutzen.[147]

Auch in Thüringen gibt es entsprechende Projekte zur Abwärmenutzung.

- Die Stadtwerke **Suhl/Zella-Mehlis** nutzen beispielsweise seit vielen Jahren die Abwärme einer Restabfallverbrennungsanlage, um über ihr Fernwärmenetz rund 6.000 Wohnungen und 200 Betriebe und öffentliche Gebäude mit Fernwärme zu versorgen.[148]

2.8.6 Situation in Thüringen

Durch die ThEGA wurde für Thüringen ein Abwärmekataster erstellt, das dabei helfen soll, Abwärmequellen in Thüringen zu identifizieren, deren räumliche Verteilung aufzuzeigen und das Bewusstsein für die Nutzung der Abwärmepotenziale in Thüringen zu schaffen. Das Kataster weist eine ganze Reihe von Potenzialen, insbesondere im Osten und Südosten Thüringens auf.[149]

- In der Kategorie Produktion wird das Abwärmepotenzial in Thüringen wegen fehlender Schwer- und Großindustrie vergleichsweise gering eingeschätzt.

---

144 Tix, M. (2021). Stralsund prüft Abwärmenutzung aus Elektrolyseur. Energate Messenger, 10.08.2021, https://www.energate-messenger.de/news/214373/stralsund-prueft-abwaermenutzung-aus-elektrolyseur (Zugriff: 31.08.2022).

145 vfew (n. a.). Karlsruhe heizt mit Fernwärme aus Abwärme und KWK. https://www.vfew-bw.de/magazin/waerme/karlsruhe-heizt-mit-fernwaerme-aus-abwaerme-und-kwk/ (Zugriff: 31.08.2022).

146 Uniper (2020). Industrielle Abwärme für die Fernwärmeversorgung. 15.07.2020, https://www.uniper.energy/news/de/industrielle-abwaerme-fuer-die-fernwaermeversorgung (Zugriff: 31.08.2022).

147 Wärmewende.de (2020). Hoya/Weser – Industrielle Abwärmenutzung mit Fernwärmenetz. 24.07.2020, https://www.waermewende.de/kommunaler-blog/hoya-weser-industrielle-abwaermenutzung-mit-fernwaermenetz/ (Zugriff: 31.08.2022).

148 Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz (n. a.). Wärme aus der Mülltonne. http://www.energiegewinner-thueringen.de/energiegewinner/details-zu/restabfallverbrennungsanlage-suhl.html (Zugriff: 31.08.2022).

149 Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (ThEGA) (n. a.). Abwärmekataster. https://www.thega.de/themen/energie-und-ressourceneffizienz/abwaermenutzung/ (Zugriff: 31.08.2022).

- In der Kategorie Dienstleistung wird das Abwärmepotenzial in Thüringen als grundsätzlich vorhanden eingeschätzt. Je nach Vorhandensein geeigneter Quellen und günstiger Konstellationen kann durchaus eine Nutzung dieser Abwärmepotenziale möglich sein (z. B. Abwärme aus Kühlung, Klimatisierung). Die Temperaturquellen sind hier in der Regel im Niedertemperaturbereich angesiedelt. Das bedeutet, zur Einspeisung in bestehende Fernwärmenetze sind zweistufige Wärmepumpen erforderlich. Zu dieser Kategorie sind auch die Potenziale aus der Abwasserwärmenutzung sowie aus Flusswasser, Seewasser und der Umweltwärme (Luft) zu zählen.
- In der Kategorie Abfallentsorgung sind in Thüringen Nutzungspotenziale an den jeweiligen Standorten von Anlagen zur Müllverbrennung vorhanden. In Thüringen sind dies die Anlagen für die thermische Abfallbehandlung in Zella-Mehlis und in Erfurt. Dazu kommt eine Anlage der TVS in Schwarza. Hierbei handelt es sich um Hochtemperatur-Abwärme, die direkt in die Fernwärmenetze eingekoppelt werden kann. Die Abwärme aus Müllverbrennung ist in Thüringen durch das Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz (TMUEN) als CO_2-neutral eingestuft worden. An den genannten Standorten wird die Abwärme aus Müllverbrennung bereits vollständig genutzt. Eine Erweiterung der Nutzung von Abwärme aus Müllverbrennung ist nur bei Errichtung neuer Müllverbrennungsanlagen möglich. Das Geschäftsfeld Müllverbrennung ist in der Regel kein Kerngeschäftsfeld der Energieversorgungsunternehmen.
- Ein Sonderfall der Abwärmenutzung aus der Entsorgung stellt die Klärschlammverbrennung dar. Entsprechend Klärschlammverordnung wird ab 2026 ein höherer Anfall an Klärschlamm erwartet. Momentan wird in den bestehenden Restabfallbehandlungsanlagen bereits Klärschlamm mitverbrannt. Auf Grund des Feuchtegehaltes ist dies je nach Verbrennungstechnologie (Art des Rostes) in den bestehenden Anlagen nur etwa bis 10 % möglich. Grundsätzlich ist auch eine vorgelagerte Klärschlammtrocknung möglich. Diese verbraucht jedoch in etwa so viel Energie, wie später bei der Verbrennung (des dann trockenen Klärschlamms) wieder gewonnen werden kann. Die Nutzung des Klärschlamms als Abwärmequelle ist grundsätzlich möglich (wird beispielsweise in Kassel praktiziert), ist jedoch nur in enger Kooperation mit dem Abfallwirtschaftsbetrieb umzusetzen.
- Die Kategorie Energieumwandlung betrifft insbesondere auch den Erzeugungsprozess der Versorgungsunternehmen. In den Anlagen zur Energieerzeugung anfallende Abwärme (Rauchgaswärme, Kondensationswärme) kann genutzt werden, z.B. durch den Einsatz von Groß-Wärmepumpen. Dabei ist jedoch auch die Einhaltung von genehmigungsrechtlichen Belangen (Vorgaben und Grenzwerte der BImSchV) zu beachten. Zu dieser Kategorie kann auch die Rücklaufauskühlung der Fernwärme (beispielsweise ebenfalls über eine Großwärmepumpe) zugeordnet werden, die bei KWK-Anlagen zu einer Effizienzerhöhung der Anlagen führt.

Für alle Kategorien der Abwärmenutzung sind auf den Einzelfall zugeschnittene Wärmebezugsverträge erforderlich, die insbesondere die Langfristigkeit der Wärmequelle absichern. Es existiert eine Reihe von Einzelfördermöglichkeiten, die jedoch recht unübersichtlich sind.

Die praktische Erfahrung zeigt jedoch, dass die reale Nutzbarkeit dieser Potenziale – insbesondere zur Einspeisung in die Fernwärmenetze – unterschiedlichsten Randbedingungen und Restriktionen unterliegt, die das theoretisch ausgewiesene Potenzial relativieren. Limitierende Faktoren können beispielsweise sein:

- Eigennutzungsinteresse der „Abwärmeproduzenten“
- Technische Hemmnisse (z. B. Zusammensetzung der Industrie-Abwässer)
- Bauliche Hemmnisse (Platzverhältnisse, Leitungsführungen, …)
- Fehlende Einspeisemöglichkeiten in Fernwärmesysteme
- zu niedriges Temperaturniveau (zu hohes Delta T)
- Wirtschaftlichkeit (insbesondere OPEX bei Wärmepumpe (WP), Trassenbau)
- Unterschiedliche Investitionszyklen (Wärmeversorger/Industrie)

Hinzu kommen weitere Herausforderungen, die u. a. darin liegen, dass die „Erzeugungsanlagen“ auf externen Grundstücken liegen, abhängig sind von externen Produktionsprozessen und die jeweiligen Lastgänge von Abwärme und Wärmenetz nicht notwendigerweise zusammenpassen.

2.8.7 Leitfaden

Grundsätzlich ist die Nutzung von Abwärmequellen sehr fallspezifisch. Die räumliche Distanz der Abwärmequelle zum Fernwärmenetz, die Temperatur der Abwärme sowie die Sicherstellung der dauerhaften Verfügbarkeit der Abwärme sind wichtige Kriterien, die bei Investitionsentscheidungen zu prüfen sind. Darüber hinaus ist zu prüfen, ob eine Redundanz erforderlich bzw. sichergestellt ist, sofern die Abwärmequelle ausfallen sollte.

2.9 Elektrodenkessel

2.9.1 Zusammenfassung

Power-to-Heat (PtH) bezeichnet die Erzeugung von Wärme mittels des Einsatzes elektrischer Energie, wobei das Prinzip des Elektrodenkessels von der elektrischen Wärmepumpe (Abschnitt 2.10) zu unterscheiden ist.

Die Anzahl der installierten Elektrodenkessel in Deutschland ist derzeit noch relativ überschaubar. Allerdings verfügen Elektrodenkessel über eine Reihe von Eigenschaften, auf Grund derer sie erheblich zu einem grünen Fernwärmeversorgungssystem beitragen können. So beträgt der Wirkungsgrad von Elektrodenheizkesseln nahezu 100 Prozent,[150] Elektrodenkessel erzielen hohe Temperaturen und können Grünstrom zu Zeiten nutzen, in denen dieser überschüssig zur Verfügung steht. Die produzierte Wärme kann in Wärmespeichern gepuffert werden.

[150] Stark, M. (2021). So funktioniert eine Power-to-Heat-Anlage. Enercity, 18.10.2021, https://www.enercity.de/magazin/unsere-welt/funktionsweise-power-to-heat (Zugriff: 31.08.2022).

2.9.2 Kurzüberblick

Power-to-Heat-Anlagen (PtH) erzeugen Wärme unter Einsatz von elektrischer Energie. Grundsätzlich wird zwischen zwei Formen von PtH-Anlagen unterschieden:[151]

- Direkte Umwandlung von elektrischer Energie in Wärme (Elektrodenkessel)
- Nutzbarmachung von Umweltwärme mittels elektrisch betriebener Wärmepumpen (siehe nachfolgender Abschnitt 2.10 zur Wärmepumpe)

In der Literatur werden PtH-Anlagen häufig mit Elektrodenkesseln gleichgesetzt und von elektrischen Wärmepumpen abgegrenzt, so dass eine begriffliche Unschärfe vorherrscht. Im Folgenden wird die Begrifflichkeit „Elektrodenkessel“ in Abgrenzung zu elektrischen Wärmepumpen verwendet.[152]

Eine PtH-Anlage wird mit einer stufenlosen Leistungsregelung und einer definierten Anfahrzeit (0 bis 100 % in x Minuten) für den Wärmeerzeugerparallelbetrieb errichtet. Die An- und Abwahl der PtH-Anlage erfolgt über ein Leitsystem aufgrund von Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber. Bei einer Anforderung muss die PtH-Anlage innerhalb von 5 Minuten die angezeigte Leistung bereitstellen.

Elektrodenkessel können daher kurzfristig Wärme für die Einspeisung in ein Wärmenetz bereitstellen und erzielen auf Grund des Wirkungsprinzips eines Tauchsieders dabei Temperaturen von in der Regel bis zu 98 Grad Celsius.

Für einen klimaneutralen Betrieb muss der bezogene Strom auf Basis von erneuerbaren Energien erzeugt werden. Das Ziel der Bundesregierung gemäß EEG 2023 ist die Steigerung des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch auf 80 % bis zum Jahr 2030.[153] Im Rahmen des hierzu erforderlichen, deutlich beschleunigten Ausbaus von EE-Anlagen dürfte auch weiterhin überschüssiger EE-Strom zur Verfügung stehen, der in Elektrodenkesseln kurzfristig zur grünen Wärmeerzeugung eingesetzt werden kann, wodurch die Abregelung von EE-Anlagen vermieden werden kann.[154]

Allerdings können Elektrodenkessel genauso wie elektrische Wärmepumpen keine Leistung für das Stromnetz bereitstellen, anders als dies beispielsweise bei gasbefeuerten KWK-Anlagen der Fall ist. Ihr Beitrag zur Deckung des steigenden Flexibilitätsbedarfs im Energiesystem ist dahingehend folglich begrenzt.[155]

---

[151] Stark, M. (2021). So funktioniert eine Power-to-Heat-Anlage. Enercity, 18.10.2021, https://www.enercity.de/magazin/unsere-welt/funktionsweise-power-to-heat (Zugriff: 31.08.2022).

[152] Darüber hinaus sind Elektrodenkessel streng genommen auch von Elektrokesseln zu unterscheiden, allerdings werden die Begrifflichkeiten ebenfalls teils unscharf in der Literatur voneinander abgegrenzt.

[153] § 1 Abs. 2 EEG-E 2023.

[154] Maaß, C., Möhring, P., Purkus, A., Sandrock, M., Freiberger, L., & Kleinertz, B. (2021). Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung. Kurzstudie im Auftrag des BDEW, Hamburg, München, 08.03.2021, https://www.bdew.de/media/documents/2021-04-06_Bericht_Kurzstudie_gr%C3%BCne_Fernw%C3%A4rme_Finalfassung.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 57.

[155] Bauknecht, D., Heinemann, C., Koch, M., Ritter, D., Harthan, R., Sachs, A., …& Langanke, S. (2016). Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen. Öko-Institut, Energynautics, Freiburg, Darmstadt, 21.11.2016, https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Systematischer_Vergleich_Flexibilitaetsoptionen.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 64.

2.9.3 Potenziale im Wärmesektor

Für die Erzeugung von grüner Fernwärme kann der Elektrodenkessel einen wesentlichen Beitrag leisten. Bei der Wärmeerzeugung im Elektrodenkessel geht auf Grund des hohen Wirkungsgrades von rund 99,9 Prozent nahezu keine Energie verloren.[156] Zudem können Elektrodenkessel den steigenden Anforderungen an die Stromnetze auf Grund fluktuierender Einspeisungen durch EE-Anlagen Rechnung tragen. Insbesondere die Nutzung von EE-Strom, der andernfalls ungenutzt bliebe bzw. abgeregelt würde, ist ein wichtiges Anwendungsgebiet für Elektrodenkessel.

Anfang 2019 waren deutschlandweit 36 PtH-Module mit einer Leistung zwischen 0,5 und 60 MW_{el} und einer Gesamtleistung von ca. 555 MW installiert.[157] Damit ist die Verbreitung von PtH-Anlagen noch relativ begrenzt. Entsprechend konstatieren Maaß et al. (2021, S. 56): „Aktuell werden die bestehenden PtH-Anlagen in Deutschland allerdings mit sehr geringen Betriebsstunden oder ausschließlich zu Forschungszwecken betrieben; ebenso wenig ist ein bemerkenswerter Zubau von PtH-Anlagen in den letzten Jahren zu verzeichnen.“[158] Das Potenzial von PtH-Anlagen für die Fernwärmeerzeugung dürfte damit in Deutschland noch enorm groß sein, wie ein Blick nach Dänemark zeigt.

In Dänemark, wo Fernwärmenetze eine deutlich größere Bedeutung für die Wärmeversorgung haben, als dies derzeit in Deutschland der Fall ist, kommen Elektroheizer, oftmals in Kombination mit Wärmespeichern, bereits großflächig zum Einsatz. Sofern KWK-Anlagen ebenfalls in das jeweilige Fernwärmesystem eingebunden sind, können Betreiber von Fernwärmesystemen bei Bedarf an Regelenergie ihre KWK-Anlagen zum Einsatz bringen und bei Bedarf an negativer Regelleistung ihre Elektroheizer in Betrieb nehmen. In Kombination mit Wärmespeichern kann die Flexibilität so deutlich gesteigert werden.[159]

In Deutschland stellt der im Gebäudeenergiegesetz (GEG) geregelte Primärenergiefaktor (PEF) von 1,8 (Netzbezug) mutmaßlich ein Hemmnis für die breitere Anwendung von Elektrodenkesseln dar, da dieser in der Regel zu einer Verschlechterung des auszuweisenden PEF von Fernwärmenetzen führen dürfte.[160]

---

[156] Stark, M. (2021). So funktioniert eine Power-to-Heat-Anlage. Enercity, 18.10.2021, https://www.enercity.de/magazin/unsere-welt/funktionsweise-power-to-heat (Zugriff: 31.08.2022).

[157] BDEW (2020). Power-to-Heat - ein Baustein der Sektorkopplung für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung und zur Systemintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien. Positionspapier, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Berlin, 27.04.2020, https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20200427_Power-to-Heat.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 4.

[158] Maaß, C., Möhring, P., Purkus, A., Sandrock, M., Freiberger, L., & Kleinertz, B. (2021). Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung. Kurzstudie im Auftrag des BDEW, Hamburg, München, 08.03.2021, https://www.bdew.de/media/documents/2021-04-06_Bericht_Kurzstudie_gr%C3%BCne_Fernw%C3%A4rme_Finalfassung.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

[159] Fraunhofer IWES, Stiftung Umweltenergierecht, & Fraunhofer IFAM (2014). Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Berlin, Juni 2014, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/power-to-heat/Agora_PtH_Langfassung_WEB.pdf, S. 30 - 35.

[160] Maaß, C., Möhring, P., Purkus, A., Sandrock, M., Freiberger, L., & Kleinertz, B. (2021). Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung. Kurzstudie im Auftrag des BDEW, Hamburg, München, 08.03.2021, https://www.bdew.de/media/documents/2021-04-06_Bericht_Kurzstudie_gr%C3%BCne_Fernw%C3%A4rme_Finalfassung.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 57.

2.9.4 Anlagentechnik

Bei Elektroerhitzern wird elektrische Energie in Wärme umgewandelt und anschließend in das Fernwärmenetz eingespeist. Dabei ist kein separater Kesselkreislauf mittels Wärmeübertrager notwendig, da keine aktiven stromführenden Bauelemente mit dem Fernwärmewasser in Berührung kommen. Die elektrischen Heizelemente bestehen aus Metallmantelrohren, die im Erhitzer montiert sind. Die thermische Energie wird durch Widerstandserwärmung der Heizelemente an das Wasser übertragen. Das Wasser als Wärmeträger wird ebenfalls mittels Pumpen zwangsweise durch den Mantelraum (liegender Zylinder) der Erhitzer gefördert. Die Heizelemente sind zu mehreren Leistungsgruppen zusammengefasst, die einzeln zu- oder abgeschaltet werden können.

Die Einbindung erfolgt zwischen Vor- und Rücklauf des Fernwärme-Heißwassersystems im Heizkraftwerk (HKW) parallel zu den vorhandenen Heißwassererzeugungsanlagen.

Um die Fernwärmeauskopplung vom Fernwärmenetz hydraulisch abzukoppeln und den schwankenden Wärmebedarf zu kompensieren, ist ein Wärmespeicher zwischen dem Elektrodenkessel und dem Fernwärme-Heißwassersystem vorzusehen.

2.9.5 Referenzprojekte

Neben den bereits genannten deutschlandweit 36 PtH-Modulen zum Stand Anfang 2019[161] sind zuletzt einige PtH-Anlagen in Deutschland hinzugekommen. Zu den laufenden Vorhaben und in den vergangenen Jahren in Betrieb genommenen Anlagen zählen u. a.:

- Die Power-to-Heat-Anlage in **Neubrandenburg** ist ein gemeinsames Projekt der Neubrandenburger Stadtwerke (neu.sw) zusammen mit dem Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz. Überschüssige Windenergie soll in den drei Elektrodenkesseln mit einer Leistung von insgesamt 30 MW genutzt werden, um Wärme für das Fernwärmenetz zu produzieren.[162]
- Enercity betreibt seit dem Jahr 2020 einen Elektrodenkessel mit einer Leistung von 20 MW am Standort **Hannover-Herrenhausen**, der zusammen mit einem Wärmespeicher in das Fernwärmenetz des Unternehmens eingebunden ist.[163]

[161] BDEW (2020). Power-to-Heat - ein Baustein der Sektorkopplung für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung und zur Systemintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien. Positionspapier, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Berlin, 27.04.2020, https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20200427_Power-to-Heat.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 4.

[162] neu.sw (2021). Blick ins Pumpenhaus zum Tag der Erneuerbaren Energien. 28.07.2021, https://www.neubrandenburg.de/Quicknavigation/Startseite/Blick-ins-Pumpenhaus-zum-Tag-der-Erneuerbaren-Energien.php?object=tx,3330.5&ModID=7&FID=3330.4640.1#:~:text=Direkt%20neben%20dem%2036%20Meter,Leistung%20von%20insgesamt%2030%20Megawatt. (Zugriff: 31.08.2022).

[163] Stark, M. (2021). So funktioniert eine Power-to-Heat-Anlage. Enercity, 18.10.2021, https://www.enercity.de/magazin/unsere-welt/funktionsweise-power-to-heat (Zugriff: 31.08.2022)

- Im Jahr 2019 nahm Vattenfall die mit 120 MW_{th} eigenen Angaben zufolge größte Power-to-Heat-Anlage in **Berlin** am Kraftwerksstandort Reuter West in Betrieb.[164] Vattenfall errichtet zudem am Standort Reuter West den eigenen Angaben zufolge größten Wärmespeicher Europas. Überschüssiger Windstrom soll künftig mittels der drei Elektrodenkessel zur Wärmeerzeugung genutzt werden, die dann im Wärmespeicher gespeichert wird. Der Speicher soll im April 2023 in Betrieb gehen.[165]
- Im Karolinenviertel in **Hamburg** wurde Ende 2018 die PtH-Anlage *Karoline* mit einem Elektrodenkessel mit einer Leistung von 45 MW in Betrieb genommen.[166] Weitere PtH-Anlagen in Hamburg wurden für die kommenden Jahre am Kraftwerksstandort Wedel mit einer geplanten Leistung des Elektrodenkessels von 80 MW und an der Dradenau mit einer Leistung von 30 MW angekündigt.[167]
- In Schleswig-Holstein haben die Stadtwerke **Neumünster** im Jahr 2016 eine PtH-Anlage mit einer Leistung von 20 MW in Betrieb genommen, um Überschussstrom aus dem Netz mittels Elektrodenkessels für die Fernwärme zu nutzen.[168]
- Die Stadtwerke **Rostock** errichten im Nordwesten Rostocks voraussichtlich bis zum Frühjahr 2023 eine PtH-Anlage (Elektrodenkessel) sowie einen Wärmespeicher mit 45 Mio. Litern Wasser, der über eine 250 m lange Trasse mit dem Fernwärmenetz hydraulisch verbunden ist.[169]

2.9.6 Situation in Thüringen

Grundsätzlich unterliegt die Errichtung von Elektrodenkesseln keinen regionalen Restriktionen. Netzbedingte Abregelungen auf Grund von Netzengpässen, die künftig eine bedeutende Nutzungssituation von Elektrodenkesseln darstellen dürften, sind jedoch regional unterschiedlich und treten in Deutschland derzeit v. a. im geografischen Norden Deutschlands auf Grund der dortigen Windkraftanlagen auf.

Ungeachtet dessen dürfte das Potenzial von Elektrodenkesseln auch in Thüringen nicht unerheblich sein und es gibt auch hierzulande bereits Erfahrungswerte.

Die job Jenaer Objektmanagement- und Betriebsgesellschaft mbH in Jena betreibt beispielsweise eine PtH-Anlage mit 4 MW Leistung. Standort der Anlage ist das Werk 1 des HKW **Hermsdorf**. Der Elektroerhitzer hat seine eigene Leistungsschaltanlage. Die Schaltanlagen sind so aufgebaut, dass der Leistungsteil eine Einspeisung mit Schienensystem besitzt. Bei jeder Leistungsstufe wird eine Gruppe über die Thyristorsteuerung geregelt. Die verbleibenden Gruppen schalten mittels Leistungsschütz.

---

164 Vattenfall (2019). Heike Tauber zur neuen Power-to-Heat-Anlage in Berlin. 19.09.2019, https://group.vattenfall.com/de/newsroom/news/2019/september/3-Fragen-an-Heike-Tauber-Power-to-Heat (Zugriff: 31.08.2022).

165 Bellini, E. (2022). Vattenfall baut in Berlin den größten Wärmespeicher Europas. PV Magazine, 07.07.2022, https://www.pv-magazine.de/2022/07/07/vattenfall-baut-in-berlin-die-groesste-power-to-heat-anlage-europas/ (Zugriff: 31.08.2022).

166 Hamburger Energiewerke (n. a.). Power-to-Heat-Anlage Karoline: Windstrom für das Hamburger Wärmenetz. https://www.hamburger-energiewerke.de/wissen-themen/sektorenkopplung/power-to-heat-karoline (Zugriff: 31.08.2022).

167 Hamburger Energiewerke (n. a.). Mehr Power-to-Heat für Hamburg. https://www.hamburger-energiewerke.de/wissen-themen/sektorenkopplung/power-to-heat-wedel-und-dradenau (Zugriff: 31.08.2022).

168 Energate messenger (2016). Neumünster mit 20 MW Power-to-Heat. 29.06.2016, https://www.energate-messenger.de/news/165861/neumuenster-mit-20-mw-power-to-heat (Zugriff: 31.08.2022).

169 Stadtwerke Rostock (n. a.). Unser Wärmespeicher. Grüne Wärme für Rostock. https://www.swrag.de/speicher (Zugriff: 31.08.2022).

Somit erfolgt die Leistungsregelung stufenlos, jedoch im Umschaltmoment (Thyristorstufe AUS – Leistungsschützstufe EIN) sind kurzzeitige Lastschwankungen zu verzeichnen. Der Wärmespeicher ist auf eine Speicherkapazität von 6 MWh ausgelegt. Unter Berücksichtigung einer Temperaturspreizung von 35 K (Vorlauf 105 °C und Rücklauf 70 °C) ergibt sich eine Speichergröße von 160 m³. Der Wärmespeicher wurde hinter dem bestehenden Heizöltank im Außenbereich installiert. Dabei wurde beachtet, dass die Höhe des Wärmespeichers nicht größer als die des bestehenden Öltanks ist (Höhe 16,6 m). Der Wärmespeicher wird von den angeforderten bzw. in Betrieb befindlichen Wärmeerzeugern bei überschüssiger Energie geladen und bei höherer Wärmenetzlast und entsprechend geringerer Wärmeerzeugerlast entladen.

2.9.7 Leitfaden

Wesentliche Planungsschritte stellen die Dimensionierung des Elektrodenkessels sowie die Standortfindung dar. Der Standort des Elektrodenkessels sollte sowohl unter Berücksichtigung des Anschlusses an das Stromnetz bezüglich des Leistungsbezugs als auch bezüglich der Einspeisung der erzeugten Wärme in das Fernwärmenetz gewählt werden. Da ein Elektrodenkessel in der Regel gemeinsam mit einem Speicher geplant wird, ist auch dieser entsprechende Platzbedarf am Standort einzuplanen.

2.10 Wärmepumpe

2.10.1 Zusammenfassung

Eine Wärmepumpe ist eine Maschine, die unter Einsatz von Arbeit thermische Energie aus einem Niedrigtemperaturreservoir aufnimmt und nach einer Erhöhung des Druckniveaus wieder als thermische Energie an ein Reservoir mit höherer Temperatur abgibt. Sie gilt als zentrale Technologie für die Energiewende. Im Vergleich zu anderen Formen der Wärmeerzeugung erfolgt die Nutzbarmachung von Umweltwärme durch Wärmepumpen besonders effizient.[170] Zu den gängigen Wärmequellen für Wärmepumpen zählen Umgebungsluft, das Erdreich, das Grundwasser, Abwärme, Eisspeicher oder Erdwärmespeicher sowie Solarthermie-Kollektoren.[171] Wärmepumpen können gerade für die Deckung der Grund- und Mittellast in Fernwärmenetzen einen Beitrag leisten.[172] Allerdings ergeben sich eine Reihe von Herausforderungen bei der Einbindung von Wärmepumpen in den Erzeugerpark eines Fernwärmenetzes. So ist das Temperaturniveau besonders in Bestandswärmenetzen für eine effektive Einbindung von Wärmepumpen oftmals zu hoch. Eine weitere Herausforderung stellt die zusätzliche Belastung der Strom(verteiler)netze dar.

---

[170] Thomas, S., Schüwer, D., Vondung, F., Wagner, O. (2022). Heizen ohne Öl und Gas bis 2035 – ein Sofortprogramm für erneuerbare Wärme und effiziente Gebäude. Studie im Auftrag von Greenpeace e. V., https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7954/file/7954_Heizen.pdf (Zugriff: 01.11.2022), S. 28.

[171] Umweltbundesamt (2022). Umgebungswärme und Wärmepumpen. 13.01.2022, https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/umgebungswaerme-waermepumpen#umgebungsw%C3%A4rme

[172] Maaß, C., Möhring, P., Purkus, A., Sandrock, M., Freiberger, L., & Kleinertz, B. (2021). Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung. Kurzstudie im Auftrag des BDEW, Hamburg, München, 08.03.2021, https://www.bdew.de/media/documents/2021-04-06_Bericht_Kurzstudie_gr%C3%BCne_Fernw%C3%A4rme_Finalfassung.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

2.10.2 Kurzüberblick

Mittels Wärmepumpe kann thermische Energie aus einer Wärmequelle mit niedrigem Temperaturniveau nach Erhöhung des Druckniveaus an ein Reservoir mit höherer Temperatur abgegeben werden. Hierbei macht sich die Wärmepumpe die physikalischen Gesetze der Aggregatzustandsänderung von Fluiden zu nutze.

Zu den gängigen Wärmequellen für Wärmepumpen zählen:[173]

- Umgebungsluft
- Erdreich (Erdsonden, Erdkollektoren)
- Grundwasser (Grundwasserbrunnen)
- Abwärme (Abluft, Abwasser)
- Eisspeicher oder Erdwärmespeicher
- Solarthermie-Kollektoren (sofern diese Wärme nicht direkt eingebunden wird)

Eine Unterscheidung zwischen konventionellen Wärmepumpen, Großwärmepumpen und Hochtemperaturwärmepumpen wird über die Leistung und den Temperaturbereich getroffen. Großwärmepumpen zeichnen sich durch eine hohe Heizleistung aus > 100 kW, müssen aber nicht zwangsläufig eine große Temperaturdifferenz zwischen Quelle und Senke realisieren. Von Hochtemperaturwärmepumpen ist die Rede, wenn die Ausgangstemperatur T_4 am Verflüssiger über 100 °C beträgt.[174]

2.10.3 Potenziale im Wärmesektor

Wärmepumpen gelten als zentrale Technologie für die Wärmewende und ihr Potenzial für die Dekarbonisierung des Wärmesektors gilt als enorm. Hintergrund ist die besonders hohe Energieeffizienz von Wärmepumpen: Im Vergleich zu anderen Formen der Wärmeerzeugung erfolgt die Nutzbarmachung von Umweltwärme durch Wärmepumpen besonders effizient.[175] Dies betrifft sowohl elektrische Wärmepumpen in Einfamilienhäusern als auch Großwärmepumpen im Einsatz zur Wärmeerzeugung für Wärmenetze. Eine Studie des Fraunhofer IEE kommt gar zum Schluss: „Wärmepumpen werden zur zentralen Technologie für eine Versorgung einer stark auszubauenden Fernwärme“.[176]

---

[173] Umweltbundesamt (2022). Umgebungswärme und Wärmepumpen. 13.01.2022, https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/umgebungswaerme-waermepumpen#umgebungsw%C3%A4rme

[174] Arpagaus, C. (2018). Hochtemperaturwärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. VDE Verlag, Berlin, https://www.vde-verlag.de/buecher/494550/hochtemperatur-waermepumpen.html, S. 15 - 20.

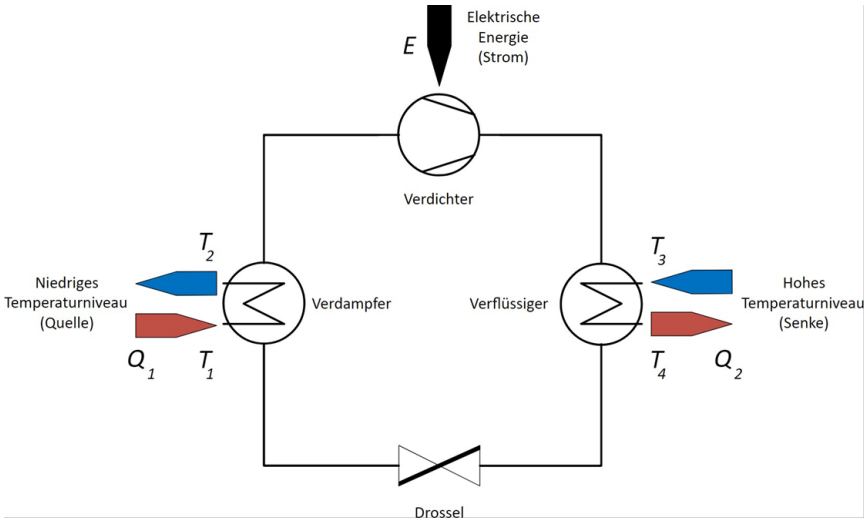
[175] Thomas, S., Schüwer, D., Vondung, F., & Wagner, O. (2022). Heizen ohne Öl und Gas bis 2035 – ein Sofortprogramm für erneuerbare Wärme und effiziente Gebäude. Studie im Auftrag von Greenpeace e. V., https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7954/file/7954_Heizen.pdf (Zugriff: 01.11.2022), S. 28.

[176] Gerhardt, N., Zimmermann, B., Ganal, I., Pape, A., Girón, P., Ghosh, D., ... & Yu, Y. J. (2021). Transformationspfade der Fernwärme in Rückkopplung mit dem Energiesystem und notwendige Rahmenbedingungen. Teilbericht im Rahmen des Projektes: TRANSFORMATIONSPFADE IM WÄRMESEKTOR – Betriebs- und volkswirtschaftliche Betrachtung der Sektorkopplung mit dem Fokus Fernwärme mit hohen Anteilen konventioneller KWK-Erzeugung und Rückkopplung zum Gesamtenergieversorgungssystem, Fraunhofer IEE, Juni 2021, https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2019/2021_Jun_Bericht_Fraunhofer_IEE_Transformation_Waerme_2030_2050.pdf, S. 8.

Wärmepumpen können gerade für die Deckung der Grund- und Mittellast in Fernwärmenetzen einen Beitrag leisten.[177] Allerdings ist das Temperaturniveau besonders in Bestandswärmenetzen für eine effektive Einbindung von Wärmepumpen oftmals zu hoch. Zudem kann der Flächenbedarf je nach Wärmequelle relativ groß sein und bei Luft-Wärmepumpen sind die entstehenden Schallemissionen zu berücksichtigen. Genehmigungsrechtliche Hürden bestehen vor allem bei der Oberflächengewässer-Wärmepumpe.[178] Eine weitere Herausforderung stellt die zusätzliche Belastung der Strom-(verteiler)netze dar.

2.10.4 Anlagentechnik

Abbildung 20 zeigt das Wirkprinzip einer elektrisch betriebenen Kompressionswärmepumpe. Da es sich bei dieser Bauart um die am weitesten verbreitete Technologie handelt, wird in dieser Arbeit der Begriff Wärmepumpe synonym für elektrisch betriebene Kompressionswärmepumpen verwendet.[179]



T_1	Verdampfereingangstemperatur
T_2	Verdampferausgangstemperatur
T_3	Verflüssigereingangstemperatur
T_4	Verflüssigerausgangstemperatur
Q_1	Wärme der Wärmequelle
Q_2	Wärme der Wärmesenke
E	Elektrische Arbeit

Abbildung 20: Wirkprinzip einer elektrischen Kompressionswärmepumpe[180]

[177] Maaß, C., Möhring, P., Purkus, A., Sandrock, M., Freiberger, L., & Kleinertz, B. (2021). Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung. Kurzstudie im Auftrag des BDEW, Hamburg, München, 08.03.2021, https://www.bdew.de/media/documents/2021-04-06_Bericht_Kurzstudie_gr%C3%BCne_Fernw%C3%A4rme_Finalfassung.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

[178] Maaß, C., Möhring, P., Purkus, A., Sandrock, M., Freiberger, L., & Kleinertz, B. (2021). Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung. Kurzstudie im Auftrag des BDEW, Hamburg, München, 08.03.2021, https://www.bdew.de/media/documents/2021-04-06_Bericht_Kurzstudie_gr%C3%BCne_Fernw%C3%A4rme_Finalfassung.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

[179] Arpagaus, C. (2018). Hochtemperaturwärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. VDE Verlag, Berlin, https://www.vde-verlag.de/buecher/494550/hochtemperatur-waermepumpen.html, S. 15 - 20.

[180] Quelle: Eigene Darstellung/TEAG Thüringer Energie AG.

Der Wärmepumpenprozess findet in einem geschlossenen Kreislauf statt, in dem verschiedenste Kältemittel als Arbeitsmedium verwendet werden können.[181] Oft genutzte Kältemittel sind Ammoniak, Kohlenstoffdioxid oder künstlich hergestellte Hydroflouroelfine. „Die Wahl des Kältemittels hängt in erster Linie vom Temperaturniveau des Prozesses ab."[182]

Um Wärme aus der Umgebung aufnehmen und abgeben zu können, benötigen Wärmepumpen Wärmeübertrager. Während der Wärmeaufnahme auf einem niedrigen Temperaturniveau wird das Kältemittel im Wärmeübertrager verdampft, weshalb dieser Verdampfer genannt wird. Nach der Erhöhung des Druckniveaus durch einen Verdichter wird die Wärme durch einen weiteren Wärmeübertrager auf einem höheren Temperaturniveau abgegeben. Dabei verflüssigt sich das Kältemittel wieder, weshalb dieser Wärmeübertrager Verflüssiger genannt wird. Weit verbreitete Bauarten der Wärmeübertrager sind: Plattenwärmeübertrager, Rohr- und Rohrbündelwärmeübertrager oder Lamellenwärmeübertrager.[183] Anschließend an die Verflüssigung wird das Kältemittel über eine meist elektrisch regelbare Drossel wieder entspannt. Das Kältemittel durchläuft die Zustandsänderungen verdampfen, verdichten, verflüssigen und expandieren im Kreisprozess der Wärmepumpe zyklisch und steht dabei unter hohem Druck.[184]

Herkömmliche Wärmepumpen, die in Haushalten eingesetzt werden, verwenden meist Scrollverdichter, die besonders geräuscharm arbeiten, aber keine besonders hohe Leistung besitzen. Im Bereich größerer Heizleistungen werden hingegen leistungsstärkere Verdichtertechnologien verwendet. Zu den in diesem Bereich am häufigsten vorkommenden Verdichtertechnologien zählen insbesondere:[185]

- Turboverdichter
- Schraubenverdichter
- Hubkolbenverdichter

Durch nicht ideale Kältemittel und hohe geforderte Drücke und Temperaturen in den Verdichtern ist der Leistungsbereich und der Temperaturhub von Wärmepumpen begrenzt. Um trotzdem große Wärmeleistungen und hohe Temperaturhübe zu realisieren, werden mehrere Wärmepumpen-Prozesse miteinander verschaltet. Dies kann auf verschiedenste Weise realisiert werden. Im Folgenden wird auf die am häufigsten verwendeten Verschaltungen eingegangen.

Mehrere Kältemittelkreise mit eigenen Verdichterstufen werden über Wärmeübertrager miteinander gekoppelt. So kann stufenweise die Temperatur erhöht werden (Abbildung 21). Die Anzahl der Stufen ist variabel.

[181] Arpagaus, C. (2018). Hochtemperaturwärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. VDE Verlag, Berlin, https://www.vde-verlag.de/buecher/494550/hochtemperatur-waermepumpen.html, S. 15 - 20.
[182] Arpagaus, C. (2018). Hochtemperaturwärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. VDE Verlag, Berlin, https://www.vde-verlag.de/buecher/494550/hochtemperatur-waermepumpen.html, S. 17.
[183] Arpagaus, C. (2018). Hochtemperaturwärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. VDE Verlag, Berlin, https://www.vde-verlag.de/buecher/494550/hochtemperatur-waermepumpen.html, S. 15 - 20.
[184] Arpagaus, C. (2018). Hochtemperaturwärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. VDE Verlag, Berlin, https://www.vde-verlag.de/buecher/494550/hochtemperatur-waermepumpen.html, S. 15 - 20.
[185] Arpagaus, C. (2018). Hochtemperaturwärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. VDE Verlag, Berlin, https://www.vde-verlag.de/buecher/494550/hochtemperatur-waermepumpen.html, S. 15 - 20.

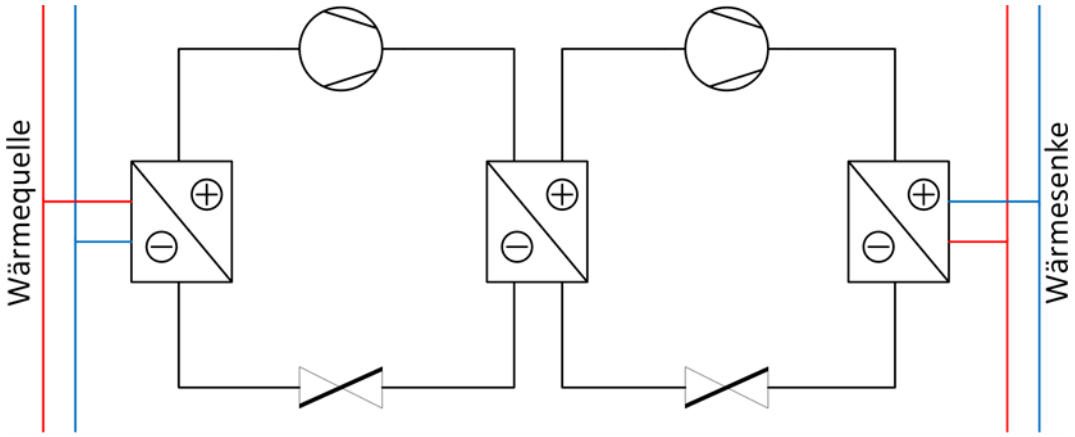


Abbildung 21: Zweistufiger Wärmepumpenkreislauf[186]

Die Verschaltung mehrerer Wärmepumpen, auch Kaskadenschaltung genannt, gibt es in paralleler und serieller Anordnung. Abbildung 22 zeigt mögliche Kaskadenschaltungen von zwei Wärmepumpen. Eine parallele Verschaltung an der Senke dient vorwiegend zur Erhöhung der Nutzwärmeleistung des Systems. Eine serielle Verschaltung dient ebenfalls zur Erhöhung der Nutzwärmeleistung des Systems, kann aber auch gleichzeitig eine höhere Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf der Wärmesenke realisieren.

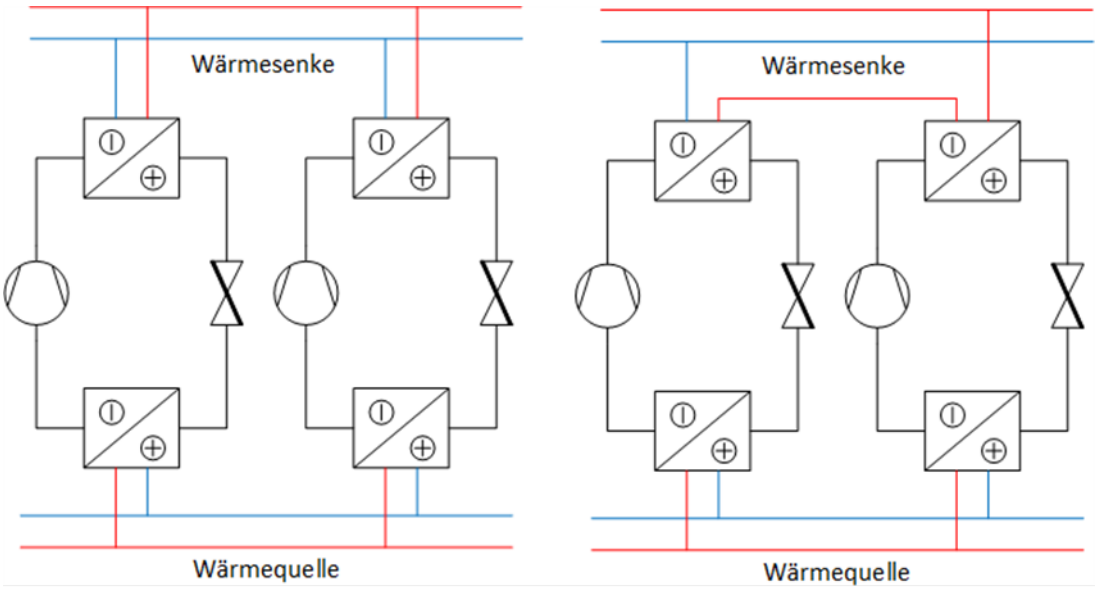


Abbildung 22: parallele (links) und serielle (rechts) Kaskadenschaltung von Wärmepumpen[187]

[186] Quelle: Eigene Darstellung/TEAG Thüringer Energie AG.
[187] Quelle: Eigene Darstellung/TEAG Thüringer Energie AG.

Es gibt neben der Verschaltung der Wärmesenke auch die Möglichkeit, die Wärmequelle parallel oder seriell zu schalten.

2.10.5 Referenzprojekte

Während Wärmepumpen im Neubau von Einfamilienhäusern bereits die Regel sind, steht der Einsatz von Großwärmepumpen für die Erzeugung von Fernwärme noch in einem früheren Stadium.

Im Rahmen des Förderprogramms „Reallabore der Energiewende“ wird das Projekt „Großwärmepumpen in Fernwärmenetzen – Installation, Betrieb, Monitoring und Systemeinbindung“ gefördert. Innerhalb dieses Projekts sollen in den kommenden Jahren (Projektlaufzeit 2021 bis 2026) Großwärmepumpen in Bestands-Fernwärmenetze integriert werden.[188] Bei den fünf Projektstandorten handelt es sich um die folgenden: [189]

- **Kraftwerksstandort Berlin-Neukölln**: Geplante Großwärmepumpe mit einer thermischen Leistung von 1,3 MW, für die als Wärmequelle neben einer BHKW-Ladeluftkühlung ggf. auch Flusswasserwärme und Geothermie potenziell zur Verfügung stehen.
- **Kraftwerksstandort Stuttgart**: Am Erzeugungsstandort des Restmüllheizkraftwerks Stuttgart-Münster soll eine Großwärmepumpe mit über 20 MW_{th} installiert werden. Die Wärmequelle ist das Kühlwasser.
- **Kraftwerksstandort Mannheim**: Eine Großwärmepumpe mit vergleichbarer thermischer Leistung wie am Standort Stuttgart soll auch am Kraftwerksstandort Mannheim installiert werden. Die Flusswärmepumpe soll den Rhein als Wärmequelle nutzen und Wärme für eines der größten Fernwärmenetze Deutschlands gewinnen.
- **Kraftwerksstandort Rosenheim**: Am Kraftwerksstandort Rosenheim ist der Betrieb mehrerer Großwärmepumpen mit der Wärmequelle Bachwasser vorgesehen.
- **Kraftwerksstandort Berlin-Köpenick**: Am Kraftwerksstandort Berlin-Köpenick soll eine Vielzahl von Wärmequellen (Solarthermie, Abwärme, Erdwärme, Luftwärme) genutzt werden, um nachzuweisen, dass die Einbindung vieler Wärmequellen möglich ist und sinnvoll sein kann. Die teils erforderliche Temperaturanpassung zur Sicherstellung der benötigten Vorlauftemperatur soll mittels einer Großwärmepumpe erzielt werden.

Auch andernorts gibt es Projekte unter Einbindung von Großwärmepumpen, beispielsweise:

- In **Lemgo** wurde im Rahmen des Projektes InSekt Intelligente Sektorenkopplung zur Reduktion von CO_2-Emissionen in Energieversorgungssystemen) eine Großwärmepumpe installiert, welche die Wärme aus dem geklärten Wasser der Kläranlage gewinnt und in das örtliche Fernwärmenetz einspeist.[190]

[188] Energiewendebauen (2022). Neu: Großwärmepumpen in deutschen Fernwärmenetzen. 11.04.2022, https://www.energiewendebauen.de/projekt/neu-grosswaermepumpen-in-deutschen-fernwaermenetzen
[189] Energiewendebauen (2022). Neu: Großwärmepumpen in deutschen Fernwärmenetzen. 11.04.2022, https://www.energiewendebauen.de/projekt/neu-grosswaermepumpen-in-deutschen-fernwaermenetzen
[190] Solarserver (2021). Lemgo: Großwärmepumpe nutzt Abwasser für Fernwärme. 22.12.2021, https://www.solarserver.de/2021/12/22/lemgo-grosswaermepumpe-nutzt-abwasser-fuer-fernwaerme/

2.10.6 Situation in Thüringen

Die Errichtung und der Betrieb von Großwärmepumpen unterliegen im Wesentlichen keinen spezifischen regionalen Besonderheiten. Allerdings steht der Einsatz von Großwärmepumpen für die Einbindung erneuerbarer Energien in Wärmenetze nach wie vor relativ am Anfang. Dennoch kommen Wärmepumpen auch in Wärmenetzen in Thüringen zum Einsatz. So hat die Thüringer Wärme Service GmbH (TWS) im Rahmen eines iKWK-Projekts in einem Wohngebiet im ostthüringischen Weida Wärmepumpen installiert, um die Erdwärme aus 180 Metern Tiefe nutzbar zu machen.[191]

2.10.7 Leitfaden

Alle bisher beschriebenen Wärmequellen besitzen Vor- und Nachteile. Bei der Auslegung einer neuen iKWK-Anlage ist die Möglichkeit zu prüfen, ob mehrere Wärmequellen kombiniert werden können, um so eine möglichst konstante Wärmebereitstellung für die Großwärmepumpe zu gewährleisten und die iKWK-Anlage höchsteffizient auslegen zu können.

Ein besonderes Augenmerk ist dabei auf den Einsatzzeitraum, die auftretenden Verdampfer-Vorlauftemperaturen und deren Schwankungen zu legen. Weiterhin sind eventuelle Schwankungen der Quellentemperaturen und die Investitionskosten zur Erschließung der jeweiligen Wärmequelle zu berücksichtigen.

2.11 Weitere technische Maßnahmen

2.11.1 Maßnahmen in den Fernwärmenetzen

Im Rahmen der Transformation der Fernwärmeversorgung sind auch Maßnahmen und Anpassungen in den Fernwärmenetzen erforderlich. Diese und eine Vielzahl weiterer Maßnahmen sind in der Regel netzspezifisch und die jeweiligen Umsetzungsschritte sind individuell zu definieren und häufig inkrementell vorzunehmen. Eine detailliertere Auseinandersetzung soll daher an dieser Stelle nicht erfolgen.

Dies betrifft unter anderem

- die Absenkung der Netztemperaturen, die erforderlich ist, um eine Reihe erneuerbarer Wärmequellen einzubinden, insbesondere:[192]
  - Wärmepumpe
  - Solarthermie
  - Tiefengeothermie

[191] MDR (2022). Wärmewende in Weida: Wie 1.000 Wohnungen CO2-ärmer beheizt werden. 08.04.2022, https://www.mdr.de/nachrichten/thueringen/energiewende-speicher-waerme-weida-100.html

[192] Deutsch, M., Thomaßen, G., & Langenheld, A. (2019). Dekarbonisierte Wärmenetze – Herausforderungen und Perspektiven. In: Agora Energiewende. Wie werden Wärmenetze grün? Dokumentation zur Diskussionsveranstaltung am 21. Mai 2019 auf den Berliner Energietagen 2019, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2019/Waermenetze/155_Waermenetze_WEB.pdf (Zugriff: 31.08.2022), 5 - 9.

- die Integration von (Groß-)Wärmespeichern, die jeweils in Zusammenhang mit der jeweiligen Technologie (z. B. PtH-Anlagen) zu konzipieren sind
- die Messtechnik sowie die Digitalisierung der Fernwärmenetze, die begleitend umgesetzt wird und mit der AVBFernwärmeV mit Blick auf fernablesbare Messeinrichtungen bereits Einzug in die Fernwärmeversorgung gehalten hat
- die Installation von innovativen Hausstationen (iHAST) und die Optimierung der Anlagentechnik und -regelung

Darüber hinaus sind perspektivisch und der Studienlage folgend die Fernwärmenetze auszubauen – sowohl bezüglich der Erweiterung der bestehenden Netze als auch durch Errichtung neuer Wärmenetze.

Inwiefern bzw. inwieweit sich auf Grund von Neuanschlüssen der Fernwärmebedarf in Bestandsnetzen verändert, ist netzspezifisch zu betrachten und hängt stark vom Stand und der künftigen Entwicklung der energetischen Sanierung der an die Fernwärmeversorgung angeschlossenen Gebäude ab.

2.11.2 Windkraft- und PV-Ausbau

Gerade bei der Nutzung strombasierter Anlagen zur Wärmeerzeugung (Sektorenkopplungstechnologien), d. h. beim Einsatz von Wärmepumpen (z. B. mit den Wärmequellen Luft, Gewässer oder Erdreich) und Elektrodenkesseln, muss die Herkunft von grünem Strom mitbetrachtet werden. Dabei stellt neben dem Einkauf und dem Bezug des Stroms über das öffentliche Stromnetz auch die Errichtung eigener EE-Anlagen, beispielsweise Windkraft- und PV-Anlagen, eine Möglichkeit für die Versorgung der Wärmeerzeugungsanlagen dar. Dies bedarf jedoch einer entsprechenden Zugänglichkeit bei der Nutzung der Technologien (Flächenbedarf und Nutzungsgenehmigung).

Windkraft

Windkraft wird, wie in Abbildung 23 dargestellt, bereits jetzt über ganz Thüringen hinweg zur Stromerzeugung eingesetzt. Bis zum Ende des Jahres 2021 waren fast 1700 MW Windenergieleistung installiert, aufgeteilt auf 844 Anlagen.

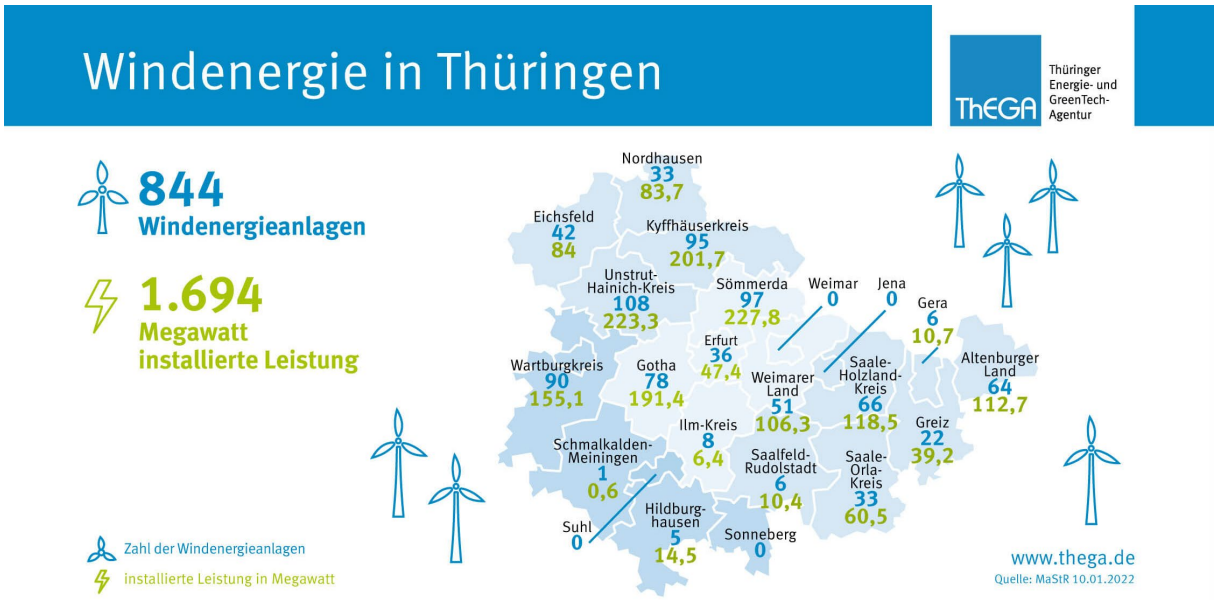


Abbildung 23: Windenergie in Thüringen 2022[193]

Mit dem „Wind-an-Land-Gesetz“ soll die bundesweit ausgewiesene Landesfläche bis 2027 von bislang 0,8 Prozent auf 1,4 Prozent und bis 2032 auf 2 Prozent erweitert werden.[194]

Die Technik der Windenergieanlagen hat sich in den letzten Jahrzehnten stark entwickelt und deren Größe beständig zugenommen. In den letzten Jahren errichtete Anlagen verfügen über einen durchschnittlichen Rotordurchmesser von 120 Metern und eine Nabenhöhe zwischen 100 und 160 Metern. Ihre Nennleistung beträgt im Schnitt 3 bis 3,5 MW. Große Anlagen kommen mit einem Rotordurchmesser von 160 Metern auf Leistungen von 5 MW.[195]

Für die Nutzung dieses Potentials von Windkraftanlagen zur Wärmeerzeugung und -verteilung besteht eine unmittelbare Abhängigkeit zwischen der Wärmeinfrastruktur und der Lage der nutzbaren Windkraftanlagen, um die Vorteile einer netzunabhängigen Grünstromversorgung zu sichern.

Photovoltaik

Wie auch die Windkraft haben die Photovoltaikanlagen in Thüringen einen starken Ausbau erlebt und sind wie in Abbildung 24 zu sehen über das gesamte Bundesland, auch in den Städten weit verbreitet.

---

193 Bildquelle: Landesenergieagentur ThEGA (Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur) (2022). Windenergie in Thüringen. https://www.thega.de/themen/erneuerbare-energien/servicestelle-windenergie/ (Zugriff: 24.11.2022).

194 Die Bundesregierung (2022). Mehr Windenergie für Deutschland. https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/wind-an-land-gesetz-2052764#:~:text=Zur%20Erreichung%20der%20EEG%20%2DAusbauziele,der%20Fl%C3%A4chen%20f%C3%BCr%20Windenergie%20bereitstehen.

195 Bundesverband Windenergie (2022). Funktionsweise von Windenergieanlagen. https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/funktionsweise/

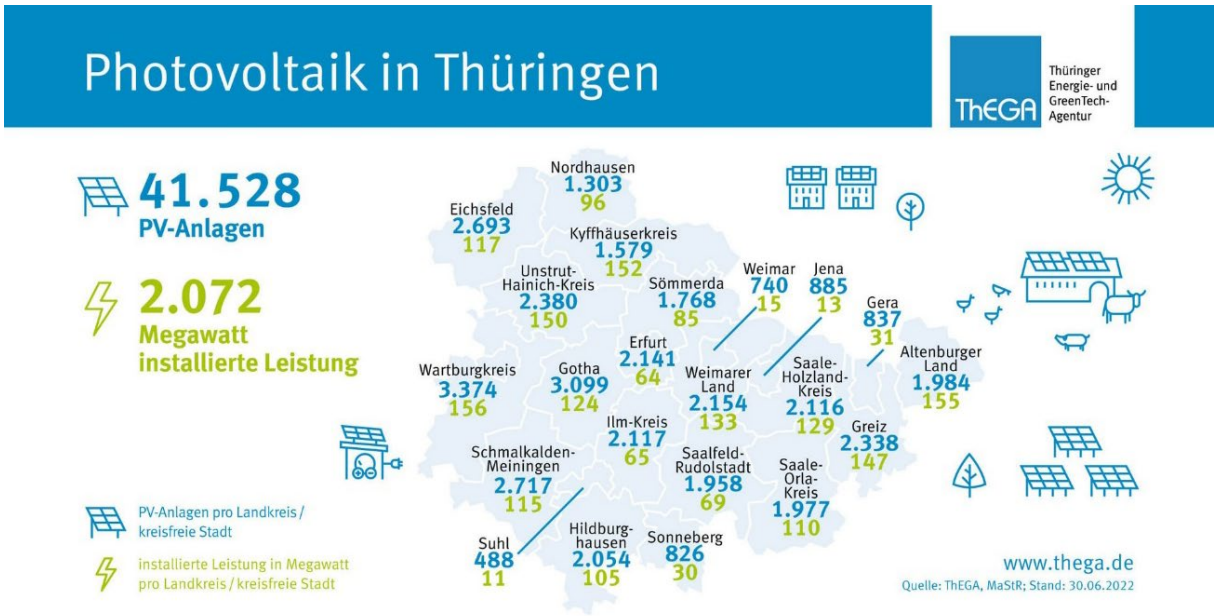


Abbildung 24: Photovoltaik in Thüringen 2022[196]

Im Osterpaket der Bundesregierung wurde beschlossen, den jährlichen Ausbau der Photovoltaikanlagen bis auf 22 GW Zubau pro Jahr zu steigern, um im Jahr 2030 eine installierte Leistung von 215 GW zu erreichen.[197]

Grundsätzlich lassen sich Photovoltaikanlagen in drei Typen untergliedern: Dachanlagen, Fassadenanlagen und Freiflächenanlagen. Sonderfälle von Freiflächenanlagen stellen Agrar-PV und schwimmende PV-Anlagen dar.[198]

Auch hier sind entsprechende Flächenverfügbarkeiten erforderlich, welche sich idealerweise in die vorhandene Wärmeinfrastruktur einbetten, um auch hier die Vorteile einer netzunabhängigen Nutzung von Grünstrom sicherzustellen.

Die Flächennutzung für Photovoltaikanlagen steht hierbei in Nutzungskonkurrenz zu Solarthermieanlagen, landwirtschaftlichen Nutzflächen zur Produktion von Lebensmitteln sowie Biomasse zur Energieerzeugung oder auch Flächenbebauungsplänen.

[196] Bildquelle: Landesenergieagentur ThEGA (Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur) (2022). Photovoltaik in Thüringen. https://www.thega.de/themen/erneuerbare-energien/servicestelle-solarenergie/photovoltaik-in-thueringen-zahlen-fuer-landkreise-und-staedte/ (Zugriff: 24.11.2022).

[197] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022). Überblickspapier Osterpaket. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.pdf?__blob=publicationFile&v=12

[198] Solarenergie.de (2022) Photovoltaikanlagen – Welche Arten gibt es? https://solarenergie.de/photovoltaikanlage/arten-von-pv-anlagen

Eigenstromnutzung zur Wärmeerzeugung mit Sektorenkopplungstechnologien

Die Nutzung eigenerzeugten Stroms zur Wärmeerzeugung anstelle von Netzbezug mittels Sektorenkopplungstechnologien (siehe Abschnitt 2.9 und 2.10) kann nach aktuellem Stand finanzielle Vorteile für den Wärmenetzbetreiber bieten. Ist ein Wärmeerzeuger nicht ans öffentliche Stromversorgungsnetz angebunden und bezieht den Strom z. B. über eine Direktleitung von einem EE-Stromerzeuger, so ist eine umlagebefreite Lieferung möglich. Voraussetzung ist natürlich die unmittelbare Nähe des Stromerzeugers zum Wärmenetz, um die Kosten für errichtende Leitungssysteme möglichst gering zu halten.

Um den Strombezug auch langfristig sicherstellen zu können, können sich die Erzeugungsanlagen entweder im Besitz des Wärmenetzbetreibers befinden oder es müssen nachhaltige Lieferverträge *(Power Purchase Agreements)* mit dem Eigentümer geschlossen werden. Maßgeblich ist es, dass die Energie dauerhaft zur Verfügung steht, auch im Falle eines Eigentümerwechsels. Aus diesem Grund müssen bei Vertragsabschluss Regelungen zu Vorkaufsrechten oder Übergangsregelungen bei Eigentümerwechseln getroffen werden.

Da es sich bei Wind- und Solarenergie um volatile, saisonal schwankende Energieformen handelt, empfiehlt sich die Integration von Speichern (entweder elektrisch oder thermisch) in die Versorgungsinfrastruktur, um den maximalen Ertrag der Stromerzeugung ausnutzen zu können.

Abgesehen von den Vorteilen für den Wärmenetzbetreiber bewirkt die Direktanbindung von Sektorenkopplungstechnologien auch keine zusätzliche Belastung des Stromnetzes.

3 Status quo des Fernwärmenetzes Erfurt der SWE Energie GmbH

Die folgenden Ausführungen orientieren sich an den Empfehlungen des AGFW zur Erstellung eines Transformationsplanes gemäß der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW).[199]

3.1 Charakterisierung des Fernwärmenetzes

Das Dampf-/Kondensatnetz

Das Dampf- und Kondensatnetz (in Abbildung 25 rot dargestellt) erstreckt sich vom Erzeugerstandort Erfurt-Ost bis hin zum größten und zugleich entferntesten Abnehmer, einem großen industriellen Milchproduzenten, im süd-östlichen Teil der Stadt auf einer Trassenlänge von 5,6 km. Einzelne Trassenabschnitte, insgesamt 1,5 Kilometer, wurden erdverlegt (Stahlmantelrohre mit Entwässerungsbauwerken), jedoch ist der größere Teil als freiverlegte Trasse mit einer Länge von 4,2 Kilometern gebaut. Insgesamt sind im Dampfnetz 6 Kundenstationen angeschlossen.

2021 betrug die Jahresarbeitsmenge des Dampfnetzes 92,5 GWh mit einer durchschnittlichen Leistung im Netz von 10,6 MW.

Das Heizwasser-Netz

Das Heizwassernetz, unterteilt in Primärnetz und nachgeschaltete Sekundärnetze (Netztrennung) besitzt eine Gesamtnetzlänge von ca. 384 km, wobei ca. 298 km (Trassenlänge 149 km) auf das Primärnetz entfallen und ca. 86 km (Trassenlänge 43 km) auf die Sekundärnetze. Insgesamt sind im Erfurter Fernwärmenetz aktuell 1.656 Kundenstationen angeschlossen (Stand 2021), welche sich wiederum auf das Primär- und die Sekundärnetze aufteilen. 86.000 Personen, das entspricht circa 40 % aller Einwohner Erfurts, werden durch das Netz mit Wärme versorgt.

Bis zum Jahr 1990 wurde im Fernwärmeleitungsbau neben der Freileitungsverlegung die Erdverlegung als kanalverlegte Bauweise realisiert. Nach 1990 kam bei der erdverlegten Bauweise fast ausschließlich eine Verlegung mit Kunststoffmantelrohr (KMR) zum Einsatz. Bei der Kanalverlegung wird in begehbare (Sammel-)Kanäle und nicht begehbare (Hauben-) Kanäle unterteilt. Besonders in den Sekundärnetzen ist ein ausgedehntes Sammelkanalnetz vorhanden. Die Gesamtlänge des begehbaren Sammelkanalnetzes beträgt etwa 16 km.

[199] AGFW (2022). AGFW-Empfehlungen zur Erstellung eines Transformationsplanes nach BEW. Arbeitsentwurf, März 2022.

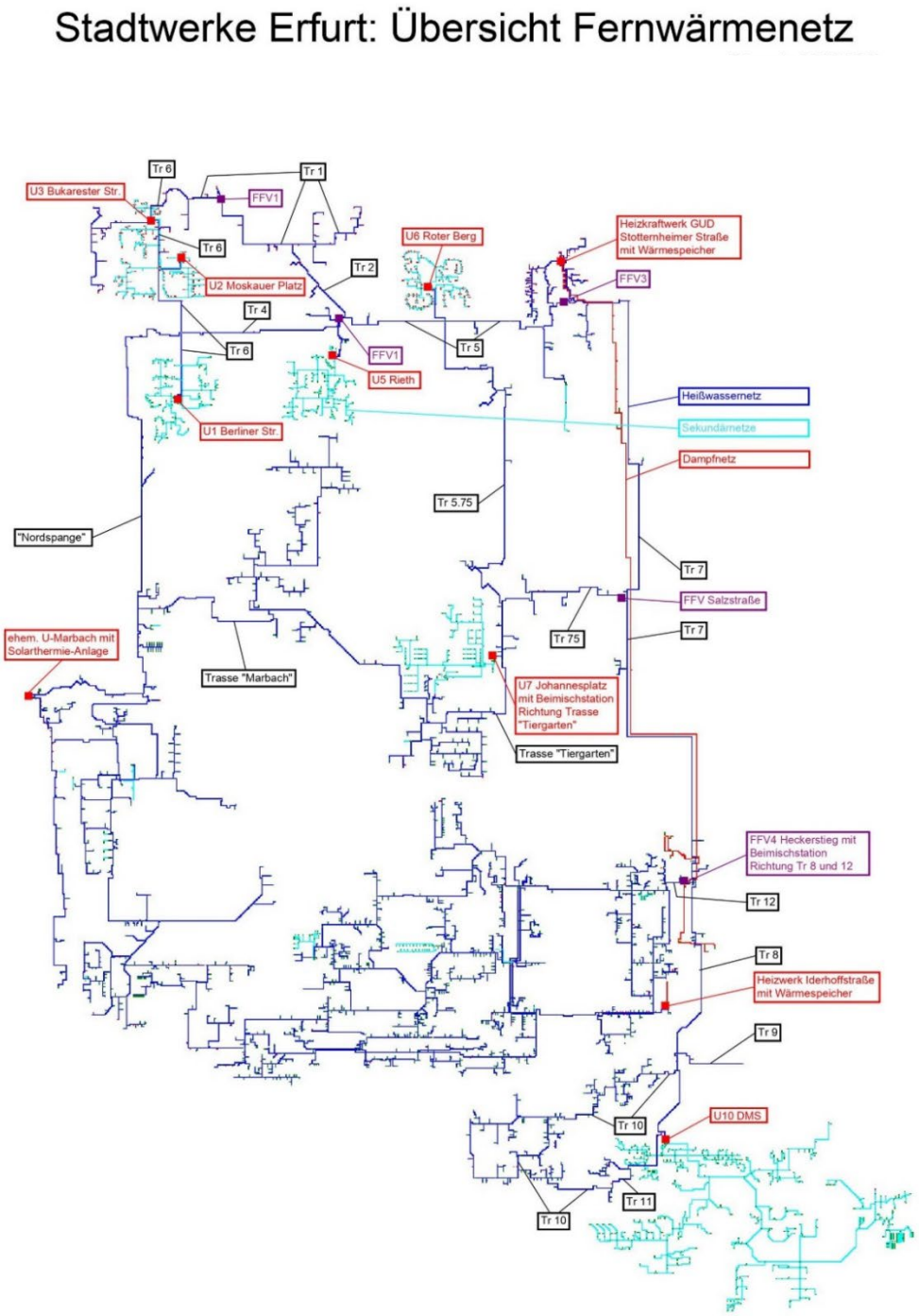


Abbildung 25: Übersicht Dampf (Rot) und Heizwassernetz Primär (Dunkelblau) und Sekundär (Türkis) der SWE Energie GmbH (Stand 2021/22)[200]

Durch das Heizwassernetz (in Abbildung 25 blau und türkis dargestellt) werden überwiegend konventionelle Wärmeabnehmer (Gebäudebeheizung und Warmwasserbereitung) versorgt. An 4 Kundenstellen wird auch Heizwasser zum Betrieb von Absorptionskälteanlagen eingesetzt. Bei diesen handelt es sich um zwei innerstädtisch gelegene Kaufhäuser, den Thüringer Landtag und die Multifunktionsarena.

Ein wesentlicher Teil der innerstädtischen Erschließung geht dabei auf die Dampfnetzablösung aus dem Zeitraum 1994 bis etwa zum Jahr 2000 zurück.

Vorrangig im nördlichen Teil des Fernwärme-Netzes sind Sekundärnetze ganzer Wohngebiete über Fernwärmenetzstationen (sog. U-Stationen) an das Primärnetz gekoppelt. Diese im Fernwärme-Netz betriebenen U-Stationen (1, 2, 3, 5, 6 und 7) bilden eine Netztrennung mittels Wärmeübertrager zwischen dem Primärnetz und den jeweiligen Sekundärnetzen. Die Sekundärnetze können so mit niedrigeren Druck- bzw. Temperaturparametern betrieben werden.

3.2 Energieverbrauch und -bedarf für Wärme und Kälte

Im Jahr 2021 wurden 775,19 GWh Wärme (Dampf und Heißwasser) für das Fernwärmenetz erzeugt, 739,63 GWh davon in eigenen Erzeugerwerken.

Die Kunden des Dampf- und Heizwassernetzes lassen sich folgendermaßen aufteilen:

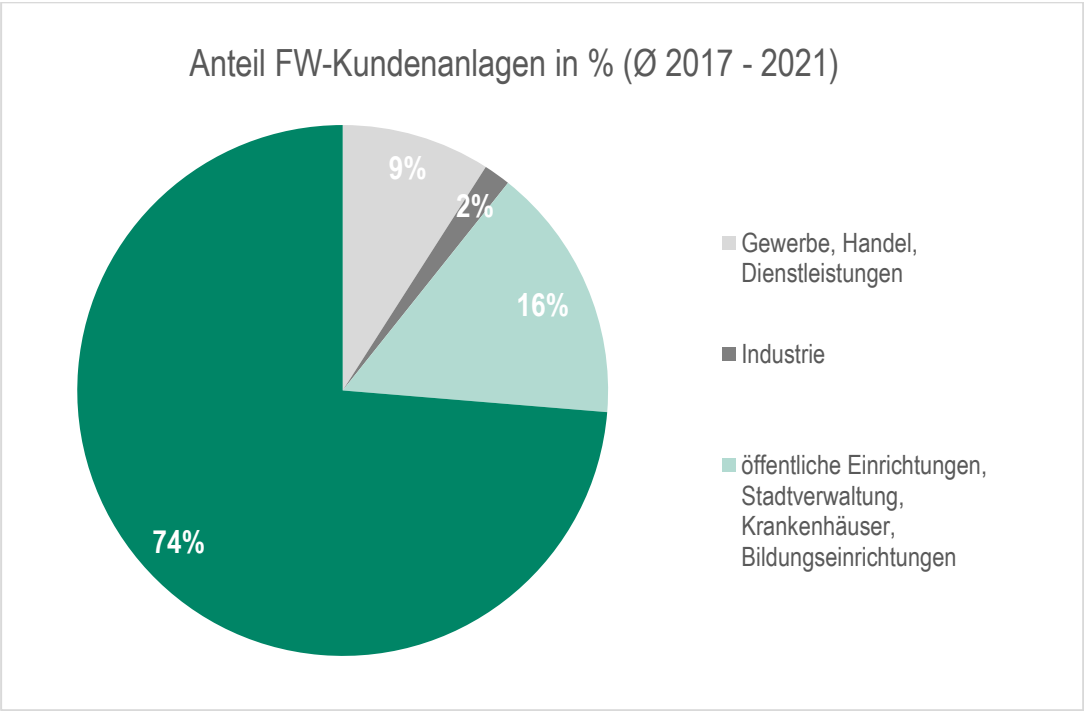


Abbildung 26: Fernwärme-Kundenstationen nach Sparten (Mittelwerte aus den Jahren 2017-2021)[201]

[200] SWE Energie GmbH (2022)
[201] SWE Energie GmbH (2022)

Der Absatz verteilt sich wie folgt:

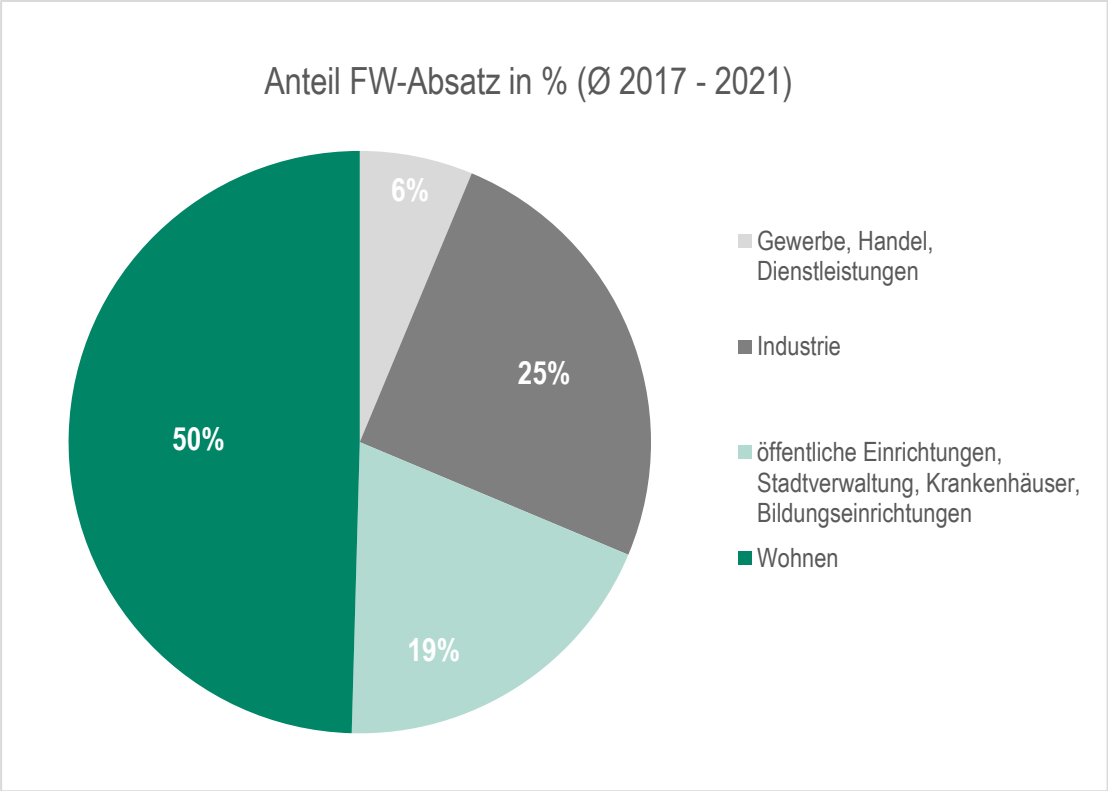


Abbildung 27: Fernwärme-Absätze nach Sparten (Mittelwerte aus den Jahren 2017-2021)[202]

3.3 Betriebsweise des Fernwärmenetzes

3.3.1 Netzbetrieb

Die SWE Energie GmbH betreibt als städtischer Energie-/Wärmeversorger für Industrieabnehmer mit prozessbedingten Temperaturanforderungen ≥ 130 °C ein Dampf-/Kondensatnetz und für Abnehmerstellen mit Temperaturanforderungen ≤ 130 °C ein Heißwassernetz mit angekoppelten Sekundärnetzen.

Die Netzte haben folgende Parameter:

- **Heißwassernetz (primär):** $t_{VL,max}$ = 129 °C (Normalbetrieb gleitend-konstant 110 °C - 129 °C, außentemperaturabhängig)

  p_{max} = (15 ... 15,5) bar(ü) (Absicherung über Druckbegrenzung, bei Überschreitung Alarm und Abschaltung der Umwälzung am Standort Erfurt-Ost)

  Nenndruckstufe: PN 16

[202] SWE Energie GmbH (2022)

• Dampfnetz: $t_{D,max}$ = 200 °C (im Normalbetrieb 170 - 180 °C; Sattdampf)

$p_{D,\ max}$ = 10 bar(ü) (Druckabsicherung über Standort Erfurt-Ost über Sicherheitsventil an der Wanderanzapfung der Dampfturbine)

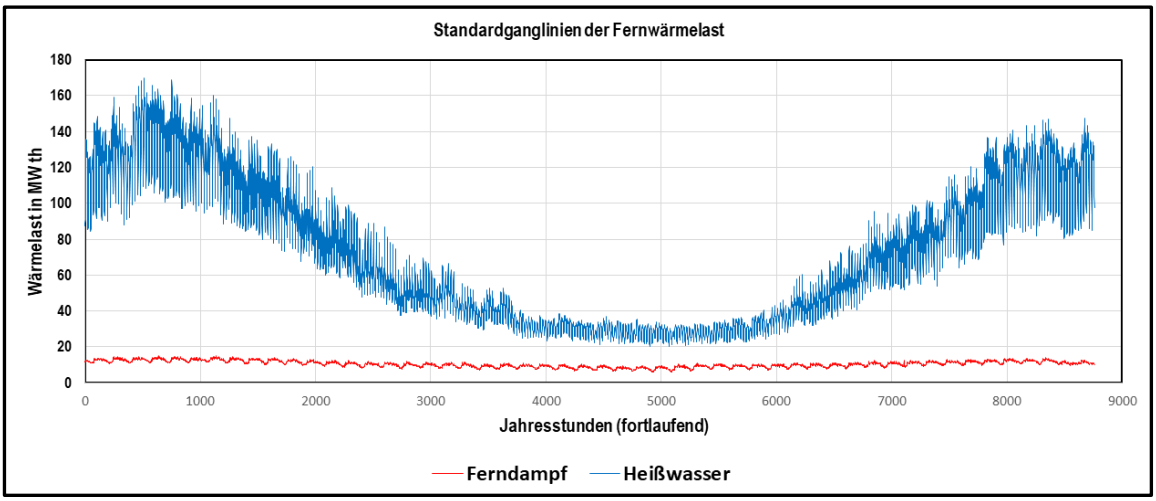


Abbildung 28: Standardkurven der Fernwärmelast (wochentagskorrelierte Standartzeitreihe aus den Jahren 2017 - 2021)[203]

Das Primärnetz (Heißwassernetz) wird mit einer gleitend-konstanten Temperaturfahrweise betrieben. Die maximale Vorlauftemperatur (VL-Temperatur) bei einer Außentemperatur von -15 °C beträgt 129 °C und die minimale Vorlauftemperatur, aufgrund der Temperaturanforderung eines großen Erfurter Industriekunden 110 °C. Während der Monate Mai bis September werden zur weiteren saisonalen Netz-Vorlauftemperatur-Absenkung im Primärnetz an zwei unterschiedlichen Standorten Beimisch-Stationen betrieben. Somit können nachgeschaltete Netzbereiche mit niedrigeren VL-Temperaturen als 110 °C versorgt werden. Im innerstädtischen Bereich und im Netzgebiet Süd/Süd-Ost kann diese bis auf 95 °C absenkt werden.

Die dazugehörigen Rücklauftemperaturen (RL-Temperatur) bewegen sich am Standort Erfurt-Ost in Abhängigkeit von der witterungsbedingten Wärmelast (Raumheizungs- und Warmwasserbetrieb bzw. nur Warmwasserbetrieb) zwischen 60 °C und 70 °C. Für eine geplante Netztemperaturabsenkung zur Einbindung und wirtschaftlichen Nutzung regenerativer Erzeugeranlagen sind die Rücklauftemperaturen zwingend zu reduzieren. Hierfür sind Optimierungs- und Effizienzsteigerungsmaßnahmen an bestehenden Kundenanlagen flächendeckend und umfangreich erforderlich.

Die Sekundärnetze werden zum Teil als Mehrleiternetze je nach Anforderung, ausgehend von den U-Stationen sowohl mit gleitender als auch gleitend-konstanter Temperaturfahrweise betrieben. Die maximale Vorlauftemperatur bei gleitender Fahrweise (Raumheizungsleiter) beträgt 110 °C bei einer Außentemperatur von -15 °C, die minimale Vorlauftemperatur beträgt 60 °C bei einer Außentemperatur von +15 °C. Im gleitend-konstanten Leiter beträgt die minimale Vorlauftemperatur 80 °C und die maximale Vorlauftemperatur 110 °C.

[203] SWE Energie GmbH (2022)

Seit 2021 erfolgt die Realisierung eines umfangreichen Digitalisierungsprojektes der Mess- und Regelungstechnik im Bereich Fernwärme, um die Anforderungen gemäß gültiger FFVAV (Verordnung über die Verbrauchserfassung und Abrechnung bei der Versorgung mit Fernwärme oder Fernkälte) sowie EED (Energieeffizienzrichtlinie) zu erfüllen und entsprechende Effizienzmaßnahmen sicherzustellen. Dabei handelt es sich um ein durch das EFRE-Programm (Förderperiode 2014 - 2020) gefördertes Projekt. In diesem Rahmen werden intelligente Hausanschlussstationen (iHASTen) eingeführt, die die Übertragung und Kommunikation von Daten aus Reglern und Wärmemengenzählern ermöglichen und Eingriffsmöglichkeiten von Seiten des Energieversorgungsunternehmens schaffen. Ziel dieses Projektes ist es auch, die Effizienz des bisherigen Systems sowie der Gebäude zu verbessern sowie im Nachgang die Fernwärme-Netztemperaturen abzusenken, bestehende Verluste zu reduzieren und die Integration von erneuerbaren Energien technisch und wirtschaftlich zu ermöglichen.

3.3.2 Erzeugeranlagen

Die Fernwärmeversorgung erfolgt aus zwei Haupt-Erzeugerstandorten. Dabei handelt es sich um die Standorte Erfurt-Ost und Erfurt-Iderhoffstraße. In der nachfolgenden Abbildung wird eine Übersicht der Erzeugerstruktur gezeigt, die im Weiteren erläutert wird.

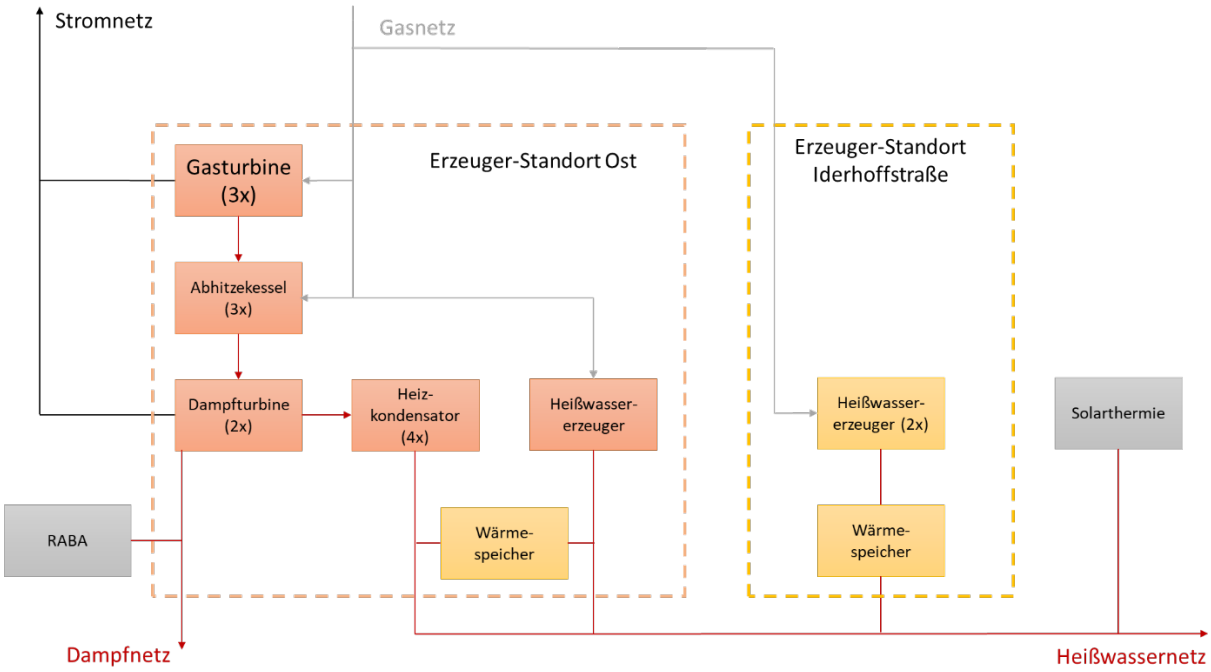


Abbildung 29: Schema der Erzeugerstruktur der SWE Energie GmbH[204]

[204] SWE Energie GmbH (2022)

Am Standort Erfurt-Ost befindet sich eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage im GuD-Prozess. Diese beinhaltet 3 Linien bestehend aus jeweils einer Gasturbine und nachgeschaltetem Abhitzekessel.

Die Gasturbinen haben folgende Leistungsparameter:

Tabelle 13: Parameter der Gasturbinen

	Einheit	Gasturbine 1	Gasturbine 2	Gasturbine 3
Wirkungsgrad el. Brutto	%	33,67	34,8	36,7
max. Leistung el. Brutto	MW_{el}	23,3	23,3	33

Die Abhitzekessel der Linien 1 und 2 sind mit einer Zusatzfeuerung ausgestattet, was drei unterschiedliche Betriebsarten ermöglicht:

- Abhitzebetrieb (Abgas aus Gasturbine)
- Kombibetrieb (Abgas aus Gasturbine + Zusatzfeuerung)
- Frischluftbetrieb (Zusatzfeuerung)

Der Abhitzekessel der Linie 3 kann nur im Abhitzebetrieb betrieben werden, es ist keine Zusatzfeuerung installiert.

Die Parameter der verschiedenen Betriebsarten sind in den folgenden Tabellen zusammengefasst:

Tabelle 14: Parameter der Abhitzekessel im Abhitzebetrieb

	Einheit	AHK 1	AHK 2	AHK 3
Wirkungsgrad Frischdampf	%	57,79	60,93	61,7
min. Leistung Frischdampf	$MW_{th,FD}$	19	19	19,6
max. Leistung Frischdampf	$MW_{th,FD}$	24,5	24,5	37

Tabelle 15: Parameter der Abhitzekessel im Kombibetrieb

	Einheit	AHK 1	AHK 2
Wirkungsgrad Frischdampf	%	84,41	88,13
min. Leistung Frischdampf	$MW_{th,FD}$	21,9	21,9
max. Leistung Frischdampf	$MW_{th,FD}$	72	72

Tabelle 16: Parameter der Abhitzekessel im Frischluftbetrieb

	Einheit	AHK 1	AHK 2
Wirkungsgrad Frischdampf	%	93,78	91,87
min. Leistung Frischdampf	$MW_{th,FD}$	10,3	10,3
max. Leistung Frischdampf	$MW_{th,FD}$	68,7	68,7

Mit dem Heißdampf aus den Linien 1 bis 3 können zwei Dampfturbinen (DT-Bestand und Tandem-DT) betrieben werden.

Die Leistungsparameter der Dampfturbinen sind in den folgenden Tabellen aufgeführt:

Tabelle 17: Parameter der Bestandsdampfturbine

	Einheit	Bestands-DT
min. Leistung el. brutto	MW_{el}	2,02
max. Leistung el. brutto	MW_{el}	32,1
max. Leistung Frischdampf	MW_{th}	138,8
max. Leistung Abdampf	MW_{th}	25
max. Leistung Heißwasser	MW_{th}	91,6

Tabelle 18: Parameter der Tandem-Dampfturbine

	Einheit	Tandem ND	Tandem HD
min. Leistung el. brutto	MW_{el}	0,64	1,54
max. Leistung el. brutto	MW_{el}	3,46	8,31
Wirkungsgrad $\eta_{el,\ brutto}$	%	7,38	16,5
max. Dampfauskopplung	MW_{th}	0	21

Die Wärme aus den Abhitzekesseln in Verbindung mit dem Abdampf der Dampfturbinen werden für die Erhitzung des Heißwassers genutzt.

Darüber hinaus kann mittels Umleitstationen der Frischdampf an den Dampfturbinen vorbeigeleitet und direkt zur Einspeisung ins Dampfnetz oder zur Heißwassererzeugung genutzt werden.

Darüber hinaus steht für Reservezwecke ein gasbefeuerter Heißwassererzeuger (HWE 2) zur Verfügung, dessen Leistungsparameter im Folgenden aufgelistet sind:

Tabelle 19: Parameter des HWE 2

	Einheit	HWE 2
Wirkungsgrad th.	-	0,91
min. Leistung	MW_{th}	2
max. Leistung	MW_{th}	62

In Abbildung 30 ist der Erzeugerstandort Erfurt-Ost mit seinen Erzeugungsanlagen schematisch dargestellt:

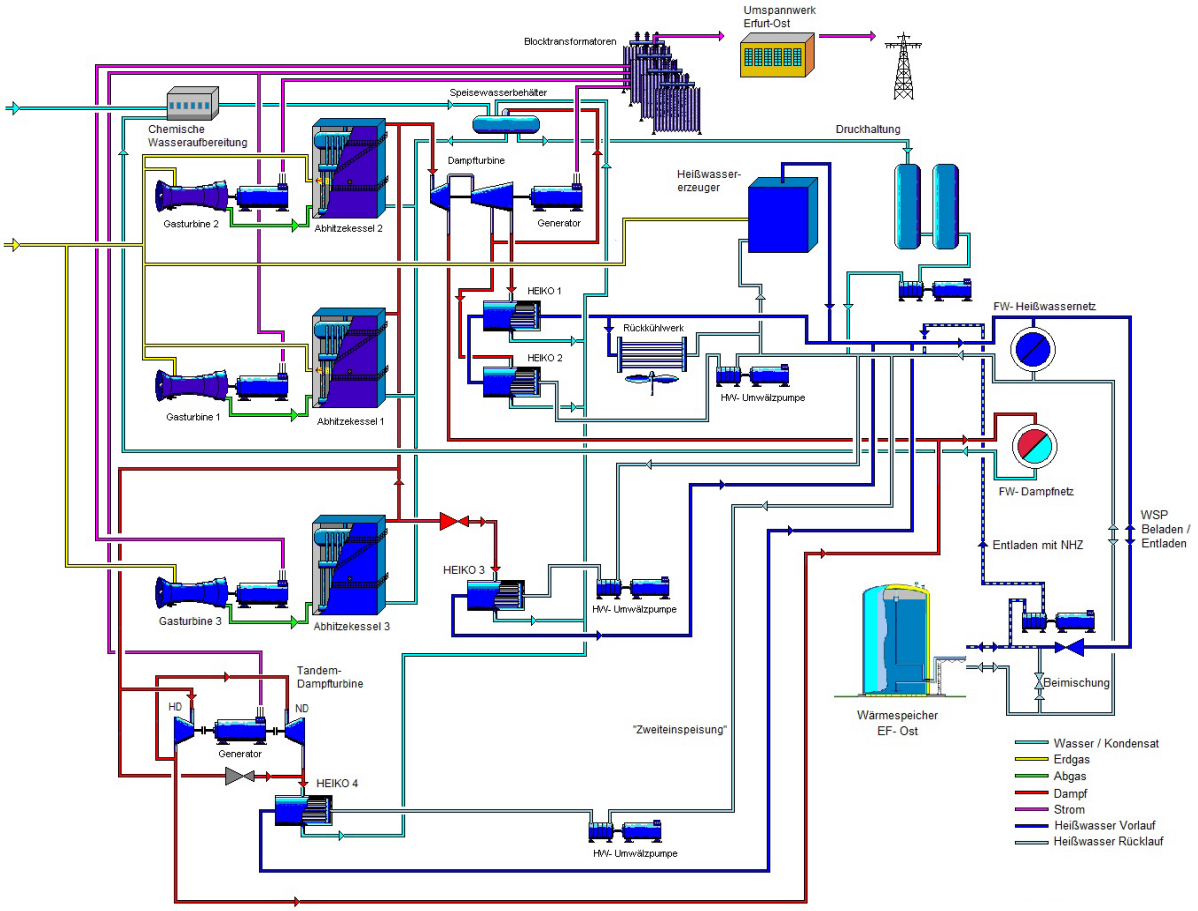


Abbildung 30: Schematische Darstellung zum Aufbau des HKW Erfurt-Ost[205]

Am Standort Erfurt-Iderhoffstraße befindet sich ein Heizwerk (HW Iderhoffstraße), bestehend aus zwei gasbefeuerten Heißwassererzeugern (HWE). Diese haben folgende Parameter:

Tabelle 20: Parameter für die Verwendung der HWE 5.1 und 5.2

	Einheit	HWE 5.1	HWE 5.2
Wirkungsgrad th.	-	0,971	0,972
min. Leistung	MW_{th}	0,8	5
max. Leistung	MW_{th}	19,44	40,56

Der Standort Iderhoffstraße ist in Abbildung 31 abgebildet:

[205] SWE Energie GmbH (2022)

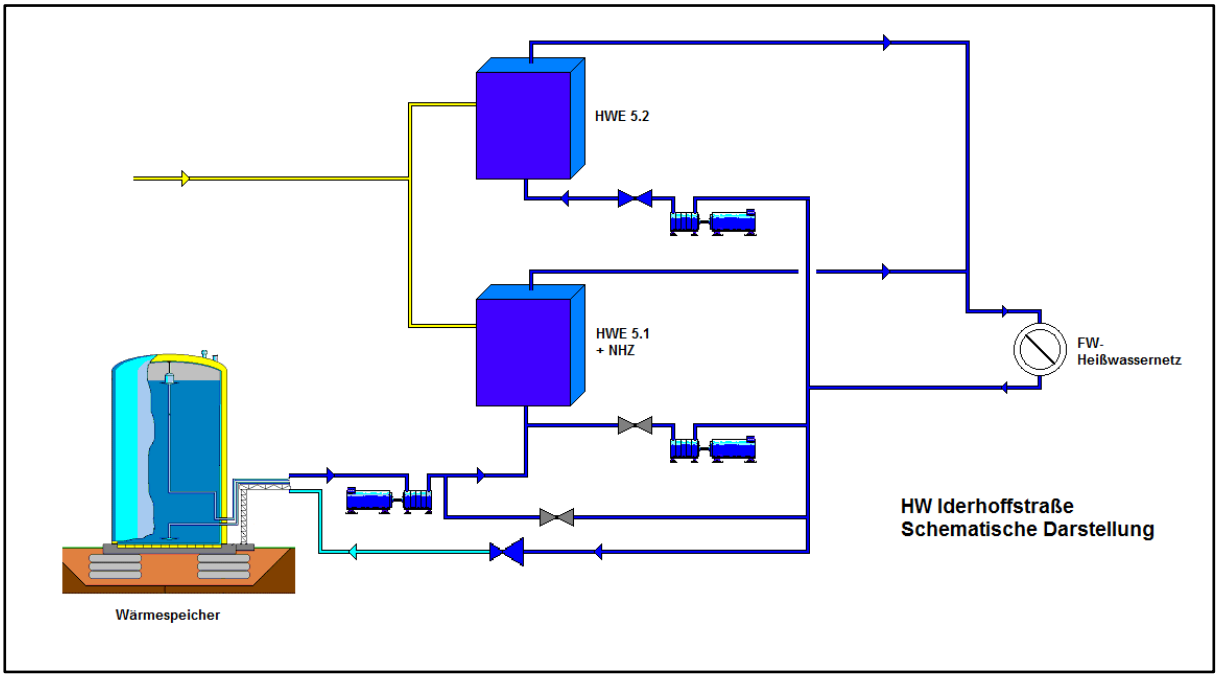


Abbildung 31 Schematische Darstellung des HW Iderhoffstraße[206]

Zum Ausgleich des volatilen Angebotes und Verbrauches gibt es an beiden Standorten je einen Wärmespeicher (Baujahr 2014 und 2021) mit einem nutzbaren (effektiven) Speichervolumen von 7000 m³, einer Speicherkapazität von 250 MWh (bei aktueller Temperaturspreizung) und einem maximalen Be- und Entladewärmestrom von 25 MW. Das Wasser lässt sich bei einem drucklosen Speicher auf ein Temperaturniveau von ca. 95 °C speichern. Um das Wasser im Bedarfsfall auf höhere Vorlauftemperaturen zu heben, muss eine entsprechende Nachheizung vorhanden sein. Diese erfolgt am Standort Erfurt-Ost über die Heizkondensatoren 1 oder 4 und am Standort Iderhoffstraße durch den HWE 5.1.

Die Eigenschaften der beiden baugleichen Wärmespeicher sind in Tabelle 21 zusammengefasst:

Tabelle 21: Parameter der Wärmespeicher

	Einheit	Wärmespeicher drucklos
C-Rate	MWh/MW	10
Einspeicherwirkungsgrad	-	1
Ausspeicherwirkungsgrad	-	0,95
Anfangslevel	-	0,5
min. Speicherkapazität	MWh	0
Verlustrate	‰/d	3
Temperaturniveau	°C	95

[206] SWE Energie GmbH (2022)

Das Heißwassernetz wird je nach Wärmebedarf im Verbundbetrieb über beide Erzeuger-Standorte gespeist.

Die Ferndampfeinspeisung erfolgt nur vom Standort Erfurt-Ost aus.

In unmittelbarer Nähe zum Standort Erfurt-Ost befindet sich eine Restabfallbehandlungsanlage (RABA), aus der im Rahmen des Fahrplanmanagements Dampf für das Fernwärmedampfnetz, bis zu einer Maximalleistung von 16 MW, bezogen werden kann. Die Anlage wird betrieben durch die *SWE UmweltService GmbH*. Zudem befindet sich als regenerativer Einspeiser eine Solarthermie-Anlage mit Direkteinspeisung in das FW-Primärnetz am Standort Erfurt-Marbach. Diese, als Pilotanlageanlage konzipierte solarthermische Anlage besteht aus Vakuumröhrenkollektoren (0,68 MW peak) sowie Plattenkollektoren (0,30 MW peak).

Tabelle 22: Übersicht über den aktuellen Erzeugungspark der SWE Energie GmbH

Erzeugungsanlage	Standort	Leistung	Technologie	Baujahr
HKW EF-Ost	Stotternheimer Str. 40, 99087 Erfurt	261,5 MW_{th}	[GuD, HWE]	2000, modernisiert 2014 & 2021
HW Iderhoffstr.	Iderhoffstr. 34 99085 Erfurt	60 MW_{th}	[HWE]	2019
Solar-Marbach	Blumenstraße 70, 99092 Erfurt	0,98 MW_{th}	[Solarthermie]	2019

3.4 Energie- und Treibhausgasbilanz

In nachfolgender Tabelle werden die Erzeugungsparameter der SWE Energie GmbH aufgeführt:

Tabelle 23: Wärme- und Stromerzeugung und Gasverbrauch der SWE Energie GmbH

	Einheit	2019	2020	2021
Wärmeerzeugung	GWh	723,96	720,15	775,19
Davon Dampfbezug	GWh	36,12	40,16	35,57
Stromerzeugung	GWh	487,31	469,21	544,56
Gasverbrauch	MWh Hs	1.550.908	1.496.406	1.686.401
CO_2-Emissionen Gesamt	t	278.718	269.848	303.019
CO_2-Emissionen (Wärmespezifisch)	t	163.883	161.135	164.666

Durch die Umrüstung der Erzeugerstruktur und der Abkehr von Kohle als Brennstoff endend mit der Inbetriebnahme der GuD-Anlage am Erzeugerstandort Erfurt-Ost im Jahr 1998, konnten die CO_2-Emissionen der SWE Energie GmbH gegenüber 1990 bereits stark reduziert werden:

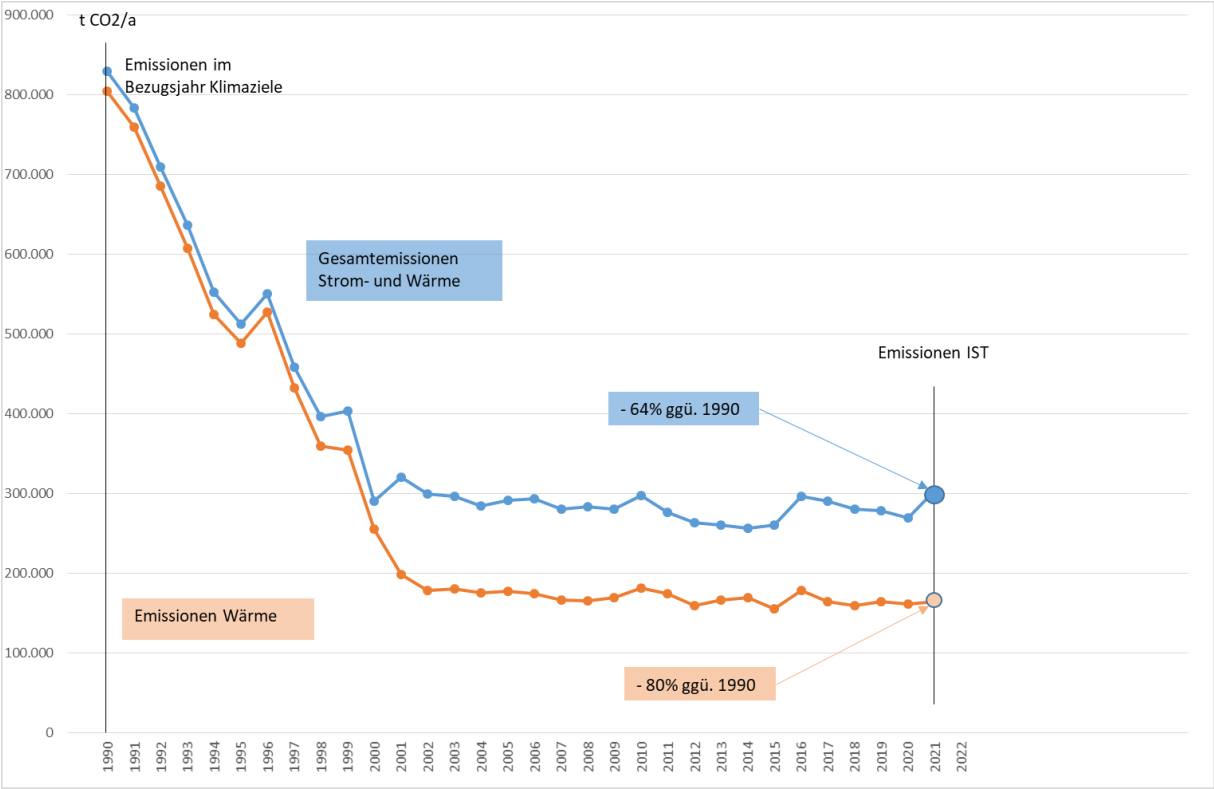


Abbildung 32: Der Verlauf der Treibhausgasemissionen der SWE Energie von 1990 bis 2022[207]

Damit ist bei den Gesamtemissionen ein Rückgang von circa 63 % gegenüber 1990 zu verzeichnen, bei den Emissionen der Wärmeerzeugung sogar von 80 %.

Dieser Rückgang ist jedoch hauptsächlich durch den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologie in Verbindung mit dem Wechsel zu einem emissionsärmeren fossilen Brennstoff begründet. Zum Erreichen der Klimaneutralität ist hingegen eine vollständige Ablösung fossiler Brennstoffnutzung sowie vollständige Umstellung auf regenerative Erzeugungsanlagen erforderlich. Bis jetzt lassen sich die Energieträger der Wärmeerzeugung folgendermaßen aufteilen:

[207] SWE Energie GmbH (2022)

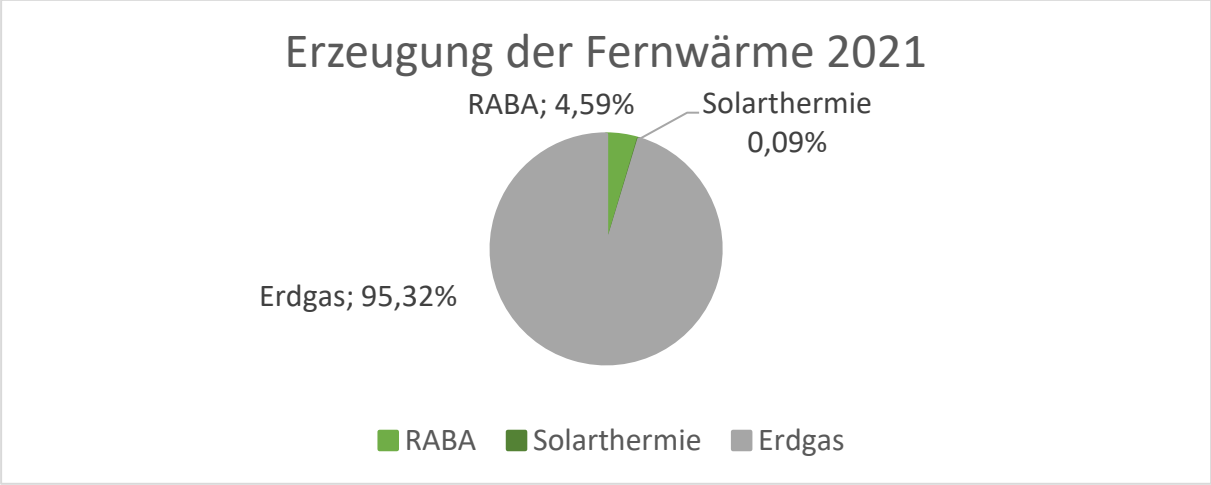


Abbildung 33: Energieträgeraufteilung der SWE Energie 2021[208]

Im Jahr 2021 wurden circa 4,7 % der Wärme regenerativ oder vergleichbar erzeugt. Der Hauptteil davon wurde als Ferndampf von der Restabfallverwertungsanlage im Rahmen der unvermeidbaren Abwärmenutzung bezogen. Die Einspeisung der Solarthermieanlage machte nur 0,09 % der Gesamtwärmeerzeugung aus.

Die Transformation der Wärmeversorgung zur Treibhausgasneutralität birgt also einige Herausforderungen. Die Möglichkeiten, diesen Prozess umzusetzen, sollen im Folgenden dargelegt werden.

[208] SWE Energie GmbH (2022)

4 Transformationspfad: Erzeugungs- und Netzstruktur

Die folgenden Ausführungen orientieren sich an den Empfehlungen des AGFW zur Erstellung eines Transformationsplanes gemäß der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW).[209]

Die SWE Energie GmbH hat zur Erstellung ihres Transformationspfads den Ansatz einer dynamischen Systemmodellierung verfolgt. Hierzu wurde zur Unterstützung das Institut für Regenerative Energietechnik der Hochschule Nordhausen mit der entsprechenden Entwicklung eines Energiesystemmodells beauftragt[210]. Dieses soll dazu dienen, die Dekarbonisierung der Fernwärme unter verschiedenen Einflüssen, den Vorgaben zur CO_2-Reduktion und mit Hinblick auf Kostenoptimierung bis zum Jahr 2045 in 5-Jahres-Abschnitten zu simulieren. Als Ergebnis wurden verschiedene Transformationspfade entwickelt, die im weiteren Verlauf erläutert werden.

4.1 Bestand und Potentiale

Grundsätzlich steht eine Vielzahl an bewährten und neuen Technologien zur Dekarbonisierung von Fernwärmeversorgungssystemen zur Verfügung. Diese in Kapitel 2 beschriebenen Technologieoptionen sind allerdings als theoretisches Potenzial zu sehen. Hier muss geprüft werden, ob dieses theoretische Potenzial lokal auch praktisch, das heißt insbesondere technisch und wirtschaftlich, erschlossen werden kann und welche Risiken in der realistisch nachhaltigen Verfügbarkeit bestehen.

In Voruntersuchungen wurde durch die SWE Energie GmbH ermittelt, welche der oben genannten Potentiale im Raum Erfurt zur Verfügung stehen und welche Erzeuger bedingt durch vorhandene Verfügbarkeiten (Flächenpotentiale, vorhandene EE-Quellen, Sektorenkopplungspotentiale, Grüngas etc.) sowie bestehende rechtliche Rahmenbedingungen tatsächlich realisierbar sind. Diese Technologieoptionen wurden dem Energiesystemmodell zusammen mit den Bestandstechnologien zur Verfügung gestellt, um so in einzelnen 5-Jahres-Zeitschritten die wirtschaftlichsten Szenarien unter Einhaltung bestehender Ziele zur CO_2-Reduzierung zu ermitteln.

Diese Technologien sollen im Folgenden erläutert werden.

4.1.1 Bestandstechnologien

Die Gasturbinen, Abhitzekessel, Dampfturbinen und Heißwassererzeuger wurden mit den in Kapitel 3 beschriebenen Parametern im Energiesystemmodell angelegt. Für die Umleitstationen wurde ein Wirkungsgrad von 99 % angenommen.

Die Speicherkapazität des Wärmespeichers kann im Modell entweder vorgegeben werden oder wird als Teil des Optimierungspotentials vom Optimierer festgelegt.

Die Implementierung der **Nachheizung** des Wassers aus dem Wärmespeicher im Modell wird in Abbildung 34 schematisch dargestellt:

[209] AGFW (2022). AGFW-Empfehlungen zur Erstellung eines Transformationsplanes nach BEW. Arbeitsentwurf, März 2022.
[210] in.RET (2022). Energiesystemmodellierung zur Untersuchung der Dekarbonisierungsoptionen für die Fernwärmeerzeugung der Stadtwerke Erfurt. Nordhausen.

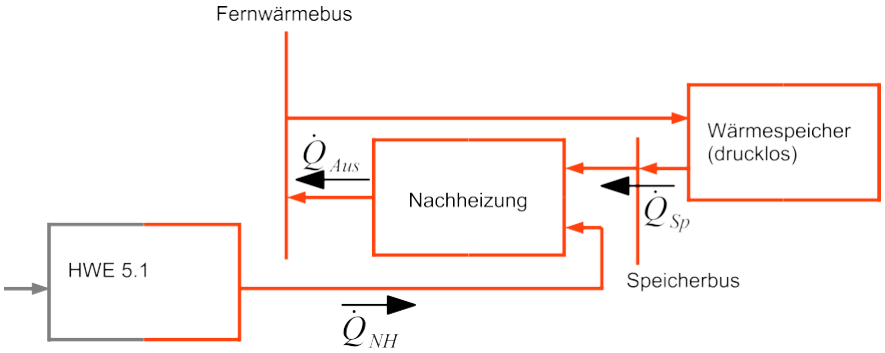


Abbildung 34: Schematische Abbildung der Nachheizung im Blockschaltbild[211]

Dabei stellt $\dot{Q}_{Aus}$ den Wärmestrom in das Heißwassernetz dar, der sich aus dem Wärmestrom aus dem Speicher $\dot{Q}_{Sp}$ und dem Wärmestrom aus dem HWE 5.1 zur Nachheizung $\dot{Q}_{NH}$ zusammensetzt. Die Größe von $\dot{Q}_{NH}$ hängt von den Vor- und Rücklauftemperaturen im Heißwassernetz ab.

Einspeicherung bezeichnet die Möglichkeit, Heißwasser in den Wärmespeicher einzuspeichern. Es wird im Modell angenommen, dass dies ohne große Verluste geschehen kann. Daher wurde für diesen Block ein Wirkungsgrad von 99 % angesetzt. Die maximal übertragbare Leistung ist abhängig von der Größe des Wärmespeichers im Modell.

4.1.2 Potentiale der regenerativen Erzeugungstechnologien

Als potentielle regenerative Wärmeerzeuger wurden dem Modell folgende Technologien angeboten:

4.1.2.1 Technologien zur Wärmeerzeugung

Ein Elektrodenheizkessel, im Modell **Heizstab** genannt, wandelt elektrische Energie direkt in Wärme um. Dieser soll am Erzeugerstandort Erfurt-Ost installiert werden, um den Betrieb mit eigenerzeugtem (Grün-)Strom mit reduzierten Umlagen zu ermöglichen. Die verwendeten Parameter des Heizstabes sind in Tabelle 24 verdeutlicht. Der angegebene Leistungsbereich wurde auf Basis von vorhandenem Potential an (Grün-)Strom zur Nutzung einer Direktwärmeerzeugung gewählt.

Tabelle 24: Parameter für die Verwendung des Elektrodenkessels

	Einheit	Heizstab
Wirkungsgrad el.	-	0,98
min. Leistung	MW	0
max. Leistung	MW	100

In dem Energiesystemmodell für die SWE Energie GmbH werden unterschiedliche **Wärmepumpen** berücksichtigt. Dabei wird zwischen zentralen und dezentralen Wärmepumpen unterschieden.

[211] in.RET (2022). Energiesystemmodellierung zur Untersuchung der Dekarbonisierungsoptionen für die Fernwärmeerzeugung der Stadtwerke Erfurt. Nordhausen.

Die zentralen Wärmepumpen befinden sich auf dem Betriebsgelände der SWE Energie GmbH (Standort Erfurt-Ost) und können eigenerzeugten Strom ohne oder mit reduzierten Umlagen nutzen, während die dezentralen Wärmepumpen sich über das Stadtgebiet Erfurt verteilen und nicht von reduzierten derzeitigen Umlagen profitieren können.

Bei den zentralen Wärmepumpen handelt es sich um folgende Anlagen:

Die **Wärmepumpe Luft** ist eine Luft-Wasser-Wärmepumpe (Quelle Umgebungsluft) und kann über eine Direktleitung mit grünem Strom versorgt werden.

Darüber hinaus sind zwei Möglichkeiten für eine Bewirtschaftung des Fernwärmerücklaufs mittels Wärmepumpe miteingeflossen. Bei diesen Technologieoptionen ist allerdings zu berücksichtigen, dass außer dem Anteil Strom für den Betrieb der Wärmepumpe kein weiterer energetischer Anteil in das System eingebracht, sondern lediglich die vorhandene Wärmeenergie auf ein höheres Temperaturniveau gehoben wird.

Dazu gehört zum einen die **Wärmepumpe Speicher**. Diese entzieht dem Rücklauf Wärmeenergie und speist diese in den Wärmespeicher ein. Die Jahresarbeitszahl hängt von den vorliegenden Temperaturniveaus ab. Da die Vor- und Rücklauftemperatur sowie die Speichertemperatur und der Gütegrad bekannt sind, kann für jeden Zeitschritt die Effizienz der Wärmepumpe festgelegt werden.

Weiterhin gibt es die **Wärmepumpe Heißwasser**. Diese entnimmt dem Rücklauf Wärmeenergie und führt sie auf einem höheren Temperaturniveau dem Vorlauf wieder zu. Die Jahresarbeitszahl hängt hier ebenfalls von den verschiedenen Temperaturniveaus ab. Um die Effizienz der Wärmepumpe in jedem Zeitschritt berechnen zu können, werden die Vor- und Rücklauftemperaturen zeitaufgelöst herangezogen und mit dem entsprechenden Coefficient of Performance (COP) bewertet.

Tabelle 25: Annahmen für die zentralen Wärmepumpen

	Einheit	WP Luft	WP Heißwasser	WP Speicher
max. Leistung	MW	1,5	10	10
Temperaturniveau	°C	$T_{Außen}$	T_{RL}	T_{RL}
Volllaststunden	H	4 500	Abh. v. EE-/RABA-Einspeisung	
mittlerer COP	-	1,6	2,9	3,6

Es gibt 5 verschiedene Möglichkeiten im Stadtgebiet Erfurt dezentrale Wärmepumpen zu betreiben. Diese sind:

Wärmepumpe Abwasser Industrie
Bis zu 2 MW thermische Leistung sollen mit einer Wärmepumpe unter Verwendung von industriellen Abwässern ins Fernwärmenetz eingespeist werden. Dieser Prozess hat einen mittleren COP von 2,1 und 5.000 Vollbenutzungsstunden.

Wärmepumpe Flusswasser/Seen
Zur Nutzung von Gewässerwärme sollen im Stadtgebiet Erfurt eine oder mehrere Wärmepumpen mit einer thermischen Gesamtleistung von bis zu 10 MW gebaut werden. Aufgrund der niedrigen Temperaturen des Wassers und der hohen Temperaturdifferenz zum Fernwärmevorlauf beträgt der mittlere COP hier 1,4. Dafür steht die Leistung für 7.000 Stunden pro Jahr zur Verfügung.

Wärmepumpe RABA

In direkter Nachbarschaft zum Erzeugerstandort Erfurt-Ost befindet sich eine thermische Restabfallbehandlungsanlage (RABA). Diese erzeugt mittels der Verbrennungsabwärme und einer Dampfturbine Strom. Die Abwärme aus der Kondensatkühlung wird zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht genutzt. Da das Temperaturniveau der Abwärme (65 °C) höher ist als das der Umgebung, kann beim Einsatz einer Wärmepumpe mit einem verbesserten COP gerechnet werden. Die Einspeisung ins Fernwärmenetz ist aufgrund der räumlichen Nähe unproblematisch. Die ins Netz einspeisbare thermische Leistung beträgt 2 MW und der mittlere COP 3,6. Man kann davon ausgehen, dass die Abwärme circa 6.000 Stunden pro Jahr anfällt.

Wasser-Wärme-Kraftwerk (WWK)

Am Moskauer Platz in Erfurt befindet sich ein von der Thüringer Fernwasserversorgung betriebenes Wasserkraftwerk, das über eine installierte Leistung von 700 kW_{el} verfügt. Mittels einer zweistufigen Wärmepumpe soll dieses zu einem Wasser-Wärme-Kraftwerk erweitert werden. Dem Wasser soll nun vor Eintritt in die Turbine Wärme entzogen und die gewonnene Energie auf höherem Temperaturniveau ins Fernwärmenetz eingespeist werden. Das Kraftwerk bezieht das Wasser aus der Westringkaskade, einer von der Thüringer Fernwasserversorgung betriebenen, 45 km langen Brauchwasserleitung, die Wasser aus der Ohra- und Schmalwassertalsperre nach Erfurt transportiert und mittlerweile nicht mehr zur Trinkwasserversorgung genutzt wird.

Bei einer thermischen Leistung von 1,7 MW, circa 7.000 Vollbenutzungsstunden und einem mittleren COP von 2,6 kann durch das WWK jährlich eine Wärmemenge von bis zu 16,5 GWh ins Erfurter Fernwärmenetz eingespeist werden.

Wärmepumpe Wäscherei

Die Abwärme einer Erfurter Wäscherei soll ebenfalls mittels einer Wärmepumpe ins Fernwärmenetz eingespeist werden. Die einspeisbare thermische Leistung beträgt 0,2 MW bei 5.000 Vollbenutzungsstunden und einem mittleren COP von 2,1.

In Tabelle 26 sind alle oben beschriebenen dezentralen Wärmepumpen mit den unterschiedlichen genutzten Ab- und Umgebungswärmepotentialen und Temperaturniveaus aufgelistet.

Tabelle 26: Annahmen für dezentrale Wärmepumpen

	Einheit	Abwasser Industrie	Flusswasser/Seen	RABA alternativ (Abwärme Luftkondensator)
Max. Leistung	MW_{th}	2	10	2
Mittleres Temperaturniveau Quelle	°C	35	10	65
Volllaststunden	h	5.000	7.000	6.000
mittlerer COP	-	2,1	1,4	3,6

	Einheit	Wasser-Wärme-Kraftwerk (WWK)	Wäscherei (Abwasser)
max. Leistung	MW_{th}	2,5	0,2
Mittleres Temperaturniveau Quelle	°C	10	35
Volllaststunden	h	7.000	5.000
mittlerer COP	-	2,6	2,1

Solarthermie wird in Erfurt bereits seit 2019 im Fernwärmenetz eingesetzt. Die beiden Bestandsanlagen können Energie sowohl in den Vor- als auch in den Rücklauf einspeisen. Als Erweiterung der Bestandsanlage werden im Energiemodell nur Vakuumröhrenkollektoren vorgesehen. Flachkollektoren wurden auf Basis der Betriebserfahrung der SWE Energie GmbH und erster technischer und wirtschaftlicher Bewertungen nicht berücksichtigt.

Der Ertrag von Solarthermieanlagen hängt von der verwendeten Technologie, den Standortbedingungen und dem Temperaturniveau ab, auf welches eingespeist wird. Für das ZO.RRO-Landesprojekt[212] existieren bereits Einspeiseprofile für Solarthermieanlagen. Diese Einspeiseprofile wurden auf die Rück- bzw. Vorlauftemperatur angepasst. Die Realerträge der Bestandsanlage wurden mit den Einspeiseprofilen verrechnet und die Kollektorfläche angepasst. Dadurch stimmen die realen und die simulierten Erträge der Bestandsanlagen überein.

Die Parameter für solarthermische Anlagen fasst Tabelle 27 zusammen.

Tabelle 27: Solarthermie

	Einheit	ST RK RL	ST RK VL
min. Leistung (Flächenbezug)	m^2	297	1.723
max. Leistung (Flächenbezug)	m^2	10.000	10.000

In Abbildung 35 wird der spezifische Ertrag von Solarthermieanlagen abhängig von der Kollektormitteltemperatur und Kollektortyp dargestellt:

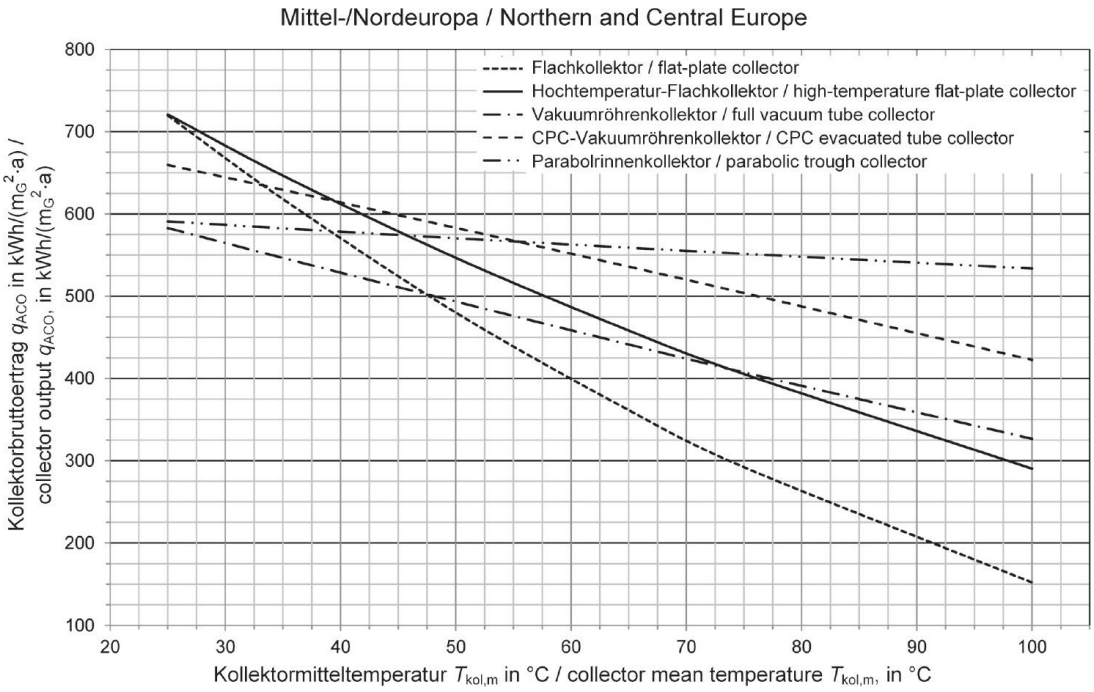


Abbildung 35: Spezifischer Ertrag von Solarthermieanlagen nach VDI-3988[213]

[212] in.RET (Hg.). (2021). So geht's - wie Thüringen klimaneutral wird. Nordhausen.
[213] VDI-Fachbereich Energietechnik (Hg.). (2020). Norm VDI-3988 Solarthermische Prozesswärme. Wiedergegeben mit Erlaubnis des Vereins Deutscher Ingenieure e. V.

Die Kosten für Solarthermieanlagen wurden ebenfalls der VDI-3988 entlehnt. Dabei wurde Abbildung 36 bei einer Kollektorfeldfläche von 10.000 m² herangezogen.

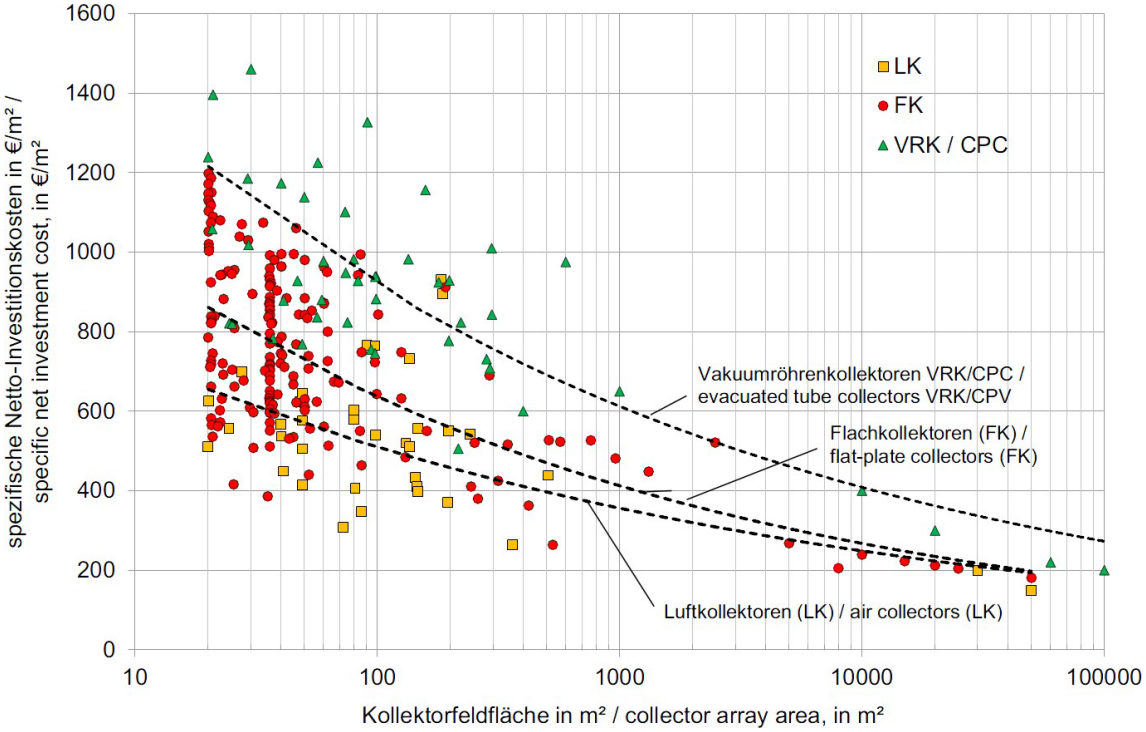


Abbildung 36: Investitionskosten von Solarthermieanlagen nach VDI-3988[214]

Begrenzend auf das Flächenpotential wirkt sich die zwingende räumliche Nähe entlang der Fernwärme-Infrastruktur aus.

Tiefengeothermie stellt eine Option dar, Erdwärme direkt ins Heißwassernetz auf dem Temperaturniveau des jeweiligen Vorlaufs einzuspeisen. Im Modell ist die Tiefengeothermie in Form von petrothermaler Geothermie als **geschlossenes** System berücksichtigt. Dabei soll eine Bohrung ins Grundgebirge mit einer Tiefe von circa 5.000 Metern (derzeitiger Stand über die entsprechende Mächtigkeit des Granitgesteins) und nachgelagerter Ablenkung von ca. 3.000 Metern durchgeführt werden. Hier kommt die Technologie des Eavor-Loops zum Einsatz (s. Kapitel 2.3). Hier sind 2 Anlagen (Bohrungen als Dublette) mit jeweils 30 MW sicherer thermischer Leistung und den in Tabelle 28 gezeigten Parametern eingeflossen.

Tabelle 28: Parameter der Tiefengeothermie

	Einheit	Tiefengeothermie
min. Leistung	MW_{th}	0
max. Leistung	MW_{th}	60

[214] VDI-Fachbereich Energietechnik (Hg.). (2020). Norm VDI-3988 Solarthermische Prozesswärme. Wiedergegeben mit Erlaubnis des Vereins Deutscher Ingenieure e. V.

Biomasse ist eine weitere potentielle (Strom- und) Wärmequelle. Das verfügbare Potential der Biomasse ist aus dem ZO.RRO-Landesprojekt[215] übernommen und auf die Stadt Erfurt heruntergerechnet. Dieses kann entweder in einem Heizwerk, einem Biomasse-Blockheizkraftwerk oder zur Biomethaneinspeisung zur Umsetzung in den Heißwassererzeugern bzw. Abhitzekesseln genutzt werden. In Tabelle 29 sind die wichtigsten Parameter für die Nutzung von Biomasse zusammengetragen.

Tabelle 29: Biomasse

	Einheit	Biogas BHKW	Biogaseinspeisung	Biomasse-Heizwerk
Wirkungsgrad el.	-	0,38	-	0
Wirkungsgrad th.	-	0,49	0,9	0,88
Potential Biomasse	MWh	94.813		83.479

Ab 2025 wird von einer **Wasserstoff**beimischung in das Erdgasnetz ausgegangen. Die Höhe der Beimischung ist in Tabelle 30 aufgeführt. Ab 2035 steht anteilig fossiles Erdgas nur noch den Heißwassererzeugern zur Verfügung, die Gasturbinen werden mit einer entsprechenden Mischung aus Biomethan und Wasserstoff betrieben. In 2045 wird dem System ausschließlich Biomethan oder Wasserstoff angeboten.

Tabelle 30: Beimischung von Wasserstoff

	Erdgas in Vol.-%	H_2 in Vol.-%
2025	0,95	0,05
2030	0,9	0,1
2035	0,7	0,3
2040	0,4	0,6
2045	0	1

4.1.2.1 Technologien zur Stromerzeugung

Grüner Strom kann in den bereits beschriebenen Sektorkopplungstechnologien zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Deswegen wurden in der Modellierung auch Technologien zur grünen Stromerzeugung betrachtet.

Photovoltaik stellt eine Alternative zur Solarthermie bei der Flächennutzung dar. Der Vorteil von Photovoltaik liegt jedoch darin, dass sie auch auf Flächen, die nicht an der Fernwärmeinfrastruktur liegen, eingesetzt werden kann.

[215] in.RET (Hg.). (2021). So geht's - wie Thüringen klimaneutral wird. Nordhausen, 32 - 35.

Ähnlich wie für solarthermische Anlagen, stellt das ZO.RRO-Landesprojekt[216] Einspeiseprofile für Photovoltaikanlagen bereit. Die Einspeiseprofile für Freiflächenanlagen wurden auch für die Photovoltaikanlagen der SWE Energie GmbH angesetzt. Die Investitionskosten für Photovoltaikanlagen sind der *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende*[217] entnommen. Alle Annahmen für die Modellparameter fasst Tabelle 31 zusammen. Die obere Leistungsgrenze von 3,41 MW_p ergibt sich bei einem Flächenpotential von 60.000 m^2 (theoretischer Ansatz Raum Erfurt) und einer Flächennutzung von 571 kW_p/ha.

Tabelle 31: Photovoltaik

	Einheit	PV Eigenerzeugung
min. Leistung	MW	0
max. Leistung	MW	3,41

Windkraftanlagen und deren Energie (Grünstrom) werden dem Energiesystem über eine neu zu errichtende Direktleitung zum Erzeugerstandort Erfurt-Ost zur Verfügung gestellt, was den umlagefreien Strombezug ermöglicht. Dies bedingt eine standortnahe Nutzung bestehenden Potentials. Über einen Heizstab oder eine Wärmepumpe kann der Windstrom in Wärme umgewandelt und ins Heißwassernetz eingespeist werden. Die Parameter für die Windkraftanlagen fasst Tabelle 32 zusammen. Der in Betracht kommende Windpark setzt sich aus Post-EEG- und Neuanlagen zusammen. Für den Standort Erfurt wurden ebenfalls Winddaten aus dem ZO.RRO-Landesprojekt[218] entlehnt, welche eine Vollaststundenzahl von 2.300 h aufweisen.

Tabelle 32: Windkraft

	Einheit	Wind
variable Kosten	€/MWh	65
Leistung Windpark gesamt	MW	41,3

4.2 Funktion und Aufbau des Modells

4.2.1 Funktion des Modells in oemof

Das Akronym *oemof* steht für *open energy modelling framework* und ist eine in Python implementierte open-source Simulationsumgebung für Energiesysteme[219]. Sie wird von einem Entwicklerteam des Reiner Lemoine Instituts Berlin, der Hochschule Flensburg und der Uni Bremen weiterentwickelt. Das vorliegende Energiesystemmodell wurde mit der Version 0.4.1 simuliert. Oemof ist objektorientiert und setzt auf das Framework pyomo auf. Pyomo erzeugt eine Datei für die lineare Programmierung, die die vom Solver zu lösende Zielfunktion und die Nebenbedingungen enthält.

[216] in.RET (Hg.). (2021). So geht's - wie Thüringen klimaneutral wird. Nordhausen.
[217] Deutsche Energieagentur (Hg.). (2018). dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Berlin.
[218] in.RET (Hg.). (2021). So geht's - wie Thüringen klimaneutral wird. Nordhausen.
[219] Oemof (2022). https://oemof.org/ (Zugriff: 09.11.2022)

Das oemof-Package *solph* stellt Klassen zur Simulation der Bestandteile eines Energiesystems zur Verfügung, welches blockweise aufgebaut ist. So ist z. B. die Solarthermie ein Block und die Fernwärmelast ein anderer. Nachfolgend werden alle Klassen, die zur Modellierung des Energiesystems verwendet wurden, kurz erläutert.

Das Energiesystem setzt sich aus Quellen, Senken, Speichertechnologien, Umwandlungsstellen und Verbindungsleitungen zwischen diesen zusammen. Die vorrangig verwendeten Komponenten für das Energiesystem sind daher:

- Source()
- Sink()
- GenericStorage()
- Transformer()
- Bus()

Jede Komponente ist mit mindestens einem Bus (Verbindungsleitung) verbunden. Jeder Knoten im Programm wird mit einem Namen (label) eindeutig bezeichnet. Für Energiequellen, denen Einspeiseprofile, Nennleistungen, Kosten und (bei Kraftwerken) Haltezeiten mit übergeben werden können, sieht solph die Klasse Source() vor. Eine Instanz der Klasse Source() hat einen Ausgang und keinen Eingang.

Die Klasse Sink() repräsentiert das Verhalten von Verbrauchern. Einem Verbraucher können Lastprofil und Nennleistung zugeordnet werden; Kosten sind an der Stelle nicht notwendig, da Ziel der Optimierung die kostenoptimale Deckung der Last in jedem Zeitschritt ist. Sink() hat einen Input und keinen Ausgang.

Die Klasse GenericStorage() bildet die charakteristischen Eigenschaften eines Energiespeichers ab. Ein Speicher hat die Attribute, die den Energiefluss in den Speicher und aus dem Speicher definieren. Die Nennkapazität (nominal_storage_capacity) kann fest vorgegeben oder vom Optimierer bestimmt werden. Die boolesche Variable balanced ist standardmäßig auf „True“ gesetzt, was bedeutet, dass der Speicher am Ende wieder genauso voll sein soll, wie zu Beginn des Simulationszeitraums. Das initial_storage_level bestimmt den Füllstand des Speichers im ersten Zeitschritt. Nach Absprache mit den Stadtwerken ist für das SWE-Modell jeder Speicher zu Beginn zur Hälfte gefüllt. Die C-Rate, mit der der maximal in einem Zeitschritt entnehmbare Anteil der Kapazität festgelegt wird, fließt in die invest_relation_output_capacity ein. Die Eigenschaft wird in der Klasse mit der installierten, optimierten Nennkapazität multipliziert. Gleiches gilt für die invest_relation_input_capacity. Zudem können dem Objekt der Ein- und Ausspeicherwirkungsgrad der Speichertechnologie inflow_conversion_factor, outflow_conversion_factor mit übergeben werden. Bei saisonalen Speichern ist auch eine Verlustrate loss_rate implementierbar, die den prozentualen Ladungsverlust zwischen zwei Zeitschritten beschreibt.

Zum Erstellen von Energiewandlern stellt die Klasse Transformer() sicher, dass die zu- und abfließenden Energiemengen unter Berücksichtigung des gewünschten Wirkungsgrades in einem Zeitschritt identisch sind. Ein Transformer kann beliebig viele Ein- und Ausgänge haben.

Alle genannten Komponenten können mit Instanzen der Klasse Bus() zu einem Energiesystemmodell miteinander verknüpft werden. Ein Bus ist in oemof eine Sammelschiene, deren zu- und abfließende Energiemengen sich in jedem Zeitschritt ausgleichen. Überdies ist allen Komponenten der Aufruf der Klasse Flow() gemeinsam. Mit Flow() können die Eigenschaften des Energieflusses zwischen Komponenten vom Quell- zum Zielbus oder nur unidirektional definiert werden. Hierzu können Flow()wahlweise u.a. die folgenden Parameter übergeben werden:

- nominal_value
- min, max
- nonconvex
- summed_max
- fix
- investment
- variable_costs

Der nominal_value ist die Nennleistung/ installierte Leistung. min und max werden mit dem nominal_value multipliziert, so dass bspw. in Verbindung mit nonconvex zusätzlich eine Untergrenze für die Leistung eingeführt wird, bis zu der eine Anlage im Betrieb höchstens heruntergefahren werden kann. Die Klasse NonConvex() erzeugt hierzu eine binäre Statusvariable, die den Betriebszustand der Anlage beschreibt (an/aus). Das Attribut nonconvex kann auch verwendet werden, um minimale Betriebs- und Stillstandszeiten (minimum_uptime/downtime) von Kraftwerken anzugeben. Mit summed_max kann bspw. für die Biomasse eine Obergrenze der insgesamt umsetzbaren Energiemenge festgelegt werden, die dann wahlweise in Strom oder Wärme gewandelt wird. Dem Attribut fix ist eine Zeitreihe mit normierten Werten hinterlegt, welche die Volllaststunden (MWh/MW) von zum Beispiel Windenergieanlagen widerspiegelt. nominal_value und fix werden ebenfalls multipliziert und das Ergebnis ist eine Energiemenge.

Um mit den Kosten der einzelnen Komponenten zu rechnen, gibt es in oemof zwei Möglichkeiten: investment und variable_costs-investment dient dazu, die Ausgaben für neue Kapazitäten einzukalkulieren, wohingegen variable_costs die Betriebskosten bestehender Anlagen bei der Optimierung der Gesamtkosten des Energiesystems berücksichtigt. Im Energiesystemmodell der SWE Energie GmbH ist die Nennleistung u. a. bei den erneuerbaren Quellen nicht vorgegeben worden, da es das Ziel ist, diese Größe vom Optimierer ermitteln zu lassen. Mit dem Investitionsmodell investment lässt sich dies in oemof umsetzen. Die Funktion annuity() erlaubt die Berechnung einer Annuität, in die die Investitionskosten (Capex) in €/MW zusammen mit der Abschreibungsdauer und einem Zinssatz einfließen. Die Betriebskosten (Opex) werden anteilig von den Gesamtinvestitionskosten berechnet. Die Summe der jährlichen Investitions- und Betriebskosten in €/MW wird anschließend dem Modell übergeben. Darüber hinaus kann dem Investitionsmodell ein Minimum und ein Maximum der installierbaren Leistung vorgegeben werden.

4.2.2 Blockschaltbild

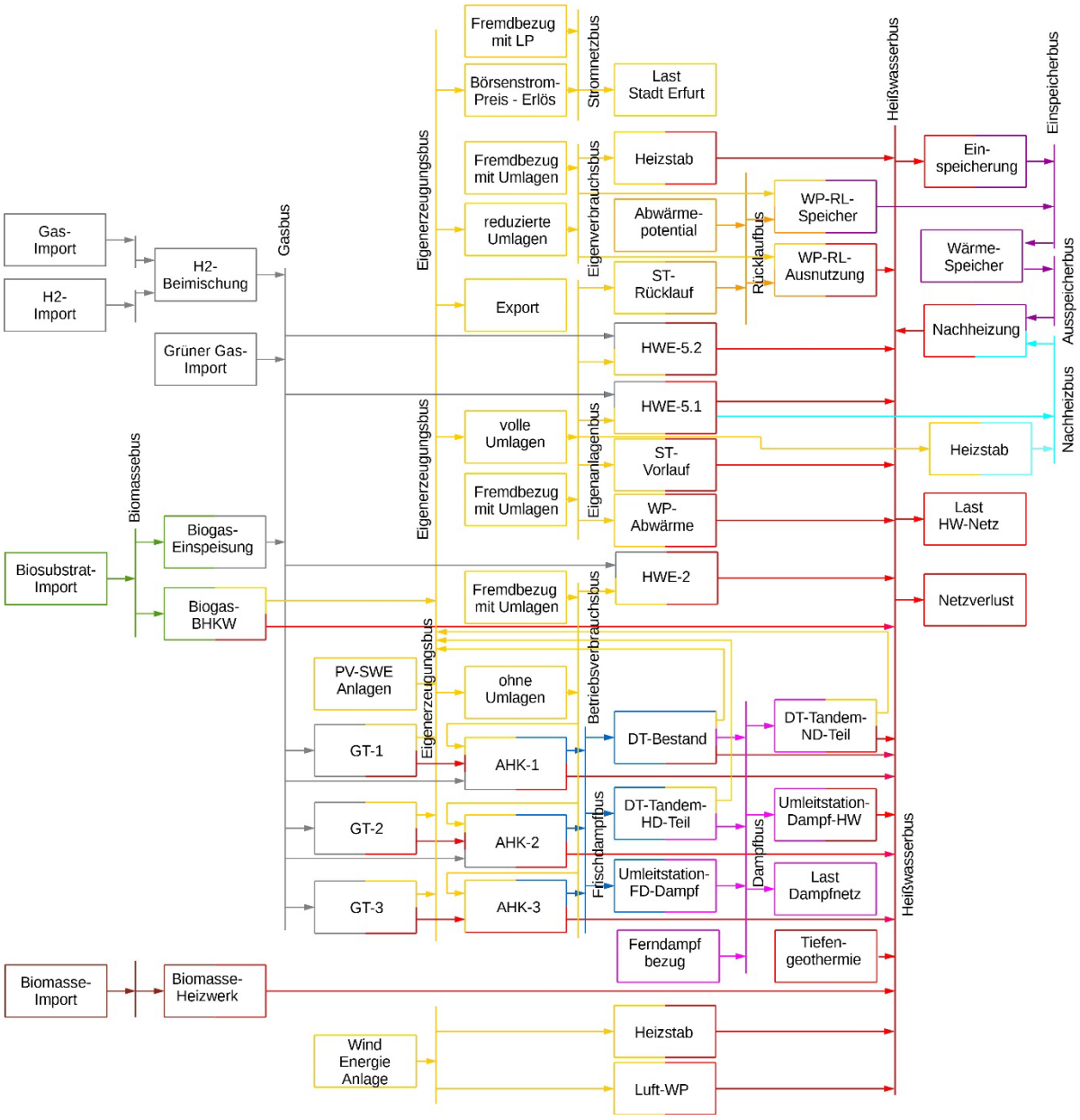


Abbildung 37: Prinzipieller Aufbau des Energiesystemmodells der SWE Energie GmbH anhand eines Blockschaltbildes[220]

[220] in.RET (2022). Energiesystemmodellierung zur Untersuchung der Dekarbonisierungsoptionen für die Fernwärmeerzeugung der Stadtwerke Erfurt. Nordhausen.

In Abbildung 37 ist das Blockschaltbild des Energiesystemmodells der SWE Energie GmbH dargestellt. Neben technischen Komponenten, die in Kapitel 4.1 vorgestellt werden, bildet das Energiesystemmodell auch für den Betrieb bestehende wesentliche Steuern und Umlagen ab. Dazu werden mehrere Busse benötigt, die Komponenten bündeln, welche beispielsweise den gleichen Umlagen unterliegen. Erzeugeranlagenblöcke und Importblöcke speisen Energie auf diese Busse ein. Um die Kosten korrekt in die Optimierung einzubeziehen, sind zusätzliche Transformer-Blöcke notwendig. Diese bilden keine physikalische Wandlung von Energie ab, sondern sind ausschließlich für die Abbildung der Kosten notwendig.

Auf den in Gelb dargestellten Eigenerzeugungsbus in der Mitte von Abbildung 37 speisen alle Stromerzeugungsanlagen ein. Darunter zählen auch PV-Anlagen, die sich über das Stadtgebiet verteilen. Über den Transformer-Block „Volle Umlagen“ können Verbraucheranlagen mit Strom versorgt werden, welche sich nicht direkt auf dem Gelände der SWE Energie GmbH befinden. Für den Betrieb derartiger Anlagen sind alle Umlagen zu entrichten. Falls die Erzeugung nicht ausreicht, können die Anlagen auch über Fremdbezug (mit Umlagen) versorgt werden. Die Anlagen, die den vollen Umlagen unterliegen, sind alle an den Stromnetz-Eigenanlagenbus angeschlossen (vgl. Abbildung 38).

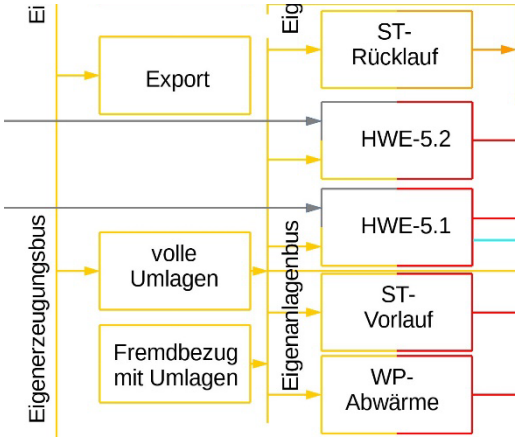


Abbildung 38: Ausschnitt des Blockschaltbildes zur Verdeutlichung des Eigenanlagenbusses[221]

Anlagen, die sich direkt auf dem Gelände der SWE Energie GmbH befinden, können ebenfalls Strom aus den Eigenerzeugungsanlagen beziehen. Dabei fallen jedoch nur reduzierte Umlagen an. Die Verbraucher besitzen darüber hinaus einen Netzanschluss und könnten somit auch mit fremdbezogenem Strom versorgt werden. Um diese Kostenstruktur abzudecken, wurde der Eigenverbrauchsbus (siehe Abbildung 39) und der Transformerblock „reduzierte Umlagen“ eingeführt.

[221] in.RET (2022). Energiesystemmodellierung zur Untersuchung der Dekarbonisierungsoptionen für die Fernwärmeerzeugung der Stadtwerke Erfurt. Nordhausen.

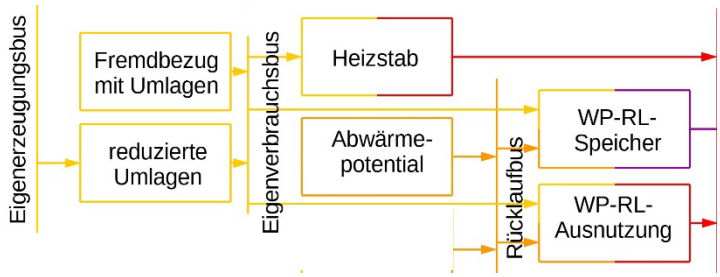


Abbildung 39: Ausschnitt des Blockschaltbildes zur Verdeutlichung des Eigenverbrauchsbusses [222]

Teilanlagen, welche direkt an die Erzeugeranlagen gebunden sind, können direkt mit Strom aus den Anlagen versorgt werden. Der dabei verwendete Strom wird vom vorgelagerten Netzbetreiber nicht erfasst, sodass auch keine Umlagen abzuführen sind. Es besteht jedoch trotzdem die Möglichkeit, Strom fremd zu beziehen. In diesem Fall fallen alle Umlagen an. Der für diese Verbraucher verwendete Bus ist der Betriebsverbrauchsbus (siehe Abbildung 40). Der Transformer zwischen Eigenerzeugungs- und Betriebsverbrauchsbus wird als „ohne Umlagen“ bezeichnet.

Letztlich ist es möglich, mit dem eigenerzeugten Strom, zur Deckung der Stromlast der Stadt Erfurt beizutragen. Dafür erhält die SWE Energie GmbH den zum Zeitpunkt der Versorgung geltenden Börsenstrompreis und darüber hinaus vermiedene Netznutzungsentgelte. Die Last der Stadt Erfurt kann auch über Fremdbezug gedeckt werden. Der Bus, an dem die Last der Stadt Erfurt angeschlossen ist, wird auch als „Stromnetz“ bezeichnet (vgl. Abbildung 41). Wie die einzelnen Lasten mit Strom versorgt werden, entscheidet der integrierte Optimierer.

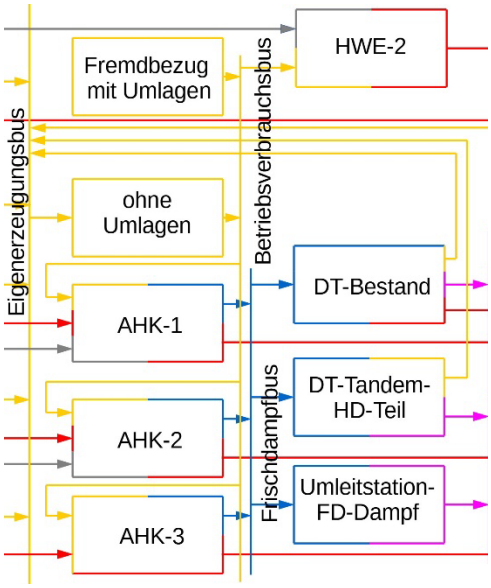


Abbildung 40: Ausschnitt des Blockschaltbildes zur Verdeutlichung des Betriebsverbrauchs[223]

[222] in.RET (2022). Energiesystemmodellierung zur Untersuchung der Dekarbonisierungsoptionen für die Fernwärmeerzeugung der Stadtwerke Erfurt. Nordhausen.

[223] in.RET (2022). Energiesystemmodellierung zur Untersuchung der Dekarbonisierungsoptionen für die Fernwärmeerzeugung der Stadtwerke Erfurt. Nordhausen.

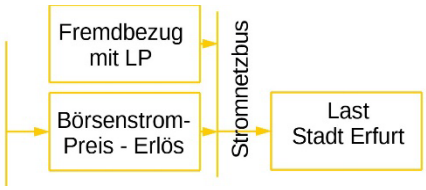


Abbildung 41: Ausschnitt des Blockschaltbildes zur Verdeutlichung des Stromnetzbusses[224]

Zur Deckung der thermischen Last werden ebenfalls mehrere Busse verwendet. Zum einen gilt es eine Dampflast (in Abbildung 37 magentafarben) zu decken. Auf der anderen Seite muss eine Heißwasserlast (in Abbildung 37 rot) bedient werden. Die Deckung der Lasten muss zu jedem Zeitpunkt sichergestellt werden.

4.2.3 Eingabeparameter

Für die korrekte Abbildung des Energiesystems sind mit einigen Komponenten Zeitreihen verknüpft. So werden z. B. die Lastprofile für Strom und Wärme vorgegeben. Zudem sind Energiepreise zu definieren. Für einige Prozesse spielt auch das Temperaturniveau eine entscheidende Rolle. Die Temperaturprofile werden daher ebenfalls in diesem Abschnitt beschrieben.

Die **Stromlast** der Stadt Erfurt steht nicht im Vordergrund der hier untersuchten Versorgungsaufgabe. Sie stellt jedoch eine Energiesenke (Verbraucher) dar, die bedient werden kann. Über vermiedene Netzentgelte wird der SWE Energie GmbH der Anreiz gegeben, den Strombedarf der Stadt möglichst lokal zu decken. Einen ähnlichen Anreiz wurde dem Optimierer durch die Implementierung von Investitionsmodellen für die Importblöcke gegeben. Dort wurde als Investitionskosten der Leistungspreis der vermiedenen Netzentgelte hinterlegt. Die verwendeten Annahmen für vermiedene Netzentgelte sowie alle anderen Umlagen werden in Kapitel 5 beschrieben.

Die meisten Umlagen fallen nur auf fremdbezogenen Strom an. Dadurch ergibt sich ein Unterschied zwischen Import- und Exportpreisen. Eine Durchleitung von Strom durch das interne Netz ist daher für den Optimierer unrentabel und wird unterdrückt. Die Stromlast der Stadt Erfurt ist in Abbildung 42 dargestellt und wurde für die Zeitschritte bis 2045 als konstant angenommen.

[224] in.RET (2022). Energiesystemmodellierung zur Untersuchung der Dekarbonisierungsoptionen für die Fernwärmeerzeugung der Stadtwerke Erfurt. Nordhausen.

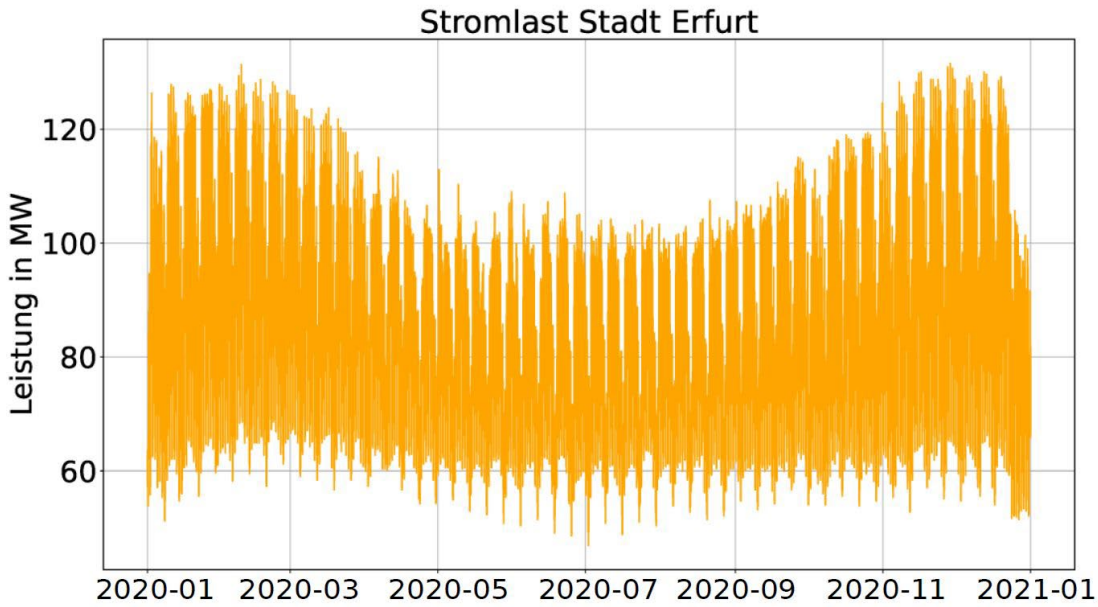


Abbildung 42: Zeitlicher Verlauf der Stromlast der Stadt Erfurt für das Jahr 2020[225]

Neben der Stromlast muss auch die Dampf- und Heißwasserlast gedeckt werden. Für die **Dampflast** wurde mit einer Grundlast von 7,5 MW gerechnet. Das Profil der **Heißwasserlast** wurde von der SWE Energie GmbH zur Verfügung gestellt und setzt sich aus den Absatzmengen an die Kunden und den Netzverlusten zusammen. Die Heißwasserlast für 2020 ist in der nachstehenden Abbildung visualisiert.

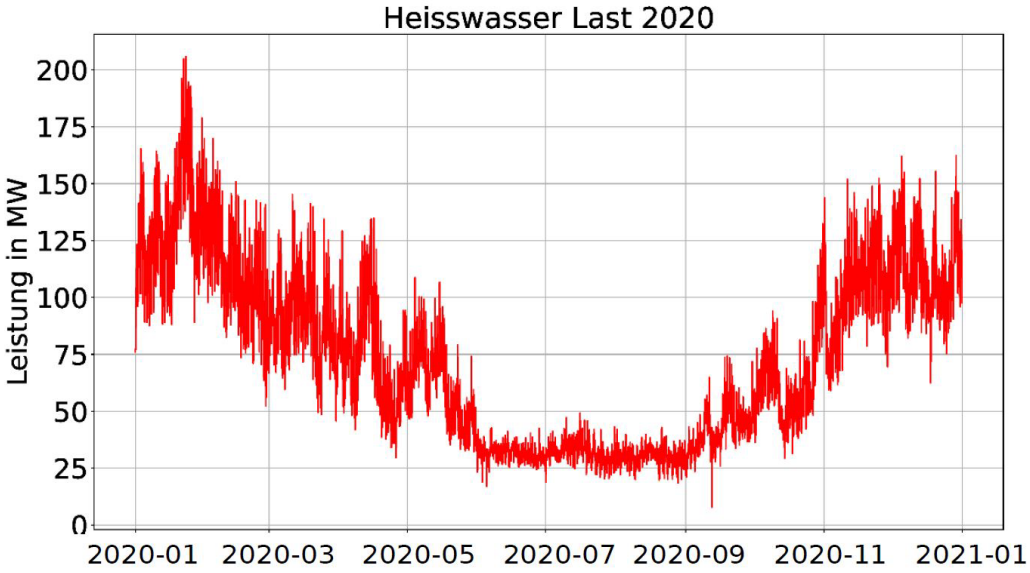


Abbildung 43: Zeitlicher Verlauf der Heißwasserlast der Stadt Erfurt für das Jahr 2020[226]

[225] in.RET (2022). Energiesystemmodellierung zur Untersuchung der Dekarbonisierungsoptionen für die Fernwärmeerzeugung der Stadtwerke Erfurt. Nordhausen.

[226] in.RET (2022). Energiesystemmodellierung zur Untersuchung der Dekarbonisierungsoptionen für die Fernwärmeerzeugung der Stadtwerke Erfurt. Nordhausen.

Um den Einfluss steigender oder sinkender Wärmeabnahmemengen einschätzen zu können, wurden Lastgänge variiert. Zum einen wurde eine 15%-ige Reduzierung des Fernwärmeabsatzes bis zum Jahr 2045 berechnet. Dabei wurde eine lineare Reduzierung ab dem Jahr 2025 genutzt. Die Reduzierung wurde als Resultat einer Sanierungswelle bestimmt, sodass eine Reduktion ausschließlich in den Wintermonaten berücksichtigt wurde. Zum anderen wurde eine 25%-ige Erhöhung errechnet. Dabei wurde vom Neuanschluss weiterer Kunden ausgegangen, sodass die Erhöhung gleichmäßig auf alle Lastwerte des Jahres erfolgt. Auch bei der Erhöhung wurde von einem linearen Zuwachs vom Jahr 2025 bis zum Jahr 2045 ausgegangen. Sowohl für den niedrigeren als auch für den höheren Lastgang wurden im Vorfeld der Untersuchungen zu den Transformationspfaden Simulationsrechnungen durchgeführt. Dabei wurde festgestellt, dass eine Änderung des Lastprofiles im beschriebenen Rahmen keine signifikanten Rückwirkungen auf die Ausgestaltung des Erzeugerparks hat.

Zur Heißwasserlast wurden zudem Temperaturprofile (vgl. Abbildung 44) übermittelt. Diese werden innerhalb der Simulation nur mittelbar berücksichtigt, wie z. B. bei der Berechnung der Wirkungsgrade der Nachheizung, der Wärmepumpen sowie der Netzverluste. Es ist zu beachten, dass die Effizienz der Wärmepumpen nicht konstant ist, sondern vom Verlauf der Vor- und Rücklauftemperatur abhängig.

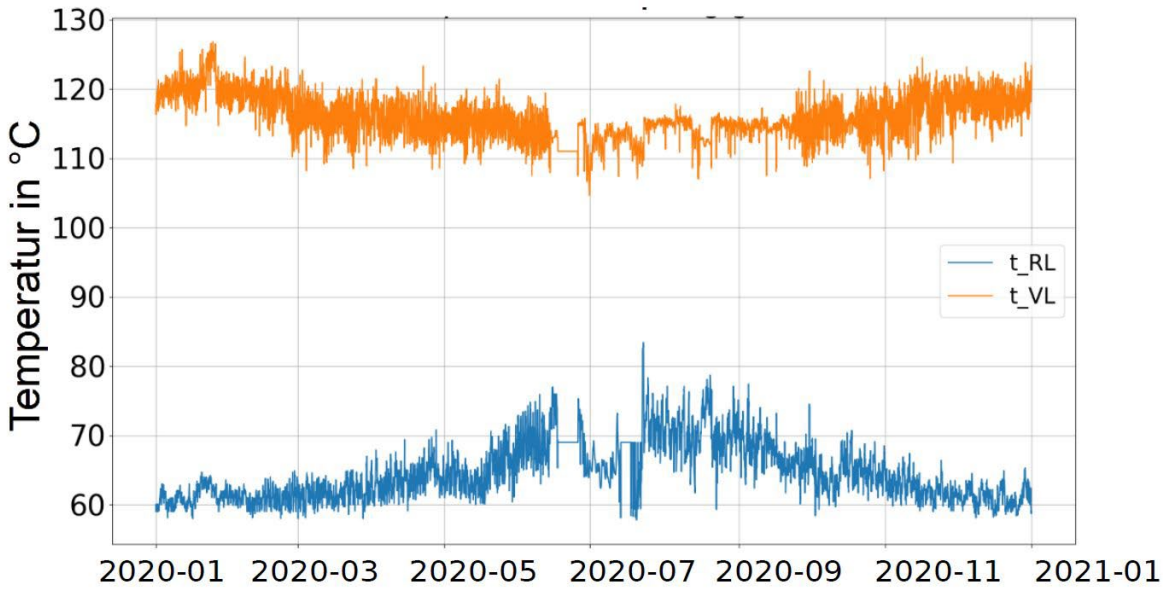


Abbildung 44: Zeitlicher Verlauf der Vor- und Rücklauftemperatur im Heißwassernetz für das Jahr 2020[227]

[227] in.RET (2022). Energiesystemmodellierung zur Untersuchung der Dekarbonisierungsoptionen für die Fernwärmeerzeugung der Stadtwerke Erfurt. Nordhausen.

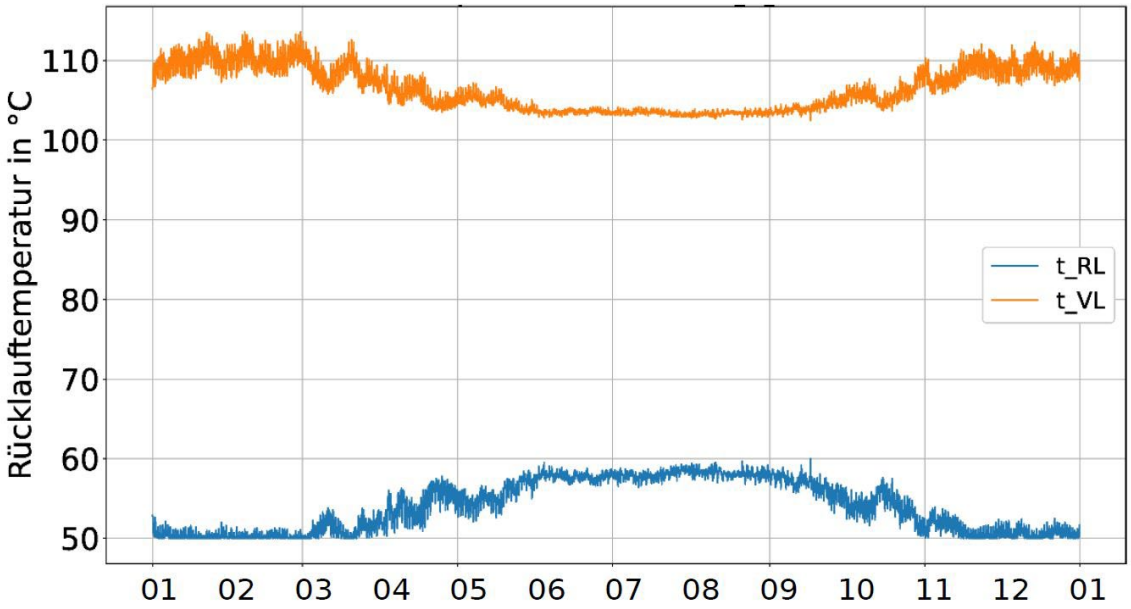


Abbildung 45: Zeitlicher Verlauf der Vor- und Rücklauftemperatur im Heißwassernetz ab 2040[228]

In Abbildung 45 ist der zeitliche Verlauf der Vor- und Rücklauftemperatur ab dem Jahr 2040 dargestellt. Für die Jahre 2030 bzw. 2035 wurden um 5 bzw. 2,5 K höhere Temperaturen angesetzt. Im Jahr 2025 wird mit den Temperaturen für das Jahr 2020 gerechnet (vgl. Abbildung 44).

Aus den Vor- und Rücklauftemperaturen wurde ein Ansatz entwickelt, um die Netzverluste zu berücksichtigen. Diesbezüglich wurde davon ausgegangen, dass der Temperaturgradient zwischen Fluid- und Außentemperatur der Treiber für die Wärmeverluste ist.

Die Netzverlustenergie wurde pauschal definiert und beträgt im Jahr 2025 18 % der gesamten Heizenergie. Bis zum Jahr 2045 nehmen die Netzverluste bis auf 14 % ab. Um die Netzverluste zeitlich zuordnen zu können, werden die zeitlich aufgelösten Temperaturdifferenzen herangezogen, aus denen sich stundenaufgelöste Netzverluste berechnen lassen.

Der verwendete Ansatz stellt eine Vereinfachung dar und geht davon aus, dass sämtliche Fernwärmeleitungen im Freien verlegt sind. In der Realität sind zum Teil die Leitungen im Erdreich und innerhalb von Gebäuden verlegt, wodurch es zu Abweichungen des zeitlichen Verlaufes der Netzverluste kommen kann. Der Einfluss auf das Gesamtsystem wird jedoch als gering eingeschätzt, sodass eine detailliertere Berechnung der Netzverluste bislang nicht als erforderlich angesehen wurde.

Das Energiesystemmodell hat die Möglichkeit, Energie über die Systemgrenze zu importieren. Dies kann in Form von Strom, Erdgas, Biomethan und Wasserstoff erfolgen. Für die Importe von Gas und Strom sind dem Simulationsmodell **Preise** in stündlicher Auflösung vorzugeben. Diese Eingabeparameter werden in Kapitel 5 näher beschrieben.

[228] in.RET (2022). Energiesystemmodellierung zur Untersuchung der Dekarbonisierungsoptionen für die Fernwärmeerzeugung der Stadtwerke Erfurt. Nordhausen.

4.3 Die vier Transformationspfade

Auf Grundlage der bestehenden politischen Vorgaben (Thüringer Klimagesetz 2018, Klimaschutzgesetz 2021 und Koalitionsvertrag[229] der Bundesregierung 2021) wurde der in Abbildung 46 gezeigte Dekarbonisierungspfad angenommen, der gleichzeitig ein für die kommenden Jahre noch verfügbares CO_2-Budget beschreibt.

Signifikante Vorgaben sind hierbei vor allem die Vorgaben aus dem Koalitionsvertrag der Bundesregierung von 2021. Darin wird für das Jahr 2030 ein erneuerbarer Anteil von 50 % in der Wärme gefordert, was eine Reduktion der wärmebedingten Emissionen der SWE Energie GmbH um nahezu die Hälfte zur Folge hat, da der momentane erneuerbare Anteil bei weniger als 5 % liegt. Außerdem soll ab 2035 der Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammen, was bedeutet, dass die Gesamtemissionen ab diesem Zeitpunkt den wärmebedingten Emissionen entsprechen, da aus der Stromerzeugung keine Emissionen mehr freigesetzt werden dürfen.

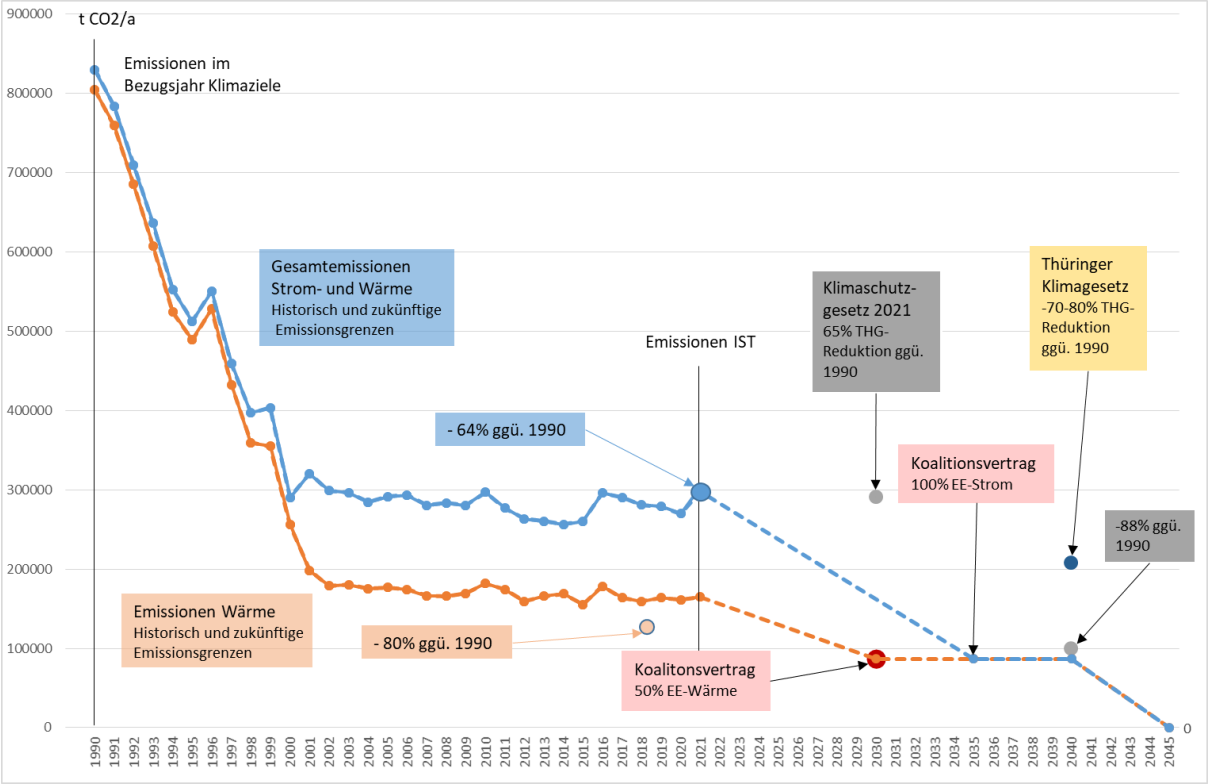


Abbildung 46: Historische Emissionswerte der Stadtwerke Erfurt Energie und zukünftige maximale Emissionsgrenzen[230]

[229] SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP (2021). Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP, https://cms.gruene.de/uploads/documents/Koalitionsvertrag-SPD-GRUENE-FDP-2021-2025.pdf (Zugriff: 08.11.2022), S. 58.

[230] SWE Energie GmbH (2022)

Im Rahmen der Entwicklung des Energiesystemmodells wurden mehrere Workshops zwischen der SWE Energie GmbH und der Hochschule Nordhausen durchgeführt. Während der Workshops wurden neue Sensitivitätsrechnungen definiert und zur nächsten Besprechung umgesetzt. Dies führte zu einem vertieften Vertrauen und Verständnis in das entwickelte Energiesystemmodell. So wurden beispielsweise Energiebezugspreise oder die abgenommene Heizenergie variiert. Am Ende des Prozesses kristallisierten sich vier Dekarbonisierungspfade heraus. Alle Pfade decken die Dampf- und Heißwasserlast der Stadt Erfurt, halten CO_2-Budgets gem. Abbildung 46 ein und wurden hinsichtlich ihrer Kosten optimiert. Sie unterscheiden sich jedoch durch die Verfügbarkeiten bei Technologien und Brennstoffen. Die Dekarbonisierungspfade beruhen ausgehend von dem heutigen Anlagenbestand auf einer schrittweisen Optimierung von Investitions- und Reinvestitionsvorhaben in fünf 5-Jahres-Schritten von 2025 bis 2045. Die Dekarbonisierungspfade lassen sich wie folgt kurz charakterisieren:

1. **Geothermie-Pfad**: Die SWE Energie GmbH errichtet in diesem Szenario bis 2030 eine tiefengeothermische Anlage mit bis zu 60 MW thermischer Leistung als künftige zentrale Komponente der Fernwärmeerzeugung. Weitere Optionen wie der Weiterbetrieb von Bestandsanlagen mit dem in Tabelle 30 beschriebenen Brennstoffmix, die Nutzung von Biomasse, Abwärme und die Errichtung von Photovoltaikanlagen oder Speichern stehen dem Optimierer zur Verfügung.
2. **Wind-Pfad**: Die SWE Energie GmbH schließt bis 2025 einen Windpark mit einer Leistung von 41,2 MW über eine Direktleitung an den Erzeugerstandort Erfurt-Ost an und nutzen die elektrische Energie mittels Wärmepumpen bzw. Heizstäben zur Fernwärmeerzeugung. Weitere Optionen wie der Weiterbetrieb von Bestandsanlagen mit dem in Tabelle 30 beschriebenen Brennstoffmix, die Nutzung von Biomasse, Abwärme und die Errichtung von Photovoltaikanlagen oder Speichern stehen dem Optimierer zur Verfügung, eine tiefengeothermische Anlage kann hingegen nicht realisiert werden.
3. **Wind-/Geothermie-Pfad**: Die SWE Energie GmbH verfolgt sowohl den Direktanschluss eines Windparks mit 41,2 MW bis 2025 als auch die Errichtung einer tiefengeothermischen Anlage mit 60 MW thermischer Leistung bis 2030. Weitere Optionen wie der Weiterbetrieb von Bestandsanlagen mit dem in Tabelle 30 beschriebenen Brennstoffmix, die Nutzung von Biomasse, Abwärme und die Errichtung von Photovoltaikanlagen oder Speichern stehen dem Optimierer zur Verfügung.
4. **Gas-Pfad**: Die SWE Energie GmbH setzt ab 2035 auf die ausreichende Verfügbarkeit von Grünem Gas um Kraft-Wärme-Kopplung zu betreiben; Windkraft und Tiefengeothermie werden als Optionen nicht zur Verfügung gestellt. Weitere Optionen wie der Weiterbetrieb von Bestandsanlagen mit dem in Tabelle 30 beschriebenen Brennstoffmix, die Nutzung von Biomasse, Abwärme und die Errichtung von Photovoltaikanlagen oder Speichern stehen dem Optimierer zur Verfügung.

Im Folgenden soll zunächst ein kurzer Überblick über die Ergebnisse:

Die vier Dekarbonisierungspfade lösen die Aufgabe, den Fernwärmebedarf Erfurts klimaneutral und kostenoptimal zu decken, durchaus unterschiedlich.

Alle vier Pfade halten die **Emissionsziele** ein und erlauben eine klimaneutrale Fernwärmeversorgung Erfurts im Jahr 2045. Dabei profitiert die SWE Energie GmbH in unterschiedlichem Maße von eigenen Dekarbonisierungsbemühungen durch Investitionen in emissionsfreie Technologien und der Dekarbonisierung der öffentlichen Stromversorgung bzw. der Verfügbarkeit von Grünen Gasen. Entsprechend unterschiedlich fallen die **Abhängigkeiten** der einzelnen Dekarbonisierungspfade vom Strom- bzw. Gaspreis aus. Insbesondere hinsichtlich des Grünen Gases (Biomethan oder Wasserstoff) besteht nicht nur ein Risiko hinsichtlich des Preises, sondern auch eines hinsichtlich der generellen Verfügbarkeit auf den globalen Energiemärkten.

In allen vier Dekarbonisierungspfaden findet eine **Diversifizierung** der Wärmeerzeugung statt, allerdings in unterschiedlichem Ausmaß. Bioenergie und die Ab- bzw. Umgebungswärmenutzung mittels Wärmepumpen werden in alle Pfaden eingesetzt. Aber erst der Einsatz von Geothermie und/oder windkraftgestützter Power-to-Heat-Technologien führt zu einer deutlichen Verringerung der Abhängigkeit von Brenngasen. Anhand überschlägiger Betrachtung konnten nur für den Wind-/Geothermiepfad sowie den Gaspfad der Ausfall der größten Erzeugereinheit durch die verbliebenen Aggregate ausgeglichen werden (**n-1 Sicherheit**).

Alle vier Dekarbonisierungspfade führen zu einem deutlichen Anstieg der Kosten im Vergleich zum Ist-Zustand. Am höchsten ist dieser beim Gaspfad, der technologisch durch die vorgenommenen Re-Investmaßnahmen in die Bestandstechnologien einem „weiter-so"-Szenario noch am nächsten kommt. Daraus lässt sich ein **Förderbedarf** ableiten, der sich in Investitions- und Betriebskosten unterscheidet.

Tabelle 33: Bewertungsmatrix für die vier Dekarbonisierungspfade

	Geothermie	Wind	Wind/Geo	Gas
Abhängigkeit vom Strompreis	gering	gering	gering	gering
Abhängigkeit vom Gaspreis	mittel	hoch	gering	hoch
Geostrategische Abhängigkeit	mittel	hoch	gering	hoch
Diversifizierung	mittel	mittel	hoch	gering
(n-1) Sicherheit	nein	nein	ja	ja
Förderbedarf Investitionen	mittel	gering	mittel	gering
Förderbedarf Betriebskosten	mittel	hoch	mittel	hoch
spez. Wärmegestehungskosten 2045 (Vergleich der Pfade untereinander)	niedrig	hoch	niedrig	hoch

In Abbildung 47, Abbildung 48, Abbildung 49 und Abbildung 50 werden die Zusammensetzungen der Wärmeerzeugung der verschiedenen Transformationspfade für das Jahr 2045 gezeigt. Dabei ist der bezogene Ferndampf im Grüngas-Segment mit enthalten:

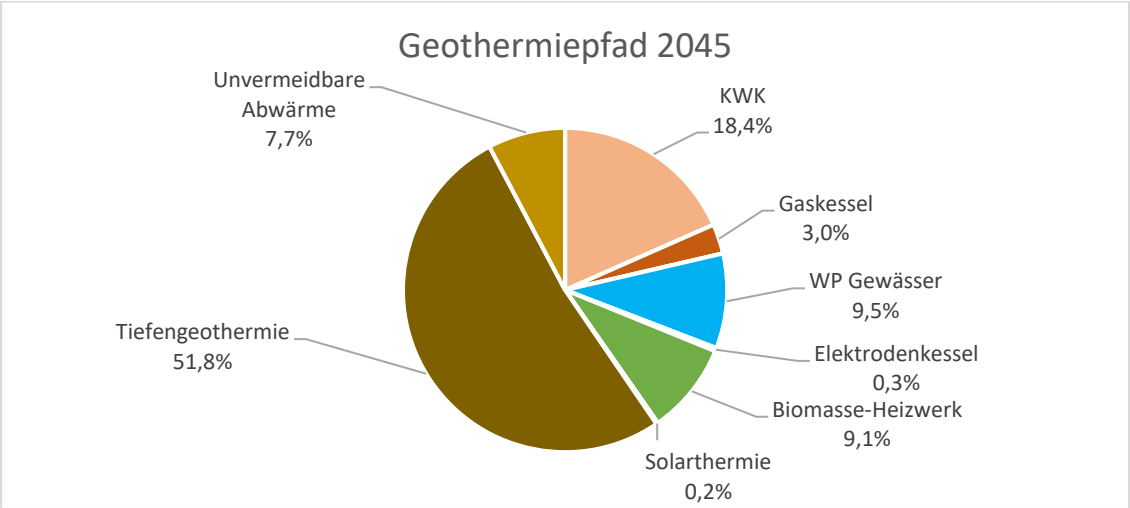


Abbildung 47: Zusammensetzung der jährlich erzeugten Wärme 2045 – Geothermiepfad[231]

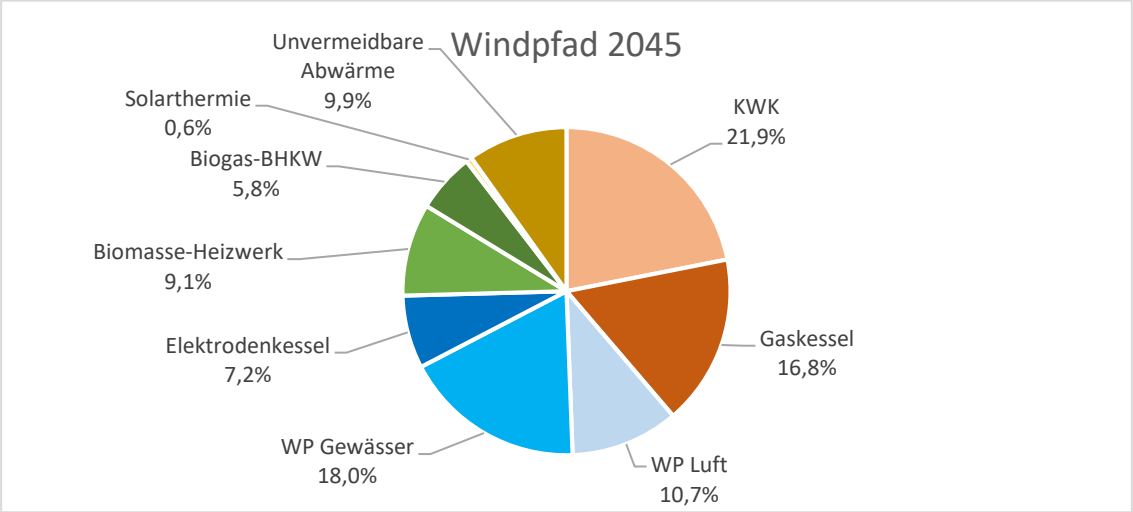


Abbildung 48: Zusammensetzung der jährlich erzeugten Wärme 2045 – Windpfad[232]

[231] SWE Energie GmbH (2022)
[232] SWE Energie GmbH (2022)

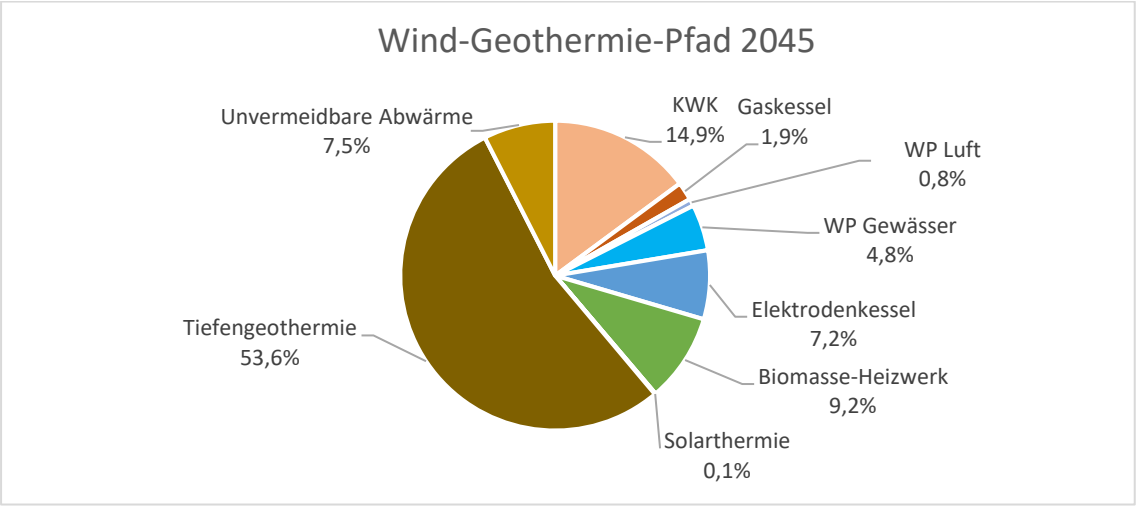


Abbildung 49: Zusammensetzung der jährlich erzeugten Wärme 2045 - Wind-Geothermiepfad[233]

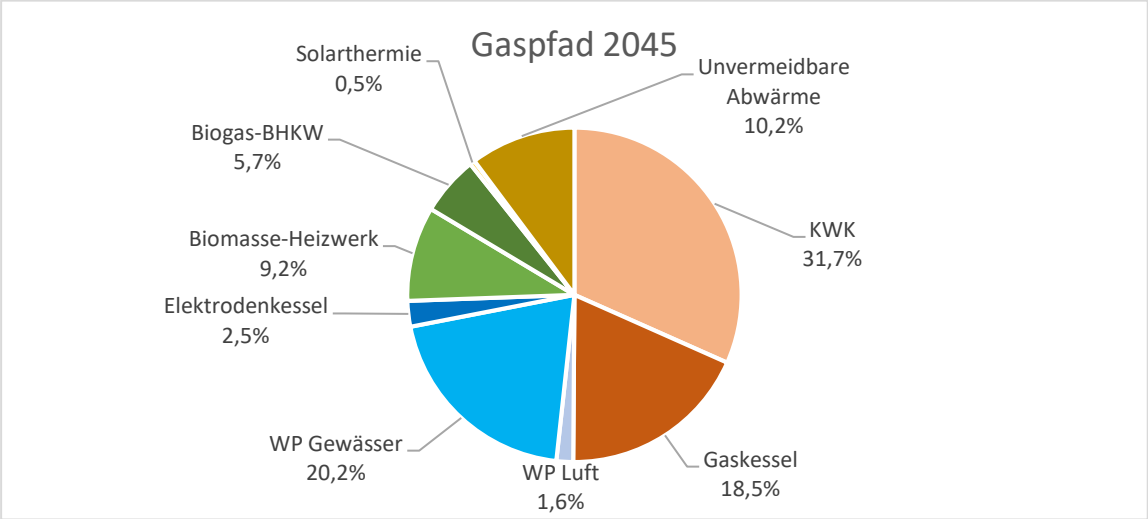


Abbildung 50: Zusammensetzung der jährlich erzeugten Wärme 2045 – Gaspfad[234]

Der Wind-/Geothermie-Pfad ist der Transformationspfad, der mit die niedrigsten Wärmegestehungskosten mit gleichzeitig geringster Abhängigkeit hinsichtlich Verfügbarkeiten und Kostenentwicklungen an den Energiemärkten aufweist und zusätzlich einen erhöhten Faktor der Versorgungssicherheit (n-1- Kriterium) bietet. Daher soll dieser als favorisierter Pfad verfolgt werden.

Der Gaspfad stellt das ungünstigste Szenario dar, in dem sowohl die Realisierung der tiefengeothermischen Anlage als auch des Anschlusses an den Windpark nicht möglich sind. Dies führt zu hohen Wärmegestehungskosten und Abhängigkeiten.

[233] SWE Energie GmbH (2022)
[234] SWE Energie GmbH (2022)

Im Folgenden sollen diese beiden Pfade – der „best case“ und der „worst case“ genauer erläutert werden.

4.3.1 Der Wind-/Geothermiepfad

Die Wärmeerzeugung dieses Pfads wird ab 2025 stark durch eine direkte Versorgung durch einen Windpark und ab 2030 durch die Inbetriebnahme der tiefengeothermischen Anlage geprägt.

Die ab 2030 vorhandene Geothermieleistung, in Verbindung mit dem windstromgespeisten „Heizstab_Direkt“ verdrängt ab 2035 Linie 1 und ab 2040 die Tandem-Dampfturbine sowie die Heißwassererzeuger 2 und 5.2. Ab 2040 erfolgen nur ein minimaler Ausbau der Wärmepumpen sowie eine geringe Nutzung von Biomasse. Ab 2035 wird die Biogaseinspeisung mit 12,7 MW gebaut.

Die Entwicklung der installierten Leistungen ab dem Jahr 2025 bis hin zum Zieljahr 2045 ist in Abbildung 51 und Tabelle 34 dargestellt:

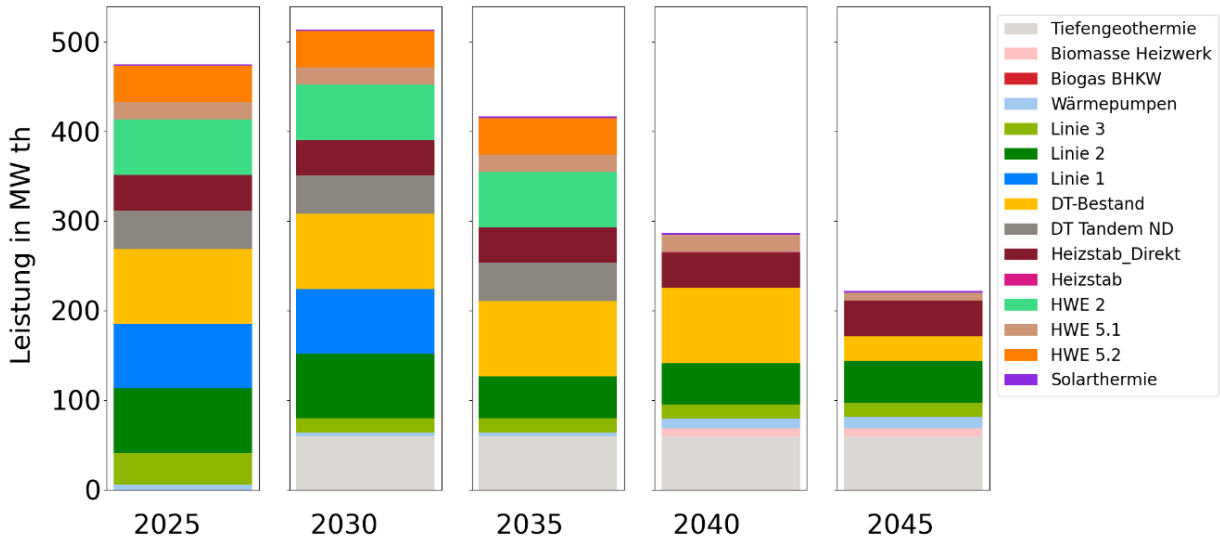


Abbildung 51: Entwicklung der installierten Leistungen – Wind-/Geothermiepfad[235]

[235] in.RET (2022). Energiesystemmodellierung zur Untersuchung der Dekarbonisierungsoptionen für die Fernwärmeerzeugung der Stadtwerke Erfurt. Nordhausen.

Tabelle 34: Installierte Leistungen des Wind-/Geothermiepfads

Technologie		**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**
Linie 1	[MW_{el}]	23	23	0	0	0
Linie 2	[MW_{el}]	23	23	15	15	15
Linie 3	[MW_{el}]	33	15	15	15	15
DT Bestand	[MW_{el}]	31	31	31	31	13
DT Tandem	[MW_{el}]	11	11	11	0	0
Photovoltaik	[MW_{el}]	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41
Windkraft	[MW_{el}]	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3
Linie 1	[MW_{th}]	72	69	0	0	0
Linie 2	[MW_{th}]	72	72	11	22	30
Linie 3	[MW_{th}]	35	16	16	16	16
HWE 2	[MW_{th}]	62	62	62	0	0
HWE 5.1	[MW_{th}]	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
HWE 5.2	[MW_{th}]	40	40	40	0	0
Biomasse Heizwerk	[MW_{th}]	0	0	0	8,4	8,4
Biogas BHKW	[MW_{th}]	0	0	0	0	0
Biogaseinspeisung	[MW Gasleistung]	0	0	11,2	12,7	12,7
WP Abwasser Industrie	[MW_{th}]	0	0	0	2	2
WP Flusswasser Seen	[MW_{th}]	0	0	0	2,5	2,5
WP Luftwärme direkt	[MW_{th}]	0	0	0	2	2
WP RABA alternativ	[MW_{th}]	2	2	2	2	2
WP WWK	[MW_{th}]	0	0	0	0	2,5
WP Heißwasser	[MW_{th}]	2	2	2	2	2
WP Speicher	[MW_{th}]	0	0	5	5	5
WP Wäscherei	[MW_{th}]	0	0	0	0,2	0,2
WP Luftwärme	[MW_{th}]	0	0	0	0	0
Tiefengeothermie	[MW_{th}]	0	60	60	60	60
Heizstab direkt	[MW_{th}]	39,5	39,5	39,5	39,5	39,5
Solarthermie	[MW_{th}]	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98

Insgesamt erfolgt bis 2045 eine Optimierung der Leistungen zur Deckung eines vorgegebenen Lastgangs mit einer Spitzenlast von gut 200 MW. Nicht berücksichtigt wurde die Vorhaltung von Reserveleistungen für den Wartungs- bzw. Havariefall; untersucht wurde jedoch die (n-1)-Sicherheit beim Ausfall einer 30 MW-Bohrung, was der halben Geothermieleistung entspricht.

Abbildung 52 zeigt die Jahresdauerlinien für das Zieljahr 2045.

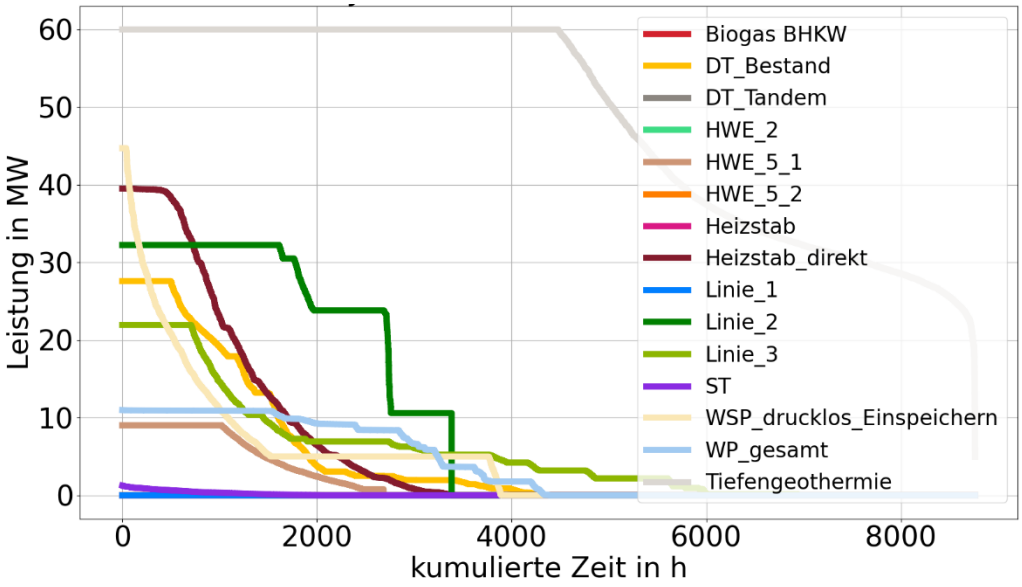
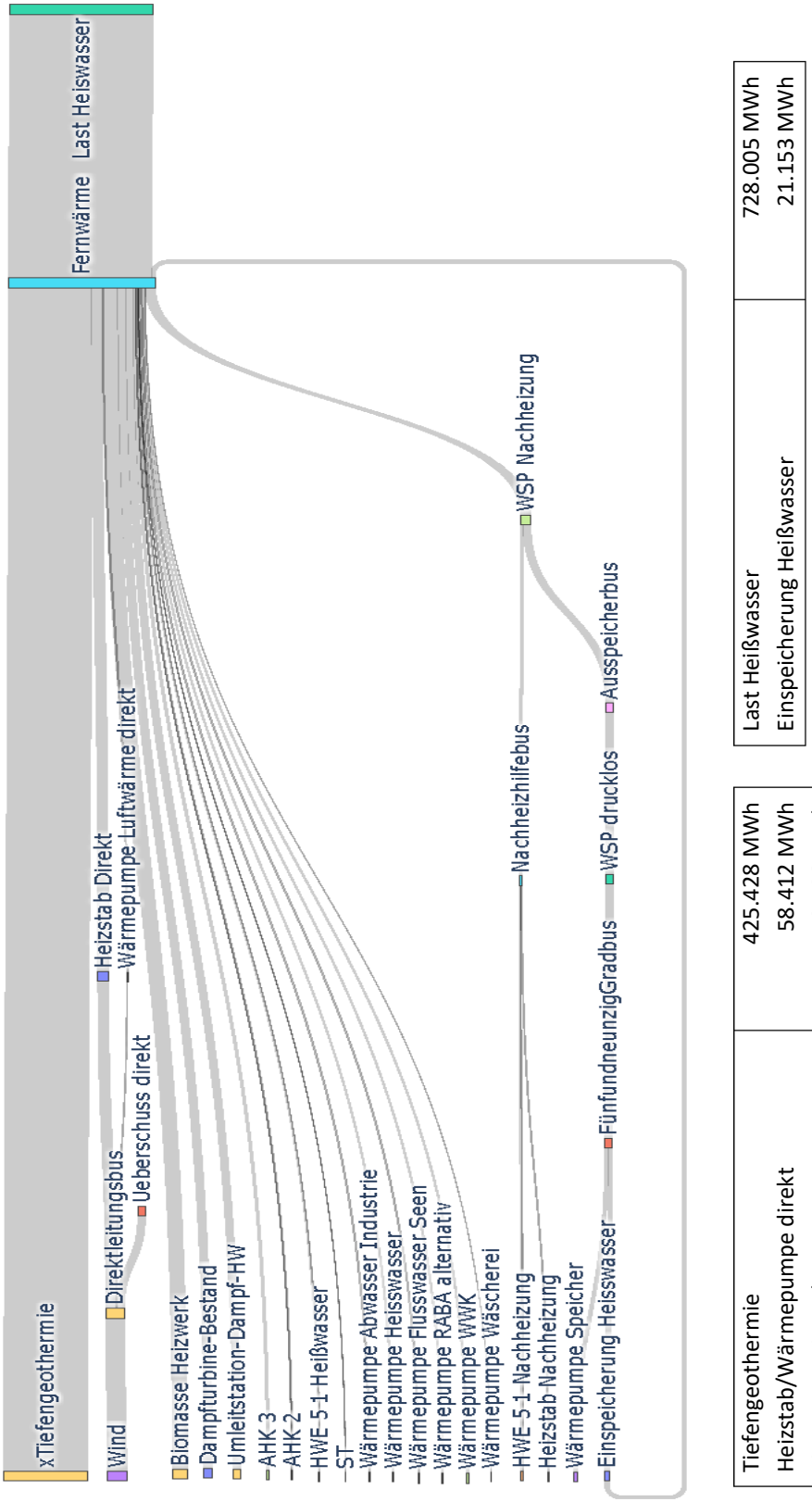


Abbildung 52: Jahresdauerlinien für 2045 – Wind-/Geothermiepfad[236]

Aus der Abbildung wird deutlich, dass ein wesentlicher Teil der Wärmeerzeugung durch die Tiefengeothermie und den durch Windstrom betriebenen Elektrodenkessel („Heizstab_direkt“) abgedeckt wird. Die Geothermie deckt dabei beinahe die komplette Grundlast ab. Neben diesen beiden Erzeugern spielen auch die mit Grüngas betriebenen Linien 2 und 3 sowie die Bestandsdampfturbine eine wichtige Rolle. Wärmepumpen, der HWE 5.2 sowie die Solarthermie nehmen eine eher untergeordnete Rolle ein.

Veranschaulicht werden die 2045 erzeugten Wärmemengen im Energieflussdiagramm in Abbildung 53:

[236] in.RET (2022). Energiesystemmodellierung zur Untersuchung der Dekarbonisierungsoptionen für die Fernwärmeerzeugung der Stadtwerke Erfurt. Nordhausen.



Last Heißwasser	728.005 MWh
Einspeicherung Heißwasser	21.153 MWh

Tiefengeothermie	425.428 MWh
Heizstab/Wärmepumpe direkt	58.412 MWh
Biomasse Heizwerk	72.586 MWh
Dampfturbine Bestand	41.033 MWh
Umleitstation Dampf-HW	37.398 MWh
AHK (Summe)	18.777 MWh
HWE 5.1 (Summe)	16.960 MWh
ST Solarthermie	677 MWh
Wärmepumpe dezentral	28.023 MWh
Wärmepumpe zentral	24.574 MWh
Heizstab Nachheizung	4.681 MWh

Abbildung 53: Energieflussdiagramm Wärme 2045 – Wind-/Geothermiepfad[237]

[237] in.RET (2022). Energiesystemmodellierung zur Untersuchung der Dekarbonisierungsoptionen für die Fernwärmeerzeugung der Stadtwerke Erfurt. Nordhausen.

Man erkennt, dass die über die Windkraftdirektleitung zur Verfügung stehende Energie nicht vollständig durch den Heizstab bzw. die Wärmepumpe umgesetzt werden. Dieser Strom (Überschuss direkt) kann durch die SWE Energie GmbH vermarktet werden; entsprechende Vermarktungserlöse wurden jedoch weder in der Simulation noch in der Kostenübersicht berücksichtigt.

Hinsichtlich des Emissionsverlaufs wird ab 2030 die in der Simulation vorgegebene CO_2-Obergrenze deutlich unterschritten (Abbildung 54). Die Inbetriebnahme der Direktleitung in 2025 und der Tiefengeothermieanlage sorgen jeweils für ein deutliches Absinken der Emissionen im Zeitintervall bis 2030.

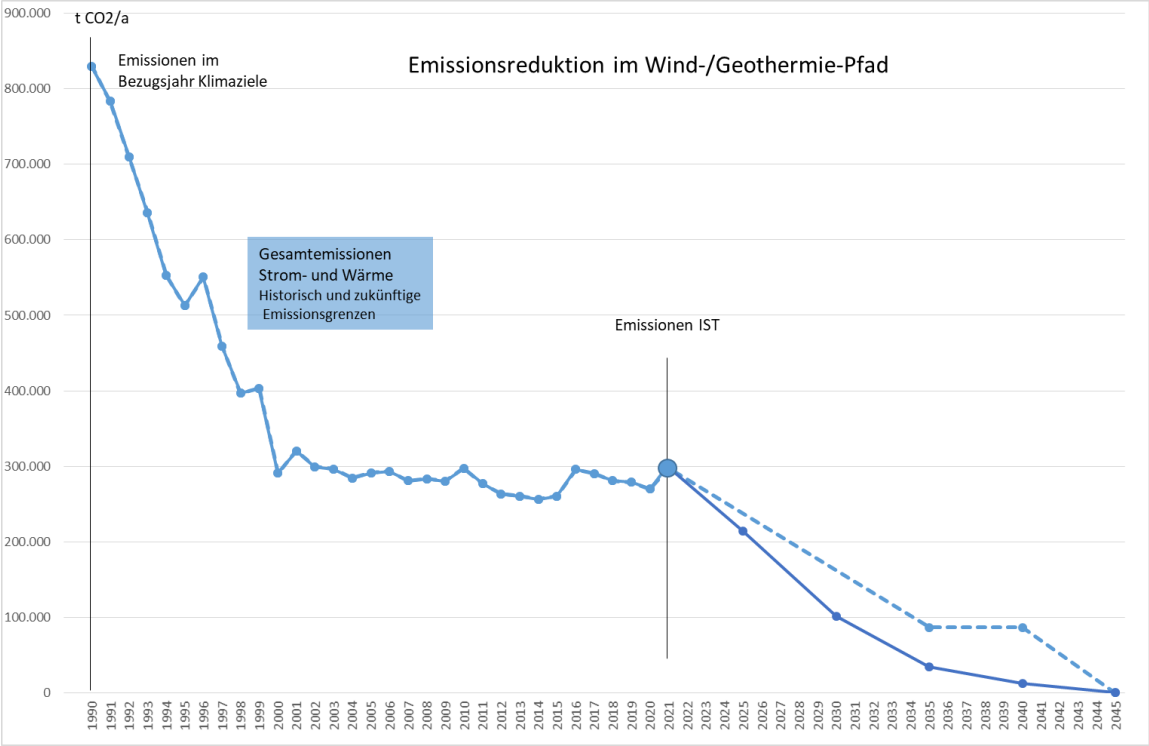


Abbildung 54: Zukünftiger Emissionsverlauf des Wind-/Geothermiepfads mit CO_2-Budget (gestrichelt)[238]

In Abbildung 55 und Abbildung 56 werden die Wärmeerzeugung hinsichtlich der Vorgabe von 50 % Erneuerbarer Wärme im Jahr 2030 aus dem Koalitionsvertrag[239] betrachtet und deren steigender Anteil bis zum Jahr 2045 aufgezeigt:

[238] SWE Energie GmbH (2022)

[239] SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP (2021). Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP, https://cms.gruene.de/uploads/documents/Koalitionsvertrag-SPD-GRUENE-FDP-2021-2025.pdf (Zugriff: 08.11.2022), S. 58.

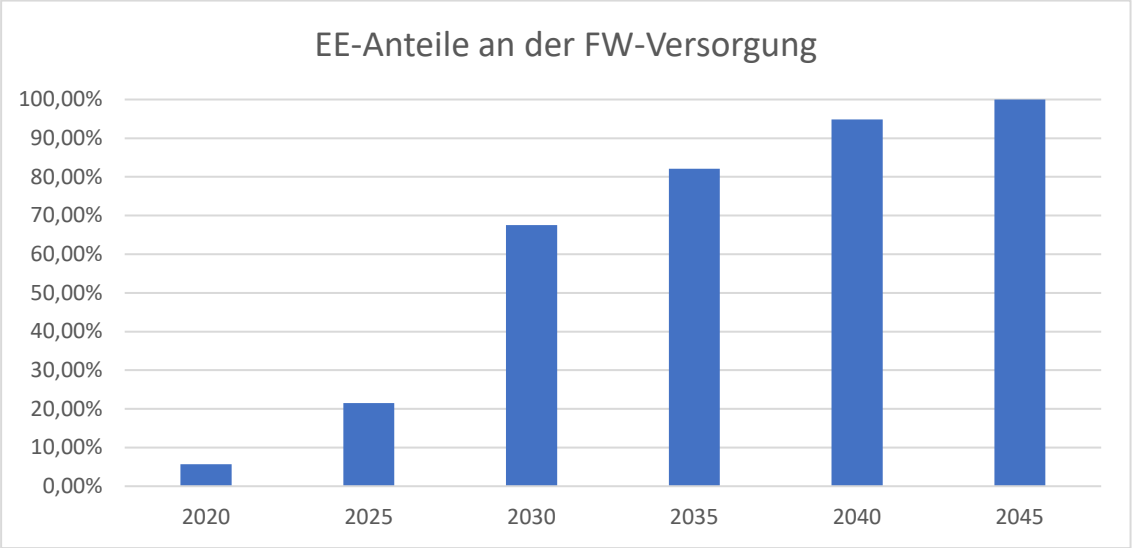


Abbildung 55: Entwicklung der EE-Anteile an der FW-Versorgung im Wind-Geothermiepfad[240]

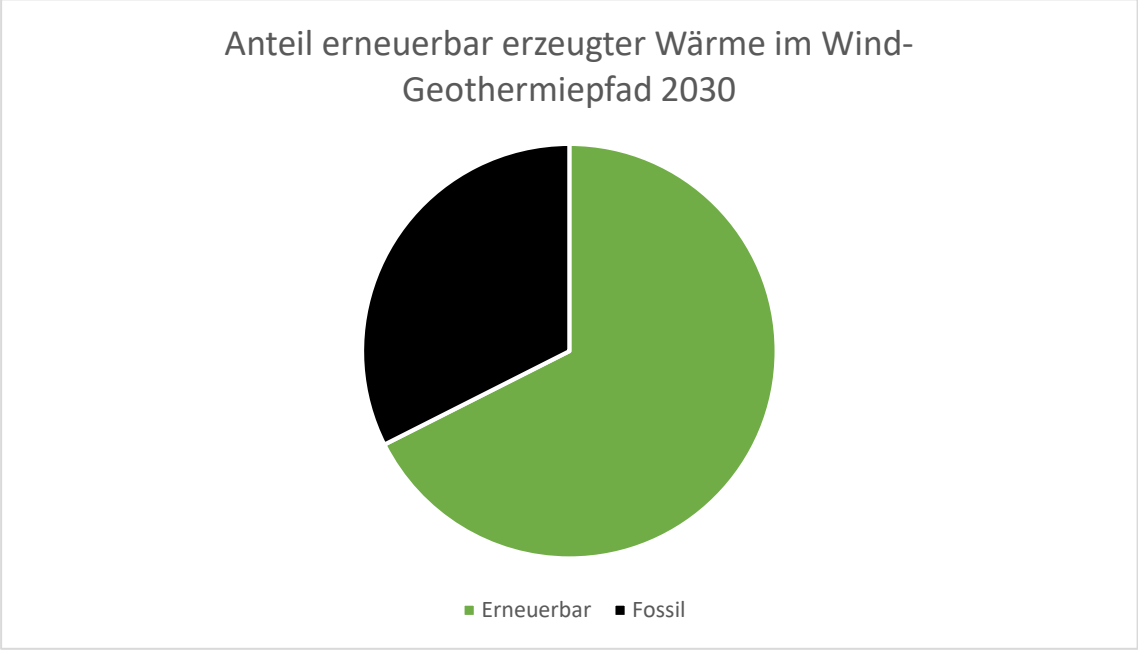


Abbildung 56: Zusammensetzung der Wärmeerzeugung im Jahr 2030im Wind-/Geothermiepfad[241]

[240] SWE Energie GmbH (2022)
[241] SWE Energie GmbH (2022)

Mit dem Wind-/Geothermiepfad wurde wie oben beschrieben eine erhöhte Versorgungssicherheit ((n-1)-Kriterium) für das Jahr 2045 untersucht. Dabei wurde vom Ausfall des größten Erzeugers ausgegangen. Dies entspricht einer Havarie in der Tiefengeothermiestation, die den Ausfall einer der beiden Bohrungen und damit einer Halbierung der geothermischen Wärmeleistung auf 30 MW bewirkt. Alle anderen Leistungen bleiben gleich. In Abbildung 57 sind die entsprechenden Dauerlinien aufgetragen. Im Vergleich zu Abbildung 52 zeigt sich, dass die fehlende Geothermieleistung durch einen stärkeren Einsatz von Linie 2 – sie kommt nun auf näherungsweise 4.000 Volllaststunden anstelle von 2.600 – und des Heißwassererzeugers 5.1 aufgefangen wird, welches einen erhöhten Grüngasanteil nach sich ziehen würde. Die (n-1)-Sicherheit ist also durch die in Abbildung 51 gezeigte Entwicklung des Anlagenbestandes gegeben.

Dieses Szenario spiegelt zugleich den Wind-/Geothermiepfad im Falle nur einer realisierten Tiefengeothermiebohrung mit 30 MW_{th} wider, allerdings bestände in diesem Fall keine Berücksichtigung eines Ausfallszenarios gemäß (n-1)-Sicherheit.

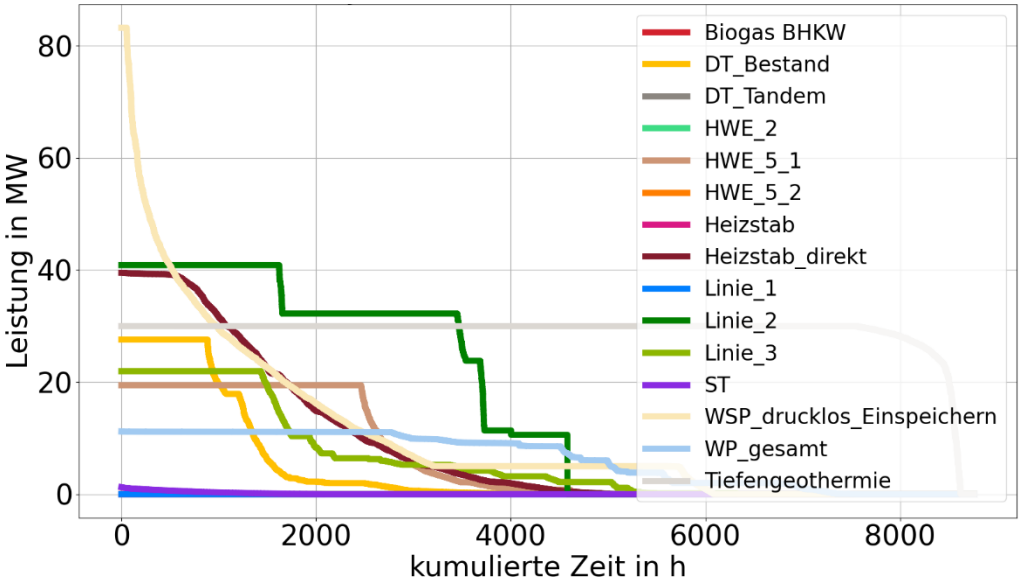


Abbildung 57: Jahresdauerlinien für 2045 – Wind-/Geothermiepfad (n-1)-Untersuchung[242]

[242] in.RET (2022). Energiesystemmodellierung zur Untersuchung der Dekarbonisierungsoptionen für die Fernwärmeerzeugung der Stadtwerke Erfurt. Nordhausen.

4.3.2 Der Gaspfad

Sollten der Anschluss an den Windpark sowie die Tiefengeothermie-Anlage aus technologischen oder genehmigungstechnischen Gründen nicht umsetzbar sein, muss sich die Wärmeerzeugung schwerpunktmäßig auf Sektorenkopplung und den Einsatz von Grüngas stützen. Hierfür ist eine Verfügbarkeit von klimaneutralen Brenngasen unumgänglich. Für diesen Pfad wurde ab 2035 eine ausreichende Verfügbarkeit angenommen.

Der Gaspfad ist gekennzeichnet durch eine Re-Investition in die Bestandstechnologien. Lediglich Linie 1 (2035), der Heißwassererzeuger 2 (2040) sowie die Tandem-Dampfturbine (2040) werden nicht ersetzt. Bereits 2025 erfolgt eine intensive Nutzung von Biomasse und 2030 ein starker Ausbau der Wärmepumpen. Die ausgebauten Leistungen in den 5-Jahres-Intervallen ist in Abbildung 58 und in Tabelle 35 dargestellt.

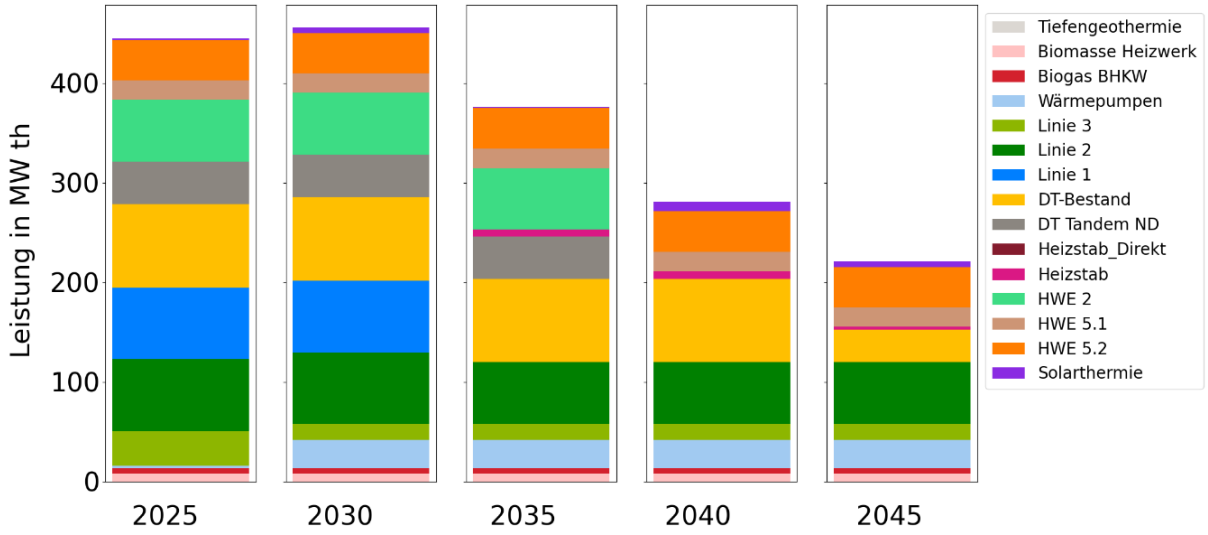


Abbildung 58: Entwicklung der installierten Leistungen - Gaspfad[243]

[243] in.RET (2022). Energiesystemmodellierung zur Untersuchung der Dekarbonisierungsoptionen für die Fernwärmeerzeugung der Stadtwerke Erfurt. Nordhausen.

Tabelle 35: Installierte Leistungen des Gaspfades

Technologie		**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**
Linie 1	[MW_{el}]	23	23	0	0	0
Linie 2	[MW_{el}]	23	23	20	20	20
Linie 3	[MW_{el}]	33	15	15	15	15
DT Bestand	[MW_{el}]	31	31	31	31	10
DT Tandem	[MW_{el}]	11	11	11	0	0
Photovoltaik	[MW_{el}]	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41
Windkraft	[MW_{el}]	0	0	0	0	0
Linie 1	[MW_{th}]	72	72	0	0	0
Linie 2	[MW_{th}]	72	72	0	29	46
Linie 3	[MW_{th}]	35	16	16	16	16
HWE 2	[MW_{th}]	62	62	62	0	0
HWE 5.1	[MW_{th}]	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
HWE 5.2	[MW_{th}]	40	40	40	40	40
Biomasse Heizwerk	[MW_{th}]	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
Biogas BHKW	[MW_{th}]	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Biogaseinspeisung	[MW Gasleistung]	0	0	0	0	0
WP Abwasser Industrie	[MW_{th}]	0	2	2	2	2
WP Flusswasser Seen	[MW_{th}]	0	10	10	10	10
WP Luftwärme direkt	[MW_{th}]	0	0	0	0	0
WP RABA alternativ	[MW_{th}]	2	2	2	2	2
WP WWK	[MW_{th}]	0	2,5	2,5	2,5	2,5
WP Heißwasser	[MW_{th}]	0	10	10	10	10
WP Speicher	[MW_{th}]	6	6	6	6	6
WP Wäscherei	[MW_{th}]	0	0,2	0,2	0,2	0,2
WP Luftwärme	[MW_{th}]	0	2	2	2	2
Tiefengeothermie	[MW_{th}]	0	0	0	0	0
Heizstab direkt	[MW_{th}]	0	0	0	0	0
Solarthermie	[MW_{th}]	5,57	5,57	5,57	5,57	5,57

Abbildung 59 zeigt die Jahresdauerlinien für den Gaspfad für das Zieljahr. Die mit grünem Gas betriebenen Linien 2 (5.000 Volllaststunden) und 3 (1.500 Volllaststunden) sowie die Bestands-Dampfturbine (2.000 Volllaststunden) und der Heißwassererzeuger 5.2 (3.000 Volllaststunden) dominieren die Erzeugung. Die Wärmepumpen und das Biogas-BHKW tragen zur Deckung der Grundlast bei.

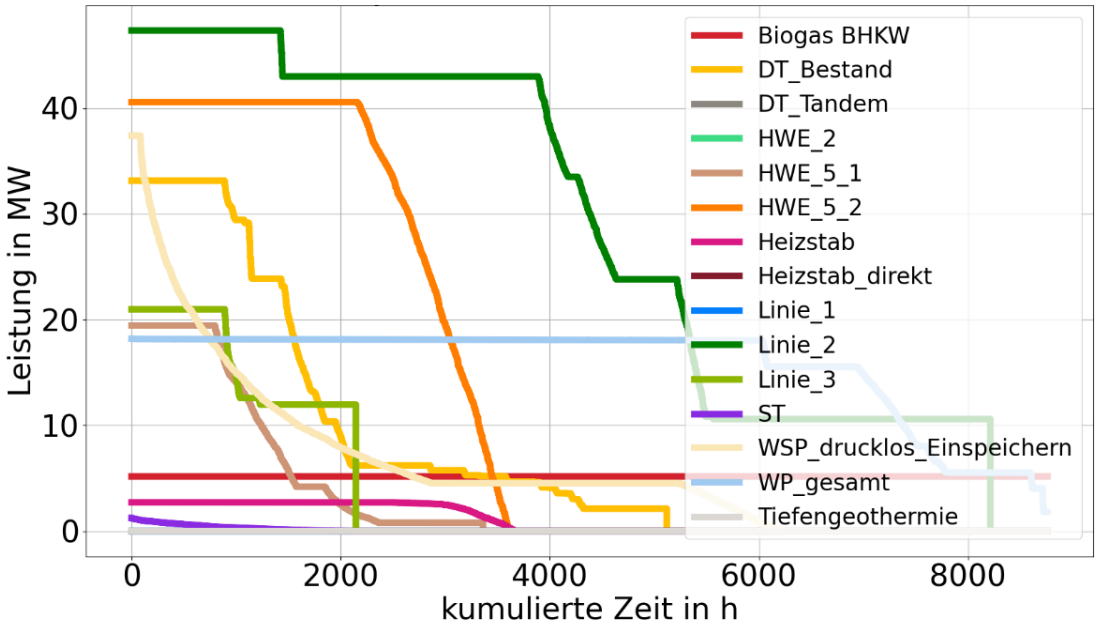
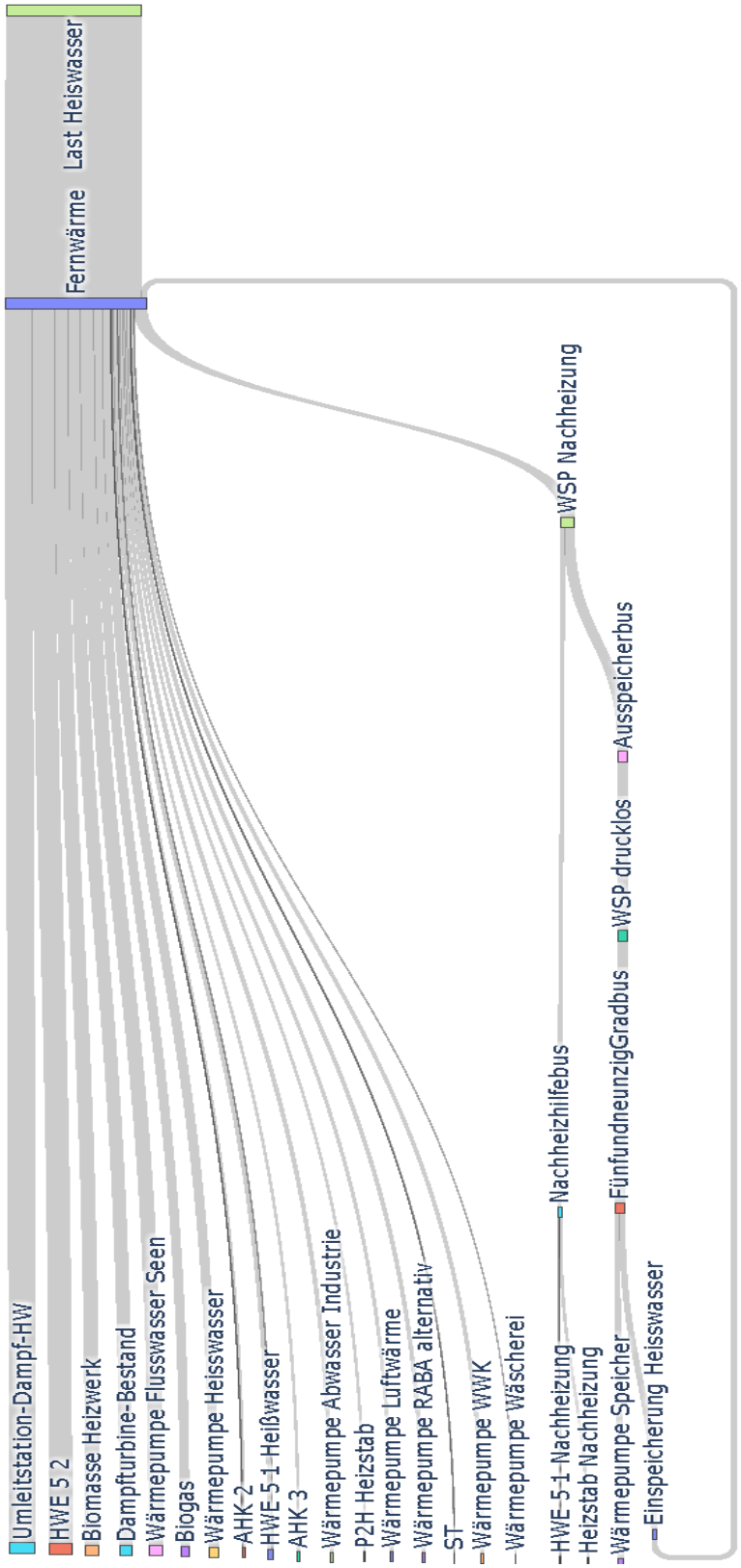


Abbildung 59: Jahresdauerlinien für 2045 – Gaspfad[244]

Abbildung 60 stellt das Energieflussdiagramm für die Wärmeerzeugung in 2045 dar:

[244] in.RET (2022). Energiesystemmodellierung zur Untersuchung der Dekarbonisierungsoptionen für die Fernwärmeerzeugung der Stadtwerke Erfurt. Nordhausen.



Last Heißwasser	728.005 MWh
Einspeicherung Heißwasser	27.471 MWh

Umleitstation Dampf-HW	141.192 MWh
HWE (Summe)	146.897 MWh
Biomasse Heizwerk	72.586 MWh
Dampfturbine Bestand	66.268 MWh
Biogas	45.329 MWh
Wärmepumpe dezentral	124.457 MWh
Wärmepumpe zentral	84.182 MWh
AHK (Summe)	20.042 MWh
Heizstab (Summe)	19.689 MWh
ST Solarthermie	3926 MWh

Abbildung 60: Energieflussdiagram Wärme 2045 - Gaspfad[245]

[245] in.RET (2022). Energiesystemmodellierung zur Untersuchung der Dekarbonisierungsoptionen für die Fernwärmeerzeugung der Stadtwerke Erfurt. Nordhausen.

Hinsichtlich des Emissionsverlaufs wird die in der Simulation vorgegebene CO_2-Obergrenze eingehalten, (s. Abbildung 61), jedoch sinken die Emissionen langsamer ab als im Wind-Geothermiepfad.

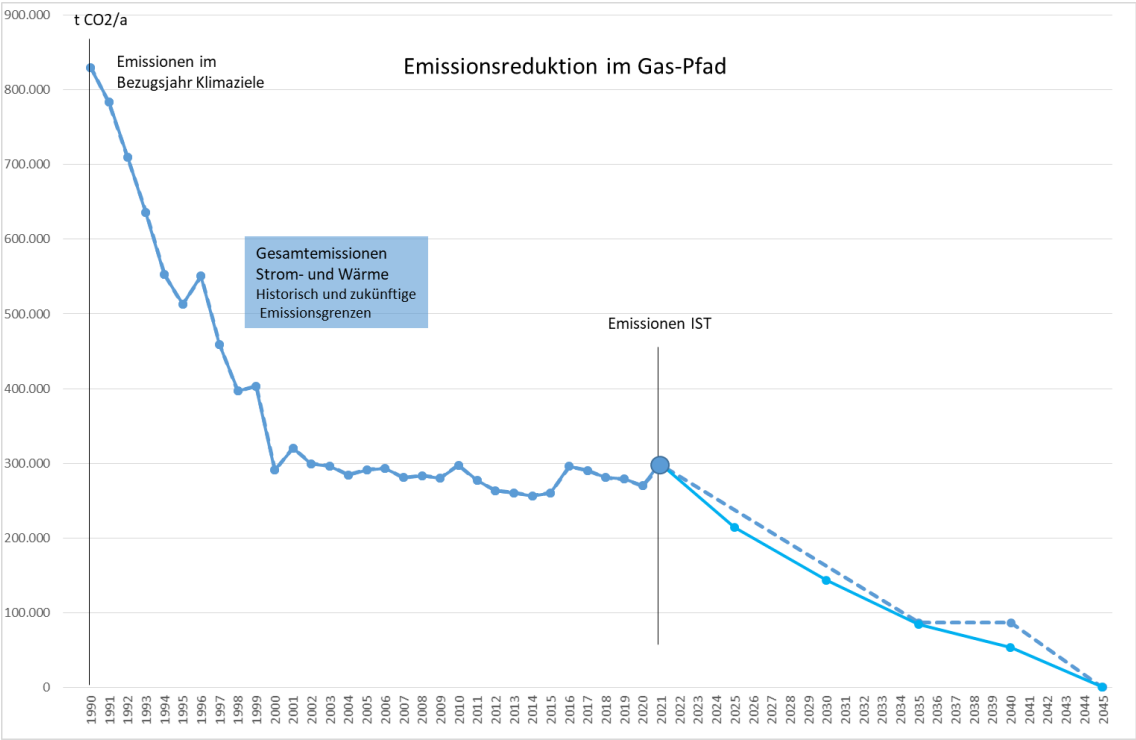


Abbildung 61: Zukünftiger Emissionsverlauf des Gaspfads mit CO_2-Budget (gestrichelt)[246]

[246] SWE Energie GmbH (2022)

Abbildung 62 zeigt den steigenden Anteil erneuerbarer Energieträger:

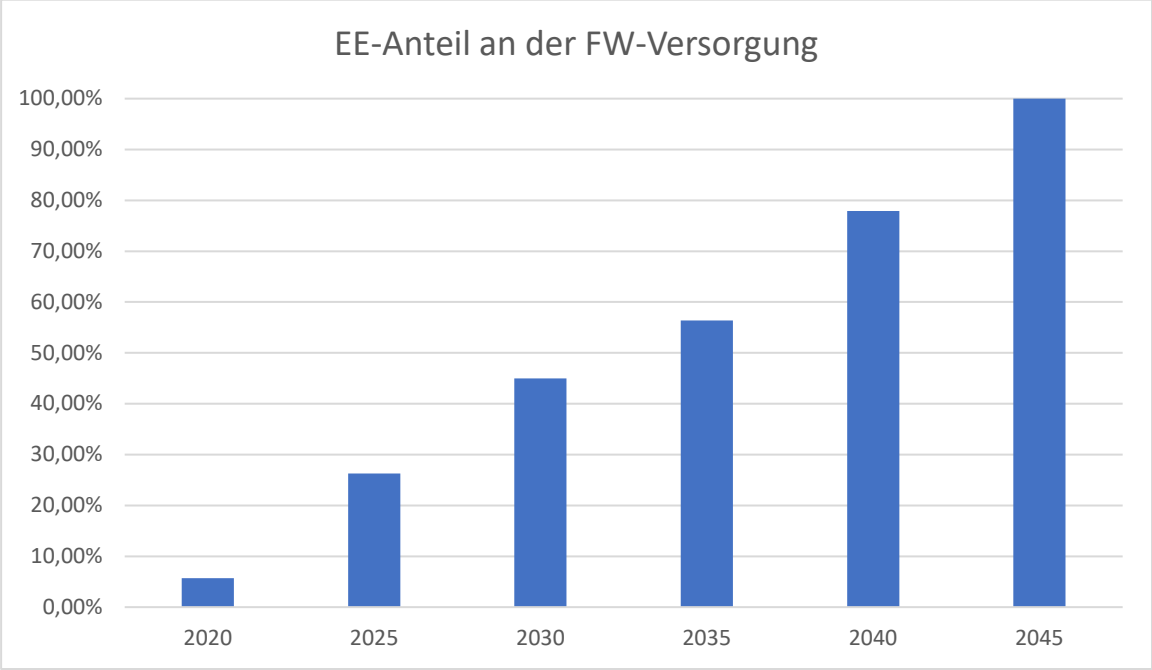


Abbildung 62: EE-Anteil an der FW-Versorgung im Gaspfad[247]

Wie auch in Abbildung 63 verdeutlicht, kann die Vorgabe von 50 % Erneuerbarer Wärme im Jahr 2030 aus dem Koalitionsvertrag[248] nicht eingehalten werden:

[247] SWE Energie GmbH (2022)

[248] SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP (2021). Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP, https://cms.gruene.de/uploads/documents/Koalitionsvertrag-SPD-GRUENE-FDP-2021-2025.pdf (Zugriff: 08.11.2022), S. 58

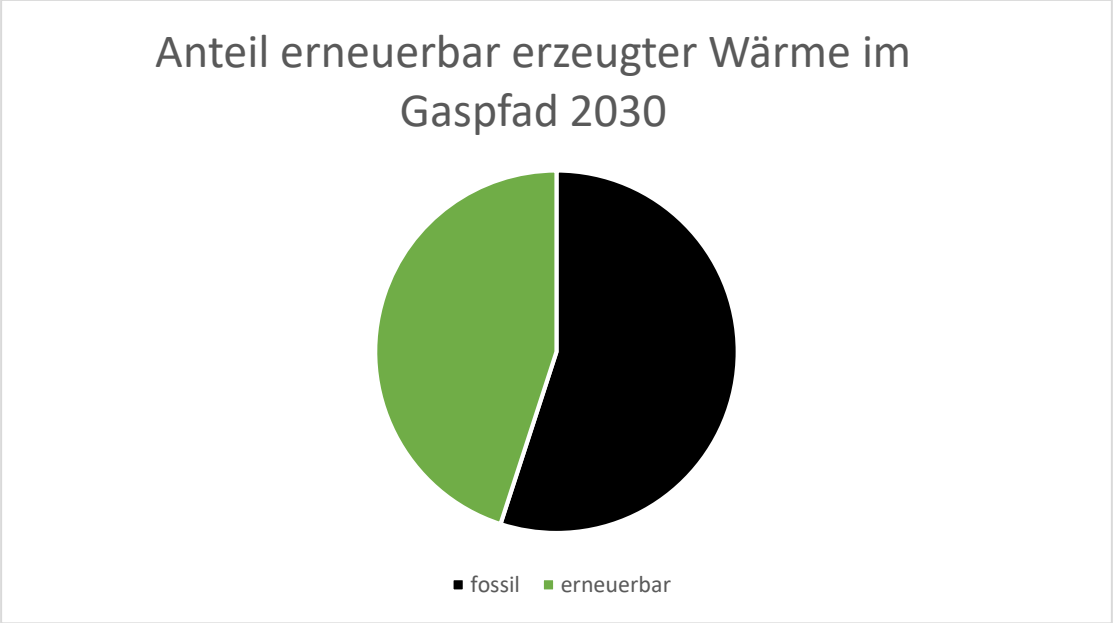


Abbildung 63: Anteil erneuerbar erzeugter Wärme im Gaspfad 2030[249]

Für eine Erreichung des 50-%-Ziels in diesem Pfad ist der frühzeitige Anschluss an eine überregionale Wasserstofftransportinfrastruktur und eine entsprechende H2-Verfügbarkeit von großer Bedeutung, um die beigemischte Wasserstoffmenge über in der Simulation angenommenen Prozentsatz hinaus zu erhöhen. Alternativ müsste für die Übergangsphase mit anderen regenerativen Wärmeerzeugern wie z. B. Wärmepumpen oder Solarthermie nachgesteuert werden. Es zeigt sich auf jeden Fall, dass sich die Einhaltung der politischen Vorgaben mit diesem Pfad schwieriger gestaltet als im Wind-/Geothermiepfad.

Als Nachteile des Gaspfades sind damit die Abhängigkeit von der Verfügbarkeit von grünen Gasen sowie importierbarem Grünstrom und die im Vergleich zum Wind-/Geothermiepfad sehr hohen Wärmegestehungskosten zu nennen.

Um eine weitestgehend unabhängige und überwiegend preisstabile Wärmeversorgung sicherzustellen, sollten alle Anstrengungen unternommen werden, den Wind-/Geothermiepfad zu ermöglichen. Das erfordert jedoch auch Unterstützung von politischer Seite in Hinblick auf Förderung und Genehmigungsverfahren, um die Projekte wirtschaftlich und in den erforderlichen Zeitschienen auf den Weg zu bringen.

[249] SWE Energie GmbH (2022)

4.4 Weitere Netzentwicklung

4.4.1 Bedarfsszenarien für Wärme und Kälte

Wesentliche Faktoren für die zukünftige Netzentwicklung sind die Reduzierung von Netztemperaturen zur Einspeisung erneuerbarer Energien, Reduzierung von Wärmeverlusten und Senkung von Betriebskosten. Für die Entwicklung bezüglich Netzausbau/Netzverdichtung sind die Erstellung und die Umsetzung eines kommunalen Wärmeplans maßgebend.

Diese Faktoren entscheiden über zukünftige aufzubringende Wärmebedarfe und Wärmenetzparameter. Es ist davon auszugehen, dass erforderliche Wärmebedarfe durch perspektivische Einsparungs- und Effizienzmaßnahmen reduziert aber durch weiteren Netzausbau kompensiert werden.

4.4.2 Netztemperaturabsenkung und Digitalisierung

Der Absenkung der Netztemperaturen kommt bei der SWE Energie GmbH eine hohe Priorität zu. Neben der Reduzierung von Verlusten ist die Netztemperaturabsenkung von essentieller Bedeutung für die Integration von erneuerbaren Wärmeerzeugern, deren maximal erreichbares Temperaturniveau in den meisten Fällen unter 100 °C liegt.

2018 wurde bei der GEF Ingenieur AG eine Netzentwicklungsstudie[250] in Auftrag gegeben, die 2019 fertiggestellt wurde.

Neben einer ausführlichen Analyse der bestehenden Netzstruktur wurde darin am Beispiel eines Referenz-Gebäudes (5-stöckiger Plattenbau, Baujahr 1980 mit einer Gebäudesanierung im Jahr 2000) die Möglichkeiten zur Rücklauftemperatur-Absenkung untersucht. Für ein solches Gebäude mit der typischen Gebäudetechnik sind derzeit Rücklauftemperaturen im Fernwärmenetz (Primärseite aus Sicht der Hausanlage) zwischen ca. 68 °C (Sommer) und bis zu 65 °C (Winter) vorhanden.

Durch Maßnahmen wie Hydraulischer Abgleich, den Austausch von Pumpen und 3-Wege-Ventilen, dem Einbau von Strangregulierventilen und voreinstellbarer Thermostatventile (falls noch nicht vorhanden) sowie der Verwendung von zweistufigen Speicherladesystemen und Wärmeübertrager mit niedrigerer Grädigkeit können für das Referenzgebäude Rücklauftemperaturen zwischen ca. 48 °C (Winter) und bis zu 63 °C (Sommer) erreicht werden. Bei hohen Anteilen an Heizbetrieb kann demnach eine Rücklauftemperatur-Absenkung von bis zu 20 K erreicht werden.

Überträgt man diese Ergebnisse auf das Fernwärmenetz, so kann aufgrund der Rücklauftemperaturabsenkung die maximale Vorlauftemperatur bis 2040 am Austritt HKW von heute 129 °C (Winter) und 110 °C (Sommer) auf eine ganzjährig konstante Vorlauftemperatur von 110 °C abgesenkt werden. Zusätzlich kann die Vorlauftemperatur an den Beimischstationen auf bis zu 95 °C für große Teile des Primärnetzes abgesenkt werden.

[250] GEF Ingenieur AG (2019). Pflichtenheft als Leitfaden zur Fernwärmenetzentwicklung der SWE Energie GmbH bis 2040.

Weiter wurde ermittelt, dass bei Neuanlagen durch Auswahl einer möglichst niedrigen Auslegungstemperatur für das Heizsystem, den Einsatz von Flächenheizsystemen (sofern möglich) und den Einsatz von Durchflusssystemen für die Warmwasserbereitung (möglichst mit Heizwasser-Wärmespeicher) Rücklauftemperaturen von bis zu ca. 43 °C bei Einsatz von zentralem Durchflusssystem (Winter) und ca. 30 °C (Sommer) erreichbar sein können.

Darüber hinaus sind auch hydraulische Berechnungen angestellt worden, die Netzabschnitte ausweisen, bei denen auch eine Versorgung aus dem FW-Rücklauf möglich sein könnte. Dies ist insbesondere für den Anschluss neuer Niedertemperatur-Netzabschnitte (z. B. dem Anschluss neuer Stadtquartiere) interessant.

Grundlage für all diese Schritte ist eine Erweiterung der Digitalisierungsstufe des Wärmenetzes. Dies muss den Netzbetreiber in die Lage versetzen, Hausanschlussstationen, Kundenstellen und Netzknoten einem Monitoring zu unterziehen, um Parameterabweichungen bei Vor- und Rücklauftemperaturen, Volumenströmen und Systemdrücken zu identifizieren.

Mit der sukzessiven Einführung intelligenter Hausanschlussstationen (iHASTen) im Rahmen eines EFRE-geförderten Projektes wurden bereits wichtige Schritte unternommen, um Übertragung und Kommunikation von Daten zu ermöglichen und eine Eingriffsmöglichkeit von Seiten des Energieversorgungsunternehmens zu schaffen. Dieser Prozess soll weiter fortgesetzt werden, um die Effizienz des bisherigen Systems sowie der Gebäude zu steigern, Verluste zu reduzieren und die Integration von erneuerbaren Energien zu ermöglichen.

Allerdings befinden sich derzeit etwa 72 % aller Hausanschlussstationen im Kundeneigentum. Weil einige wichtige Maßnahmen zur Optimierung der Haustechnik, insbesondere der hydraulische Abgleich und die Beseitigung hydraulischer Missstände an Kundenanlagen, durchgeführt werden müssen, kann das ganze Projekt zur Temperatursenkung nur gemeinsam zwischen der SWE Energie GmbH und den Eigentümern der Gebäude gestemmt werden. Die Senkung des Temperaturniveaus des Fernwärmenetzes muss daher eine gemeinschaftliche Aufgabe von der SWE Energie GmbH und den einzelnen Kunden darstellen. Die Umsetzung der Maßnahmen, insbesondere der Umbaumaßnahmen im Bestand, erfordert einen relativ langen Zeithorizont und einen entsprechenden organisatorischen Vorlauf. Damit bietet sich eine quartiers- bzw. netzabschnittsweise und saisonale Reduzierung der Netztemperaturen abhängig von den jeweils bestehenden technischen und hydraulischen Möglichkeiten an.

Das Antragsverfahren zur Förderung des Nachfolgeprojektes von iHAST durch das EFRE-Programm läuft gerade. Es hat nun auch die zusätzliche Umrüstung der Kundenstationen sowie die Digitalisierung des Netzbetriebes zum Ziel, um so die nächste Digitalisierungsstufe (5) zu erreichen.

4.4.3 Nachverdichtung und Erweiterung des Wärmenetzes

Ganzheitliche politische und kommunale Bestrebungen zur Wärmeversorgung von urbanen Räumen wie ein kommunaler Wärmeplan sowie flankierende gesetzliche Vorgaben (z. B. Novellierung des GEG 2023) mit dem verpflichtenden Ziel 65-%-EE-Anteil von Wärmeerzeugungsanlagen, Rahmenbedingungen von Fördermaßnahmen zum Ausbau von Wärmenetzen (BEW) sowie wirtschaftliche Bedingungen und technische Verfügbarkeiten für einen entsprechenden Ausbaupfad werden eine entsprechende Netzausbaustrategie beeinflussen.

4.5 Maßnahmen

4.5.1 Gesamtplanung der Maßnahmen

Im Folgenden soll ein Überblick über die Maßnahmen in den einzelnen 5-Jahres-Abschnitten bis 2045 gegeben werden.

Auch hier sollen sowohl der bevorzugte Wind-Geothermiepfad als auch der alternative Gaspfad dargestellt werden:

4.5.1.1 Maßnahmen im Wind-Geothermiepfad

Maßnahmen bis 2025

- Anschluss des Windparks (41,3 MW_{el}) an den Erzeugerstandort Erfurt-Ost sowie Errichtung und Inbetriebnahme eines Elektrodenkessels (39,5 MW_{th})
- Errichtung und Inbetriebnahme der Wärmepumpe RABA (2 MW_{th})
- Errichtung und Inbetriebnahme von PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von 3,41 MW_{el}
- Errichtung und Inbetriebnahme der Wärmepumpe Heißwasser (2 MW_{th})

Maßnahmen bis 2030

- Errichtung, Anbindung an den Windpark über eine Direktleitung und Inbetriebnahme der Wärmepumpe Luftwärme direkt (2 MW_{th})
- Errichtung und Inbetriebnahme des Wasser-Wärme-Kraftwerks (2,5 MW_{th})
- Errichtung und Inbetriebnahme der tiefengeothermischen Anlage (60 MW_{th}) (Probebohrung bis Ende 2024, geplante Inbetriebnahme 2026)
- Re-Invest in Linie 3 und Verkleinerung auf 15 MW_{el} (H_2-Readiness)

Maßnahmen bis 2035

- Errichtung und Inbetriebnahme der Anlage zur Biogaseinspeisung (ca. 95.000 MWh/a)
- Außerbetriebnahme von Linie 1
- Re-Invest in Linie 2 und Verkleinerung auf 15 MW_{el} (H_2-Readiness)
- Errichtung und Inbetriebnahme der Wärmepumpe-Speicher (5 MW_{th})

Maßnahmen bis 2040

- Errichtung und Inbetriebnahme des Biomasseheizwerks (8,4 MW_{th})
- Errichtung und Inbetriebnahme der Wärmepumpe Abwasser Industrie (2 MW_{th})
- Errichtung und Inbetriebnahme der Wärmepumpe Flusswasser/Seen (2,5 MW_{th})
- Errichtung und Inbetriebnahme der Wärmepumpe Wäscherei (0,2 MW_{th})
- Außerbetriebnahme von HWE 2, HWE 5.2 und der Tandemdampfturbine

Maßnahmen bis 2045

- Re-Invest in die Bestandsdampfturbine und Verkleinerung auf 13 MW_{el}

Abbildung 64 zeigt eine Übersicht über alle Maßnahmen in Bestand, den Bau und die Inbetriebnahme neuer Erzeugungsanlagen sowie Maßnahmen im Netz und Umfeldmaßnahmen:

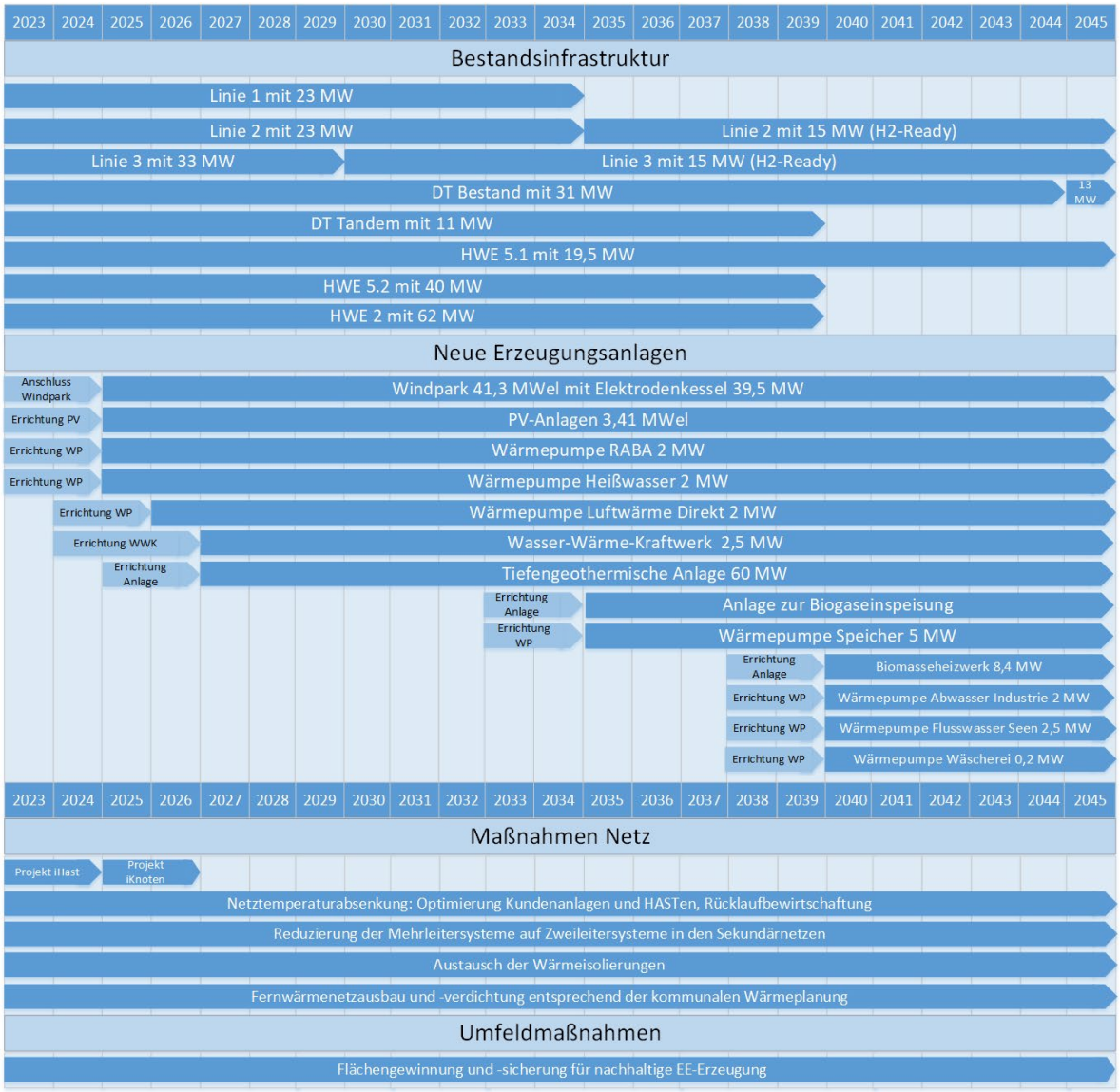


Abbildung 64: Maßnahmenplanung des Wind-Geothermiepfads bis 2045[251]

[251] SWE Energie GmbH (2022)

Abbildung 65 gibt eine Übersicht über die geplanten Aufstellungsorte der neuen Erzeuger:

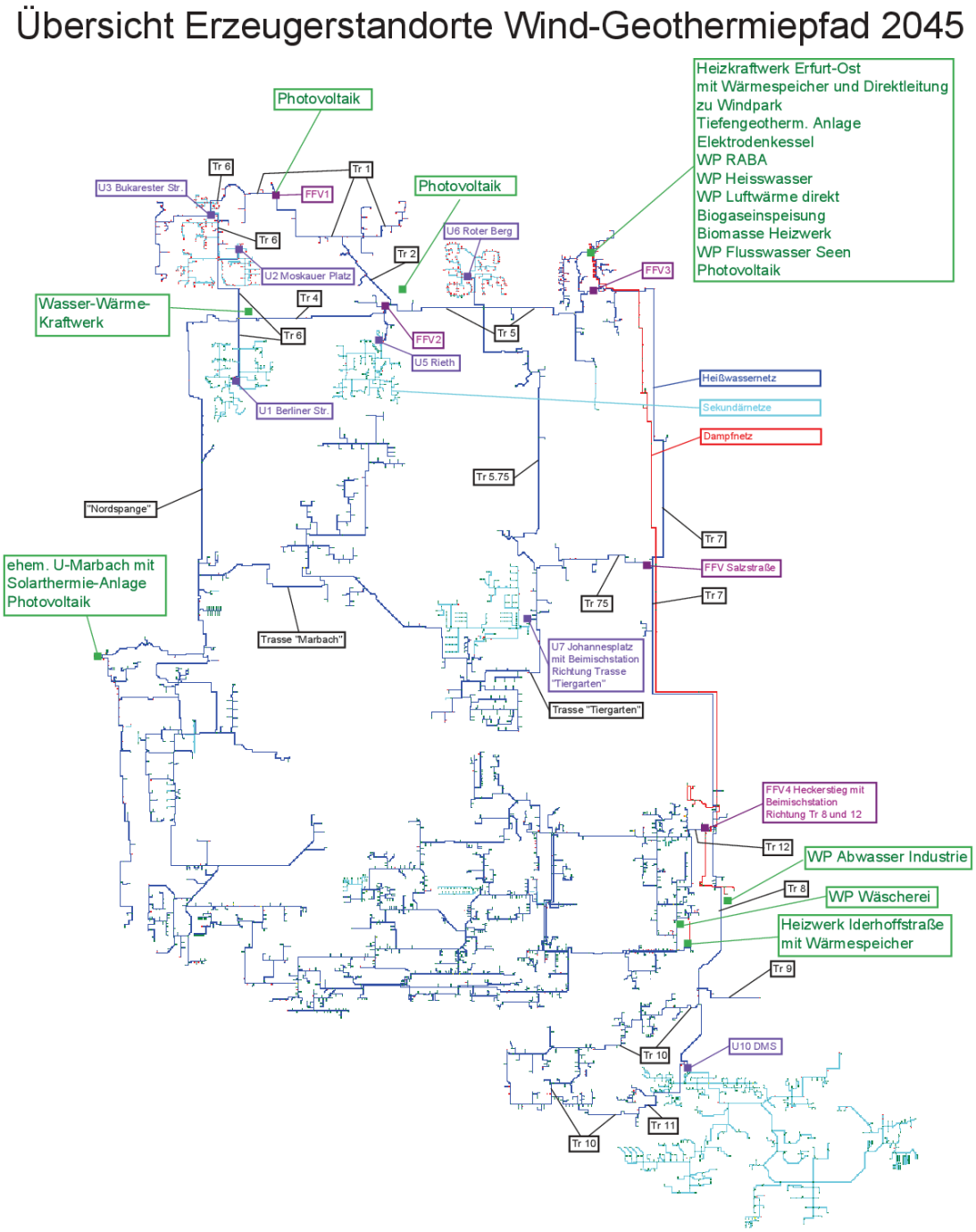


Abbildung 65: Erzeugerstandorte im Wind-Geothermiepfad 2045[252]

[252] SWE Energie GmbH (2022)

4.5.1.2 Maßnahmen im Gaspfad

Maßnahmen bis 2025

- Errichtung und Inbetriebnahme der Wärmepumpe RABA (2 MW_{th})
- Errichtung und Inbetriebnahme der Wärmepumpe Speicher (6 MW_{th})
- Errichtung und Inbetriebnahme von PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von 3,41 MW_{el}
- Erweiterung der Solarthermieanlagen auf eine Leistung von 5,57 MW_{th}
- Errichtung und Inbetriebnahme der Wärmepumpe Luftwärme (2 MW_{th})
- Errichtung und Inbetriebnahme des Biomasseheizwerks (8,4 MW_{th})
- Errichtung und Inbetriebnahme des Biogas-BHKW (5,3 MW_{th})

Maßnahmen bis 2030

- Errichtung und Inbetriebnahme des Wasser-Wärme-Kraftwerks (2,5 MW_{th})
- Re-Invest in Linie 3 und Verkleinerung auf 15 MW_{el} (H_2-Readiness)
- Errichtung und Inbetriebnahme der Wärmepumpe Abwasser Industrie (2 MW_{th})
- Errichtung und Inbetriebnahme der Wärmepumpe Flusswasser/Seen (10 MW_{th})
- Errichtung und Inbetriebnahme der Wärmepumpe Heißwasser (10 MW_{th})
- Errichtung und Inbetriebnahme der Wärmepumpe Wäscherei (0,2 MW_{th})

Maßnahmen bis 2035

- Außerbetriebnahme von Linie 1
- Re-Invest in Linie 2 und Verkleinerung auf 20 MW_{el} (H_2-Readiness)

Maßnahmen bis 2040

- Außerbetriebnahme von HWE 2 und der Tandemdampfturbine

Maßnahmen bis 2045

- Re-Invest in die Bestandsdampfturbine und Verkleinerung auf 10 MW_{el}

Abbildung 66 zeigt einen Überblick über alle Maßnahmen in Bestand, den Bau und die Inbetriebnahme neuer Erzeugungsanlagen sowie Maßnahmen im Netz und Umfeldmaßnahmen:

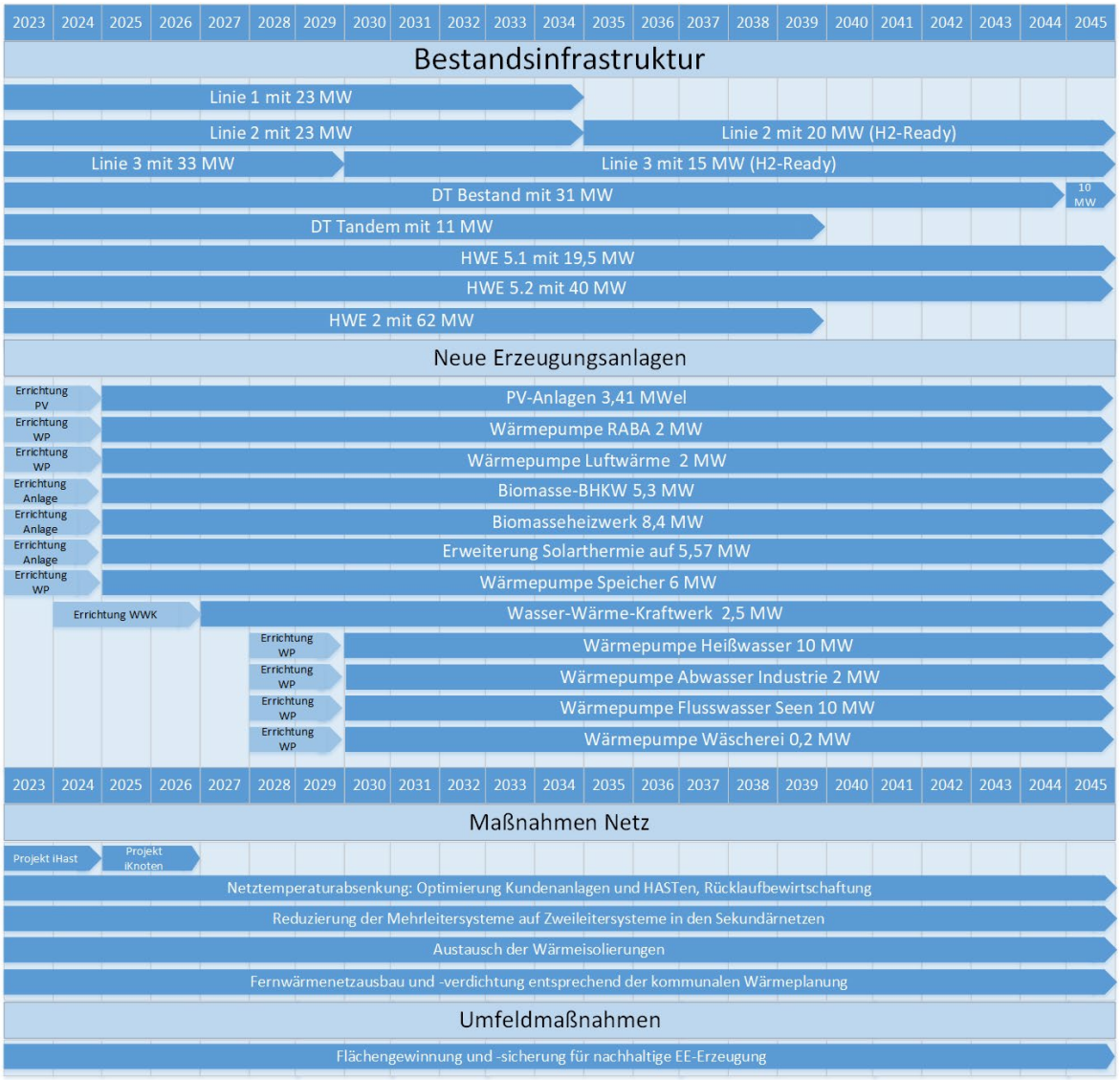


Abbildung 66: Maßnahmenplanung des Gaspfads bis 2045[253]

[253] SWE Energie GmbH (2022)

Abbildung 67 gibt eine Übersicht über die geplanten Aufstellungsorte der neuen Erzeuger:

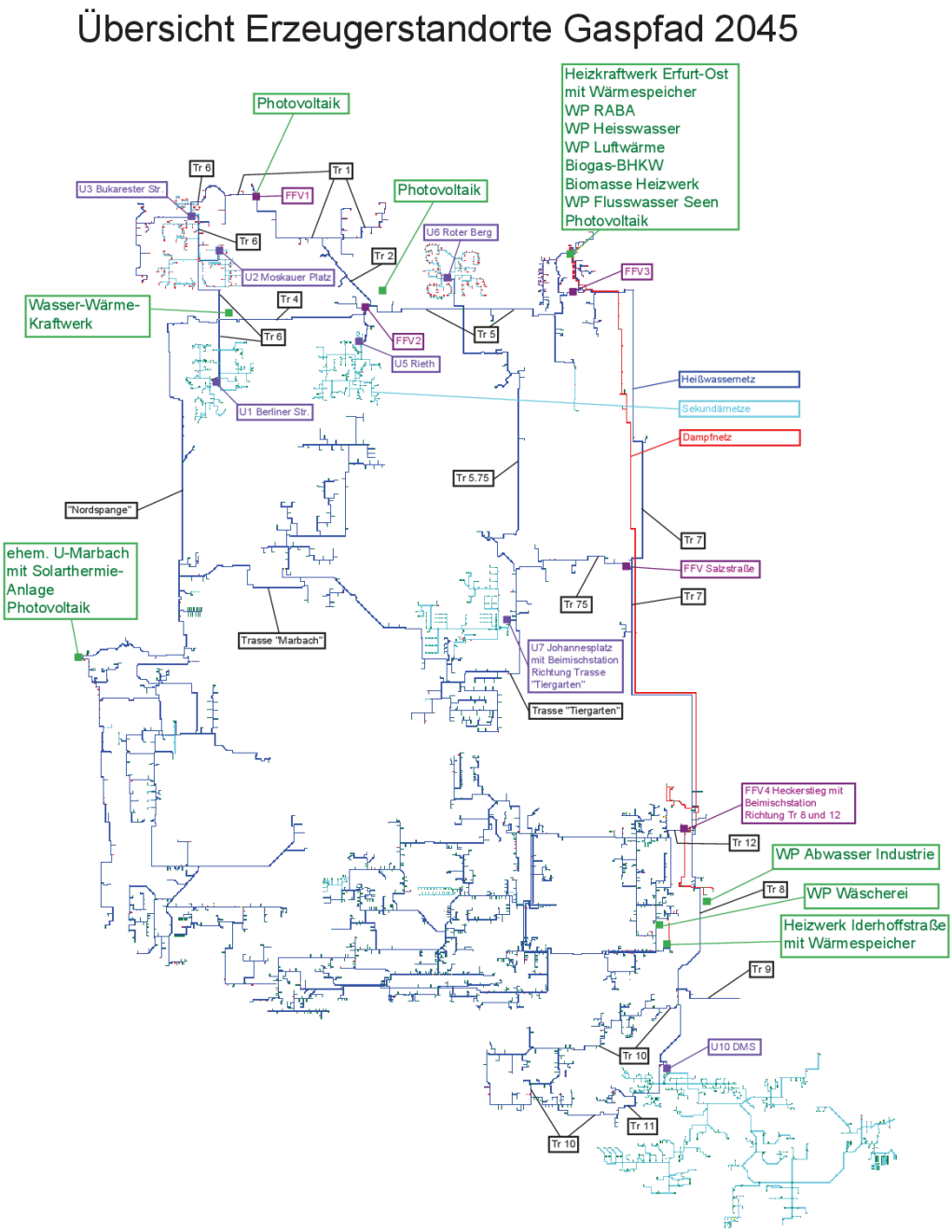


Abbildung 67: Erzeugerstandorte im Gaspfad 2045[254]

[254] SWE Energie GmbH (2022)

4.5.2 Umfeldmaßnahmen

Neben den bereits in Kapitel 4.4 diskutierten Maßnahmen zur Netztemperatursenkung und Digitalisierung des Wärmenetzes können Netzverluste noch weiter gesenkt werden, indem die bestehenden Leitungsisolierungen ausgetauscht bzw. instandgesetzt und verstärkt werden.

Bis jetzt gibt es in Erfurt keinen kommunalen Wärmeplan. Dieser wird sich entscheidend auf die weitere Planung von Absatz und Netzgebiet auswirken. Sollte der kommunale Wärmeplan eine Netzerweiterung und -verdichtung im größeren Stil vorsehen, muss die zum jetzigen Zeitpunkt geplante Erzeugerstruktur gegebenenfalls noch einmal angepasst und erweitert werden.

Von großer Bedeutung ist die Verfügbarkeit von Flächen im Netzgebiet für die Errichtung von dezentralen Erzeugungsanlagen. Dies kann nur in enger Zusammenarbeit mit der Stadt sichergestellt werden.

5 Transformationspfad: Investitions- und Kostenbetrachtung

5.1 Datenansätze

5.1.1 Kostenabschätzung

Die Kostenansätze für die Bestandstechnologien (Tabelle 36) basieren auf den aktuellen Anschaffungs- und Herstellungskosten für die Anlagen. Die Angaben für OPEX in % (hier nur für Instandhaltung) entsprechen dem Mittelwert dieser Kosten für vergangene Jahre. Die Amortisationsdauer ist für diese Anlagen üblich.

Tabelle 36: Kostenansätze Bestandstechnologien

Einheit		Gasturbinen	Dampfturbine	Tandem-Dampfturbine
CAPEX	€/MW_{el}	410.000	230.000	420.000
Nutzungsdauer	A	15	30	20
OPEX	In %/a der CAPEX	3,0	2,0	2,0

Einheit		Abhitzekessel	Heißwassererzeuger	Wärmespeicher
CAPEX	€/MW_{th}	100.000	130.000	20.000
Nutzungsdauer	A	15	20	30
OPEX	In %/a der CAPEX	3,0	1,0	0,5

Die als Benchmark gewählten Kostenansätze zu den ausgeführten technischen Lösungsoptionen entsprechen den Ansätzen, wie sie in verschiedenen Studien (dena-Leitstudie [255], Studie in.RET Nordhausen „So geht's - wie Thüringen klimaneutral wird“ [256] sowie in entsprechenden AGFW-Leitfäden) zu Grunde liegen. Die dort gewählten Kostenansätze sind öffentlich zugänglich und wurden im Rahmen der Arbeit am vorliegendem Konzept plausibilisiert, d. h. die dort zu Grunde gelegten Ansätze konnten anhand der Projekte und Erfahrungen der Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen bestätigt werden.[257] Sofern bereits projektspezifische Werte vorliegen, wurden sie durch die SWE Energie GmbH zur Verfügung gestellt.

[255] Deutsche Energieagentur (Hg.). (2018). dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Berlin.
[256] in.RET (Hg.). (2021). So geht's - wie Thüringen klimaneutral wird. Nordhausen
[257] Die beteiligten Unternehmen sind „Tabelle 1: Übersicht über die Mitglieder der thüringenweiten Kooperation“ zu entnehmen.

Tabelle 37: Kostenansätze zukünftige Technologien zur Wärmeerzeugung

	Einheit	Heizstab	Solarthermie	Tiefengeothermie
CAPEX	€/MW_{th}	108.000	400 €/m²	2.833.333
Nutzungsdauer	A	15	20	30
OPEX	In %/a der CAPEX	1,0	2,0	3,0

	Einheit	Biogas-BHKW	Biogas-einspeisung	Biomasse-Heizwerk
CAPEX	€/MW_{th}	2.390.000	2.150.000	260.000
Nutzungsdauer	A	30	25	30
OPEX	In %/a der CAPEX	5,0	5,0	5,0

Tabelle 38: Kostenansätze zukünftige Technologien zur Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen

	Einheit	WP Luft	WP Heißwasser	WP Speicher
CAPEX	€/MW_{th}	680.000	352.000	352.000
Nutzungsdauer	A	15	15	15
OPEX	In %/a der CAPEX	3,0	3,0	3,0

	Einheit	Abwasser Industrie	Flusswasser/ Seen	RABA alternativ (Abwärme Kondensat-kühlung)	Wasser-Wärme-Kraftwerk (WWK)	Wäscherei (Abwasser)
CAPEX	€/MW_{th}	1.528.000	780.000	720.000	780.000	1.528.000
Nutzungsdauer	A	15	15	15	15	15
OPEX	In %/a der CAPEX	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0

Tabelle 39: Kostenansätze zukünftige Technologien zur Stromerzeugung

	Einheit	Windkraft	PV-Anlagen
CAPEX	€/MW_{el}	195.000	483.000
Nutzungsdauer	A	40	20
OPEX	In %/a der CAPEX	2,0	1,0

Für die Preisentwicklungen der eingesetzten Energieträger als wichtige Eingangsgröße der Bestimmung der Betriebskosten (OPEX) werden folgende Werte und Entwicklungen angesetzt (Abbildung 68):

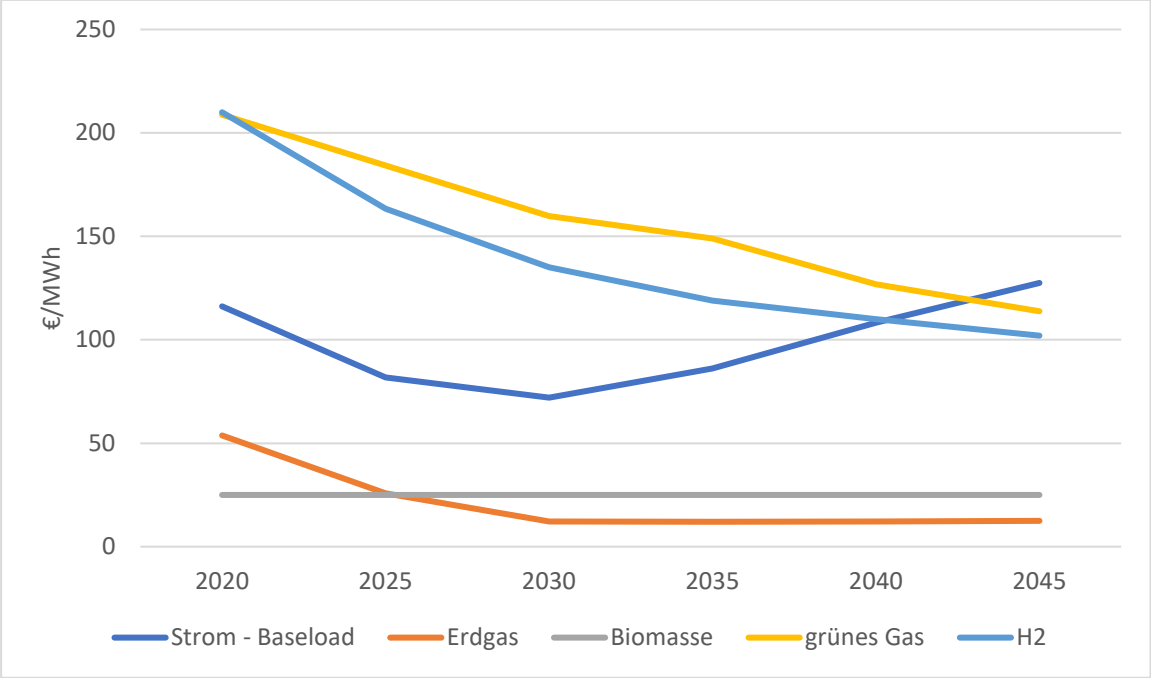


Abbildung 68: Zu Grunde gelegte Preisentwicklungen der jeweiligen Medien (Lieferpreise ohne Umlagen)[258]

Die zu Grunde gelegten Preisentwicklungen begründen sich folgendermaßen:[259]

- Biomasse sollte, wie ausgeführt, idealerweise regional anfallen. Auch wenn das Potenzial im Einzelfall noch nicht ausgeschöpft sein dürfte, ist es dennoch begrenzt. Es wird auch künftig ein konstantes Preisniveau unterstellt.
- Deutliche Kostendegressionen sind demnach in erster Linie bei Wasserstoff durch technologische Fortschritte bei den Erzeugungstechnologien sowie die Herausbildung eines entsprechend großen Wasserstoffmarktes zu erwarten. Die Preisentwicklung bezieht aktuelle Studienergebnisse und die Abschätzung einer plausiblen Entwicklung für die Jahre 2040, 2045 ein, für die in der Literatur nur wenige Daten vorliegen.
- Der Erdgaspreis zeigt infolge der Ukrainekrise erhebliche Preisausschläge. Die bestehenden Versorgungs- und Preisrisiken schlagen sich in den an dieser Stelle zu Grunde gelegten Preisentwicklungen nicht derart nieder, wie es zu erwarten wäre, da die Preisentwicklungen in 5-Jahres-Scheiben betrachtet werden.
- Die Bezugskosten von Grünem Gas wurden der dena-Leitstudie[260] entnommen und halbieren sich bis 2050.

[258] Datenbasis: in.RET (2022). Energiesystemmodellierung zur Untersuchung der Dekarbonisierungsoptionen für die Fernwärmeerzeugung der Stadtwerke Erfurt. Nordhausen.
[259] Vgl. hierzu auch die jeweiligen Ausführungen in Abschnitt 2.
[260] Deutsche Energieagentur (Hg.). (2018). dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Berlin.

- Die Strompreisentwicklung ist differenzierter zu sehen: Durch die zunehmende, umfassende direkte Elektrifizierung u. a. im Bereich der Elektromobilität und durch den Markthochlauf von elektrischen Wärmepumpen wird der Bruttostromverbrauch in Deutschland voraussichtlich deutlich steigen. Während im Zuge dessen der Preis für den deutschen Strommix (Netzbezug) in den kommenden Jahren weiter steigen dürfte, wird davon ausgegangen, dass der langfristige Strombezug über Power Purchase Agreements (PPA) sowie Strom aus PV-Eigenerzeugung tendenziell preiswerter werden.
  Bedingt durch das derzeit hohe Niveau der Rohstoffpreise an den Terminmärkten fallen die Strompreise zunächst bis 2030. Anschließend steigen die Strompreise bis zum Jahr 2050 auf Grund stark steigender CO_2-Preise an.

Diese Preisentwicklungen sind unter folgenden Rahmenbedingungen zu sehen:

- Ab 2025 wird von einer kontinuierlich steigenden Wasserstoffbeimischung in das Erdgasnetz ausgegangen. Ab 2035 steht anteilig fossiles Erdgas nur noch den Heißwassererzeugern zur Verfügung und die Gasturbinen werden mit einer entsprechen-den Mischung aus Biomethan und Wasserstoff befeuert. In 2045 wird dem System ausschließlich Biomethan oder Wasserstoff angeboten.
- Abbildung 68 stellt die Strom- und Gaslieferpreise dar. Ergänzend wurden die Kosten für Nutzung der Strom- und Gasnetze, für Betriebsverbräuche Strom (incl. Umlagen) berücksichtigt.
- Auf die dargestellten fossilen Energieträger ist zusätzlich noch die steigende CO_2-Bepreisung hinzuzurechnen.
- Da die grundsätzliche Entwicklung in der langen Frist betrachtet werden soll, bleiben aktuelle und ggf. temporäre Ausschläge weitestgehend unberücksichtigt. Dies betrifft insbesondere die Hochpreisphase, die den Auswirkungen der Covid-19-Pandemie zugeschrieben werden, sowie die Auswirkungen des russischen Angriffskrieges in der Ukraine auf die Energiepreise. Mittel- bis langfristig wird hingegen eine weitestgehende Rückkehr zu Preisen, die sich auf niedrigerem Niveau einpendeln, erwartet.

Eine Betrachtung unter Berücksichtigung dieser Rahmenbedingungen zeigt, dass in den kommenden Jahren v. a. Abwärme, aber auch fossiles Erdgas zu den kostengünstigsten Wärmequellen bzw. Brennstoffen zählen dürften.[261] Auch Strom aus PV-Eigenerzeugung weist eine der günstigsten Erzeugungskosten auf, zumal Netzentgelte etc. vermieden werden können.

5.1.2 Lokale, projektspezifische und aktuelle Spezifika

Eine entsprechende Abschätzung der künftigen Wärmegestehungskosten auf Basis von pauschalen Ansätzen und Daten aus der Literatur ist dennoch mit einer Reihe von Unsicherheiten und möglichen projektspezifischen Abweichungen versehen.

[261] Dies deckt sich mit der aktuellen Studienlage, vgl. insbesondere die Ansätze bei Hamburg Institut & Prognos (2020). Perspektive der Fernwärme. Gutachten im Auftrag des AGFW. https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2021/06/AGFW_Perspektive_der_Fernwaerme_2030_final.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

Diese können eine Reihe von Ursachen haben, u. a.:

- **Regionale und lokale Spezifika:** Die Gegebenheiten vor Ort können beispielsweise auf Grund von geographischen Besonderheiten und Ausprägungen von Siedlungen von einem übergreifenden Kostenansatz erheblich abweichen. Die Gegebenheiten vor Ort entsprechen nicht notwendigerweise dem bundesdeutschen Durchschnitt bzw. global gewählten Kostenansätzen, was zu lokal höheren Kosten führen kann.
- **Kostenentwicklungen:** Darüber hinaus haben sich die Kosten (Planung, Bau, Anlagen etc.) zuletzt sehr dynamisch entwickelt und gerade die Preise für Baumaterialien haben allein im Jahr 2021 um bis zu 77 % im Vergleich zum Vorjahr zugelegt.[262] Dieses anhaltende Kostenrisiko stellt eine erhebliche Herausforderung bei der Kalkulation von Projekten dar. Verschärft werden diese Entwicklungen durch die **hohe Inflation**, die unter anderem auch Planungen und Projektkalkulationen zusätzlich erschwert.
- **Material- und Fachkräfteverfügbarkeit:** Andauernde Probleme bei der Verfügbarkeit von Materialien und Komponenten auf Grund von Problemen entlang der Lieferketten stellen eine weitere Unwägbarkeit dar. Bei der Umsetzung von Vorhaben im Rahmen der Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung sind die Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen auf die Verfügbarkeit von Fachkräften (In-House sowie bei Beauftragung von Dienstleistern auch bei Dritten) ebenso angewiesen wie auch die Verfügbarkeit von (Bau-)Materialien und Komponenten, um Maßnahmen entsprechend den zeitlichen Planungen durchführen zu können. Die Entwicklungen in den letzten Jahren zeigen, dass es hier zu erheblichen und anhaltenden Engpässen kommt, welche deutliche Preissteigerungen zur Folge haben.

5.1.3 CO_2-Preisentwicklung

Darüber hinaus werden die zu erwartenden Kostenentwicklungen hinsichtlich der CO_2-Bepreisung berücksichtigt. Der CO_2-Preis stellt ein entscheidendes Instrument zur Anreizung der Transformation auch im Wärmesektor dar.

An dieser Stelle wird unterstellt, dass sich die CO_2-Kosten der derzeit bestehenden, relevanten Systeme – das europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) und das nationale Emissionshandelssystem (nEHS) – mittel- bis langfristig annähern und sich langfristig ein einheitlicher CO_2-Preis herausbildet. Dieses Vorgehen erfolgte einerseits aus Gründen der Vereinfachung und ist zudem auch inhaltlich begründet: Es erscheint ökonomisch und energiepolitisch plausibel, dass sich langfristig ein einheitlicher CO_2-Preis herausbildet, der sich an den realen CO_2-Schadenskosten orientiert, damit die gesteckten Klimaziele erreicht werden.

Für die diesem Konzept zugrunde liegende Wirtschaftlichkeitsrechnung wird folgender CO_2-Preispfad unterstellt (Tabelle 40).

[262] Destatis (2022). Baumaterialien im Jahr 2021 stark verteuert. Pressemitteilung Nr. N 006, 10.02.2022, Statistisches Bundesamt, https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/02/PD22_N006_61.html;jsessionid=ADAF0EC59886C1241FD89D7806CF565F.live731 (Zugriff: 31.08.2022).

Tabelle 40: Überblick über die zu Grunde gelegte CO_2-Preisentwicklung[263]

Jahr	€/t CO_2
2020	55
2025	55
2030	80
2035	105
2040	130
2045	155

Die Datenbasis für die in Tabelle 40 dargelegte Prognose entspricht dem Best-Guess-Szenario der Thüringer Versorger vom Sommer 2021. Im vorliegenden Konzept wird allerdings für das Jahr 2020 ein Einstiegspreis von 55 €/t CO_2 gewählt, da sich zu diesem Zeitpunkt über das EU-ETS bereits ein CO_2-Preis am Markt gebildet hat.

Im Projektionsbericht der Bundesregierung[264] selbst wird davon ausgegangen, dass sich der CO_2-Preis ab dem Jahr 2027 am Markt bilden wird, sofern kein Preiskorridor festgelegt wird.

5.1.4 Zukunftserwartung

Die im Rahmen dieses Konzeptes getroffenen Annahmen bezüglich von Zukunftserwartungen erfolgten nach bestem Wissen der beteiligten Unternehmen ebenfalls unter Berücksichtigung der aktuellen Studien- und Gutachtenlage.[265] Grundsätzlich folgen die vorgenommenen Kostenabschätzungen dabei folgenden Prämissen:

- Die gesamtwirtschaftliche Lage ist seit Beginn der Covid-Pandemie besonders herausfordernd und von erheblichen Unsicherheiten geprägt. Die Covid-Pandemie hat zu erheblichen **Verwerfungen der globalen Handelsströme und zu Unterbrechungen von Lieferketten** geführt. Daraus ergeben sich anhaltende und erhebliche negative Auswirkungen auch auf die Verfügbarkeit von Rohstoffen, Komponenten und Systemen zur Erzeugung von erneuerbaren Energien. Auch bei der Verfügbarkeit von Baumaterialien für den Bau von Fernwärmeleitungen herrschen erhebliche Lieferengpässe. Ein Ende dieser Situation ist zum heutigen Zeitpunkt nicht abzusehen. Stattdessen zeichnen sich global derzeit ein zunehmender Protektionismus und eine De-Globalisierung mit weitreichenden Folgen für Liefer- und Wertschöpfungsketten sowie den Welthandel insgesamt ab.

[263] Best-Guess-Szenario der Thüringer Versorger vom Sommer 2021
[264] Repenning, J., Harthan, R. O., Blanck, R., Böttcher, H., Braungardt, S., Bürger, V., …& Adam, S. (2021). Projektionsbericht 2021 für Deutschland. https://www.bmuv.de/download/projektionsbericht-der-bundesregierung-2021 (Zugriff: 31.08.2022).
[265] Vgl. hierzu insbesondere auch die Hinweise im Abschnitt „2.7 Wasserstoff“.

- Diese Entwicklung hat umfassende Auswirkungen auf die an dieser Stelle zu Grunde gelegte Zukunftserwartung. Künftige Entwicklungen, insbesondere auf Grund von Technologiesprüngen und Skaleneffekten einerseits und Preissteigerungen u. a. durch Lieferengpässe und Nachfrageanstiege andererseits, lassen sich generell nur schwer absehen. Dennoch zeigt sich, dass im Bereich der Erzeugungsanlagen von Erneuerbaren Energien beispielsweise die Preise von PV-Modulen nach Jahrzehnten des Kostenrückgangs zuletzt u. a. in Folge der Auswirkungen der Covid-Pandemie und des Krieges in der Ukraine auf die globalen Lieferketten und die Energiepreise erheblich gestiegen sind.[266]
- Die mangelnde Materialverfügbarkeit sowie die daraus resultierenden Verzögerungen bei der Umsetzung von Projekten haben ebenfalls erhebliche Auswirkungen auf die Kosten und die Wirtschaftlichkeit von Projekten. Ähnliche Herausforderungen zeichnen sich kurz-, aber auch mittel- bis langfristig bei der Verfügbarkeit von Fachkräften für die Errichtung von Erzeugungsanlagen und Fernwärmeleitungen ab.
- Der sich bereits jetzt abzeichnende **Nachfrageschub nach Technologien zur Erzeugung erneuerbarer Energien** dürfte sich in den kommenden Jahren v. a. durch politische Anreize weiter beschleunigen. Der zu erwartende Nachfrageanstieg dürfte zunächst zu einem Preisanstieg führen, sofern die Ausweitung der Produktionskapazitäten mit der steigenden Nachfrage nicht Schritt halten kann.
- Aus diesen Gründen wird im vorliegenden Konzept **keine weitere Kostendegression zu Grunde gelegt. Weiterhin wird kein Inflationsausgleich vorgenommen**. Die für die Kostenansätze zu Grunde gelegte Studie im Auftrag des AGFW[267] geht zwar von leichten Veränderungen bei den Wärmegestehungskosten aus, allerdings ergibt sich hierbei ein relativ heterogenes Bild: Während nach Einschätzung von Hamburg Institut & Prognos (2020) die Wärmegestehungskosten 2030 im Vergleich zum Jahr 2020 etwa für Holzhackschnitzelkessel leicht steigen sollen, sollen sie bei Abwärme und Geothermie nahezu konstant bleiben und z. B. bei Großwärmepumpen tendenziell sinken.

Auch die Energiepreise haben sich insbesondere in den Jahren 2021 und 2022 extrem volatil auf einem insgesamt hohen Niveau gezeigt. Die Erdgaspreise für Haushaltskunden haben sich Anfang 2022 im Vergleich zum Durchschnitt der Jahre zuvor etwa verdoppelt.[268] Die **anhaltend hohen Energiepreise, einzelnen Preisausschläge und andauernden Unsicherheiten an den Energiemärkten** wurden mit Beginn des Ukraine-Krieges um zusätzliche Versorgungsrisiken verstärkt und stellen insgesamt eine Sondersituation dar, wie sie seit Jahrzehnten nicht mehr bekannt war.

Bezüglich des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch wird davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2035, dem Zielhorizont für die Sicherstellung einer (nahezu) klimaneutralen Fernwärmeversorgung gemäß ThürKlimaG, der **EE-Anteil am Bruttostromverbrauch 100 %** beträgt und damit sämtliche strombasierte Wärmeerzeugung (insbes. PtH-Anlagen und elektrische Wärmepumpen) ausschließlich mit

[266] Solarserver (n. a.). Photovoltaik-Preis: PV-Spotmarkt Preisindex. https://www.solarserver.de/photovoltaik-preis-pv-modul-preisindex/ (Zugriff: 04.05.2022).
[267] Hamburg Institut & Prognos (2020). Perspektive der Fernwärme. Gutachten im Auftrag des AGFW. https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2021/06/AGFW_Perspektive_der_Fernwaerme_2030_final.pdf (Zugriff: 31.08.2022).
[268] Fischedick, M. (2022). Energieversorgungsrisiken, Energiepreiskrise und Klimaschutz erfordern gemeinsame Antworten. Wirtschaftsdienst, 102(4), 262-269. https://doi.org/10.1007/s10273-022-3163-y, auf Basis von Daten des BDEW.

Grünstrom aus erneuerbaren Energien betrieben werden. Dieser Ansatz folgt der politischen Zielstellung der Bundesregierung gemäß EEG 2023, den EE-Anteil am Bruttostromverbrauch auf 80 % bis 2030 anzuheben.[269] Angesichts dieser Zielstellung und den Anforderungen im Sinne des Klimaschutzes scheint es plausibel, dass spätestens bis zum Jahr 2035 der gesamte Bruttostromverbrauch Deutschlands mittels erneuerbarer Energie gedeckt wird.

5.2 Investitionsmaßnahmen in 5-Jahres-Scheiben

Nachfolgend wird eine Abschätzung der Investitionssummen pro 5-Jahres-Abschnitt für den favorisierten Transformationspfad Wind-Geothermie und den Gaspfad gegeben, die in den Kapiteln 4.3.1und 4.3.2 detaillierter beschrieben wurden.

Zusätzlich zu den in den nachfolgenden Tabelle 41 und Tabelle 42 benannten Investitionssummen kommen noch die Kosten für die Umrüstung der drei Heißwassererzeuger der SWE Energie GmbH auf H2-Readiness im Zeitraum bis 2035 hinzu. Die Investitionen in Netz- und Umfeldmaßnahmen, wie sie in Abbildung 64 aufgeführt sind, sind ebenfalls noch nicht enthalten.

Die Investitionssummen basieren auf dem Stand 2021. Wie in den Kapiteln 5.1.2 und 5.1.4 ausgeführt, ist zum Zeitpunkt der Durchführung der Maßnahmen von einer Steigerung der Investitionskosten gegenüber dem in diesem Konzept verwendeten Werten auszugehen.

5.2.1 Investitionsmaßnahmen in den Wind-Geothermiepfad

Die für den Transformationspfad Wind-Geothermie vorgesehenen Maßnahmen wurden in Kapitel 4.5.1.1 einzeln aufgeführt. In der nachfolgenden Tabelle 41 werden die Investitionen für die einzelnen 5-Jahres-Abschnitte eingeschätzt.

Tabelle 41: Vorläufige Abschätzung der Investitionen 2025 - 2045 für Wind-Geothermiepfad

Investitionen in	2025[270]	2030	2035	2040	2045
Re-Invest in Bestand GuD		X	X		X
Windpark mit Elektrodenkessel	X				
PV-Anlagen	X				
Wärmepumpen	X	X	X	X	
Tiefengeothermie	X	X			
Biogaseinspeisung			X		
INVEST in Mio. €	**104**	**93**	**33**	**5**	**3**

Im Vergleich mit den anderen Transformationspfaden sind die Investitionen für den favorisierten Pfad am höchsten. Dies relativiert sich jedoch in der Gesamtkostenbetrachtung. Durch den Einsatz der Geothermie sinken die Kosten für OPEX deutlich; z. B. halbieren sich nahezu die Kosten für die Beschaffung anderer Energieträger. Die spezifischen Wämegestehungskosten sind für den favorisierten Pfad insgesamt im Vergleich am niedrigsten (s. Tabelle 33).

[269] § 1 Abs. 2 EEG 2023.
[270] Der 5-Jahresabschnitt 2025 bezieht sich auf den Zeitraum ab heute bis zum 31. Dezember 2025. Der 5-Jahresabschnitt 2030 bezieht sich auf den Zeitraum ab 2026 bis Ende 2030 (usw.).

5.2.2 Investitionsmaßnahmen in den Gaspfad

Die für den Transformationspfad Gas vorgesehenen Maßnahmen wurden in Kapitel 4.5.1.2 einzeln aufgeführt. In der nachfolgenden Tabelle 42 werden die Investitionen für die einzelnen 5-Jahres-Abschnitte eingeschätzt.

Tabelle 42: Vorläufige Abschätzung der Investitionen 2025 - 2045 für Gaspfad

	2025	2030	2035	2040	2045
Re-Invest in Bestand GuD		X	X		X
PV-Anlagen					
Wärmepumpen	X				
Tiefengeothermie	X	X			
Biogaseinspeisung					
Biomasse-BHKW oder-HW					
Solarthermie	X				
INVEST in Mio. €	**26**	**23**	**10**	**0**	**2**

Im Vergleich mit den anderen Transformationspfaden sind die Investitionen für den Gaspfad am niedrigsten. Dies relativiert sich jedoch in der Gesamtkostenbetrachtung im Zusammenhang mit deutlich höheren Kosten für OPEX (v. a. Beschaffung Energieträger, Bezugskosten Strom) Die spezifischen Wämegestehungskosten sind für den Gaspfad im Vergleich am höchsten (s. Tabelle 33).

5.3 Zu erwartende Preisentwicklung

Das einheitliche Vorgehen der kommunalen Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen bezüglich der Kosten- und Investitionsansätze sowie der Preisprojektionen ermöglicht einen Überblick über die Entwicklung der Wärmegestehungskosten bis zum Jahr 2040.

Hierzu erfolgt eine Auswertung der Wärmekonzepte, die im Rahmen der thüringenweiten Kooperation unter den beteiligten Unternehmen erarbeitet wurden.[271] Sie basiert auf den innerhalb der Kooperation von den Partnerunternehmen zum Zeitpunkt der Auswertung finalisierten Planungsansätzen und für die Auswertung zur Verfügung gestellten Daten zur geplanten Transformation.[272]

Die thüringenweite Auswertung ermöglicht, Tendenzen hinsichtlich der zu erwartenden Transformationen, des geplanten Einsatzes von Technologien und der angestrebten Erschließung von Wärmequellen abzuleiten. Unter den getroffenen Annahmen und unter Berücksichtigung der beschriebenen Rahmenbedingungen ist von einem Preisanstieg von gut einer Verdoppelung im Durchschnitt der betrachteten Netze gegenüber dem Stand von 2020 auszugehen. Die Preisentwicklung ist dabei relativ heterogen, d. h. die zu erwartenden Preisentwicklungen und das Ausmaß der Preissteigerungen unterscheiden sich erheblich in den verschiedenen Netzen. Dies dürfte durch die

[271] Eine Übersicht über die Kooperationsunternehmen findet sich in Tabelle 1.
[272] Die Zahl der ausgewerteten Netze weicht somit von der Anzahl der erstellten Wärmekonzepte ab. Die Zahl der ausgewerteten Netze wird jeweils angegeben.

lokalen Begebenheiten zu begründen sein, welche die Transformationspfade und die zum Einsatz kommenden Technologien und Wärmequellen bedingen. Der Umstand, dass der Zugang zu Flächen, Wärmequellen und regenerativen Brennstoffen lokal große Unterschiede zeigt, schlägt sich auch in den zu erwartenden Preisentwicklungen nieder. Lediglich in einem der 29 betrachteten Netze ist mit einem Preisrückgang bis zum Jahr 2040 zu rechnen (Abbildung 69).

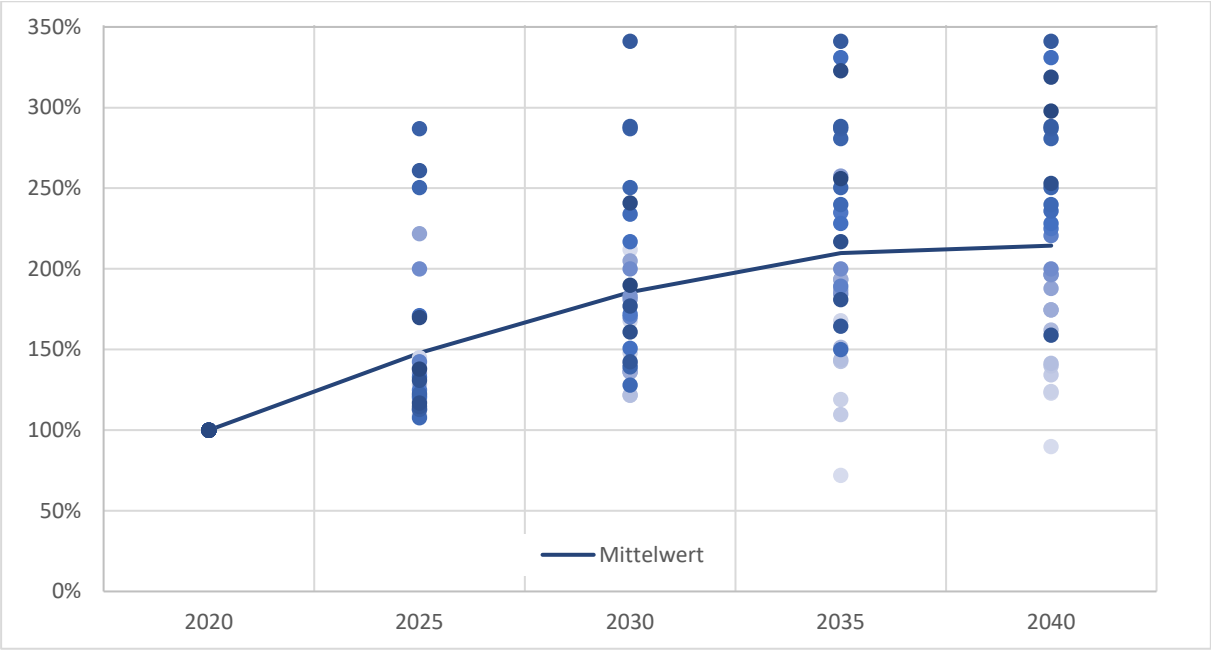


Abbildung 69: Anzunehmende, relative Preisentwicklung der Fernwärmeversorgung in Thüringen (n=29)

Zu berücksichtigen ist allerdings bei der vorliegenden Betrachtung, dass sich die dargelegten Entwicklungen in 5-Jahres-Scheiben auf das Referenzjahr 2020 beziehen. Die dramatische Situation an den Energiemärkten, die sich bereits im Jahr 2021 ankündigte und durch die globalen Auswirkungen des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine weiter zugespitzt hat, spiegelt sich in den dargelegten Entwicklungspfaden daher nicht wider.

Im Vergleich zu den aktuellen Gas- und Fernwärmepreisen des Jahres 2022 ist der zu erwartende Kostenaufschlag auf die Wärmepreise im Rahmen der Transformation in einem anderen Licht zu sehen und die Wärmewende kann mit Blick auf die fossile Versorgungsabhängigkeit langfristig vielmehr entlastend wirken.

6 Die Thüringer Wärmewende

6.1 Transformation der Thüringer Fernwärmeversorgung

Eine über die Frage der Wärmegestehungskosten hinausgehende Betrachtung der thüringenweit konzeptionierten Transformation der Fernwärme zeigt die angestrebten Technologiepfade und geplante Erschließung von Wärmequellen in Thüringen bis zum Jahr 2040 (Abbildung 70).

Künftig sind die wichtigsten Erzeugungsarten/Wärmequellen in der Reihenfolge der geplanten Wärmemenge 2040 gemäß den Planungen der Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen:[273]

- Strombasierte Anlagen
- Unvermeidbare Abwärme
- Gasbasierte Anlagen (weit überwiegend auf Basis von grünem Gas)

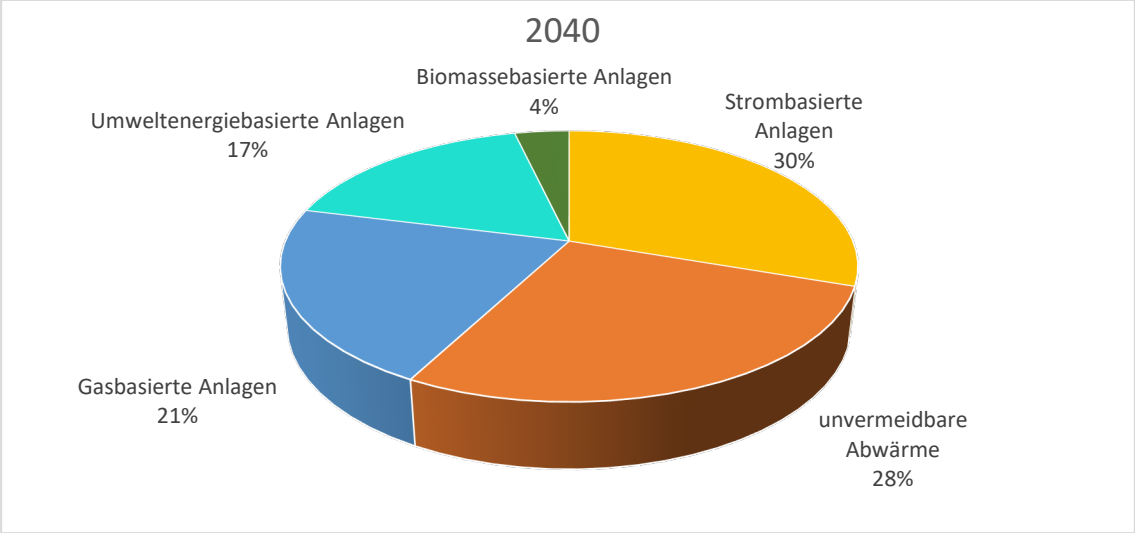


Abbildung 70: Thüringenweite Zusammensetzung der Fernwärmeerzeugung im Jahr 2040 nach Wärmemenge gemäß den Planungen der Fernwärmeversorgungsunternehmen (n=31)[274]

[273] Gemäß den Angaben der beteiligten Fernwärmeversorgungsunternehmen (vgl. Tabelle 1), welche die Konzeptdaten ihrer Wärmenetze für eine Auswertung zur Verfügung gestellt haben, Anzahl der Netze: n=31.

[274] Jeweils Anteile an den Wärmemengen; strombasierte Anlagen umfassen Wärmepumpe Luft, Wärmepumpe Erdreich Kollektor, Wärmepumpe Erdreich Sonde, Wärmepumpe Gewässer, Elektrodenkessel; gasbasierte Anlagen umfassen Gaskessel und KWK, zum Einsatz kommen Erdgas, Wasserstoff, Biogas; umweltenergiebasierte Anlagen umfassen Solarthermie und Geothermie ohne Wärmepumpe.

Im Detail bedeutet dies für die einzelnen Anlagentypen:

Gasbasierte Anlagen

Aktuell ist die Fernwärmeversorgung in Thüringen weit überwiegend gasbasiert (Abbildung 2, Abbildung 75). Fossiles Erdgas, das in KWK-Anlagen oder in Gaskesseln zum Einsatz kommt, ist die wichtigste Säule der Wärmeerzeugung im Referenzjahr 2020. Eine thüringenweite Auswertung der konzeptionierten Transformation der Fernwärme zeigt, dass diese Relevanz von gasbasierten Anlagen deutlich zurückgehen wird. Bis zum Jahr 2030 ist von einer Halbierung der mittels gasbasierter Anlagen erzeugten Wärmemenge auszugehen. Bis 2040 wird die durch KWK erzeugte Wärmemenge voraussichtlich auf etwa ein Viertel des Status quo zurückgehen (Abbildung 71).

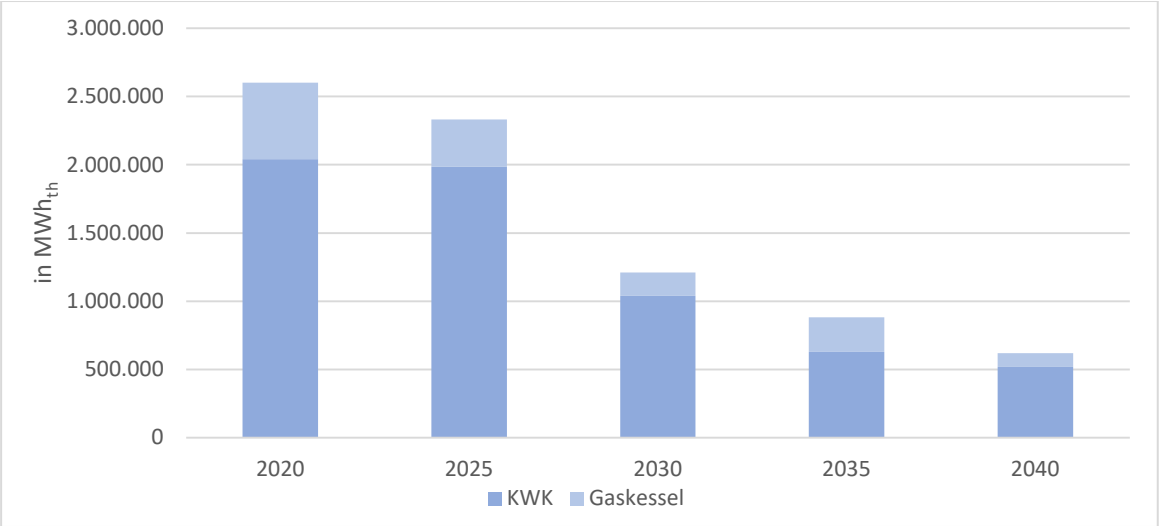


Abbildung 71: Entwicklung der Relevanz gasbasierter Anlagen, nach Wärmemenge (n=31)

Gleichzeitig werden grüne Gase, d. h. grüner Wasserstoff und Biogas, fossiles Erdgas weitreichend substituieren. Der Einsatz von Wasserstoff beginnt voraussichtlich bereits ab 2025, bei einer größeren Zahl an Fernwärmeversorgungsunternehmen kommt Wasserstoff bis Mitte der 2030er Jahre zum Einsatz. Biogas wird ebenfalls einen Beitrag zur Dekarbonisierung der gasbasierten Anlagen leisten und insbesondere 2040 dazu beitragen, etwaige Restemissionen gasbasierter Anlagen in einzelnen Netzen zu reduzieren (Abbildung 72).

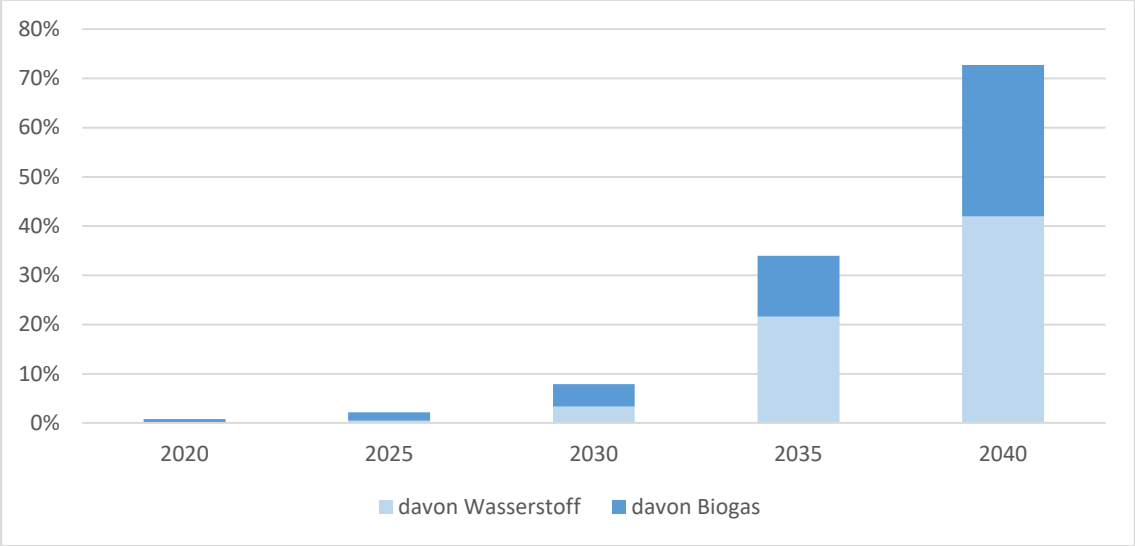


Abbildung 72: Hochlauf grüner Gase gemäß ihrem Anteil an der Wärmemenge von gasbasierten Anlagen (n=31)

Strombasierte Anlagen

Strombasierte Anlagen, d. h. Wärmepumpen mit unterschiedlichen Wärmequellen sowie Elektrodenkessel werden zur wichtigsten Technologie der Wärmewende der Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen aufsteigen und bis 2040 einen großen Teil der Wärmeerzeugung leisten. Insbesondere Elektrodenkessel und Wärmepumpen, welche die Wärme aus Gewässern nutzbar machen, kommen eine große Bedeutung bei der Transformation zu und nehmen in den Planungen die Rolle als wichtigste strombasierte Technologien ein (Abbildung 73).

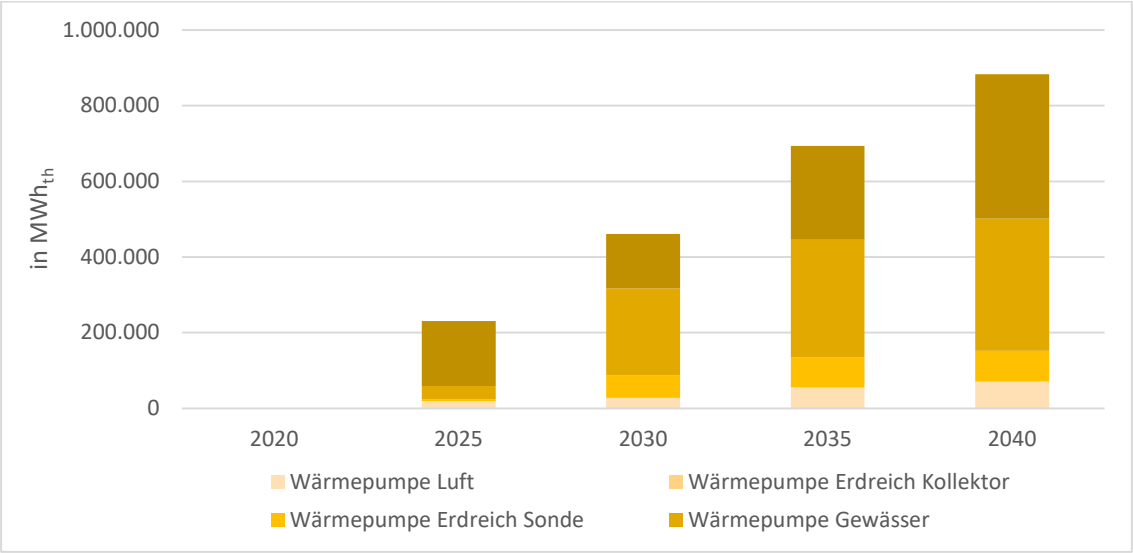


Abbildung 73: Angestrebter Hochlauf strombasierter Wärmeerzeugung (n=31)

Durch den massiven Ausbau an Wärmepumpen und Elektrodenkesseln wird der Strombedarf für die Fernwärmeerzeugung erheblich ansteigen. Da der Betrieb strombasierter Wärmeerzeuger für eine grüne Fernwärmeversorgung auch den Einsatz von Grünstrom erfordert, bedeutet dies einen entsprechend noch dringlicheren Ausbaubedarf von EE-Erzeugungskapazitäten und deren saisonaler Speicherung.

Biomassebasierte Anlagen

Feste Biomasse ist nur begrenzt verfügbar und bedarf einer nachhaltigen Nutzung (vgl. Abschnitt 2.7). Dieser Anforderung trägt auch die geplante Nutzung im Rahmen der Transformationspläne der Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen erkennbar Rechnung. Zwar soll feste Biomasse bis zum Jahr 2040 in knapp einem Viertel der betrachteten Fernwärmenetze zur Wärmeerzeugung zum Einsatz kommen und damit partiell einen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten. Allerdings beträgt die angestrebte Wärmemenge auf Basis der Nutzung von fester Biomasse bis zum Jahr 2040 nach Angaben der Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen nur etwa 4 % der gesamten Wärmemenge.

Biomassebasierte Anlagen werden damit voraussichtlich eine relativ geringe Bedeutung erhalten und die Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen sind bei den Planungen hinsichtlich des Einsatzes von fester Biomasse – im Gegensatz zum Einsatz von Biogas - eher zurückhaltend.

Umweltenergiebasierte Anlagen

Umweltenergiebasierte Anlagen umfassen die Solarthermie und die Tiefengeothermie.

Solarthermie-Anlagen sollen in Thüringen bereits ab 2025 deutlich zugebaut werden und bis zum Jahr 2040 in gut 61 % der betrachteten Netze zur Wärmeversorgung beitragen. Die Bedeutung von Solarthermie wird demnach für die Mehrheit der Netze als hoch eingeschätzt. Auch hinsichtlich der erzielten Wärmemengen kann Solarthermie in diesen Netzen einen relevanten Beitrag leisten, der aber im Vergleich zu den anderen grünen Wärmelösungen dennoch begrenzt ist (Abbildung 74).

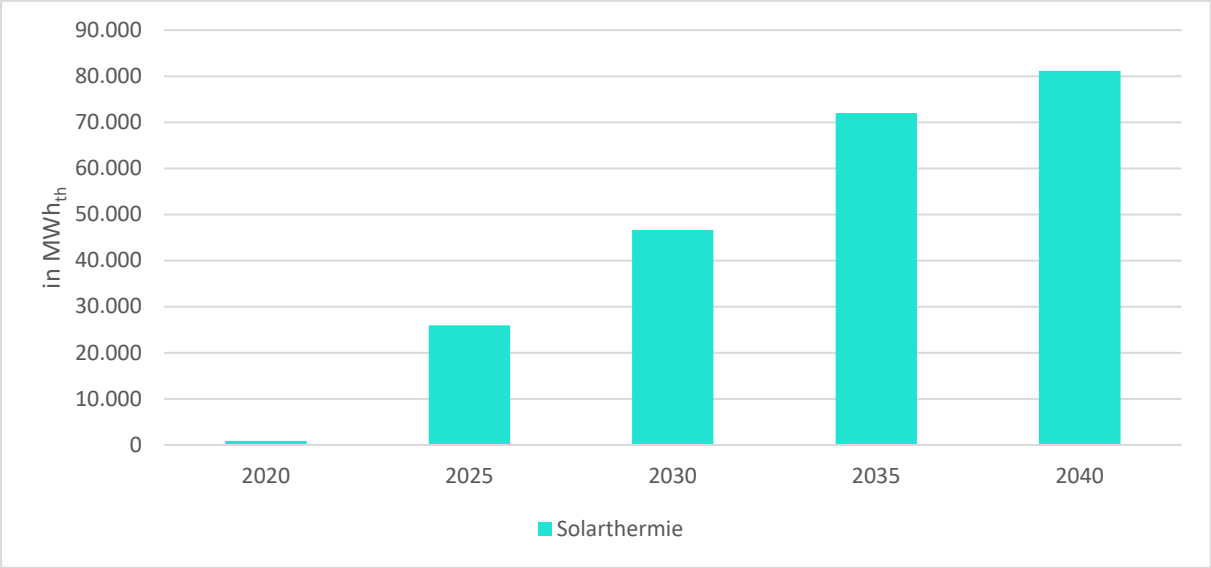


Abbildung 74: Angestrebte Entwicklung der Solarthermie (n=31)

In einem Netz soll Tiefengeothermie zur Wärmeversorgung einen ganz erheblichen Beitrag leisten; insgesamt sind die Fernwärmeversorgungsunternehmen in Thüringen bei ihren Planungen zur Nutzung von Tiefengeothermie derzeit jedoch zurückhaltend.

Unvermeidbare Abwärme

Unvermeidbare Abwärme soll in gut 19 % der Netze genutzt werden. Hinsichtlich der Wärmemenge ist die Bedeutung von unvermeidbarer Abwärme noch deutlich größer. Die Wärmemengen sind – sofern die Begebenheiten vor Ort günstig sind – erheblich und machen die Nutzung unvermeidbarer Abwärme bis 2040 zur zweitwichtigsten Wärmequelle hinter strombasierten Anlagen.

Fazit:

Eine thüringenweite Betrachtung der Transformation der Fernwärmeversorgung hin zu klimaneutraler Wärme zeigt umfassende Veränderungen im Rahmen der anstehenden Dekarbonisierung (Abbildung 75).

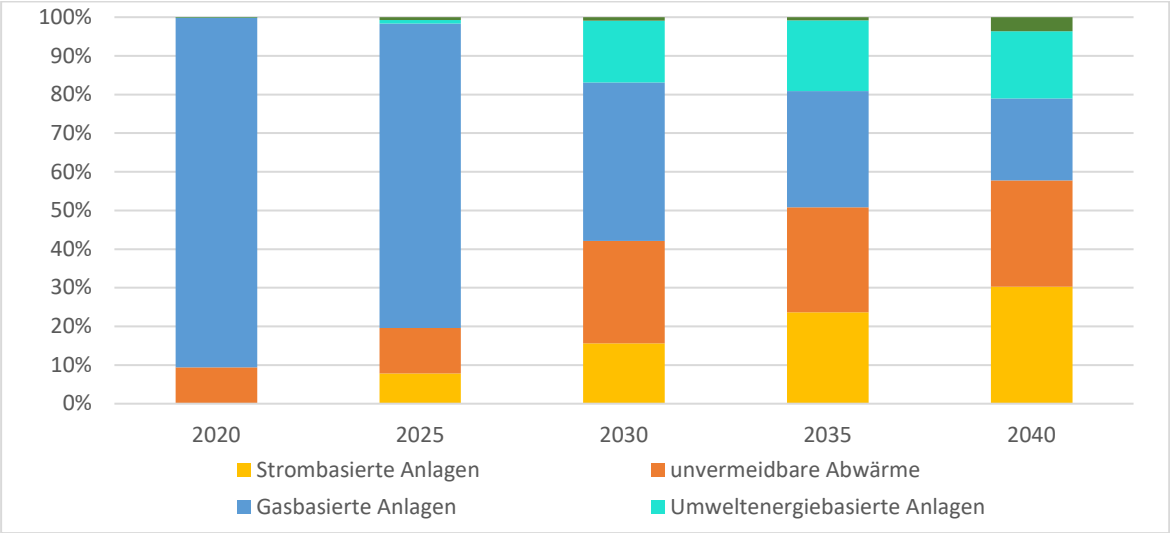


Abbildung 75: Geplante Transformation der Thüringer Fernwärmeversorgung bis 2040 gemäß den Anteilen an der Wärmemenge (n=31)[275]

Deutlich wird dabei:

- **Die Wärmeerzeugung wird diversifizierter**
  Aus der bislang stark auf fossilem Erdgas basierender Wärmeerzeugung wird eine Fernwärme, die sich aus einer Vielzahl an Technologien und erneuerbaren Wärmequellen speist. Unterschiedliche Quellen grüner Wärme werden erschlossen, um die Dekarbonisierung der Fernwärme in Thüringen zu erreichen.
- **Die Wärmeerzeugung wird vor allem strombasiert sein**
  Wärmepumpen und Elektrodenkessel werden zur wichtigsten Technologie für die Erzeugung von grüner Fernwärme. Der Bedarf an EE-Strom wird folglich deutlich steigen.
- **Gas wird weniger genutzt – und damit sinkt auch die gasbasierte Stromerzeugung mittels KWK**
  Die Bedeutung gasbasierter Anlagen wird deutlich zurückgehen, was auch bedeutet, dass die Stromerzeugung mittels KWK erheblich sinken wird. Dennoch werden gasbasierte Anlagen weiterhin einen wichtigen Beitrag zur Wärmeerzeugung leisten.
- **Wasserstoff und Biogas werden zu einer wichtigen Säule der Wärmewende**
  Grüner Wasserstoff und Biogas werden Erdgas sukzessive substituieren, und das bereits zeitnah.

[275] Jeweils Anteile an den Wärmemengen; strombasierte Anlagen umfassen Wärmepumpe Luft, Wärmepumpe Erdreich Kollektor, Wärmepumpe Erdreich Sonde, Wärmepumpe Gewässer, Elektrodenkessel; gasbasierte Anlagen umfassen Gaskessel und KWK, zum Einsatz kommen Erdgas, Wasserstoff, Biogas; umweltenergiebasierte Anlagen umfassen Solarthermie und Geothermie ohne Wärmepumpe.

- **Es gibt keinen Goldstandard für die Wärmewende**
  Die Dekarbonisierung der Fernwärme findet vor Ort statt und erfordert netzspezifische Lösungen, um lokale Begebenheiten hinsichtlich der Wärmeerzeugung und Anforderungen hinsichtlich des Wärmeabsatzes zu berücksichtigen. Dabei sind sämtliche erneuerbaren Potenziale nachhaltig zu nutzen, um das Ziel einer klimaneutralen Fernwärmeversorgung zu erreichen.

6.2 Erforderliche politische Rahmenbedingungen

Kommunale Stadtwerke und regionale Energieversorger sind heute Daseinsfürsorger und werden maßgeblich die Energiewende vor Ort gestalten

Der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine hat einen Epochenbruch eingeleitet. Die Versorgung mit und Beschaffung von günstiger fossiler Energie ist für Deutschland nicht mehr selbstverständlich gewährleistet. In den kommenden Jahren und Jahrzehnten wird diese Energiebeschaffung voraussichtlich verstärkt auf dem Gebiet der EU und der Bundesrepublik selbst stattfinden müssen, statt wie vordem die Frage der günstigen Energiebeschaffung ins Ausland auszulagern. Die Thüringer kommunalen Stadtwerke und regionalen Energieversorger können und müssen diese frei gewordene Rolle des Energiebeschaffers unverzüglich annehmen und danach handeln. Ein wesentlicher Bestandteil wird die Stromerzeugung durch Erneuerbare Energie-Anlagen im Freistaat sein und in der Wärme das Hebeln dieses Stroms über Wärmepumpen um den Faktor zwei bis vier.

Das Vorhandensein von EE-Anlagen und damit die Zugriffsmöglichkeit auf erneuerbare Energien wird sich für Unternehmen sowohl aufgrund von Dekarbonisierungsbestrebungen als auch aufgrund von Preisvorteilen zu einem Standortvorteil für Thüringen entwickeln. Die damit verbundene lokale Wertschöpfung auch in Zusammenarbeit mit nicht-kommunalen Unternehmen vor Ort ist immens und sichert damit Energieverfügbarkeit, Versorgungsstabilität, Wirtschaftswachstum, und schafft Arbeitsplätze und Lebensqualität.

Verbleibendes Zeitfenster für die Wärmewende nutzen

Bei einer ganzheitlichen Betrachtung zur Entwicklung des Freistaates Thüringen ist ein Entgegenwirken von demographischen Entwicklungen, durch Förderungen von Städten und Gemeinden, sowie eine Nutzung des bestehenden Flächenpotenzials als energetischer Standortvorteil erforderlich. Die für eine nachhaltig erfolgreiche Transformation zur Verfügung stehende Zeitspanne wird maßgeblich durch das verbleibende CO_2-Budget sowie die verbleibende produktive Lebensarbeitszeit der Generation der *baby boomer* determiniert, wie durch den anhaltenden Fachkräftemangel deutlich wird. Wie die globalen ökologischen, ökonomischen und politische Dynamiken auf unser Land wirken, hängt wesentlich von unserem zeitnahen Tun oder Unterlassen ab. Zum heutigen Zeitpunkt hat Thüringen alle Voraussetzungen, innerhalb einer Dekade in der Strom- und Wärmeerzeugung weitgehende Unabhängigkeit zu erreichen, temporär Strom auch zu exportieren und ebenso Restbedarf aus der 50-Hz-Regelzone beziehen zu können. Die Risiken adressierend und die Chancen nutzend, wird es möglich, die Spielregeln und Freiheitsgrade der Thüringer Bevölkerung lebenswert und aussichtsreich zu prägen.

Grüne Fernwärme erfordert die Nutzung und Koppelung einer Vielzahl von grünen Technologien und Wärmequellen

Mehr als die Hälfte der Endenergie wird derzeit in Deutschland für die Erzeugung von Wärme verwendet. In Thüringen basiert die Wärmeerzeugung überwiegend auf der Verbrennung von Erdgas. Technisch kann vor allem die Nutzung von Strom aus Windenergie, Solarenergie und Biogas sowie die Nutzung von Tiefengeothermie und Biomasse den Einsatz von Erdgas in der Fernwärme ersetzen. Wirtschaftlich akzeptabel wird der Ersatz dann, wenn leistungsfähige Wärmepumpen Strom aus Erneuerbaren Energien nutzen und (saisonale) Großwärmespeicher die volatile Verfügbarkeit des EE-Stroms ausgleichen. Zusätzlich sollten Elektrodenkessel dann zum Einsatz kommen, wenn andernfalls EE-Anlagen zur Sicherung der Strom-Netzstabilität abgeregelt werden müssten, ihr Einsatz technologisch bedingt erforderlich wird (Prozesswärme) oder wenn sie über eigene EE-Stromerzeuger (Windkraft, PV) gespeist werden können.

Grüne Wärme benötigt grünen Wasserstoff – insbesondere für den Spitzenlastfall

Leistungsfähige Elektrolyseure, die in Thüringen erzeugten Strom aus Erneuerbaren Energien verwenden, sollten künftig grünen Wasserstoff (unter Nutzung der Abwärme zur Erhöhung des Gesamtwirkungsgrades) erzeugen, um Erdgas zu ersetzen und insbesondere in Spitzenbedarfszeiten (z. B. morgens/abends) und -phasen (z. B. kalte Dunkelflaute) KWK-Strom zu erzeugen. Die regionalen Wasserstofferzeugungspotenziale in Thüringen, zusätzlich zu etwaigen Importen, sind dringend zu fördern, um zügig erschlossen zu werden. Hierfür sind enorme, aber leistbare Anstrengungen hinsichtlich Produktion, Transport und Verteilung sowie Anwendung von grünem Wasserstoff notwendig. In der kommunalen Wärmeerzeugung wird Wasserstoff dennoch Erdgas voraussichtlich nicht vollständig ersetzen können. Ihm kommt jedoch die wichtige und herausfordernde Rolle der Spitzenlastdeckung zu. Wer also grüne Wärme fordert, muss den Aufbau regionaler H_2-Infrastrukturen fördern sowie eine Anbindung an eine überregionale Wasserstofftransportinfrastruktur mit entsprechenden Speichern und die Transformation der Gasverteilernetze hin zu Wasserstoffnetzen politisch sicherstellen.

Solar- und Geothermie können einen wichtigen Beitrag leisten – wenn die Rahmenbedingungen geschaffen werden

Solarthermie, mit und ohne Kombination mit saisonalen Wärmespeichern, wird eine wichtige Ergänzung unter günstigen Flächenvoraussetzungen in räumlicher Nähe zu den Wärmenetzen sein. Geeignete Freiflächen müssen priorisiert für Solarthermie- bzw. PV-Anlagen bereitgestellt werden.

Geothermie, und im Speziellen die Tiefengeothermie, kann gebietsabhängig eine ertragsreiche Option in Thüringen sein. Für die Erschließung der Potenziale der Tiefengeothermie bedarf es einer zügigen und umfassenden Sichtung von noch zu DDR-Zeiten zur Kohlenwasserstoffsuche geschossener Seismik-Daten sowie deren Digitalisierung und Reprozessierung mit den Möglichkeiten moderner Datenverarbeitung. Anschließend ist eine systematische geophysikalische Neubewertung zur Erkundung und ggf. Hebung geothermischer Potentiale in Thüringen durchzuführen. Dies sind

notwendige Vorleistungen, um die Chancen zu erhöhen und Risiken zu minimieren für investitionsintensive Erkundungsbohren in großer Tiefe, die im Erfolgsfall für operative tiefengeothermische Bohrungen genutzt werden können. In diesem Fall wird damit eine grundlastfähige, stabile, langfristige, unabhängige und zugleich preisstabile erneuerbare Wärmequelle erschlossen.

Grüne Fernwärme ohne Vervielfachung des EE-Ausbaus in Thüringen nicht erreichbar

Überwiegend wird der Ersatz von Primärenergie dennoch durch Strom aus erneuerbaren Energien für Wärmepumpen erfolgen müssen. Die Überwindung vorhandener Restriktionen und Widerstände ist also für eine signifikante Beschleunigung des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, insbesondere durch PV- und Windkraftanlagen, erfolgsentscheidend, auch für eine erfolgreiche Wärmewende.

Massiver Windkraftausbau hat überragendes öffentliches Interesse

Der Ist-Zustand zeigt, dass in Thüringen der Versuch des Ausweisens von vier Windvorranggebieten zur Beschleunigung des Ausbaus der Windenergie gescheitert ist. Strom aus Windkraftanlagen wird jedoch gebraucht, um den im Winter notwendigen Strom für die Wärmeerzeugung bereitzustellen, weil windreiche Tage und Gradtagszahlen eine hohe Korrelation aufweisen. Zudem liegt die Verfügbarkeit von Windkraftanlagen etwa beim Dreifachen im Vergleich zu PV-Anlagen. Daher können nur mit der Kombination von Windkraftanlagen und elektrischen Wärmepumpen Stromfehlmengen mittels Wärmespeicher und Wasserstoff-KWK ausgeglichen werden. Bezahlbare grüne Fern- und Nahwärme in Thüringen bleibt ohne Vervielfachung des Bestandes an Windkraftanlagen im Freistaat unmöglich. Wird dieser ambitionierte Windkraft-Ausbau nicht schleunigst erreicht, sind die eingereichten Wärmenetzstrategien gemäß § 8 Abs. 5 ThürKlimaG mehrheitlich nicht wirtschaftlich und sozialverträglich umsetzbar. Ohne umfassendes *Repowering* und eine Vervielfachung des Ausbaus der Windkraft in Thüringen wird zudem auch die Sektorenkopplung mit Transport und Verkehr nicht realisierbar sein.

Der Freistaat muss handeln für eine erfolgreiche Wärmewende

Aus dieser Kausalkette leitet die Thüringer Energiewirtschaft folgende Voraussetzungen für die Umsetzbarkeit des Thüringer Klimagesetzes ab:

- Genehmigungsverfahren sowohl für die Errichtung von Windkraftanlagen als auch für den Stromnetzausbau sind zu vereinfachen und zu beschleunigen.
- Mit § 2 EEG 2023 wird anerkannt, dass der EE-Ausbau im öffentlichen Interesse und im Interesse der öffentlichen Sicherheit ist. Damit sind Windvorranggebiete obsolet. Akzeptanzfördernde Maßnahmen sind zudem pauschalen Abstandsregelungen für Windkraftanlagen vorzuziehen.

- Betreiber von Windkraftanlagen sollten betroffene Anrainer mit preiswerter grüner Nahwärme versorgen und Sektorenkopplung hinsichtlich der Elektromobilität vorantreiben. Diese Kompensation ermöglicht es, eventuelle Abstandsregelungen eng zu fassen (determinierter „prohibitiver Abstand“) und zu flexibilisieren (individuell zu verhandelnder „betroffener Abstand“).
- Die Umsetzung kommunaler Wärmeplanung ist zu beschleunigen. Die Akzeptanz von Windkraftanlagen und Flächennutzung für EE-Erzeugungsanlagen vor Ort ist durch Partizipationsmöglichkeiten zu steigern. Die ThürBO ist im Sinne der Förderung von Wärmenetzen zu ertüchtigen. Mitwirkungspflichten für bestehende und zukünftige Anschlussnehmer in der Wärme sowie Betreiber von haustechnischen Anlagen sind entsprechend der Zielstellung einer Senkung von Netzverlusten, Pumpstrom und Temperaturniveaus auszugestalten. Die Unterstützung der Kommunen seitens der ThEGA und LEG kann diese Transformation begleiten.
- Pachtentgelte für Standorte von Windkraftanlagen sind zu begrenzen. Im Einzelfall müssen Zugänglichkeiten zu Standorten und Flächen im Sinne des überragenden öffentlichen Interesses am Ausbau der erneuerbaren Energien zum Wohle der Allgemeinheit auch durchgesetzt werden.
- Thüringer Energieversorgern ist, wenn möglich beschleunigt, ein *local content*-Anteil und Vorkaufsrecht bei allen Windkraftanlagen-Ausbauten einzuräumen, um eine nachhaltige Nutzung der EE-Potenziale im Interesse der Thüringer Bevölkerung und Wirtschaft sicherzustellen. Der individuelle Anteil wird abgeleitet aus der Versorgungsaufgabe. Die WKT Windkraft Thüringen GmbH Co KG, an der bereits 14 Thüringer Energieversorger beteiligt sind, kann ein geeigneter Nukleus für eine *local content*-Umsetzung sein.
- Die Thüringer Energieversorger haben in ihrer Doppelrolle als Infrastrukturdienstleister und Finanzierungsquelle kommunaler sonstiger Daseinsvorsorge durch Vollausschüttung nicht die notwendige Eigenkapitalausstattung für den zusätzlich notwendigen EE-Ausbau. Soll dieser nicht weiterhin fremdbestimmt erfolgen, sollte die Thüringer Aufbaubank nachrangige Darlehen vergeben dürfen. Ein Zuschuss wird nicht immer notwendig sein, da der Ausbau von erneuerbaren Energien in der Mehrheit rentabel ist. Für die Dauer der Bauphase aber ist dieses Darlehen zinslos zu stellen, um die eigenkapitalersetzende Wirkung zu entfalten. Alternative bzw. ergänzende Instrumente wie Bürgschaften sind im Zusammenspiel von Finanzministerium und Thüringer Aufbaubank ebenfalls zu prüfen.
- Im Lichte der Förderkulisse müssen die Förderprogramme weiter verbessert werden. Das BEW-Programm ist bereits ein großer, aber noch nicht ausreichender Schritt. Im Besonderen müssen De-Minimis-Regelungen fallen: Die Erreichung einer klimaneutralen Energieversorgung bedarf Anstrengungen von Energieversorgern aller Größen. Bisher konnten Energieversorgungsunternehmen, die größer als KMUs und kleiner als die großen Verteilnetzbetreiber sind, kaum von Förderprogrammen profitieren. Die anstehenden Großprojekte werden allerdings weder von KMUs (Ingenieurbüro) stemmbar sein, noch haben die großen Energieversorger den detaillierten Einblick in die Lage vor Ort.
- Um die flächendeckende Kopplung der Sektoren Wärme, Strom und Verkehr gleichzeitig voranzutreiben, sind standardisierte Genehmigungsverfahren und -kriterien von Elektrolyse-Anlagen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff zeitnah mit den zugelassenen Überwachungsstellen und dem TLUBN zu erarbeiten. Die Thüringer Energieversorger unterstützen hierbei und binden zugleich die Expertise der Branchenverbände DVGW, AGFW, BDEW mit ein.

- Die Thüringer Staatskanzlei stimmt sich mit TMUEN, TMW, TMIL und TMF ab, koordiniert TLUBN, LVA, ThEGA, TLBV, LEG und Thüringer Aufbaubank zu einer schlagkräftigen, ineinandergreifenden Administration mit klarer Aufgabenteilung um das überragende öffentliche Interesse zum Bau von Windkraftanlagen fokussiert, schnell und rechtssicher durchzusetzen. Die Thüringer Energiewirtschaft steht bereit, diesen Prozess in einem entsprechenden Format aktiv mitzugestalten.
- Thüringen wird als Prosumer Wasserstoff sowohl im- als auch exportieren können und müssen. „Es werde Wasserstoff“ reicht nicht aus, grüner Wasserstoff muss in großen Teilen aus regionalem Strom erzeugt werden, da national andere Branchen (Petrochemie, Erzverhüttung, Zementindustrie, Schwerlastverkehr und *Synfuel* für Flug- und Schiffsverkehr) vorrangig berücksichtigt werden. Daher ist eine frühzeitige Anbindung an das nationale Wasserstoffnetz als Besicherung und Speicherung sinnvoll und notwendig.
- Rechtlicher Handlungsbedarf auf Bundesebene ist über den Bundesrat anzugehen. Auch die Parteien sind gefragt, als erfolgsförderlich erkannte Gesetzesinitiativen bundesweit zu vermitteln, ebenso wie dies die Thüringer Energiewirtschaft über ihre Verbände einbringt.
- Teilen aus regionalem Strom erzeugt werden, da national andere Branchen (Petrochemie, Erzverhüttung, Zementindustrie, Schwerlastverkehr und *Synfuel* für Flug- und Schiffsverkehr) vorrangig berücksichtigt werden. Daher ist eine frühzeitige Anbindung an das nationale Wasserstoffnetz als Besicherung und Speicherung sinnvoll und notwendig.