

Forschungsbericht

**Räumlich detaillierte
Potenzialanalyse der
Fernwärmeversorgung
in Deutschland mit ei-
nem hoch aufgelösten
Energiesystemmodell**

Stephan Kempe

Räumlich detaillierte Potenzialanalyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland mit einem hoch aufgelösten Energiesystemmodell

Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart
zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte
Abhandlung

Vorgelegt von
Stephan Kempe
geboren in Stuttgart

Hauptberichter:	Prof. Dr.-Ing. A. Voß
Mitberichter:	Prof. Dr.-Ing. M. Schmidt
Tag der Einreichung:	02. Juli 2013
Tag der mündlichen Prüfung:	22. Mai 2014

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)
Prof. Dr.-Ing. A. Voß

Abteilung Energiewirtschaft und Systemtechnische Analysen (ESA)
Dr. rer. pol. U. Fahl

2014

ISSN 0938-1228

D 93 (Dissertation der Universität Stuttgart)

Meiner Frau Shirley gewidmet

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart. Mein Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß für die konstruktive Unterstützung und die Übernahme des Hauptberichts. Gleichmaßen danke ich Herrn Prof. Dr.-Ing. Martin Schmidt für die Übernahme des Korreferats.

Herrn Dr.-Ing. Markus Blesl danke ich für die fachliche Betreuung, die wertvollen Anregungen und kritische Durchsicht der Arbeit. Für die freundschaftliche Zusammenarbeit und die zahlreichen wissenschaftlichen Diskussionen möchte ich mich ganz herzlich bei meinen ehemaligen Kolleginnen und Kollegen der Abteilung Energiewirtschaft und Systemtechnische Analyse bedanken.

Ein besonderer Dank gilt allen meinen Freunden und Verwandten für ihr Verständnis und die jederzeit gewährte Unterstützung, insbesondere meiner Frau Shirley, die durch ihre große Geduld und ihren Rückhalt einen wesentlichen Teil am Zustandekommen der Arbeit beigetragen hat.

Stuttgart, im Juli 2014
Stephan Kempe

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	1
1.1. Problemstellung und Motivation	2
1.2. Zielsetzung der Arbeit	3
1.3. Struktur der Arbeit	4
2. Ausgangslage der Wärmewirtschaft in Deutschland	5
2.1. Darstellung des aktuellen Endenergieverbrauchs	5
2.2. Darstellung des aktuellen Wärmeverbrauchs	8
2.2.1. Wärmeverbrauch im Haushaltssektor	9
2.2.2. Wärmeverbrauch im GHD-Sektor	12
2.2.3. Wärmeverbrauch im Industriesektor	14
2.3. Darstellung der Fernwärmeerzeugung	16
2.4. Energierechtliche Rahmenbedingungen	17
2.4.1. Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz	18
2.4.2. Die Energieeinsparverordnung	20
2.4.3. Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz	22
2.4.4. Das Erneuerbare-Wärme-Gesetz in Baden-Württemberg	23
3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen	25
3.1. Wärmebedarfsstrukturen im Haushaltssektor	25
3.1.1. Nutzwärmenachfrage im Haushaltssektor	26
3.1.2. Fernwärmenutzung im Haushaltssektor	43
3.1.3. Entwicklung der Nutzwärmenachfrage und der Potenziale der Fernwärmenutzung im Haushaltssektor	48
3.2. Wärmebedarfsstrukturen im GHD-Sektor	51
3.2.1. Nutzwärmenachfrage im GHD-Sektor	53
3.2.2. Fernwärmenutzung im GHD-Sektor	57
3.3. Wärmebedarfsstrukturen im Industriesektor	59
3.3.1. Nutzwärmenachfrage im Industriesektor	60
3.3.2. Fernwärmenutzung im Industriesektor	64
3.4. Potenziale der Fernwärmenutzung	67

4. Das <i>TIMES-AREA</i> Energiesystemmodell	69
4.1. Der Modellgenerator <i>TIMES</i>	70
4.2. Das regionalisierte Modell <i>TIMES-AREA</i>	71
4.2.1. Anforderungen an das regionalisierte Energiesystemmodell	72
4.2.2. Modelltopologie des regionalisierten Wärmemarkts	74
4.2.3. Abbildung der Ausbaustufen für die Fernwärmenutzung im regionalisierten Wärmemarkt	77
4.2.4. Mathematische Modellbeschreibung	81
5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland	85
5.1. Rahmenannahmen	85
5.1.1. Demographische Annahmen	86
5.1.2. Sozioökonomische Annahmen	87
5.1.3. Annahmen zur Energieträgerpreisentwicklung	89
5.1.4. Energiepolitische Annahmen	90
5.1.5. Annahmen zur Abbildung des europäischen Emissionszertifikatehandels	92
5.1.6. Technische und ökonomische Annahmen von KWK-Anlagen	93
5.1.7. Annahme zum Anlagenbestand von Heizkraftwerken und Heizwerken in den Gemeindekategorien	94
5.2. Szenariendefinition	96
5.3. Referenzszenario (REF)	98
5.3.1. Endenergieverbrauch im Referenzszenario	98
5.3.2. Fernwärmeverbrauch und -bereitstellung im Referenzszenario	106
5.4. Subventionsszenario (SUB)	112
5.4.1. Endenergieverbrauch im Subventionsszenario	112
5.4.2. Fernwärmeverbrauch und -bereitstellung im Subventionsszenario	118
5.5. Treibhausgasminderungsszenario (THG)	122
5.5.1. Endenergieverbrauch im Treibhausgasminderungsszenario	122
5.5.2. Fernwärmeverbrauch und -bereitstellung im Treibhausgasminderungsszenario	128
5.6. Szenarienvergleich	132
5.6.1. Endenergieverbrauch im Szenarienvergleich	132
5.6.2. Fernwärmeverbrauch und -bereitstellung im Szenarienvergleich	137
5.6.3. KWK-Stromerzeugung und Nettostromerzeugung im Szenarienvergleich	143

5.6.4. Emissionen und Systemkosten im Szenarienvergleich	151
6. Schlussbetrachtung	155
Literaturverzeichnis	161
Anhang	175
A. Annahmen für die Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen	175
B. Kostenannahmen	187
C. Modellannahmen	201

Abbildungsverzeichnis

2.1.	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträger bis 2009	6
2.2.	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren bis 2009 . . .	7
2.3.	Endenergieverbrauch nach Anwendungsarten und Anteile der Sektoren am Wärmeverbrauch in 2008	8
2.4.	Endenergieverbrauch der Wärmeanwendungen im Haushaltssektor nach Energieträger	10
2.5.	Anteile der Beheizungssysteme in den Haushalten Deutschlands in 2002 und 2006	11
2.6.	Endenergieverbrauch der Wärmeanwendungen im GHD-Sektor nach Energieträger	13
2.7.	Versorgungsstruktur der Wärmeanwendungen für unterschiedliche Branchen des GHD-Sektors	14
2.8.	Endenergieverbrauch der Wärmeanwendungen im Industriesektor nach Energieträger	15
2.9.	Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Fernwärme und der Wärmenetzeinspeisung	16
3.1.	Bestimmung der Nutzwärmenachfrage des Haushaltssektors nach Gemeinden	26
3.2.	Entwicklung der Wohnflächennachfrage in den Gebäudetypen	33
3.3.	Entwicklung der Anzahl an Wohngebäuden nach Gebäudetypen . .	34
3.4.	Entwicklung der Anzahl an Wohnungen nach Gebäudetypen	35
3.5.	Erscheinungsbild der Siedlungstypen	41
3.6.	Potenzialbestimmung der Fernwärmenutzung zur Wärmebedarfsdeckung in den Haushalten	43
3.7.	Entwicklung der Nutzwärmenachfrage von Wohngebäuden nach Baualtersgruppen	49
3.8.	Entwicklung der Potenziale der Fernwärmenutzung zur Wärmebedarfsdeckung im Haushaltssektor	50
3.9.	Bestimmung der Nutzwärmenachfrage im GHD-Sektor	53
3.10.	Entwicklung der Nutzwärmenachfrage im GHD-Sektor	54

3.11. Sozialversicherungspflichtig beschäftigte Arbeitnehmer nach Wirtschaftszweigen und Gemeindekategorien in 2005	55
3.12. Bestimmung der Fernwärmepotenziale zur Deckung der Nutzwärmenachfrage im GHD-Sektor	58
3.13. Entwicklung der Potenziale der Fernwärmenutzung zur Wärmebedarfsdeckung im GHD-Sektor	59
3.14. Entwicklung der Nutzwärmenachfrage in den Industriebereichen . .	60
3.15. Entwicklung der Anzahl an Erwerbstätigen in den Industriebranchen	62
3.16. Bestimmung der Nutzwärmenachfrage der Industrie in den Gemeinden	63
3.17. Nutzwärmenachfrage der Industriebereiche nach unterschiedlichen Temperaturbereichen im Jahr 2005	66
3.18. Entwicklung der Potenziale der Fernwärmenutzung zur Wärmebedarfsdeckung im Industriesektor	67
3.19. Entwicklung der Potenziale der gesamten Fernwärmenutzung zur Wärmebedarfsdeckung in den Verbrauchssektoren	68
4.1. Topologie des Energiesystemmodells <i>TIMES-AREA</i>	75
4.2. Erzeugungs-, Verteilungs- und Verbrauchsstrukturen des Wärmesektors einer Gemeindekategorie im Modell <i>TIMES-AREA</i>	76
4.3. Spezifische Kosten der Fernwärmeverteilung für die verschiedenen Siedlungstypen	79
4.4. Exemplarische Kosten-Potenzial-Kurve zur Abbildung der Ausbaustufen der Fernwärmeversorgung 2015 in Stuttgart	80
5.1. Unterstellte Preisentwicklung der Energieträger	89
5.2. Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Haushaltssektors nach Energieträger im Referenzszenario	100
5.3. Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Haushaltssektors nach Energieträger in den Gemeindekategorien im Referenzszenario . . .	101
5.4. Entwicklung des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors nach Energieträger im Referenzszenario	102
5.5. Entwicklung des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors nach Energieträger in den Gemeindekategorien im Referenzszenario	104
5.6. Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Industriesektors nach Energieträger im Referenzszenario	105
5.7. Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Industriesektors nach Energieträger in den Gemeindekategorien im Referenzszenario . . .	106
5.8. Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Fernwärme nach Sektoren im Referenzszenario	107

5.9. Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Fernwärme nach Sektoren in den Gemeindekategorien im Referenzszenario	108
5.10. Entwicklung der Fernwärmeerzeugung nach Anlagentechnologie im Referenzszenario	109
5.11. Entwicklung der Fernwärmeerzeugung nach Anlagentechnologie in den Gemeindekategorien im Referenzszenario	111
5.12. Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Haushaltssektors nach Energieträger im Subventionsszenario	113
5.13. Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Haushaltssektors nach Energieträger in den Gemeindekategorien im Subventionsszenario .	113
5.14. Entwicklung des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors nach Energieträger im Subventionsszenario	115
5.15. Entwicklung des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors nach Energieträger in den Gemeindekategorien im Subventionsszenario	116
5.16. Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Industriesektors nach Energieträger im Subventionsszenario	117
5.17. Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Industriesektors nach Energieträger in den Gemeindekategorien im Subventionsszenario .	117
5.18. Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Fernwärme nach Sektoren im Subventionsszenario	119
5.19. Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Fernwärme nach Sektoren in den Gemeindekategorien im Subventionsszenario	120
5.20. Entwicklung der Fernwärmeerzeugung nach Anlagentechnologie im Subventionsszenario	121
5.21. Entwicklung der Fernwärmeerzeugung nach Anlagentechnologie in den Gemeindekategorien im Subventionsszenario	121
5.22. Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Haushaltssektors nach Energieträger im Treibhausgasminderungsszenario	124
5.23. Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Haushaltssektors nach Energieträger in den Gemeindekategorien im Treibhausgasminderungsszenario	124
5.24. Entwicklung des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors nach Energieträger im Treibhausgasminderungsszenario	125
5.25. Entwicklung des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors nach Energieträger in den Gemeindekategorien im Treibhausgasminderungsszenario	126
5.26. Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Industriesektors nach Energieträger im Treibhausgasminderungsszenario	127

Abbildungsverzeichnis

5.27. Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Industriesektors nach Energieträger in den Gemeindekategorien im Treibhausgasminderungsszenario 128

5.28. Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Fernwärme nach Sektoren im Treibhausgasminderungsszenario 129

5.29. Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Fernwärme nach Sektoren in den Gemeindekategorien im Treibhausgasminderungsszenario 129

5.30. Entwicklung der Fernwärmeerzeugung nach Anlagentechnologie im Treibhausgasminderungsszenario 130

5.31. Entwicklung der Fernwärmeerzeugung nach Anlagentechnologie in den Gemeindekategorien im Treibhausgasminderungsszenario 131

5.32. Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Haushaltssektors nach Energieträger in den Szenarien 133

5.33. Entwicklung des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors nach Energieträger in den Szenarien 135

5.34. Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Industriesektors nach Energieträger in den Szenarien 136

5.35. Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Fernwärme nach Sektoren in den Szenarien 137

5.36. Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Fernwärme nach Sektoren in den Gemeindekategorien in den Szenarien 138

5.37. Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Fernwärme nach Sektoren in „Großstädte ab 400 00 Einwohner“ und Hamburg und Stuttgart 139

5.38. Entwicklung der Fernwärmeerzeugung nach Anlagentechnologie in den Szenarien 141

5.39. Entwicklung der Fernwärmeerzeugung nach Anlagentechnologie in den Gemeindekategorien in den Szenarien 142

5.40. Entwicklung der Fernwärmeerzeugung nach Anlagentechnologie in „Großstädte ab 400 00 Einwohner“ und Hamburg und Stuttgart . . 144

5.41. Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Energieträger in den Szenarien 145

5.42. Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Energieträger in den Gemeindekategorien in den Szenarien 147

5.43. Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Energieträger in „Großstädte ab 400 000 Einwohner“ und Hamburg und Stuttgart . . 148

5.44. Entwicklung der gesamten Nettostrombereitstellung in den Szenarien 150

5.45. Entwicklung der Treibhausgasemissionen in den Szenarien 151

5.46. Entwicklung der Energiesystemmehrkosten in den Szenarien 153

6.1. Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Fernwärme in den Szenarien gegenüber dem ermittelten Potenzial der Fernwärmenutzung bei einem unterstellten Nutzungsgrad von 90 %	158
A.1. Kosten-Potenzial-Kurven zur Abbildung der Ausbaustufen der Fernwärmeversorgung in 2010 exemplarischer Gemeinden	198
A.2. Kosten-Potenzial-Kurven zur Abbildung der Ausbaustufen der Fernwärmeversorgung in 2020 exemplarischer Gemeinden	198
A.3. Kosten-Potenzial-Kurven zur Abbildung der Ausbaustufen der Fernwärmeversorgung in 2030 exemplarischer Gemeinden	199
A.4. Kosten-Potenzial-Kurven zur Abbildung der Ausbaustufen der Fernwärmeversorgung in 2040 exemplarischer Gemeinden	199
A.5. Kosten-Potenzial-Kurven zur Abbildung der Ausbaustufen der Fernwärmeversorgung in 2050 exemplarischer Gemeinden	200

Tabellenverzeichnis

2.1. Zuschlagszahlungen nach dem novellierten KWK-Gesetz	19
3.1. Baualtersklassen des Gebäudebestands der alten Bundesländer	28
3.2. Baualtersklassen des Gebäudebestands der neuen Bundesländer	30
3.3. Durchschnittlicher spezifischer Raumwärmebedarf der Gebäude der alten Bundesländer in 2005	37
3.4. Durchschnittlicher spezifischer Raumwärmebedarf der Gebäude der neuen Bundesländer in 2005	37
3.5. Wärmedurchgangskoeffizienten von Bauteilen nach verschiedenen Energiestandards und unterstellter Fortschreibungen	39
3.6. Technische Lebensdauer der Bauteile	40
3.7. Gemeindekategorien in 2005	42
3.8. Kenngrößen der mit Fernwärme versorgten Gemeinden, nach Ge- meindekategorie in 2005/2006	45
3.9. Klassifikation der Wirtschaftszweige	52
3.10. Spezifische Kennwert je Beschäftigte (BS) und absoluter Nutzwär- mebedarf der Wirtschaftszweige im GHD-Sektor in 2005	56
3.11. Anzahl der Erwerbstätigen in den Gemeindekategorien und Indus- triebereichen in 2005	64
3.12. Spezifische Bedarfskennwerte pro Erwerbstätige und absoluter Nutz- wärmebedarf der Industriebereiche in 2005	65
5.1. Demographische Rahmenannahmen	87
5.2. Sozioökonomische Rahmenannahmen	88
5.3. Unterstellte Mindeststromerzeugung aus erneuerbaren Energien	91
5.4. Unterstellte Mindestverbrauchsanteile von Biomasse, Solarthermie und Wärmepumpen am Endenergieverbrauch der Wärme von Neu- bauten	92
5.5. Unterstellte Höchstwerte der CO ₂ -Emissionen in den ETS-Sektoren	92
5.6. Thermische Engpassleistung und Wärmenetzeinspeisung der Heiz- kraftwerke und Heizwerke nach Gemeindekategorien in 2005/2006	96

Tabellenverzeichnis

5.7. Unterschiede in den Szenarien	98
5.8. Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Sektoren im Referenzszenario	99
5.9. Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Sektoren im Subventionsszenario	112
5.10. Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Sektoren im Treibhausgasminderungsszenario	123
A.1. Baualtersstruktur der Wohngebäude in den alten Bundesländern . . .	175
A.2. Baualtersstruktur der Wohngebäude in den neuen Bundesländern . . .	175
A.3. Neubauquoten der Wohngebäude in den alten Bundesländern	176
A.4. Neubauquoten der Wohngebäude in den neuen Bundesländern	176
A.5. Umbauquoten der Wohngebäude in den alten Bundesländern	177
A.6. Umbauquoten der Wohngebäude in den neuen Bundesländern	177
A.7. Abrissquoten der Wohngebäude in den alten Bundesländern	178
A.8. Abrissquoten der Wohngebäude in den neuen Bundesländern	178
A.9. Berechnungsverfahren zur Bestimmung des Heizwärmebedarfs des Einfamiliengebäudes „EFH 1979-1984“	179
A.9. Berechnungsverfahren zur Bestimmung des Heizwärmebedarfs des Einfamiliengebäudes „EFH 1979-1984“	180
A.9. Berechnungsverfahren zur Bestimmung des Heizwärmebedarfs des Einfamiliengebäudes „EFH 1979-1984“	181
A.10. Beschreibung der Siedlungstypen	182
A.11. Anteil der Siedlungstypen (ST0 bis ST6) an der Siedlungsfläche exemplarischer Gemeinden (<i>Teil 1</i>)	184
A.12. Anteil der Siedlungstypen (ST7 bis ST12) an der Siedlungsfläche exemplarischer Gemeinden (<i>Teil 2</i>)	184
A.13. Anteil der Fernwärmeversorgung in den Siedlungstypen (ST0 bis ST6) (<i>Teil 1</i>)	185
A.14. Anteil der Fernwärmeversorgung in den Siedlungstypen (ST7 bis ST12) (<i>Teil 2</i>)	185
A.15. Anteil der Fernwärmeversorgung in den Siedlungstypen von Neubausiedlungen	186
A.16. Korrekturfaktoren der spezifischen Prozesswärmenachfrage nach Gemeindekategorien	186
A.17. Spezifische Erschließungskosten der Siedlungstypen ST1 bis ST7a in 2010 (<i>Teil 1</i>)	188

A.18. Spezifische Erschließungskosten der Siedlungstypen ST7b bis ST5bNeu in 2010 (<i>Teil 2</i>)	189
A.19. Spezifische Erschließungskosten der Siedlungstypen ST1 bis ST7a in 2020 (<i>Teil 1</i>)	190
A.20. Spezifische Erschließungskosten der Siedlungstypen ST7b bis ST5bNeu in 2020 (<i>Teil 2</i>)	191
A.21. Spezifische Erschließungskosten der Siedlungstypen ST1 bis ST7a in 2030 (<i>Teil 1</i>)	192
A.22. Spezifische Erschließungskosten der Siedlungstypen ST7b bis ST5bNeu in 2030 (<i>Teil 2</i>)	193
A.23. Spezifische Erschließungskosten der Siedlungstypen ST1 bis ST7a in 2040 (<i>Teil 1</i>)	194
A.24. Spezifische Erschließungskosten der Siedlungstypen ST7b bis ST5bNeu in 2040 (<i>Teil 2</i>)	195
A.25. Spezifische Erschließungskosten der Siedlungstypen ST1 bis ST7a in 2050 (<i>Teil 1</i>)	196
A.26. Spezifische Erschließungskosten der Siedlungstypen ST7b bis ST5bNeu in 2050 (<i>Teil 2</i>)	197
A.27. Entwicklung der technischen und ökonomischen Kenndaten von KWK-Anlagen	201
A.28. Entwicklung der technischen und ökonomischen Kenndaten von KWK-Anlagen mit CO_2 -Abscheidung	202
A.29. Entwicklung der technischen und ökonomischen Kenndaten von Blockheizkraftwerken	203

Symbolverzeichnis

Abkürzungen

CH_4	Methan
CO_2	Kohlenstoffdioxid
FKW/PFC	Perfluorierte Kohlenwasserstoffe
$H - FKW/HFC$	Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe
N_2O	Distickstoffoxid
SF_6	Schwefelhexafluorid
ABL	Alte Bundesländer
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AGFW	AGFW Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.
B.KWK	Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V.
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BDH	Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen
BWS	Bruttowertschöpfung
CCS	Carbon Dioxide Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Endenergieverbrauch
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EEX	European Energy Exchange (Leipziger Strombörse)
EFH	Einfamilienhaus

Symbolverzeichnis

EFOM	Energy Flow Optimization Modell
EnBW	Energie Baden-Württemberg AG
EnEV	Energieeinsparverordnung
ETS	Europäischer Emissionszertifikatehandel
ETSAP	Energy Technology Systems Analysis Programme
EWärmeG	Erneuerbare-Wärme-Gesetz in Baden-Württemberg
FW	Fernwärme
GAMS	General Algebraic Modeling System
GGLP	Gemischt ganzzahlige lineare Programmierung
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
GK	Gemeindekategorie
GMH	Großes Mehrfamilienhaus
GT-AHK	Gasturbine mit Abhitzekeessel
GuD-HKW	Gas- und Dampfturbinen-Heizkraftwerk
HeizAnlV	Heizungsanlagenverordnung
HH	Haushalt
HT	Hochtemperatur $T > 400^{\circ}\text{C}$
IEA	Internationalen Energieagentur
IEKP	Integriertes Energie- und Klimaprogramm
IWU	Institut Wohnen und Umwelt
KMH	Kleines Mehrfamilienhaus
KMR	Kunststoffmantelrohre
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MARKAL	MARKet ALlocation
MT	Mitteltemperatur $100^{\circ}\text{C} < T \leq 400^{\circ}\text{C}$
NBL	Neue Bundesländer
NT	Niedertemperatur $T \leq 100^{\circ}\text{C}$
PJ	Petajoule
Pkm	Personenkilometer
PMR	Polymere Verbundsysteme
RDH	Reihendoppelhaus
RES	Referenzenergiesystem
ST	Siedlungstyp

T	Tausend
THG	Treibhausgas
TIMES	The Integrated Market Eform System
tkm	Tonnenkilometer
WDVS	Wärmedämmverbundsystem
WSchV	Wärmeschutzverordnung
WZ	Wirtschaftszweig
ZFH	Zweifamilienhaus

Indizes

<i>c</i>	Commodity
<i>p</i>	Prozess
<i>r</i>	Gemeindekategorie
<i>t</i>	Zeitperiode

Formelzeichen

<i>a</i>	Annuitätenfaktor
<i>cges_cst</i>	Gesamtsystemkosten
<i>d</i>	Diskontierungsfaktor
<i>fom_cst</i>	Feste Betriebskosten
<i>imp_cst</i>	Importkosten
<i>inv_cst</i>	Investitionskosten
<i>ncap_cst</i>	Zubaukosten
<i>ncap_disc</i>	Zubaukapazität
<i>ps</i>	Restwert
<i>T</i>	Temperatur
<i>var_cst</i>	Variable Betriebskosten
<i>VAR_NCAP</i>	Zubauvariable
<i>VAR_NDSC</i>	Diskrete Entscheidungsvariable
<i>z</i>	Diskontrate

Kurzfassung

Die regionalen Entwicklungsmöglichkeiten der Kraft-Wärme-Kopplung und der Fernwärmeversorgung in Deutschland werden unter umwelt- und energiepolitischer Rahmenannahmen untersucht. Ausgehend von der Bedarfsseite wird die Wärmefachfrage in den Verbrauchssektoren (Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistung und Industrie) durch geeignete Indikatoren ermittelt. Die Entwicklung der Potentiale der Fernwärmenutzung zur Deckung der Wärmefachfrage leitet sich von der Entwicklung der Nutzwärmefachfrage ab. Die Untersuchung der regionalen Wärmebedarfsstrukturen erfolgt anhand acht unterschiedlicher Gemeindekategorien in die die Gemeinden Deutschlands nach ihrer Einwohnergröße eingeteilt wurden. Die ermittelten Werte der technisch erschließbaren Potentiale der Fernwärmenutzung fließen als Obergrenzen der Fernwärmeversorgung in das entwickelte Energiesystemmodell *TIMES-AREA* ein. Mit Hilfe der modellgestützten Energiesystemanalyse wird die wirtschaftliche Fernwärmeversorgung und Entwicklung der KWK-Anlagen in den Gemeindekategorien aufgezeigt. Eine Szenarienanalyse stellt den Einfluss einer Förderung für den Ausbau von Fernwärmenetzen und der Minderung an Treibhausgasen auf den Einsatz von KWK-Anlagen dar. Im Subventionsszenario (SUB) liegen die Kosten der Fernwärmeversorgung um 30 % unter denen des Referenzszenarios (REF), das die Fortsetzung der Energiepolitik vom Ende des letzten Jahrzehnts beschreibt. Im Treibhausgasminderungsszenario (THG) ist ein Minderungspfad an Treibhausgasen gegenüber 1990 vorgegeben. Das von der Bundesregierung angestrebte Ziel den KWK-Strom bis 2020 auf einen Anteil von mindestens 25 % der Nettostromerzeugung zu erhöhen wird verfehlt: Die Anteile liegen 2020 bei 18,8 % (REF), 23,6 % (SUB) und 19,8 % (THG). In der Entwicklung bis 2050 findet die größte KWK-Stromerzeugung von 133 TWh in 2030 im Subventionsszenario statt. Erdgas-KWK-Anlagen tragen am meisten zur KWK-Stromerzeugung bei. Deren Anteile liegen zwischen 2010 und 2050 durchschnittlich bei 34,0 % (THG) und 65,3 % (SUB). Ab 2030 werden Erdgas-KWK-Anlagen zunehmend durch Biomasse- und Biogas-KWK-Anlagen verdrängt.

Abstract

The development of regional potentials of combined heat and power and district heating in Germany are analyzed concerning the environmental and energy policy framework. On the view of the demand side the heat consumptions of the sectors (households, businesses, trade, services and industry) are determined by appropriate indicators. The development of the potential of district heating is derived from the development of the heat demand. The analysis of the regional heat demand structures is based on eight different community categories in which the German communities were classified according to their population size. The determined values of the technical exploitable potentials of the district heating are given as upper limits of the district heating supply to the developed energy system model *TIMES-AREA*. By means of the model-based analysis of the energy system, the economic development of the district heating and CHP plants is shown in the community categories. The impact of funding for the expansion of district heating networks and the reduction of greenhouse gases to the use of CHP plants are investigated by a scenario analysis. The cost of the district heating supply of the subsidy scenario (SUB) are about 30 % lower as the cost of the reference scenario (REF). The REF describes the continuation of the energy policy of the end of the last decade. In the greenhouse gas reduction scenario (THG) a path is given which directs the reduction of greenhouse gases compared to 1990. The target of the Federal Government to increase the CHP electricity amount to at least 25 % of the net electricity amount in 2020 failed: the shares in 2020 are 18,8 % (REF), 23,6 % (SUB) and 19,8 % (THG). In the development to 2050 the largest amount of CHP electricity of about 133 TWh is shown 2030 in the subsidy scenario. Natural gas cogeneration plants contribute most to the CHP electricity generation. Between 2010 and 2050 their averaged shares to the CHP electricity are 34,0 % (THG) and 65,3 % (SUB). From 2030 natural gas cogeneration plants are incrementally displaced by biomass and biogas cogeneration plants.

1. Einleitung

In den vergangenen Jahren haben sich die Rahmenbedingungen und das Marktumfeld der Energiewirtschaft auf nationaler, europäischer und internationaler Ebene grundlegend verändert. Während in den 50er und 60er Jahren vor allem die Bereitstellung des Energieangebots im Vordergrund stand, lag in den 70er und 80er Jahren der Fokus, ausgelöst durch die Ölpreiskrisen, bei der Versorgungssicherheit und den Energiekosten. Gegenwärtig sind die Aspekte des Umwelt- und Klimaschutzes hinzugekommen und stellen große Herausforderungen an die Energiepolitik. Neben der Klimaproblematik ist in Deutschland eine zunehmende Importabhängigkeit von wenigen Energielieferländern zu beobachten. In 2009 stiegen die Nettoimporte¹ gegenüber 1990 um 14,5 Prozentpunkte auf über 71 % an /BMWi, 2011/. Zudem liegen die Energie exportierenden Gebiete häufig in politisch instabilen Regionen, deren energiepolitische Spannungen – wie z. B. die Golfkriege 1980-88 bzw. 1990/91 und der Irakkrieg 2003, sowie der Gaslieferstreit zwischen dem russischen Gazprom-Konzern und Weißrussland Anfang 2009 – sich hierzulande in steigenden Energieträgerpreisen auswirken.

Bei der Verbrennung fossiler Energien entsteht Kohlenstoffdioxid, das wesentlich zum Treibhauseffekt beiträgt. Um einen Klimawandel abzuwenden und um die Importabhängigkeit Deutschlands von unsicheren Lieferländern zu reduzieren, muss die bisherige Struktur im Energiebereich neu bewertet werden. Die Formulierung energiepolitischer Strategien und Konzepte zur Erreichung einer klimaverträglichen Energieversorgung stellt dabei stets ein Kompromiss zwischen dem technisch Möglichen, dem wirtschaftlich Darstellbaren und dem ökologisch Effizienten dar. Um Marktteilnehmern eine verlässliche Basis für Investitionsentscheidungen zu bieten, ist zudem eine langfristig orientierte und berechenbare Energiepolitik, die die Zusammenhänge und Wechselwirkungen gegeneinander abwägt, erforderlich.

Im Frühjahr 2007 hat der Europäische Rat der Staats- und Regierungschefs mit der Festlegung ambitionierter Klimaziele die Weichen für eine integrierte europäische

¹ Anteil des Primärenergieverbrauchs, aus Einfuhr abzüglich Ausfuhr und Bunkervorkommen.

1. Einleitung

Energie- und Klimapolitik gestellt. Die mit „20-20-20“ beschriebene Maxime kennzeichnet die Zielsetzung der EU-Mitgliedstaaten bis 2020 gegenüber 1990 um 20 % weniger Kohlenstoffdioxid zu emittieren und den Anteil an erneuerbaren Energien an der Energiebereitstellung auf 20 % zu erhöhen. Um diese Bestrebungen zu erreichen, hat die Bundesregierung im August 2007 das als Meseberger Beschlüsse bezeichnete Programm für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm (IEKP) vereinbart. Das Ziel ist die Umsetzung der Energiewende. Um diese zu erreichen wurden 29 Einzelmaßnahmen festgelegt, die bis zu 270 Mio. t CO₂-Emissionen pro Jahr einsparen sollen /BMWi, 2007/. Die Schwerpunkte liegen im Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, in der bevorzugten Nutzung regenerativer Energiequellen und in der Erhöhung der Energieeffizienz.

Um das Potenzial der KWK-Anlagen bezüglich der Stromeinspeisung und der Reduktion an Kohlenstoffemissionen zu untersuchen, wurde in 2006 vom Bundeswirtschaftsministerium eine Potenzialanalyse /Eikmeier u. a., 2006/ in Auftrag gegeben. Das Ergebnis der Studie stellt bis 2020 ein KWK-Potenzial dar, mit dem sich etwa 32 % des gesamten Nutzwärmeverbrauchs decken und etwa 57 % der Bruttostromerzeugung erschließen ließe. Mit dem Potenzial könnte eine Primärenergieeinsparung von 170 TWh/a und eine Verminderung von über 50 Mio. t/a an CO₂-Emissionen realisiert werden. Die Studie räumt allerdings ein, dass eine große Differenz zwischen dem erschließbaren und dem bislang realisierten KWK-Potenzial bestehe und bezeichnet die zu hohen Renditeerwartungen der Entscheidungsträger als das Haupthindernis für den Ausbau der KWK-Anlagen (vgl. hierzu auch /Ziesing, 2008/).

1.1. Problemstellung und Motivation

Die anvisierte Einsparung durch Kraft-Wärme-Kopplung bedarf eines verstärkten Ausbaus von Heizkraftwerken. Von der Bundesregierung wird bis 2020 ein Beitrag der KWK-Anlagen an der Stromerzeugung von mindestens 25 % angestrebt. Dies entspräche einer Verdopplung des bisherigen KWK-Stroms. Um Heizkraftwerke wirtschaftlich zu betreiben sind möglichst viele Volllaststunden notwendig. Einen finanziellen Anreiz für das Betreiben von KWK-Anlagen schafft das Anfang 2009 novellierte Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, das je nach Anlagengröße den ins Stromnetz eingespeiste KWK-Strom vergütet. Voraussetzung für die Förderung ist die Erzeugung von KWK-Strom, d. h. der Anteil des Stroms aus KWK-Anlagen bei paralleler Wärmeentwicklung. Ein wirtschaftlicher Betrieb von KWK-Anlagen beruht deshalb auf einer gleichzeitigen Strom- und Wärmeerzeugung, was eine

entsprechende Bedarfsabnahme voraussetzt /Zschernig, 2001/. Ein effizienter Einsatz der Anlagen ist somit eng an die Bedarfsanforderungen und Kostenstruktur des Wärmemarktes gebunden. Die Fernwärmeversorgung orientiert sich eng an die regionale Erzeugungs-, Verteilungs- und Verbrauchssituation und deren Entwicklungsmöglichkeiten /ASUE, 2003/. Das Bestreben der Bundesregierung den KWK-Anteil zu erhöhen, ist deshalb an die Fragestellung nach den Ausbaumöglichkeiten der KWK-Anlagen und dem zukünftigen Fernwärmepotenzial geknüpft. Das Potenzial der Fernwärmeversorgung hängt außerdem von den städtebaulichen Siedlungsstrukturen und den Bedarfsstrukturen der Haushalte, des Gewerbes, Handels und Dienstleistungssektors sowie der Industrie ab und fällt aufgrund geographischer Gegebenheiten regional sehr unterschiedlich aus.

Um Entscheidungsoptionen und Handlungsempfehlungen im energiewirtschaftlichen Kontext aufzuzeigen, kommen in der Regel rechnergestützte Optimierungsmodelle zur Anwendung. In den Modellen ist das komplexe Energiesystem in unterschiedliche Bestandteilen mit Interaktionen der Sektoren untereinander abgebildet. Damit können Fragestellungen nach der optimalen Ausgestaltung der Energieversorgung unter unterschiedlichen wirtschaftspolitischen und ökologischen Rahmenbedingungen dargestellt werden. Die derzeitigen Energiesystemmodelle haben allerdings Defizite: Die Modelle bilden den Wärmemarkt sowohl in der Erzeugung als auch in der Verteilung aggregiert ohne ausreichender Berücksichtigung regionaler Siedlungsstrukturen ab. Dadurch lassen sich Entwicklungsmöglichkeiten der Fernwärmeversorgung und Zubauoptionen von KWK-Anlagen in einzelnen Gebieten nicht separat darstellen. In bisherigen Optimierungsmodellen sind die Entwicklungspotenziale der Fernwärmeversorgung entweder für Deutschland im Gesamten oder für einzelne Gebiete im Besonderen abgebildet.

1.2. Zielsetzung der Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit besteht darin die regionalen Entwicklungsmöglichkeiten der KWK-Anlagen und der Fernwärmeversorgung in Deutschland unter Berücksichtigung umwelt- und energiepolitischer Rahmenbedingungen aufzuzeigen. Es soll untersucht werden, ob für die angestrebte Verdopplung des KWK-Stroms bis 2020 die bisher geltenden gesetzlichen Regelungen zur Förderung von KWK-Anlagen und der Fernwärmenetze ausreichen. Zudem sollen die Auswirkungen einer restriktiv ausgerichteten Klimapolitik auf die Entwicklung der KWK-Anlagen analysiert werden. Als wesentlichen Bestandteil beinhaltet die Arbeit die modellgestützte

1. Einleitung

Analyse mit Hilfe des Optimierungsmodells *TIMES-AREA*. Grundlage dieses Modells war das Deutschlandmodell *TIMES-D* /Remme, 2006/, das entsprechend den Anforderungen für die Beantwortung der Fragestellung weiterentwickelt wurde. Mit Hilfe der Energiesystemanalyse werden z. B. die Wettbewerbssituation der Wärmeerzeugungsanlagen untereinander und gegenüber Energieeinsparmaßnahmen und die sektorübergreifenden Wechselwirkungen berücksichtigt.

1.3. Struktur der Arbeit

Zunächst wird in Kapitel 2 ein Überblick über den gegenwärtigen Wärmeverbrauch und die Fernwärmeversorgung in Deutschland gegeben. Die auf die Wärmeversorgung Einfluss nehmenden Gesetze werden kurz erläutert. Das Potenzial der Fernwärmeversorgung beruht auf der Ermittlung des Nutzwärmebedarfs. Dazu wird in Kapitel 3 ein Verfahren beschrieben, das mit Hilfe entsprechender Indikatoren Rückschlüsse auf den Wärmebedarf zieht. Während die Bestimmung der Nutzwärme im Haushaltssektor auf den spezifischen Wärmebedarf definierter Wohngebäude beruht, ist für den Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektor sowie den Industriesektor ein Ansatz gewählt, der über die Anzahl sozialversicherungspflichtig beschäftigter Arbeitnehmer den Wärmebedarf ableitet. Der Schwerpunkt der Untersuchung liegt auf der Wärmebedarfsanalyse im Haushaltssektor. Die regionalen Unterschiede in der Wärmeversorgung erfordern eine Untersuchung auf Gemeindeebene. Dazu wurde ein Rechenalgorithmus entwickelt, der Siedlungsstrukturen ausgewählter Gemeinden analysiert und auf die Wärmenachfrage aller Gemeinden schließt. Das technisch erschließbare Fernwärmepotenzial und dessen Entwicklungspotenzial wird in Kapitel 3 dargestellt. In Kapitel 4 wird das Energiesystemmodell *TIMES-AREA* beschrieben, das für die Anforderungen der regionalen Betrachtung des Wärmemarktes entwickelt wurde. Mit dem Modell wurde das wirtschaftliche Fernwärmepotenzial unter definierter Rahmenbedingungen ermittelt. Auf die modellgestützte Analyse von Energiesystemen im Allgemeinen und auf die Anforderungen für das Energiesystemmodell *TIMES-AREA* im Besonderen wird eingegangen. Das Kapitel 5 stellt die Ergebnisse der Szenarienanalyse dar. Im ersten Teil werden die Szenarien und allgemeinen Rahmenannahmen und im zweiten Teil die Modellergebnisse beschrieben. Die Arbeit schließt mit einer zusammenfassenden Betrachtung und einem Ausblick auf weitere Untersuchungen in Kapitel 6.

2. Ausgangslage der Wärmewirtschaft in Deutschland

In dem vorliegenden Kapitel wird die Entwicklung des Energieverbrauchs in Deutschland beschrieben. Dazu wird zunächst der Endenergieverbrauch nach Sektoren und Energieträger dargestellt. Anschließend werden die Wärmeverbräuche der privaten Haushalte, des Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektors sowie der Industrie erläutert. Ein wesentlicher Aspekt der Arbeit besteht in der Beurteilung von Fernwärmepotenzialen, weshalb ein Überblick über die gegenwärtige Fernwärmewirtschaft gegeben wird. Im zweiten Teil des Kapitels sind relevante Gesetze und ordnungsrechtliche Vorgaben zusammengestellt, die einen entscheidenden Einfluss auf den aktuellen sowie zukünftigen Energieverbrauch ausüben.

2.1. Darstellung des aktuellen Endenergieverbrauchs

Der Endenergieverbrauch in Deutschland nimmt im Zeitraum von 1990 bis 2009 von 9 472 PJ um 8,0 % auf 8 714 PJ ab /AGEB, 2010a/. Dominiert wird der Endenergieverbrauch von den Kraftstoffen im Verkehrssektor, die im Jahr 2009 einen Anteil von 28,4 % haben. Neben den Kraftstoffen sind Gase mit einem Anteil von 25,4 % (2 214 PJ) die bedeutendsten Energieträger zur Verbrauchsdeckung. Die Gase setzen sich 2009 zu 95,0 % überwiegend aus Erdgas zusammen. Strom zur Deckung des Endenergieverbrauchs hat im Jahr 2009 mit 1 801 PJ einen Anteil von 20,7 %. Gegenüber 1990 entspricht dies einem Zuwachs von 1,7 % (vgl. Abb. 2.1). Der Verbrauch von leichtem Heizöl reduziert sich stetig: Im Vergleich zu 1990 ist eine Abnahme von 5,9 % zu verzeichnen. Der leichte Heizölanstieg aus dem Vorjahr ist vor allem auf die Witterungseinflüsse und den Unsicherheiten in der Bilanzierung der Lagerstättenhaltung zurückzuführen. Der Verbrauch von Stein- und Braunkohle, sowie deren Produkte, wie z. B. Koks und Brikett, ist weiter rückläufig und beläuft sich 2009 zusammen auf etwa 348 PJ. Bei den Kohlen überwiegt

2. Ausgangslage der Wärmewirtschaft in Deutschland

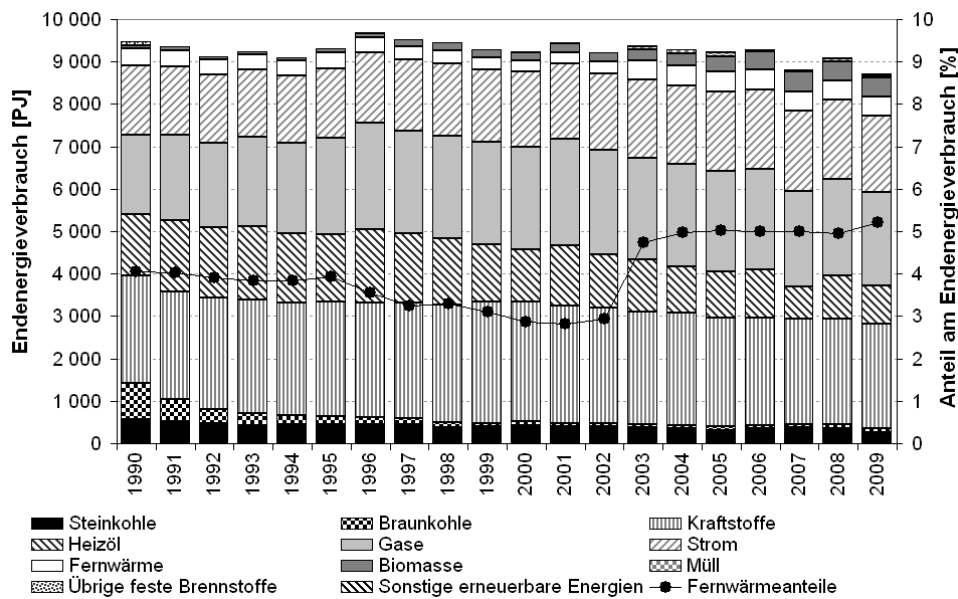


Abb. 2.1.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs^{2,3,4} nach Energieträger bis 2009 /AGEB, 2010a/

mit 78,0 % der Einsatz von Steinkohle. Gegenüber 1990 geht der gegenwärtige Kohleverbrauch um 75,7 % zurück. Während des gleichen Zeitraums nimmt der Deckungsanteil der Biomasse am Endenergieverbrauch um 3,7 % auf 438 PJ und der, der sonstigen erneuerbaren Energien um 0,4 % auf 34 PJ zu. Fernwärme trägt in 2009 mit einem Anteil von 5,2 % (454 PJ) zur Verbrauchsdeckung bei und konnte gegenüber 1990 seinen Anteil um 0,7 % geringfügig erhöhen. Der Sprung im Verlauf der Fernwärmeanteile ist auf die Umstellung der Wärmebilanzierung in den statistischen Daten der *AG Energiebilanzen (AGEB)* zurückzuführen. Um Datenprobleme und Inkonsistenzen in den Energiebilanzen vorausgegangener Jahre zu beheben, fand 2009 eine Anpassung der statistischen Datenbasis statt. Der Datenbezug und die Zuordnung der Brennstoffeinsätze von KWK-Anlagen wurden rückwirkend auf die Jahre ab 2003 verändert. In einigen Datenreihen ist deshalb von 2002 auf 2003 ein nicht unerheblicher Bruch des Werteverlaufs zu erkennen.

Der Umfang und die Zusammensetzung des Energieverbrauchs hängen im Wesentlichen von den bestehenden Strukturen der Nachfragesektoren und den Witterungsverhältnissen ab. Während in 2007 überwiegend die milden Witterungseinflüsse für den geringen Energieverbrauch verantwortlich sind, ist dies in 2009 auf die Re-

² Die Kraftstoffe enthalten die Anteile der übrigen Mineralölprodukte.

³ Die Gase enthalten die Anteile von Naturgas, Flüssiggas, Raffineriegas, Kokereigas, Gichtgas.

⁴ Sonstige erneuerbare Energien umfassen die Geothermie, Solarthermie und Wärmepumpen (Umweltwärme).

2.1. Darstellung des aktuellen Endenergieverbrauchs

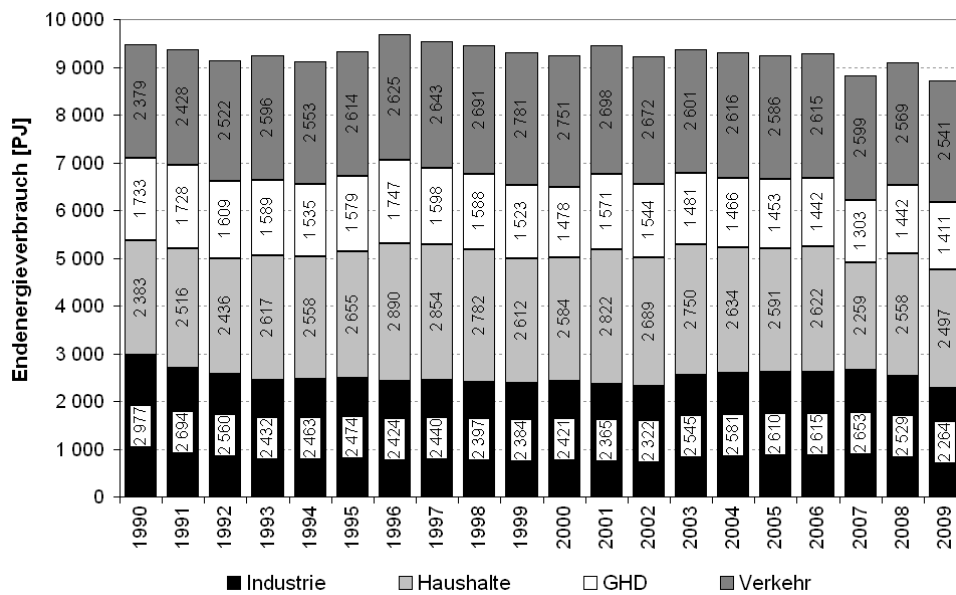


Abb. 2.2.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren bis 2009 /AGEB, 2010a/

zession zurückzuführen. Abgesehen von derartigen Ausreißern lässt sich insgesamt gegenüber 1990 ein leichter Rückgang des Endenergieverbrauchs erkennen. Die Entwicklung innerhalb der einzelnen Marktsegmente fällt jedoch unterschiedlich aus: Während in der Industrie und im GHD⁵-Sektor ein Rückgang zu verzeichnen ist, steigt im gleichen Zeitraum der Endenergieverbrauch in den privaten Haushalten und im Verkehrssektor an (vgl. Abb. 2.2). Gegenüber 1990 nimmt der Verbrauch an Endenergie in der Industrie um 23,9 % auf 2 264 PJ und im GHD-Sektor um 18,6 % auf 1 411 PJ ab. Diesen Verbrauchsminderungen stehen im gleichen Zeitraum ein Anstieg des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor um 6,8 % (2 541 PJ) und im Haushaltssektor um 4,8 % (2 497 PJ) gegenüber. Im Jahr 2009 tragen die Haushalte mit 28,7 %, der Verkehrssektor mit 29,2 % und der Industriebereich mit 26,0 % zu etwa gleich hohen Anteilen zum Endenergieverbrauch bei, während der Anteil des GHD-Sektors mit 16,2 % nur etwa halb so groß ausfällt.

⁵ Gewerbe, Handel, Dienstleistung

2.2. Darstellung des aktuellen Wärmeverbrauchs

Um die Entwicklung am Wärmemarkt aufzuzeigen, ist der Einfluss der mechanischen Energie und der reinen Stromanwendungen (z. B. Beleuchtung) aus dem Endenergieverbrauch herauszurechnen. Die Darstellung nach Art der Anwendungen gibt ein relativ heterogenes Bild der Energiedienstleistungen wieder und stellt die Verbrauchsschwerpunkte dar. Die Verbrauchsdaten nach Anwendungsarten aus dem Jahr 2008 sind den *AG Energiebilanzen (AGEB)* und für die Jahre davor dem *Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)* entnommen. Da die vom *BDEW* veröffentlichten Daten der Jahre 2006 und 2007 noch auf den Statistiken der *AGEB* vor deren Umstellung beruhen, würde dies zu Inkonsistenzen gegenüber den aktuell veröffentlichten Zeitreihen führen. Deshalb wurden die Werte an die Daten der *AGEB* angeglichen.

Im Jahr 2008 entfallen etwa 57,5 % (5 229 PJ) der insgesamt in Deutschland benötigten Endenergie auf Wärmeanwendungen. Ohne die Mengen der Vorratslagerung für feste und flüssige Brennstoffe beträgt der Anteil der Wärmeanwendungen etwa 56,6 %. Für die mechanische Energie wird etwa 40,4 % (3 676 PJ) und für die Beleuchtung etwa 2,1 % (193 PJ) an Endenergie benötigt. Der Wärmemarkt stellt den mit Abstand größten Sektor innerhalb des Energieverbrauchs dar. Bei den Wärmeanwendungen dominiert mit 29,4 % der Raumwärmebedarf, vor dem Prozesswärmebedarf mit 23,0 % und dem Wärmebedarf zur Bereitstellung von Brauchwarmwasser mit 5,0 % (vgl. Abb. 2.3a).

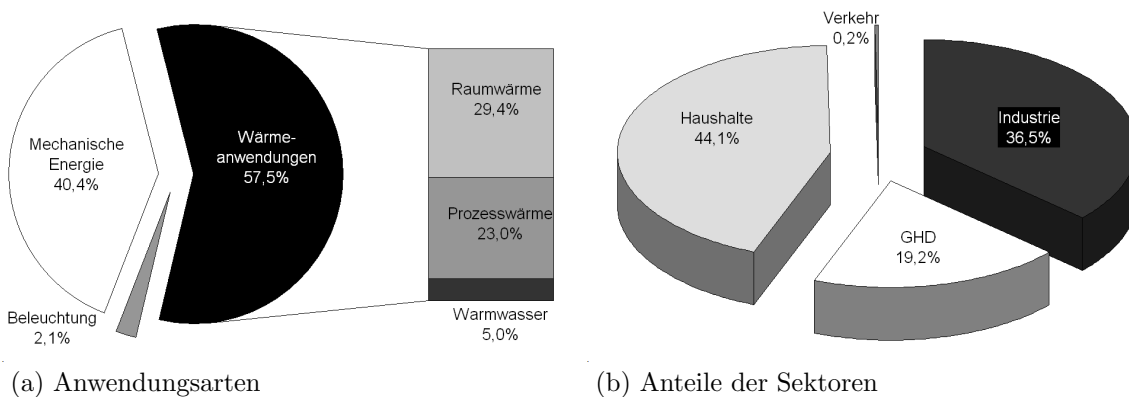


Abb. 2.3.: Endenergieverbrauch nach Anwendungsarten und Anteile der Sektoren am Wärmeverbrauch in 2008

Der höchste Wärmebedarf wird in 2008 in den privaten Haushalten nachgefragt (44,1 %). Im Industriesektor wird etwa 36,5 % der Wärme eingesetzt und etwa

2.2. Darstellung des aktuellen Wärmeverbrauchs

19,2 % beträgt der Anteil der Wärmeanwendungen im GHD-Sektor. Der Verkehrssektor ist bezüglich des Wärmeverbrauchs mit 0,2 % vernachlässigbar (vgl. Abb. 2.3b). Während in den privaten Haushalten und im GHD-Sektor Wärme vor allem zur Deckung des Raumwärmebedarfs benötigt wird, stehen im Industriesektor die Produktionsprozesse bei den Wärmeanwendungen im Vordergrund.

2.2.1. Wärmeverbrauch im Haushaltssektor

In 2008 beträgt der Endenergieverbrauch der Wärmeanwendungen in den privaten Haushalten etwa 2 303 PJ und ist vor allem durch den Raumwärmebedarf der Wohnungen geprägt. Für die Beheizung der Wohnungen werden 81,0 % (1 866 PJ) der gesamten Wärme verwendet. Für die Erzeugung von Brauchwarmwasser werden 311 PJ (13,5 %) und für die unter „sonstige Prozesswärme“ zusammengefassten Anwendungsbereiche der Lebensmittelzubereitung (Kochwärme) 126 PJ (5,5 %) benötigt /AGEB, 2010b/. Gegenüber dem Vorjahr lässt sich ein Mehrverbrauch von 306 PJ (15,3 %) feststellen. Dies ist hauptsächlich auf die milden Temperaturen der Wintermonate in 2007 und den dadurch bedingten geringeren Wärmebedarf zurückzuführen.

Bei den für die Bereitstellung von Wärme in den Wohngebäuden eingesetzten Brennstoffen dominiert Erdgas. Dessen Anteil liegt im Jahr 2008 bei 42,1 % (969 PJ). Während die Marktanteile von Erdgas gegenüber 2007 um 4,0 % zurückgehen, steigt der absolute Erdgasverbrauch um 50 PJ an. Die Erdgasanteile bei der Bereitstellung von Raumwärme nehmen um 5,4 % ab und bei der Prozesswärme um 1,4 % zu. Der Erdgasanteil bei der Bereitstellung von Brauchwarmwasser verläuft nahezu konstant. Der nach Erdgas bedeutendste Brennstoff für die Wärmeanwendungen im Haushaltssektor ist Heizöl. Dessen Anteil beträgt in 2008 28,1 % (646 PJ). Die Heizölanteile in der Raumwärmeversorgung nehmen um 6,7 % und die in der Warmwasserversorgung um 3,4 % zu. Während der Anstieg in der Raumwärmeversorgung auf den anteiligen Rückgang von Erdgas beruht, ist der Anstieg bei der Warmwasserversorgung auf den rückläufigen Einsatz dezentraler elektrischer Durchlauferhitzer zurückzuführen. Der Marktanteil der elektrischen Geräte für Wärmeanwendungen nimmt gegenüber 2007 von 12,3 % auf 10,8 % ab. Bei den übrigen Brennstoffen finden nur leichte Veränderungen in den Marktanteilen statt: Fernwärme kann den absoluten Wärmeabsatz leicht steigern, prozentual betrachtet, bleiben die Anteile allerdings mit 7,1 % annähernd gleich. Unter „sonstige Energieträger“ sind Brennholz, Brenntorf, u. a. zusammengefasst. Deren Anteil an der Wärmeerzeugung steigt bis 2008 auf 10,0 % an. Kohle- und Koksöfen nehmen

2. Ausgangslage der Wärmewirtschaft in Deutschland

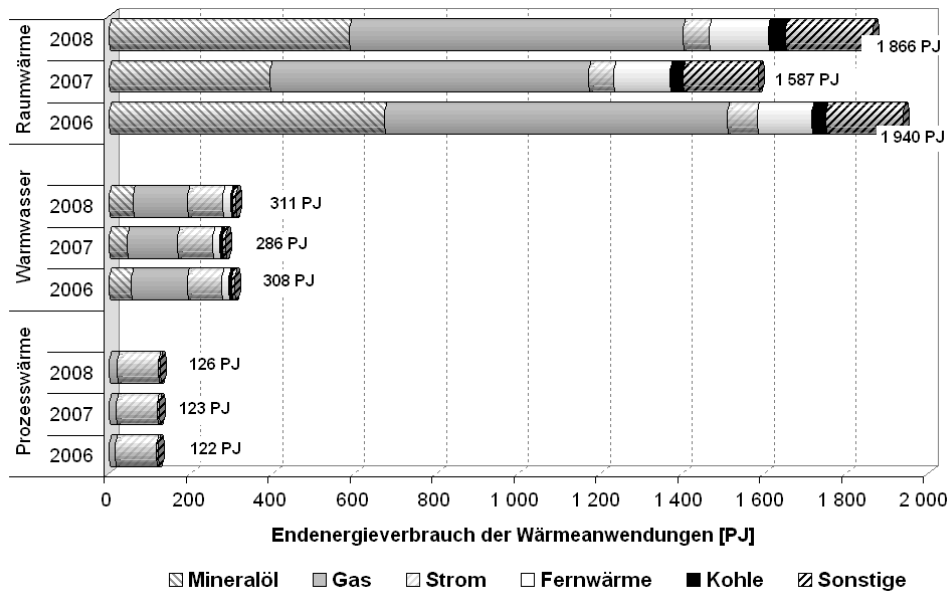


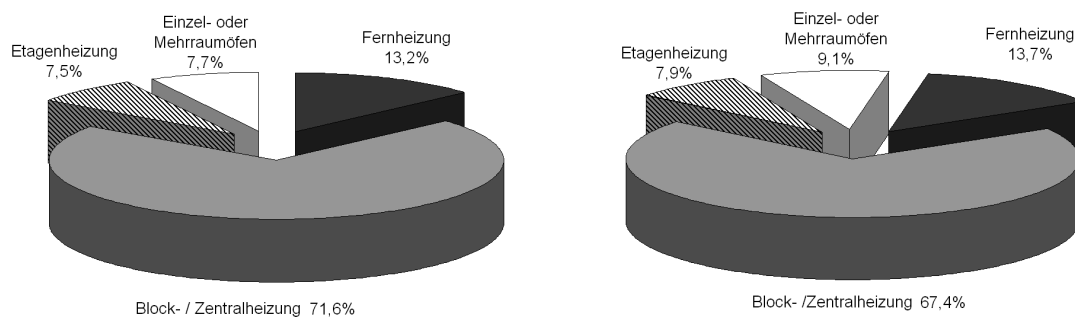
Abb. 2.4.: Endenergieverbrauch der Wärmeanwendungen im Haushaltssektor nach Energieträger /BDEW, 2007/, /BDEW, 2008/, /AGEB, 2010b/ und eigene Berechnungen

in den privaten Haushalten für die Bereitstellung von Raumwärme eine zunehmend geringere Bedeutung ein. Deren Anteil beträgt 2008 etwa 1,9 % (vgl. Abb. 2.4).

Beheizungsstruktur im Haushaltssektor

Belastbare Angaben zur aktuellen Beheizungsstruktur von Wohngebäuden sind schwer zu erhalten. Einzig in der statistischen Erhebung des *Mikrozensus*, in der 1 % der nach bestimmten Zufallskriterien ausgewählten Privathaushalten befragt werden, liegen Angaben zu den Heizungssystemen vor. Die Statistik wird alle vier Jahre aktualisiert und liegt gegenwärtig aus dem Jahr 2006 /StaBuA, 2008b/ vor. Im Haushaltssektor tragen überwiegend Block- und Zentralheizungen mit einem Anteil von 71,6 % der beheizten Wohnungen zur Wärmeerzeugung bei. Fernheizungen haben in 2006 einen Anteil von 13,2 %, Einzel- und Mehrraumöfen 7,7 % und Etagenheizungen 7,5 %. Im Vergleich zur vorletzten Erhebung aus dem Jahr 2002 nahmen die Anteile der Block- und Zentralheizungen zu und die Anteile der Einzel- und Mehrraumöfen ab. Dieser Trend dürfte sich bis zum gegenwärtigen Zeitpunkt fortsetzen. Sowohl der Anteil der Fernheizungen, als auch der von Etagenheizungen an den beheizten Wohnungen bleiben in dem Betrachtungszeitraum in etwa konstant (vgl. Abb. 2.5).

2.2. Darstellung des aktuellen Wärmeverbrauchs



(a) Anteile im Jahr 2006

(b) Anteile im Jahr 2002

Abb. 2.5.: Anteile der Beheizungssysteme in den Haushalten Deutschlands in 2002 und 2006 /StaBuA, 2008b/

In Deutschland beträgt Ende 2007 die Anzahl an Wohngebäuden 17,9 Mio. und die Anzahl an Wohnungen 39,9 Mio. /StaBuA, 2008c/. Zur Erzeugung von Raumwärme standen 16,5 Mio. Feuerstätten zur Verfügung. Nach den Angaben des *Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks* fallen darunter mindestens 8,1 Mio. Gas- und 6,1 Mio. Ölfeuerstätten /ZIV, 2007/⁶. Auch wenn den Angaben nicht der vollständige Bestand an Feuerungsanlagen in den Wohngebäuden zugrunde liegt, ist der hohe Erneuerungsbedarf der Heizkessel zu erkennen. Von den überprüften Öl- und Gasheizkessel sind mehr als 71,1 % älter als 10 Jahre und etwa 13,0 % der Ölheizkessel und 5,9 % der Gasheizkessel sind sogar älter als 25 Jahre. Vor allem Anlagen in einem Leistungsspektrum von 50 bis 100 kW Nennwärme, die überwiegend in kleinen und mittleren Mehrfamilienhäusern eingesetzt werden, weisen viele Altanlagen auf. Die Mehrzahl der überprüften Heizungsanlagen werden entweder mit alten Standard- oder Niedertemperaturheizkesseln betrieben. Nach dem *Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e. V. (BDH)* sind nur etwas mehr als 12 % der betroffenen Heizkessel mit der Brennwerttechnik und einem Wirkungsgrad oberhalb 98 % auf dem aktuellen Stand der Technik /BDH, 2007/.

⁶ Vom Schornsteinfegerhandwerk sind in 2007 etwa 14 Mio. Gebäuden mit 14,2 Mio. Feuerungsanlagen auf Einhaltung der Abgasverlustgrenzwerte nach 1. BImSchV (Verordnung für Kleinfeuerungsanlagen nach der Bundesimmissionsschutzverordnung) überprüft. Feuerungsanlagen mit einer Nennwärmeleistung zwischen 4 und 11 kW, sowie erdgasbetriebene Brennwertkessel sind von der regelmäßigen Kontrolle ausgenommen.

2.2.2. Wärmeverbrauch im GHD-Sektor

Der Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor stellt einen sehr heterogenen Sektor dar, der viele unterschiedliche Bereiche umfasst. Dem Sektor sind Betriebe mit weniger als 20 Beschäftigten zugeordnet. Zudem sind in den Angaben der *AG Energiebilanzen* in dem GHD-Sektor der Energieverbrauch des Militärbereichs erfasst. Aufgrund der Heterogenität verfügt der GHD-Bereich über die größten statistischen Datenlücken, die sich auch in der Bestandsaufnahme von Nichtwohngebäuden und deren Geräteausstattung widerspiegeln. Im *CO₂-Gebäudereport 2007* ist die Anzahl der Nichtwohngebäuden⁷ im Jahr 2007 mit 1,5 Mio. angegeben, darunter fallen insgesamt 40 000 Schulen /BMVBS, 2007a/. Diese Gebäude werden sowohl mit Raumwärme, als auch mit Wärme für Brauchwarmwasser versorgt. Zusätzlich fällt im GHD-Bereich ein nicht unerheblicher Bedarf an Wärme für Fertigungsprozesse an, die z. B. in Bäckereien, Wäschereien und chemischen Reinigungen benötigt wird. Der gebäudebezogene Energiebedarf nimmt allerdings aufgrund des ansteigenden Kühlungs- und Klimatisierungsbedarfs insbesondere in Bürogebäuden eine zunehmend bedeutendere Rolle ein.

Im GHD-Sektor werden im Jahr 2008 rund 1 003 PJ an Endenergie für Wärmeanwendungen benötigt. Dieser Bedarf teilt sich zu 60,0 % für Raumwärme, 28,1 % für Prozesswärme und 12,0 % für die Erzeugung von Warmwasser auf /AGEB, 2010b/. Gegenüber dem Vorjahr erhöht sich der Wärmebedarf um 11,4 % und ist vor allem auf die Zunahme der Prozesswärme zurückzuführen (vgl. Abb. 2.6). Gas ist nach wie vor der wichtigste Energieträger zur Deckung der Wärmenachfrage. Dessen Anteil liegt in 2008 bei 42,0 %. Während der Gasanteil gegenüber dem Vorjahr in der Prozesswärmeerzeugung um 7,8 % zurückgeht, stagniert dieser in der Raumwärmeerzeugung bei etwa 44,0 % und erhöht sich im Warmwasserbereich um 3,8 %. Der Rückgang von Erdgas bei der Erzeugung von Prozesswärme wird durch einen steigenden Mineralöleinsatz kompensiert. Dies hat seine Ursache in den hohen Mineralölpreisen in 2007, durch die ein Mineralöleinkauf zeitlich nach 2008 hinausgezögert wurde. In 2007 wurden auf bestehende Lagerbestände zugegriffen. Folglich fällt der Mineralölverbrauch in 2007 in den Statistiken niedriger aus. Absolut betrachtet steigen der Erdgasverbrauch um 28 PJ und der Mineralölverbrauch um 54 PJ gegenüber dem Vorjahr an. Das meiste Mineralöl wird für die Bereitstellung von Raumwärme verwendet. In 2008 wird etwa 149 PJ Wärmebedarf durch Strom gedeckt. Strom ist im GHD-Sektor im Warmwasserbereich durch die

⁷ Bei Nichtwohngebäuden werden keine regelmäßigen Statistiken bzw. Umfragen erhoben und dementsprechend schlecht fällt hier die Datengrundlage im Hinblick auf die Gebäudeanzahl, die Nutzfläche und das Baualter aus.

2.2. Darstellung des aktuellen Wärmeverbrauchs

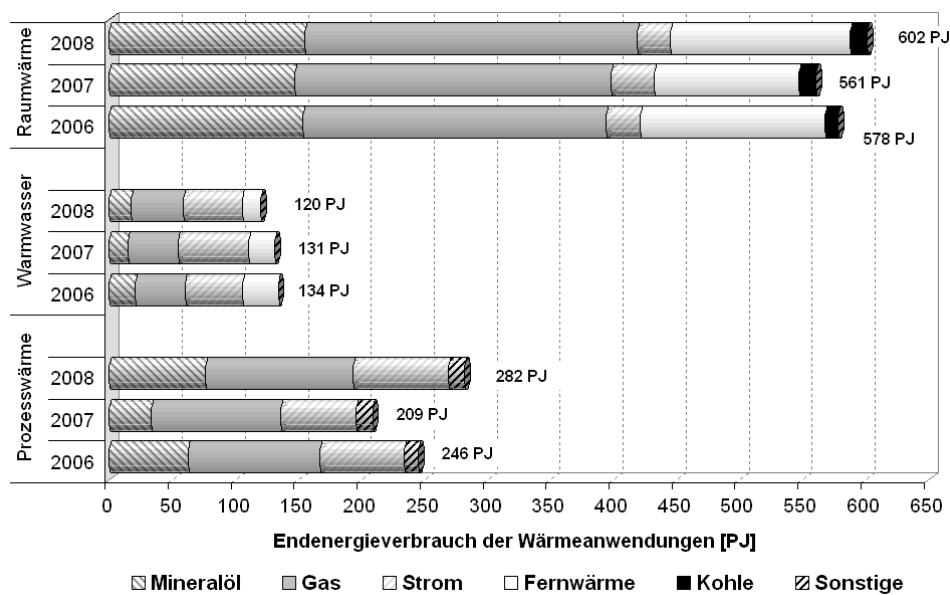


Abb. 2.6.: Endenergieverbrauch der Wärmeanwendungen im GHD-Sektor nach Energieträger /BDEW, 2007/, /BDEW, 2008/, /AGEB, 2010b/ und eigene Berechnungen

zunehmende Nachfrage von elektrischen Durchlauferhitzern der wichtigste Energieträger. Während Fernwärme seinen Marktanteil am Endenergieverbrauch der Wärmeanwendungen gegenüber 2007 um 0,7 % geringfügig erhöht, spielen Kohlen und sonstige Energieträger im GHD-Sektor mit einem Anteil von 1,4 % und 1,2 % eine zunehmend untergeordnete Rolle.

Im GHD-Sektor korreliert der Bedarf an Raumwärme und Brauchwarmwasser mit der Anzahl an Nichtwohngebäuden, während der Bedarf an Prozesswärme stark vom Wirtschaftszweig abhängt. Für unterschiedliche Branchen sind in Abb. 2.7 die Anteile der Raumwärme, Prozesswärme sowie des Warmwasserbedarfs aus dem Jahr 2002 dargestellt /prognos, 2001/. Obwohl sich die Höhe des Endenergieverbrauchs gegenüber 2002 verändert hat, dürften sich die Anteile der Wärmeanwendungen innerhalb einer Branche und die Relation der Wärmeanwendungen der Branchen zueinander nicht grundlegend verändert haben. Vor allem die Bereiche Handel (18,3 %), Gastgewerbe (16,8 %) und Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen (16,3 %) zeichnen sich durch einen hohen Wärmebedarf aus und benötigen zusammen etwas mehr als die Hälfte des gesamten Wärmebedarfs im GHD-Sektor.

2. Ausgangslage der Wärmewirtschaft in Deutschland

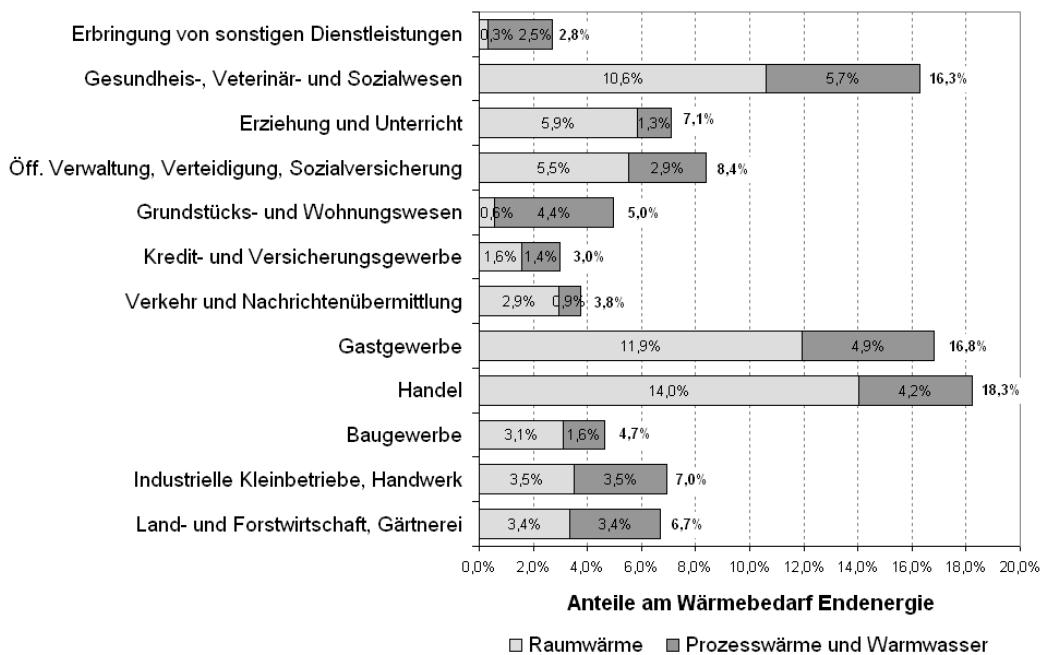


Abb. 2.7.: Versorgungsstruktur der Wärmeanwendungen für unterschiedliche Branchen des GHD-Sektors /prognos, 2001/

2.2.3. Wärmeverbrauch im Industriesektor

Der Industriesektor ist durch eine historisch gewachsene Struktur mit dem Schwerpunkt der Erzeugung von industriellen Grundstoffen geprägt. Prinzipiell setzt sich der industrielle Wärmeverbrauch aus den Teilbereichen der Prozess- und Raumwärme mit einem geringen Anteil an Brauchwarmwasser zusammen. Die Prozesswärme dominiert und wird für unterschiedliche industrielle Fertigungsprozesse, wie z. B. dem Trocknen, Schmelzen und Schmieden benötigt.

Der Endenergieverbrauch der industriellen Wärmeanwendungen beträgt in 2008 etwa 1 911 PJ und verteilt sich zu 88,3 % auf Prozesswärme, zu 10,4 % auf Raumwärme und zu 1,2 % auf Warmwasser. Gegenüber 2007 verringert sich der Wärmeverbrauch um 106 PJ (5,2 %), wobei dies vor allem durch erzielte Einsparungen in der Bereitstellung von Raumwärme und in den Strukturveränderungen bei der Erzeugung von Prozesswärme zurückzuführen ist.

Gas ist mit einem Anteil von 45,3 % der gesamten Wärmenachfrage der bedeutendste Energieträger der Industrie (vgl. Abb. 2.8). Daneben leisten auch Steinkohle und Steinkohlenkoks einen entscheidenden Beitrag zur Deckung der Wärmenachfrage. Die kohlenstoffhaltigen Energieträger sind für die Erzeugung wichtiger Grundstoffe (z. B. Rohstahl, Zement) entweder direkt als Rohstofflieferant oder als

2.2. Darstellung des aktuellen Wärmeverbrauchs

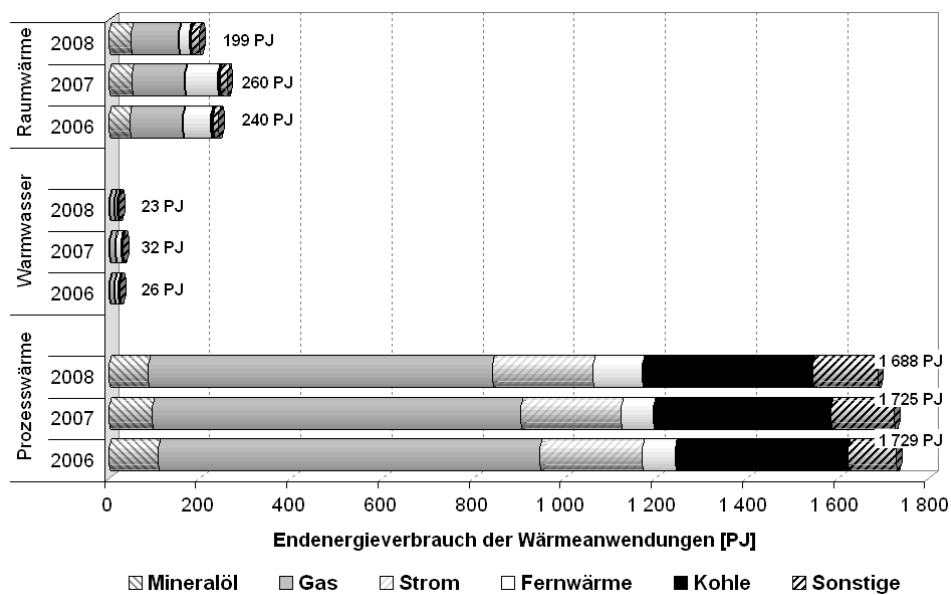


Abb. 2.8.: Endenergieverbrauch der Wärmeanwendungen im Industriesektor nach Energieträger /BDEW, 2007/, /BDEW, 2008/, /AGEB, 2010b/ und eigene Berechnungen

Reduktionsmittel in Hochtemperaturprozessen erforderlich. Der Anteil der Steinkohle steigt gegenüber 2007 geringfügig auf 20,1 % an. Mit Strom werden insgesamt 12,0 % (228 PJ) der industriellen Wärmenachfrage gedeckt, wobei elektrische Anwendungen z. B. Induktionsöfen, in Fertigungsprozessen an Bedeutung zunehmen. Der Marktanteil der eingesetzten Mineralöle bleibt gegenüber dem Vorjahr mit 7,3 % annähernd gleich. Der Mineralölverbrauch der industriellen Wärmeanwendungen verringert sich gegenüber 2007 um 8 PJ, wobei davon überwiegend der Prozesswärmebereich betroffen ist. In der Industrie ist die Verwendung von Fernwärme zur Deckung des Wärmebedarfs gering und macht in 2008 einen Anteil von etwa 6,8 % aus. Verglichen zum Vorjahr wird Fernwärme um 13,9 % weniger nachgefragt. Innerhalb der Fernwärmenutzung überwiegen die Anteile für die Bereitstellung der Prozesswärme, vor der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung. Die sonstigen Energieträger tragen in 2008 mit einem Anteil von 8,5 % zur industriellen Wärmeanwendungen bei. Dies entspricht einen Zuwachs von 0,7 % gegenüber den Anteilen im Vorjahr.

2.3. Darstellung der Fernwärmeerzeugung

Der statistische Anschlusswert der Fernwärmeversorgung beträgt in Deutschland in 2008 49,3 GW /BMW, 2011/. Werden zusätzlich die Daten jener Unternehmen berücksichtigt, die 2008 nicht an der AGFW-Umfrage⁸ teilnahmen, erhöht sich die Anschlussleistung auf etwa 49,9 GW /AGFW, 2010a/. Hinzu kommt die Anschlussleistung der Betriebe, die sich nicht erfassen lassen. Werden diese hinzugerechnet liegt nach Einschätzung der AGFW die Anschlussleistung der Fernwärmeversorgung in Deutschland bei rund 57,0 GW /AGFW, 2010b/.

Im AGFW-Hauptbericht sind rund 220 Unternehmen erfasst, die ca. 1 310 Wärmenetze mit einer Trassenlänge von rund 18 451 km beliefern. Die Wärmenetzeinspeisung aus eigenen Anlagen, inklusive des Anteils aus dem Fremdbezug beträgt in 2008 etwa 275 PJ /AGFW, 2010a/. Auf etwa 350 PJ schätzt die AGFW die Höhe der gesamten Netzeinspeisung der Fernwärme, einschließlich der Einspeisung der Unternehmen, die statistisch nicht erfasst sind /AGFW, 2010b/.

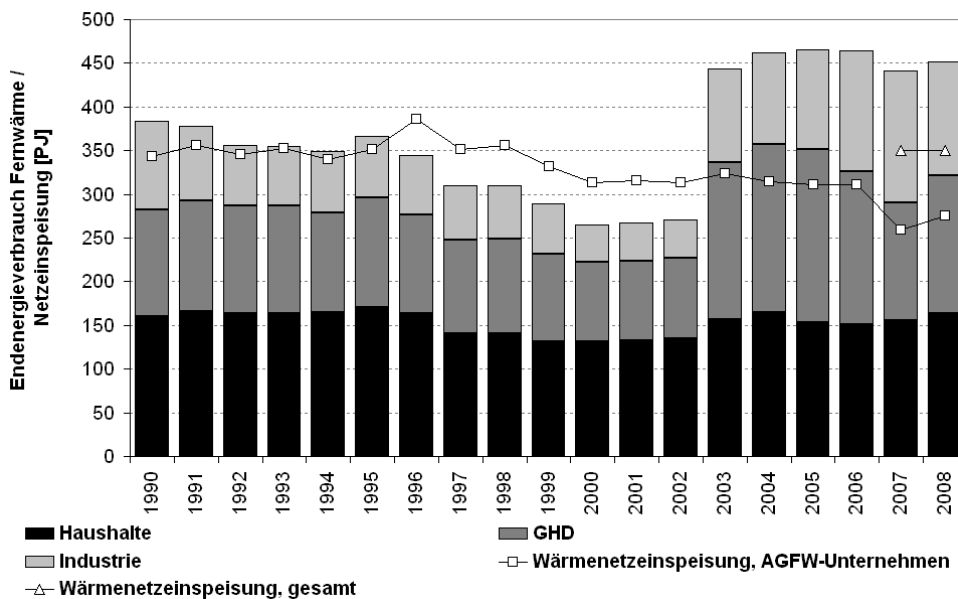


Abb. 2.9.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Fernwärme und der Wärmenetzeinspeisung /BMW, 2011/,/AGEB, 2010a/,/AGFW, 2010a/

Der Endenergieverbrauch der Fernwärme liegt in 2008 bei 452 PJ und entspricht einem Deckungsanteil von 5,0 % des gesamten Endenergiebedarfs /AGEB, 2010a/.

⁸ Die Statistiken des AGFW | *Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.* basieren auf Umfragen mit geringfügig wechselnder Beteiligung ihrer Mitgliedsunternehmen und bieten entsprechend kein vollständiges Bild der Fernwärmeversorgung in Deutschland.

2.4. *Energierrechtliche Rahmenbedingungen*

Gegenüber den statistisch belastbaren Werten der Netzeinspeisung ergibt sich im dargestellten Fernwärmeverbrauch eine Differenz von 177 PJ. Diese ist teilweise darauf zurückzuführen, dass nicht die gesamten Anlagen der Fernwärmeerzeugung in der Statistik der Netzeinspeisung berücksichtigt sind. Zusätzlich wird vor allem in der Industrie und in Teilen des GHD-Sektors Fernwärme nicht in das öffentliche, sondern in das firmeneigene Wärmenetz eingespeist. Diese sind statistisch ebenso nicht erfasst.

Zur Deckung des Wärmebedarfs wird Fernwärme zu etwa 36,3 % in den Haushalten, zu 34,8 % für öffentliche Einrichtungen sowie dem Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungsbereich und zu 28,9 % für den Industriebereich eingesetzt (vgl. Abb. 2.9). Der Sprung des Endenergieverbrauchs der Fernwärme von 2002 zu 2003 resultiert aus der nachträglichen Korrektur der Statistik (vgl. Abschnitt 2.1).

In Heizkraftwerken wird die meiste Fernwärme erzeugt. Der Anteil der Fernwärme aus Heizkraftwerken beträgt in 2008 etwa 83,9 % der gesamten Wärmenetzeinspeisung. Der Rest verteilt sich zu 14,9 % auf Heizwerke und zu 1,2 % auf industrielle Abwärme, die z. B. bei Schmelzvorgängen in der Metallverarbeitung anfällt und zu Heizzwecken genutzt werden kann. Innerhalb der Heizkraftwerke steuern vor allem Dampfturbinen-Heizkraftwerke mit 60,7 % und Gas- und Dampfturbinen-Heizkraftwerke (GuD) mit 28,4 % zur Wärmebereitstellung bei. In Blockheizkraftwerken (BHKW) werden etwa 6,5 % und in Gasturbinen mit Abhitzeessel (GT-AHK) etwa 4,5 % der Wärme bereitgestellt. Insbesondere bei Kleinanlagen ist davon auszugehen, dass nur ein geringer Anteil in den statistischen Angaben erfasst ist.

Die auf die gesicherte Wärmeengpassleistung bezogene durchschnittliche jährliche Ausnutzungsdauer liegt bei Blockheizkraftwerken mit über 4 100 h am höchsten. Es folgen die GuD-Anlagen mit 3 910 h und die Dampfturbinenanlagen mit etwa 2 390 h pro Jahr. Die Ausnutzungsdauer der Gasturbinen mit Abhitzeessel liegt in 2008 bei durchschnittlich 1 490 h /AGFW, 2010a/. Eine hohe Ausnutzungsdauer mit möglichst vielen Volllaststunden ist aus wirtschaftlichen Gründen bei den Anlagen anzustreben.

2.4. Energierrechtliche Rahmenbedingungen

Für eine ausgewogene Energieversorgung werden in Deutschland die Versorgungssicherheit, die Wettbewerbsfähigkeit, die Umweltverträglichkeit, sowie die Ressourcenschonung gleichermaßen berücksichtigt. Um die energiepolitischen Ziele zu er-

2. Ausgangslage der Wärmewirtschaft in Deutschland

reichen stellt der Staat Rahmenbedingungen für die Akteure im Energiemarkt auf. Die Rahmenbedingungen sind als reglementäre Gesetze oder als Forderungen der Gesetzgebungsseite formuliert. Hierzu zählen *ordnungsrechtliche Vorschriften* im Umweltbereich, z. B. um erneuerbare Energien verstärkt in den Markt einzubringen oder um Mindestanforderungen für den Wärmeschutz an Gebäuden zu gewährleisten. Zum Bau größerer Anlagen bedarf es zusätzlich einer *behördlichen Genehmigung*, die durch Gesetze geregelt ist /Schiffer, 2005/. Im folgenden Abschnitt sind die für den Wärmemarkt relevanten Gesetze und Verordnungen zusammengestellt, die für das Verständnis des Wärmemarktes und dessen Entwicklung wichtig sind.

2.4.1. Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz⁹ (KWKG 2002) ist am 1. April 2002 in Kraft getreten, mit dem Ziel KWK-Anlagen über einen befristeten Zeitraum zu schützen und die Modernisierung von KWK-Anlagen sowie den Ausbau der Stromerzeugung in kleinen KWK-Anlagen¹⁰ zu fördern. Zudem wird die Markteinführung von Brennstoffzellen-Anlagen unterstützt /KWKG-Gesetz, 2002/, /ASUE, 2002/. Mit dem Gesetz soll der Beitrag der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen in Deutschland bis 2020 auf mindestens 25 % erhöht werden. Dazu regelt das Gesetz verbindlich die Abnahme und die Vergütung von KWK-Strom, der in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist wird. Den Betreibern von KWK-Anlagen steht für den eingespeisten KWK-Strom eine Vergütung zu, die sich aus einer *variablen Einspeisevergütung* und einer *gesetzlich vorgeschriebenen Zuschlagszahlung (Bonus)*¹¹ zusammensetzt. Während sich die Einspeisevergütung aus dem, zwischen Netz- und Anlagenbetreiber, ausgehandelten¹² Strompreis ergibt, richtet sich die Höhe der Zuschlagszahlung nach der Anlagenkategorie und ist abhängig vom Zeitpunkt der Aufnahme des Dauerbetriebs der Anlage, sowie der Höhe der Anlagenleistung. Während die Betreiber von Bestandsanlagen und modernisierten

⁹ Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung.

¹⁰ KWK-Anlagen, mit Ausnahme von Brennstoffzellen-Anlagen, mit einer elektrischen Leistung von bis zu 2 MW_{el} gelten per Definition als „kleine KWK-Anlagen“.

¹¹ Um eine Doppelförderung auszuschließen erhält der KWK-Strom, der bereits nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütet ist, keine zusätzliche Förderung nach dem KWKG.

¹² Kommt eine Vereinbarung über die Höhe der Einspeisevergütung nicht zustande, wird diese aus dem gehandelten Börsenpreis der Energiebörse *European Energy Exchange (EEX)* für Grundlaststrom sowie einer Kompensationszahlung für vermiedene Netznutzungsentgelte bestimmt.

Tab. 2.1.: Zuschlagszahlungen nach dem novellierten KWK-Gesetz /BHKW-Infozentrum, 2011/, eigene Darstellung

Anlagenkategorie	KWK-Zuschlag [Ct/kWh]	Max. geförderte Betriebsjahre	Max. geförderte Vollbenutzungsstunden (Vbh)
Brennstoffzelle	5,11	10 Jahre	–
KWK-Anlagen bis 50 kW _{el}	5,11	10 Jahre	–
KWK-Anlagen von 50 kW _{el} bis 2 MW _{el} ¹	2,11	6 Jahre	30 000 Vbh
KWK-Anlagen größer 2 MW _{el} ²	1,5	6 Jahre	30 000 Vbh
KWK-Anlagen im Verarb. Gewerbe ³	entsprechend Anlagengröße	4 Jahre	30 000 Vbh

¹ Zur Glättung der Förderstufe sind die ersten 50 kW_{el} mit 5,11 Ct/kWh vergütet.

² Zur Glättung der Förderstufe sind die ersten 2 MW_{el} mit 2,1 Ct/kWh vergütet.

³ KWK-Anlagen, die wärmeseitig direkt mit Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes verbunden sind und diese überwiegend mit Prozesswärme versorgen.

Anlagen einen Zuschlag erhalten, der im weiteren Zeitverlauf abnimmt, steht den Betreibern von neu zugebauten Anlagen eine gleichbleibende Vergütung zu.

Am 1. Januar 2009 wurde das novellierte KWK-Gesetz (KWKG 2009) verabschiedet /KWK-Gesetz, 2008/. Die Novellierung sieht neben der Förderung bestehender KWK-Anlagen bis 2010, ergänzende Regelungen für neue KWK-Anlagen und Modernisierungen ab 2009 vor. Durch die Einführung einer neuen KWK-Anlagenkategorie „über 2 MW_{el}“ zielt das Gesetz auf die Förderung für den Neubau und die Modernisierung von KWK-Anlagen ohne Größenbegrenzung hin. Auch wird im KWKG 2009 die Einschränkung der Zuschlagszahlung für den ausschließlich in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeiste KWK-Strom aufgehoben und auf den gesamten erzeugten KWK-Strom erweitert. Gefördert wird über einen Zuschlag, der je nach Art und Leistung der KWK-Anlage ausdifferenziert ist. Die Vergütung gilt für KWK-Anlagen, die ab dem 1. Januar 2009 bis spätestens 31. Dezember 2016 in Betrieb genommen werden und spezielle Kriterien erfüllen (vgl. Tab. 2.1). Erstmals sieht die Förderung auch den Neu- und Ausbau von Wärmenetzen¹³ vor, die bis spätestens 2020 in Dauerbetrieb genommen werden und die im Endausbau einen KWK-Deckungsanteil von mindestens 60 % aufweisen. Der Zuschlag beträgt je Millimeter Nenndurchmesser der neu verlegten Wärmeleitung

¹³ In der Förderung ausgenommen ist der Aufwand für die Leitungen von Hausanschlüssen.

2. Ausgangslage der Wärmewirtschaft in Deutschland

1 € pro Meter Trassenlänge. Die jährliche Förderung ist auf 750 Mio. € begrenzt, wobei davon bis zu 150 Mio. € für den Ausbau der Wärmenetze vorbehalten ist. Die staatliche Förderung der KWK-Anlagen und der Wärmenetze begünstigt den Aus- und Neubau, sowie den Betrieb von Fernwärmenetzen und übt somit großen Einfluss auf die Wärmebereitstellung im Wärmemarkt aus.

2.4.2. Die Energieeinsparverordnung (EnEV)

Die EU-Gebäuderichtlinie zur „Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden“ aus dem Jahr 2002 verpflichtet die Mitgliedstaaten der Europäischen Union zur Umsetzung von Maßnahmen zur Energie- und CO₂-Einsparung im Gebäudebereich. In Deutschland wurden mit der Zusammenführung der energetischen Forderungen für bauliche¹⁴ und anlagentechnische¹⁵ Teile eines Gebäudes zu der Energieeinsparverordnung (EnEV¹⁶) aus dem Jahr 2002 bereits wichtige Teile der EU-Richtlinie umgesetzt /EnEV, 2001/. Seitdem können in der Gesamtheit eines Gebäudes die Anlagentechnik und der bauliche Wärmeschutz miteinander verrechnet werden.

Mit der angepassten Energieeinsparverordnung aus dem Jahr 2007 wurden weitere Anforderungen der EU-Gebäuderichtlinie in deutsches Recht übertragen /EnEV, 2007/. So wurde der Energieausweis für Bestandsgebäude in drei Stufen eingeführt: Für Wohngebäude, die bis zum Jahr 1965 errichtet wurden, besteht eine Ausweispflicht bereits seit 1. Juli 2008. Ab Januar 2009 müssen die restlichen Wohngebäude und ab Juli 2009 die Nichtwohngebäude einen Energieausweis vorweisen /ASUE, 2007/. Während bei Neubauten der Energieausweis generell eingeführt ist, sind für Bestandsgebäude nur im Falle eines Nutzerwechsels, durch Verkauf oder Neuvermietung, ein Energieausweis erforderlich. Gänzlich davon ausgenommen sind unter Denkmalschutz stehende Gebäude und kleine Gebäude mit weniger als 50 m² Nutzfläche. Der Energieausweis¹⁷ zeigt mit einer farbig abgestuften Skala des „Energieeffizienz-Labels“ auf, wo das betreffende Gebäude mit seinem Energiebedarf einzuordnen ist und stellt damit ein Gütesiegel für die energetische Qualität von Gebäuden dar. Neben dem Energiekennwert muss der Energieausweis Vergleichswerte zu anderen Gebäuden beinhalten und Modernisierungsempfehlungen zur Steigerung der Energieeffizienz aufweisen.

¹⁴ ehemals Wärmeschutzverordnung (WSchV).

¹⁵ ehemals Heizungsanlagenverordnung (HeizAnlV).

¹⁶ Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden.

¹⁷ Der Energieausweis hat in der Regel eine Gültigkeit von zehn Jahren und kann auf Grundlage des Energiebedarfs oder des Energieverbrauchs des Gebäudes erstellt werden.

2.4. Energierechtliche Rahmenbedingungen

Im Oktober 2009 trat die novellierte Energieeinsparverordnung EnEV 2009 in Kraft, mit dem Ziel den Energieverbrauch für Heizung und Warmwasser im Gebäudebereich um 30 % zu reduzieren /EnEV, 2009/. Mit der Neufassung veränderte sich das Berechnungsverfahren für den Nachweis der gesetzlichen Vorgaben: die energetische Qualität der Gebäudehülle wird seitdem über das Bauteilverfahren und die Einhaltung des maximalen Jahresprimärenergiebedarfs über das Referenzgebäudeverfahren bestimmt. Die Anforderungen der EnEV 2009 haben sich gegenüber den Bestimmungen aus der EnEV 2007 verändert:

- Die Obergrenze des zulässigen Jahresprimärenergiebedarfs für Neu- und Altbauten bei größeren baulichen Modernisierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle¹⁸ wurde um 30 % und die energetischen Anforderungen an die Wärmedämmung der Gebäudehülle von Neubauten um durchschnittlich 15 % gegenüber den Bestimmungen der EnEV 2007 verschärft.
- Die energetischen Anforderungen an die Wärmedämmung oberster nicht begehbare Geschossdecken wurden erhöht. Zudem wurde die Verpflichtung eingeführt, oberste begehbare Geschossdecken mit einer Wärmedämmung bis spätestens Ende 2011 auszurüsten¹⁹.
- Klimaanlage sind mit automatischen Einrichtungen zur Be- und Entfeuchtung zu versehen.
- Nachtstromspeicherheizungen, die älter als 30 Jahre sind, müssen in größeren Wohngebäuden mit sechs Wohneinheiten und in Nichtwohngebäuden mit einer Nutzfläche von mehr als 500 m² außer Betrieb genommen werden. Die Pflicht zur Außerbetriebnahme erfolgt stufenweise bis Anfang 2020.
- Maßnahmen zum Vollzug der Verordnung werden verstärkt. Seitdem werden bestimmte Neu- und Altbauanforderungen, sowie die Bereitstellung und Verwendung falscher Daten beim Energieausweis als Ordnungswidrigkeit geahndet.

¹⁸ Werden durch bauliche Maßnahmen Veränderungen am Gebäude durchgeführt, z. B. Erneuerung der Fassade, der Fenster, des Dachs, müssen die Baumaßnahmen soweit erweitert werden, dass das betroffene Bauteil die Wärmeanforderungen erfüllt. Grundsätzlich gilt hier das Verschlechterungsverbot, welches die energetische Qualität eines Gebäudes durch neue Bauteile oder Anlagen verbietet.

¹⁹ Davon freigestellt sind die Gebäude von Ein- und Zweifamilienhäusern, dessen Eigentümer diese am 1. Februar 2002 bewohnt haben. Nach einem Eigentümerwechsel sind vom späteren Erwerber die Nachrüstpflichten innerhalb von zwei Jahren zu erbringen.

2. Ausgangslage der Wärmewirtschaft in Deutschland

Durch die gesetzlichen Rahmenbedingungen der EnEV sinkt der Wärmeverbrauch von Neubauten und sanierten Bestandsgebäuden zunehmend. Da davon auszugehen ist, dass zukünftige Novellierungen der EnEV eine zusätzliche Verschärfung der Anforderungen nach sich ziehen werden, kann in Zukunft mit dem verpflichtenden Bau von Passivhäusern gerechnet werden. Der verminderte Wärmeverbrauch der Gebäude wirkt sich allerdings negativ auf die Fernwärmewirtschaft aus, da bei dem Betrieb von Fernwärmenetzen aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten eine bestimmte Mindestmenge an Wärme nicht unterschritten werden darf.

2.4.3. Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG)

Am 1. Januar 2009 wurde in Deutschland das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) eingeführt /EEWärmeG, 2008/. Das Gesetz wurde mit dem Ziel verabschiedet, den Anteil erneuerbarer Energien zur Deckung des Energieverbrauchs von Wärmeanwendungen²⁰ von 6 % im Jahr 2006 auf mindestens 14 % bis zum Jahr 2020 anzuheben. Im EEWärmeG ist der Einsatz erneuerbarer Energien bei der Wärmeversorgung verpflichtend vorgegeben und gilt für alle Neubauten mit einer Nutzfläche von mehr als 50 m². Das Gesetz basiert im Wesentlichen auf drei Säulen:

1. **Nutzungspflicht:** Für Neubauten ist je nach Art der genutzten Wärmeerzeugung der anteilige Deckungsbeitrag des Wärmebedarfs durch erneuerbare Energien festgelegt. Der Mindestanteil zur Deckung des Wärmeenergiebedarfs durch Solarthermie beträgt 15 %²¹. Während bei Nutzung fester oder flüssiger Biomasse, sowie bei Geothermie und Umweltwärme der Mindestanteil zur Wärmebedarfsdeckung bei 50 % liegt, ist bei Nutzung gasförmiger Biomasse ein Anteil von bis zu 30 % des Wärmebedarfs vorgeschrieben.

Anstelle der Nutzung erneuerbarer Energien können Kompensationsmaßnahmen, wie z. B. die Nutzung der Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen oder die Abwärmenutzung, jeweils bei einem Deckungsanteil von mindestens 50 % des Wärmebedarfs, ergriffen werden. Auch zusätzliche Wärmedämmmaßnahmen am Gebäude, die um mindestens 15 % über den Forderungen der EnEV hinausgehen, sowie die Deckung des Wärmebedarfs unmittelbar

²⁰ Raum-, Kühl- und Prozesswärme sowie Warmwasser.

²¹ Die Kollektorgroße muss bei Wohngebäuden mit bis zu zwei Wohnungen mindestens 0,04 m² und bei Wohngebäuden mit mehr als zwei Wohnungen mindestens 0,03 m² pro Quadratmeter beheizter Nutzfläche betragen.

aus einem Netz der Nah- und Fernwärmeversorgung²² zählen zu den Ersatzmaßnahmen.

2. **Finanzielle Förderung:** Die Nutzung erneuerbarer Energien ist über das *Marktanreizprogramm (MAP)* mit einem Finanzvolumen von 500 Mio. € pro Jahr, in den Jahren 2009 bis 2012 gefördert /BAFA, 2008/. Begünstigt werden die Gebäudeeigentümer, die einen Anteil an erneuerbaren Energien, der über die Nutzungspflicht hinausgeht, einsetzen oder wenn besonders effiziente Technologien eingesetzt werden. Im Fokus der Förderung stehen wärmeerzeugende Anlagen (z. B. Solarkollektoren, Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse, effiziente Wärmepumpen, Tiefengeothermieanlagen, Biomasseheizwerke) und Nahwärmenetze, die aus erneuerbaren Energien gespeist werden.
3. **Anschluss- und Benutzerzwang:** Kommunen dürfen den Anschluss und die Benutzung von Wärmenetzen der öffentlichen Nah- oder Fernwärmeversorgung zum Zwecke des Klima- und Ressourcenschutzes gesetzlich bestimmen.

Die Nutzung der Fernwärme ist durch das EEWärmeG als Kompensationsmaßnahme zur Erfüllung der gesetzlichen Anforderungen und als Zwangsmaßnahme zur Wärmeversorgung seitens der Kommunen begünstigt.

2.4.4. Das Erneuerbare-Wärme-Gesetz in Baden-Württemberg (EWärmeG)

Für das Land Baden-Württemberg gelten seit dem 1. Januar 2008 die Bestimmungen aus dem Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWärmeG) /EWärmeG, 2007/. Wie bereits das EEWärmeG führt das EWärmeG einen verpflichtende Anteil für die Nutzung erneuerbarer Energien bei der Wärmeversorgung in Wohngebäuden ein. Im Unterschied zum EEWärmeG gelten die gesetzlichen Bestimmungen aus dem EWärmeG sowohl für neue, als auch für bestehende Wohngebäude. In neuen Wohngebäuden, für die ab April 2008 das Bauverfahren eingeleitet wurde, muss mindestens 20 % des jährlichen Wärmebedarfs durch erneuerbare Energien gedeckt werden. Für bestehende Wohngebäude beträgt seit dem 1. Januar 2010 der Pflichtanteil an erneuerbaren Energien mindestens 10 % des jährlichen Wärmebedarfs, wenn

²² Voraussetzung hierfür ist, dass das Wärmenetz zu einem wesentlichen Teil mit erneuerbaren Energien bzw. zu mehr als 50 % auf Basis der Kraft-Wärme-Kopplung oder Abwärme betrieben wird.

2. Ausgangslage der Wärmewirtschaft in Deutschland

im Einzelfall die zentrale Heizungsanlage ausgetauscht wird. Neben dem Einsatz von Solarthermie, Geothermie und Biomasse, einschließlich Biogas und Bioöl, sowie der Nutzung von Umweltwärme und Abwärme mit Hilfe von Wärmepumpen, sieht das Gesetz eine Reihe weiterer alternativer Möglichkeiten zur ersatzweisen Erfüllung vor. Während die Vorgaben für den Neubaubereich am 1. Januar 2009 durch die Vorgaben aus dem EEWärmeG des Bundes abgelöst wurden (vgl. Abschnitt 2.4.3), gelten die Regelungen des Landesgesetzes für den Wohngebäudebestand weiterhin.

3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

In diesem Kapitel wird eine Vorgehensweise geschildert, die die Entwicklung des Wärmemarkts von der Bedarfsseite aus analysiert und bis zum Jahr 2050 fort-schreibt. Es wird unterschieden zwischen der Nutzwärmenachfrage in den Sektoren Haushalte, Gewerbe-, Handel-, Dienstleistung (GHD) und Industrie. Während in den Haushalten Nutzwärme in Form von Raumwärme und Brauchwarmwasser an-fällt, werden in GHD- und Industriesektor zusätzlich Prozesswärme nachgefragt. Im Industriesektor erfolgt die Prozesswärmenachfrage auf unterschiedlichen Tem-peraturniveaus in Abhängigkeit der Fertigungsprozesse in den Industriebereichen. Um Rückschlüsse auf den aktuellen und zukünftigen Nutzwärmebedarf in den Sek-toren ziehen zu können, wurde auf Indikatoren zurückgegriffen. Im Haushaltssektor dienen die Wohnflächengröße und die Wohnungsanzahl in den Wohngebäuden als Indikatoren für den Wärmebedarf, während die Entwicklung des Wärmebedarfs im GHD- und Industriesektor auf einer Verteilung der Anzahl der Beschäftigten je Branche beruht. Aufbauend auf der Ermittlung der Nutzwärmenachfrage erfolgt die Potenzialbestimmung der Fernwärmenutzung.

3.1. Wärmebedarfsstrukturen im Haushaltssektor

Zunächst werden die Indikatoren beschrieben, die in der Arbeit für die Bestim-mung des Nutzwärmebedarfs im Haushaltssektor verwendet werden. Mit diesen lassen sich Rückschlüsse auf den zukünftigen Nutzwärmebedarf ziehen. Anschlie-ßend wird der Nutzwärmebedarf auf Gemeindeebene bestimmt. Die Potenziale der Fernwärmenutzung bauen auf der Bestimmung der Nutzwärmenachfrage in den Gemeinden auf.

3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

3.1.1. Nutzwärmenachfrage im Haushaltssektor

Die Ermittlung der Nutzwärmenachfrage in den Haushalte beruht auf den statistischen Angaben von dem Bestand der Wohngebäude. Der Wohngebäudebestand wurde in verschiedene Gebäudekategorien klassifiziert. Jedem Gebäudetyp ist ein auf die Wohnfläche bezogener spezifischer Wärmebedarf zugeordnet. Für den Raumwärmebedarf wurde der spezifische Kennwert aus der Wärmebedarfsermittlung nach DIN /DIN EN 12831, 2003/ bestimmt, wohingegen der dem Warmwasserbedarf zugrunde gelegte Kennwert über eine Abschätzung des jährlichen Warmwasserbedarfs pro Person beruht. Die Entwicklung der Nutzwärmenachfrage basiert auf einer Entwicklung des Gebäudebestands, wobei Annahmen bezüglich der Abriss-, Umbau- und Neubauquoten der Wohngebäude unterstellt wurden. Die Entwicklungen der Wohngebäude, der Wohnflächen, der Wohnungsanzahl und der sich daraus abzuleitende Nutzwärmebedarf wurde für jede Gemeinde separat ermittelt. Die Quoten für die Bestimmung der Wohnbausubstanz korrespondieren mit den Rahmenannahmen der Wohnflächenentwicklung der Bundesrepublik Deutschland nach der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie in Auftrag gegebenen Energieprognose 2009 (vgl. /IER u. a., 2009/, /Frondele u. a., 2008/). Energetische Verbesserungen durch Sanierungsmaßnahmen werden in dem spezifischen Kennwert als Trendsanierungen an der Gebäudehülle berücksichtigt. Abb. 3.1 stellt schematisch die Vorgehensweise der Nutzwärmebedarfsbestimmung der Haushalte dar.

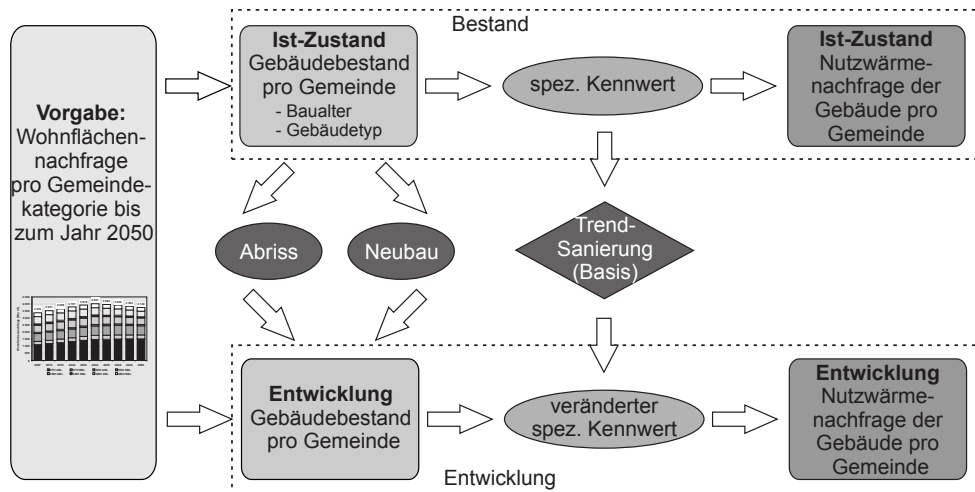


Abb. 3.1.: Bestimmung der Nutzwärmenachfrage des Haushaltssektors nach Gemeinden

Entwicklung der Wohnflächennachfrage

Im Jahr 2005²³ gab es in der Bundesrepublik Deutschland 39,6 Mio. Wohnungen in insgesamt 17,6 Mio. Wohngebäuden /StaBuA, 2008c/. Die Mehrzahl der Wohngebäude sind Einfamilienhäuser (EFH) mit einem Anteil von 62,6 %, gefolgt von Zweifamilienhäusern (ZFH) mit 20,1 % und Mehrfamilienhäusern (MFH) mit rund 17,3 %. Einfluss auf eine zukünftige Wohnflächennachfrage haben neben der Bevölkerungsentwicklung auch die wirtschaftliche Entwicklung des Landes, da mit erhöhtem Lebensstandard und der wirtschaftlichen Entwicklung die durchschnittlich zur Verfügung stehende Wohnfläche pro Person ansteigt /Korda, 2005/. Die Wohnflächennachfrage verhält sich umgekehrt proportional zur Personenanzahl je Haushalt, weshalb die Wohnungen bei Einpersonenhaushalten eine deutlich höhere Wohnfläche je Einwohner aufweisen. Verstärkt wird dieser Effekt durch den demographischen Wandel mit dem Anstieg des älteren Bevölkerungsanteils. Dieser so genannte „Remanenzeffekt“ ist charakterisiert durch eine Zunahme der Flächennachfrage pro Kopf bei älteren Personen, der durch den Auszug der Kinder aus der elterlichen Wohnung verursacht wird. Trotz abnehmender Familiengröße steigt dadurch die Wohnflächennachfrage an (vgl. /BBR, 2008/, /BMVBS, 2007c/, /Beckmann u. a., 1996/).

In Deutschland ist bezüglich der Bevölkerungsentwicklung mit einem Rückgang zu rechnen. Die Bevölkerungsanzahl geht voraussichtlich von 82,4 Mio. Personen in 2005 auf zunächst 79,7 Mio. in 2030 und anschließend auf 74,3 Mio. Personen in 2050 zurück. Während des gleichen Zeitraums steigt das Bruttoinlandsprodukt um durchschnittlich 1,05 % pro Jahr an /IER u. a., 2009/. Das Bruttoinlandsprodukt stellt einen Indikator für den Bevölkerungswohlstand dar. Trotz des Bevölkerungsrückgangs ist bis 2030 mit einem Anstieg der Wohnflächennachfrage und einer zunehmenden Verminderung der Personenanzahl pro Haushalt zu rechnen. Erst ab 2035 ist durch die Degression der Bevölkerungsentwicklung eine Abnahme der Wohnflächennachfrage zu erwarten /BBR, 2006/.

Die durchschnittliche Wohnfläche pro Kopf beläuft sich in 2005 auf 41,2 m². Die Wohnfläche von Ein- und Zweifamilienhäuser beträgt 1 983 Mio. m² und von Mehrfamilienhäuser 1 412 Mio. m². Die Wohnfläche steigt bis 2030 auf 4 021 Mio. m² an und fällt anschließend auf 3 748 Mio. m² in 2050 zurück /IER u. a., 2009/. Parallel dazu nimmt die Bevölkerungsanzahl sukzessive ab. Es resultiert daraus eine Pro-Kopf-Wohnfläche von 50,4 m² in 2030 und 50,5 m² in 2050.

²³ Stichtag ist der 31.12.2005.

3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

Erfassung des Gebäudebestands

Die Bestimmung der Nutzwärmenachfrage der Wohngebäude beruht auf der Herleitung einer Gebäudetypologie, die sich in vergangenen Arbeiten mehrfach bewährt hat /IWU, 2007/, /Blesl, 2002/, /Kleemann u. a., 2000/, /Hille, 2002/, /Ebel u. a., 2000/. Der Bestand an Wohngebäude wird in verschiedene Gebäudeklassen aufgeteilt, die sich nach Baualter und Gebäudegröße voneinander unterscheiden. Die Gebäudetypologie stützt sich auf der Erkenntnis, dass sich in der Entwicklung des Wohnungsbaus übliche Konstruktionen durch Auswahl von Baumaterialien und typische Bauteilflächen zur Gestaltung der Gebäudehülle, sowie zur Dimensionierung der Bauelemente in den einzelnen Bauepochen wiederfinden lassen. Diese Konstruktionsweisen beeinflussen den Heizwärmebedarf maßgeblich. Die Baualtersklassen orientieren sich an historischen Einschnitten, Zeitpunkten zu denen wärmetechnisch relevante Bauvorschriften wirksam wurden. Aufgrund unterschiedlicher Entwicklungen in den Bauvorschriften und Verordnungen für den Mindestwärmeschutz in West- und Ostdeutschland im Zeitraum 1949 bis zur deutschen Wiedervereinigung in 1990 erfolgt eine Einteilung der Wohngebäude getrennt nach alten und neuen Bundesländer. Die größten Unterschiede zwischen Ost- und Westdeutschland resultieren aus der Entwicklung der industriell gefertigten Wohnungsbauten (Plattenbauten), die ab 1957 in der ehemaligen DDR verstärkt nachgefragt wurden und seit 2002 im Rahmen des Förderprogramms Stadtumbau Ost²⁴ aufgrund hoher Wohnungsleerstände vermehrt zurückgebaut werden. Der Wohngebäudebestand der alten Bundesländer wurde in zehn Baualtersklassen (vgl. Tab. 3.1) und die der neuen Bundesländer in neun unterschiedliche Klassen (vgl. Tab. 3.2) unterteilt.

Tab. 3.1.: Baualtersklassen des Gebäudebestands der alten Bundesländer

Baualters- klasse	Beschreibung
bis 1918	Gebäude aus der Gründerzeit, teilweise denkmalgeschützt.
1919-1948	Zunehmende Industrialisierung der Baustoffherstellung. Verwendung kostengünstiger, einfacher Baustoffe und materialsparender Konstruktionen.

Fortsetzung

²⁴ Das vom Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen (BMVBS) initiierte Förderprogramm sieht den dauerhaften Rückbau von Wohnungen zur Reduzierung des Angebotsüberhangs zur nachhaltigen Aufwertung und Stabilisierung von Stadtquartieren vor /BMVBS, 2007b/.

3.1. Wärmebedarfsstrukturen im Haushaltssektor

Baualters- klasse	Beschreibung
1949-1957	Nachkriegszeit. Mindestanforderungen an den Wärmeschutz werden aufgrund von Materialmangel und Geldknappheit häufig nicht eingehalten.
1958-1968	Wirtschaftsaufschwung. Mindestanforderungen an den Wärmeschutz nach DIN 4108 (Wärmeschutz im Hochbau) werden teilweise übertroffen.
1969-1978	Anwendungszeitraum der DIN 4108. Grenzwerte für den Mindestwärmeschutz sind hauptsächlich danach abgeleitet, um Feuchtigkeitsschäden am Baukörper durch Tauwasserbildung zu vermeiden.
1979-1984	Die Verordnung über den energiesparenden Wärmeschutz (Wärmeschutzverordnung – WSchV) wird 1978 als Folge des Energieeinsparungsgesetzes (EnEG) eingeführt, mit dem Ziel den Energieverbrauch durch bauliche Maßnahmen zu reduzieren.
1985-1995	1. Novellierung der Wärmeschutzverordnung im Jahr 1984.
1996-2000	2. Novellierung der Wärmeschutzverordnung im Jahr 1995.
2001-2005	Die Energieeinsparverordnung (EnEV 2002) ersetzt in 2002 sowohl die Wärmeschutzverordnung (WSchV) als auch die Heizungsanlagenverordnung (HeizAnIV).
ab 2006	1. Novellierung der Energieeinsparverordnung Ende 2007 zur Umsetzung der EU-Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden.

Neben dem Gebäudealter wird der Heizwärmebedarf vor allem durch das Verhältnis der Wärme übertragenden Oberfläche zum beheizten Gebäudevolumen beeinflusst. Dieses A/V-Verhältnis beschreibt die Kompaktheit eines Gebäudes. Je geringer das A/V-Verhältnis, desto weniger Heizwärme benötigt das Gebäude. Innerhalb einer Epoche weisen Mehrfamilienhäuser in der Regel ein geringeres A/V-Verhältnis auf als Einfamilienhäuser. Um dies zu berücksichtigen werden in der Gebäudetypologie neben den Baualtersklassen Gebäudetypen mit verschiedenen A/V-Verhältnissen unterschieden. Die Gebäudetypen werden nach ihrer Baugröße und nach Anzahl der Wohnungen differenziert. Ein- und Zweifamilienhäuser sind separat ausgewiesen, da sie als Folge unterschiedlicher Gebäudegrundflächen abweichende Nutzwärmenachfragen aufweisen. Mit Zweifamilienhäuser sind der Einfachheit halber Reihendoppelhäuser (RDH) bezeichnet. Während ein Einfamilienhaus (EFH)²⁵ einer Wohnung entspricht, beinhaltet ein Reihendoppelhaus (RDH) zwei

²⁵ Im Wohnungsbau werden unter Einfamilienhäuser freistehende Einfamilienhäuser, Doppelhäuser, Reihenhäuser und auch Bungalows bezeichnet /Kister, 2005/. Erschließt ein Zugang

3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

Tab. 3.2.: Baualtersklassen des Gebäudebestands der neuen Bundesländer

Baualters- klasse	Beschreibung
bis 1918	Entsprechend der Beschreibung der alten Bundesländer (Tab. 3.1).
1919-1948	Entsprechend der Beschreibung der alten Bundesländer (Tab. 3.1).
1949-1968	Einfache Bauweise der Nachkriegszeit überwiegend in Mauerwerksbauweise. Ab Anfang der 50er Jahre werden die ersten Bauten in vorgefertigter Block- oder Streifenbauweise errichtet. Ab Mitte der 60er Jahre werden Plattenbauten in Großserie erstellt.
1969-1978	Einführung der Wohnungsbauserien (WBS). Ab Beginn der 70er Jahre wird Eigenheimbau in vorgefertigter Bauweise angeboten.
1979-1984	Aufnahme wärmetechnischer Verbesserungen in den Vorschriften der TGL 28706 ¹ . Als Rationalisierungsstufe II auch im Montagebau übernommen.
1985-1995	Weitere wärmetechnische Verbesserung mit Einführung der Rationalisierungsstufe III der Wohnungsbauserie 70. Nach 1990 wird nach den Richtlinien der Wärmeschutzverordnung (WSchV 1984) gebaut.
1996-2000	Entsprechend der Beschreibung der alten Bundesländer (Tab. 3.1).
2001-2005	Entsprechend der Beschreibung der alten Bundesländer (Tab. 3.1).
ab 2006	Entsprechend der Beschreibung der alten Bundesländer (Tab. 3.1).

¹ Technische Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL).

Wohnungen. Mehrfamilienhäuser werden zusätzlich in kleine und große Wohngebäude unterteilt, wobei kleine Mehrfamilienhäuser (KMH) Wohngebäude von drei bis sechs Wohnungen und große Mehrfamilienhäuser (GMH), inklusive der Hochhäuser, Wohngebäude mit mehr als sechs Wohnungen sind. Um den höheren Anteil an Hochhäuser in den neuen Bundesländer zu berücksichtigen, werden dort durchschnittlich vierzehn Wohnungen und in den alten Bundesländer elf Wohnungen je GMH zugrunde gelegt. Ab 2010 werden in den alten und neuen Bundesländern gleichermaßen sieben Wohnungen für ein GMH angenommen.

Ermittlung der Baualtersstruktur des Gebäudebestands

Für die Bestimmung des Nutzwärmebedarfs der Wohngebäude in den Gemeinden wird eine Altersstruktur der Wohngebäude hergeleitet. Diese beruht auf den Anga-

mehrere Wohneinheiten, dann wird von einem Mehrfamilienhaus gesprochen, unabhängig von der Bauweise und ob das Gebäude mehrere Eingänge und dadurch auch mehrere Einheiten aufweist.

3.1. Wärmebedarfsstrukturen im Haushaltssektor

ben der Mikrozensus Zusatzerhebung /StaBuA, 2008a/. Darin sind die Wohneinheiten der Gebäude nach Baujahresklassen in den Bundesländer angegeben. Über die Anzahl an Wohnungen in den Wohngebäuden werden die prozentualen Altersanteile der Wohngebäude in den alten und neuen Bundesländer ermittelt (vgl. Tab. A.1 und Tab. A.2 im Anhang, Seite 175). Im Gegensatz zur statistischen Erhebung wird hier davon ausgegangen, dass die Altersstruktur der Gebäude in Berlin vom Gebäudebestand Westberlins geprägt ist, weshalb Berlin den alten Bundesländern zugeordnet ist. Für die Bestimmung der Altersstruktur der Wohngebäude in den Gemeinden wird ferner davon ausgegangen, dass sich die Altersstruktur nur unwesentlich von Gemeinden verschiedener Einwohnergrößen, jedoch wesentlich von der geografischen Lage in Ost- und Westdeutschland unterscheiden. Der Wohngebäudebestand der Gemeinden /StaBuA, 2006a/ wurde mit prozentualen Anteilen zur Beschreibung der Altersstruktur gewichtet.

Annahmen für die Entwicklung der Gebäude- und der Wohnungsanzahl

Der Heizwärmebedarf der privaten Haushalte wird für jede Gemeinde aus der Anzahl der Wohngebäuden, den Wohnungen und den Wohnflächen bestimmt, weshalb Abschätzungen zum Verlauf zukünftiger Wohnungsanzahlen bedeutend sind. Für die Wohnungsentwicklung werden unterschiedliche Neubauquoten für die Gebäudetypen unterstellt. Diese gelten jeweils für eine Periode von fünf Jahren und beziehen sich auf die Wohnungszahl der Vorjahresperiode. Es werden Neubauquoten für die Gebäudetypen der alten und neuen Bundesländer angenommen. Zusätzlich werden die Neubauquoten in Quoten von Neubauten, die als Ersatz von abgerissenen Wohnungen innerhalb bestehender Siedlungen (Bestandsgebiete) und in Quoten von Wohnungen, die in neu errichteten Siedlungen (Neubaugebiete) zugebaut werden, differenziert. Zwischen dem Jahr 2005 und 2010 werden für EFH der alten und neuen Bundesländer durchschnittlich 0,55 % an Neubauten in Neubaugebieten und 0,28 % in Bestandsgebieten unterstellt. Bei RDH ist eine durchschnittliche Neubauquote in Höhe von 0,18 % in Neubaugebieten und 0,07 % in Bestandsgebieten und für KMH Quoten von 0,07 % (Neubaugebiete) und 0,06 % (Bestandsgebiete) für den Zeitraum 2005 bis 2010 angenommen. Zudem wird davon ausgegangen, dass aufgrund der abnehmenden Bevölkerungsentwicklung bis einschließlich 2035 keine GMH als Ersatzbauten in bestehenden Wohngebieten errichtet werden. GMH werden nur in Neubaugebieten gebaut, mit einer unterstellten durchschnittlichen Neubaurate von 0,06 % zwischen 2005 und 2010. Generell wird bis zum Jahr 2030 von einer Zunahme der Neubauquoten ausgegangen, anschließend von einer sukzessiven Abnahme bis 2050 (vgl. Tab. A.3 und Tab. A.4 im Anhang, Seite 176).

3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

Neben Neubauquoten für den Zubau neuer Wohnungen sind Umbauquoten für die Wohnungen unterstellt. Umbauten führen zu einer Vergrößerung der Gebäudewohnfläche, z. B. durch den Anbau eines Wintergartens oder durch den Ausbau des Dachgeschosses zum Wohnraum. Die durchschnittlichen Umbauquoten sind für die Periode 2005 bis 2010 für EFH und RDH mit rund 2,4 % bzw. 1,6 % gegenüber den zugrunde gelegten Umbauquoten der Mehrfamilienhäuser relativ hoch angesetzt. Das ist damit begründet, dass in Mehrfamilienhäusern die Möglichkeiten zu einem Umbau aufgrund der Mehrparteiensituation und der unterschiedlichen Besitzansprüche eher begrenzt sind. Für den gleichen Zeitraum wird bei KMH eine durchschnittliche Umbauquote von 0,4 % und bei GMH eine Quote von durchschnittlich 0,2 % angenommen. Bis zum Jahr 2015 wird mit einem Anstieg der Umbauquoten für die Wohngebäude gerechnet, der bis einschließlich 2030 auf dem Wert verbleibt. Danach nehmen parallel zur Bevölkerungsentwicklung die Umbauquoten der Wohngebäude ab (vgl. Tab. A.5 und Tab. A.6 im Anhang, Seite 177).

Während die Neu- und Umbauquoten zu einer Vergrößerung der Wohnfläche mit neueren Wärmedämmstandards führen, werden mit den angenommenen Abrissquoten die Wohnfläche von Gebäuden älteren Standards reduziert. Es wird eine durchschnittliche jährliche Abrissquote der Wohnungen von 2,3 % angenommen, wobei die abzubauenen Wohnungen sich ungleichmäßig auf Einfamilien-, Reihendoppel- und Mehrfamilienhäuser verteilen. Von 2005 bis einschließlich 2030 wird eine durchschnittliche Abrissquote von 4,6 % für Einfamilien-, 0,4 % für Reihendoppel- und 0,45 % für Mehrfamilienhäuser unterstellt. Ab 2030 wirkt sich der Bevölkerungsrückgang verstärkt auf die Wohnflächennachfrage aus, weshalb die Abrissquoten zunehmen. Ab 2030 ist bei Einfamilienhäuser mit einer jährlichen Abrissquote von 0,6 %, für Reihendoppelhäuser von 1,2 % und für Mehrfamilienhäuser von 0,8 % zu rechnen. Die Abrissquoten geben den prozentualen Abriss der Wohnungen bezogen auf den Wohnungsbestand der Vorjahresperiode an. Um den Wohnungsabriss auf die Baualtersklassen der Wohnungen innerhalb einer Gebäudegröße umzulegen, wird eine Verteilung zu Hilfe genommen, die Wohnungen in älteren Wohngebäuden stärker berücksichtigt. Der Verteilungsschlüssel für die Abrissquoten wird für die Wohngebäude der alten und neuen Bundesländer getrennt voneinander aufgestellt (vgl. Tab. A.7 und Tab. A.8 im Anhang, Seite 178). Den Abrissquoten ist eine Nutzungsdauer der Wohngebäude von durchschnittlich 80 Jahren unterstellt. Ferner wird angenommen, dass Wohngebäude, die vor dem Jahr 1918 errichtet wurden, ab 2030 unter Denkmalschutz stehen und danach, in Folge des Bestandschutzes nicht abgerissen werden. Da die technische Lebensdauer einzelner Gebäudebauteile weit unter der eines Gebäudes liegt, werden im Verlauf einer Gebäudelebensdauer die Gebäudebauteile mehrfach erneuert.

Entwicklung der Anzahl an Wohnungen und Wohngebäuden und der Wohnflächen

In Abb. 3.2 ist die Entwicklung der *Wohnflächennachfrage* der Wohngebäude nach alte und neue Bundesländer (ABL, NBL) und nach Gebäudetyp (EFH, RDH, KMH, GMH) bis 2050 aufgetragen. Während das Jahr 2005 die statistischen Werte darstellen, gibt der Verlauf ab 2010 die ermittelten Wohnflächen der verschiedenen Gebäudetypen wieder. Von 3 395 Mio. m² Wohnfläche in 2005 erhöht sich die Wohnflächennachfrage bis 2030 um etwa 18,5 % auf 4 021 Mio. m² und setzt sich zu 63,5 % aus der Wohnfläche von Einfamilien- und Reihendoppelhäuser und zu 36,5 % aus der Wohnfläche von Mehrfamilienhäuser zusammen. Anschließend nimmt die Nachfrage an Wohnfläche bis 2050 in den Mehrfamilienhäuser ab und in den Einfamilien- und Reihendoppelhäusern zu. In 2050 entfallen 68,1 % der Wohnfläche auf Einfamilien- und Reihendoppelhäuser und 31,9 % auf Mehrfamilienhäuser. Gegenüber 2005 ist die Wohnfläche in 2050 um etwa 10,4 % größer.

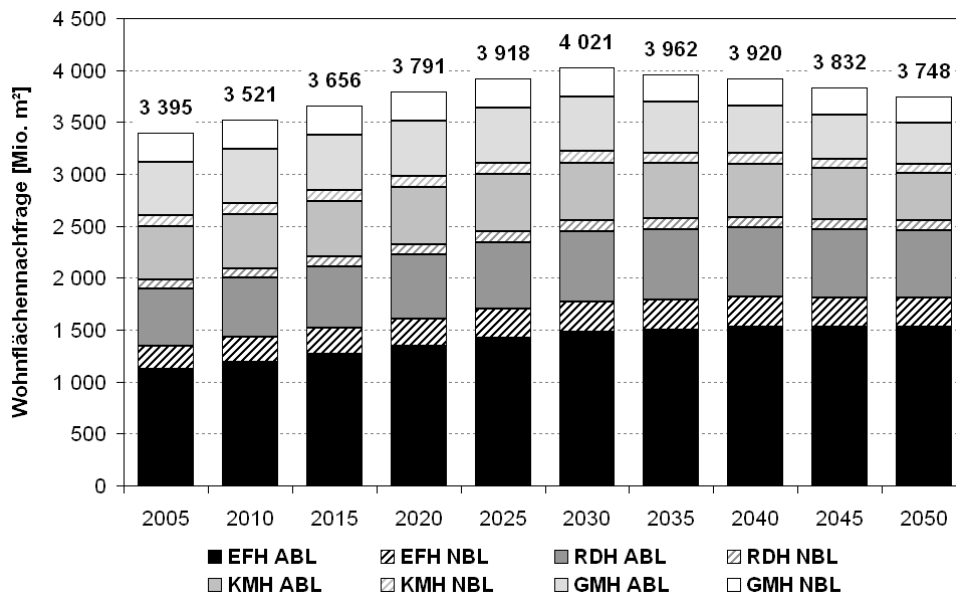


Abb. 3.2.: Entwicklung der Wohnflächennachfrage in den Gebäudetypen

Den größten Zuwachs an Wohnfläche erfahren die Einfamilienhäuser der alten Bundesländer (EFH ABL). Gegenüber 2005 beträgt dieser in 2030 32,0 % (1 485 Mio. m²) und in 2050 36,0 % (1 530 Mio. m²). Die Wohnfläche der Einfamilienhäuser in den neuen Bundesländer (EFH NBL) ist in 2030 291 Mio. m² am höchsten und geht bis 2050 auf 278 Mio. m² zurück. Dies entspricht einem prozentualen Anstieg von 32,0 % (2030) und 26,1 % (2050) gegenüber 2005. Auch die Wohnfläche der Reihendoppelhäuser steigt bis 2030 zunächst an und fällt im weiteren Verlauf bis

3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

2050 leicht ab. Die Wohnfläche der Reihendoppelhäuser in den alten Bundesländer (RDH ABL) beträgt in 2050 649 Mio. m² und in den neuen Bundesländer (RDH NBL) 93 Mio. m². Unabhängig von den Bundesländer werden in den kleinen und großen Mehrfamilienhäuser in 2050 jeweils weniger Wohnfläche nachgefragt als in 2005.

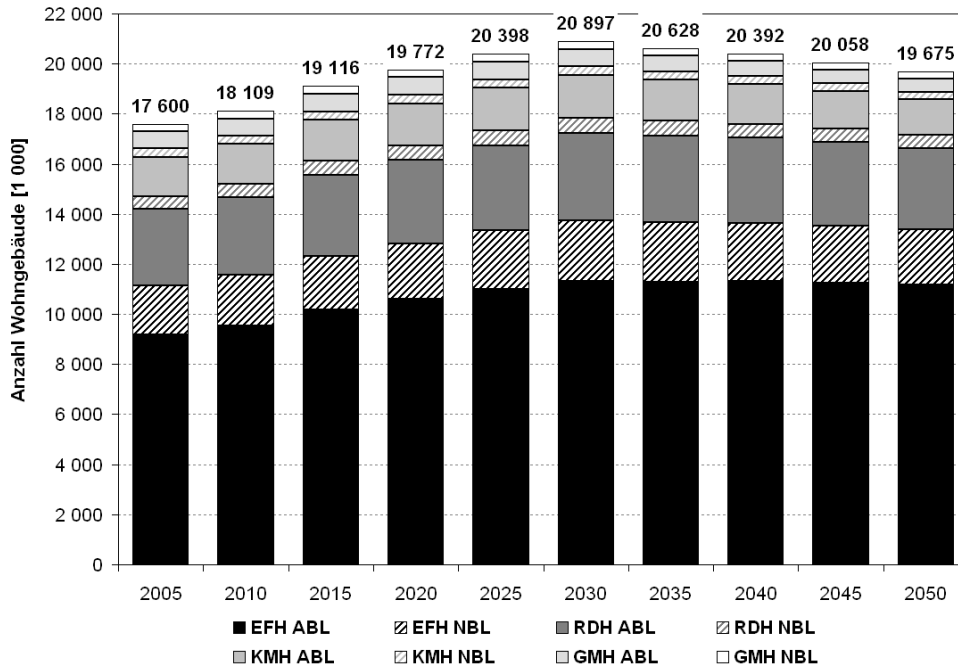


Abb. 3.3.: Entwicklung der Anzahl an Wohngebäuden nach Gebäudetypen

In der Entwicklung der *Wohngebäude* ist ein ähnlicher Trend auszumachen. Insgesamt steigt die Anzahl an Wohngebäuden von 17,6 Mio. in 2005 um 11,8 % auf 19,7 Mio. in 2050 an. Sowohl die Einfamilienhäuser, als auch die Reihendoppel- und kleine Mehrfamilienhäuser haben jeweils in 2030 ihren höchsten Gebäudebestand. Die Anzahl an großen Mehrfamilienhäuser ist in 2025 am höchsten (vgl. Abb. 3.3). Während bei den Einfamilienhäuser der alten Bundesländer im Jahr 2050 gegenüber 2005 ein Zuwachs von 21,5 % auf 11,2 Mio. Gebäude zu verzeichnen ist, beträgt die Zunahme der Einfamilienhäuser in den neuen Bundesländer 13,7 % (2,2 Mio. Gebäude). Die Anzahl an Reihendoppelhäuser der alten Bundesländer nimmt bis 2050 um 6,6 % auf 3,2 Mio. Gebäude zu, während in den neuen Bundesländer die Anzahl an Reihendoppelhäuser um 2,2 % auf 0,5 Mio. Gebäude zurückgeht. Der Bestand an Mehrfamiliengebäuden reduziert sich in den alten wie neuen Bundesländern: In den alten Bundesländer ist ein Rückgang von 8,6 % bei kleinen (KMH ABL) und von 22,7 % bei großen Wohngebäuden (GMH ABL) festzustellen. In den neuen Bundesländern betragen die Abnahmen 11,6 % bei kleinen (KMH NBL) und 9,0 % bei großen Wohngebäuden (GMH NBL).

3.1. Wärmebedarfsstrukturen im Haushaltssektor

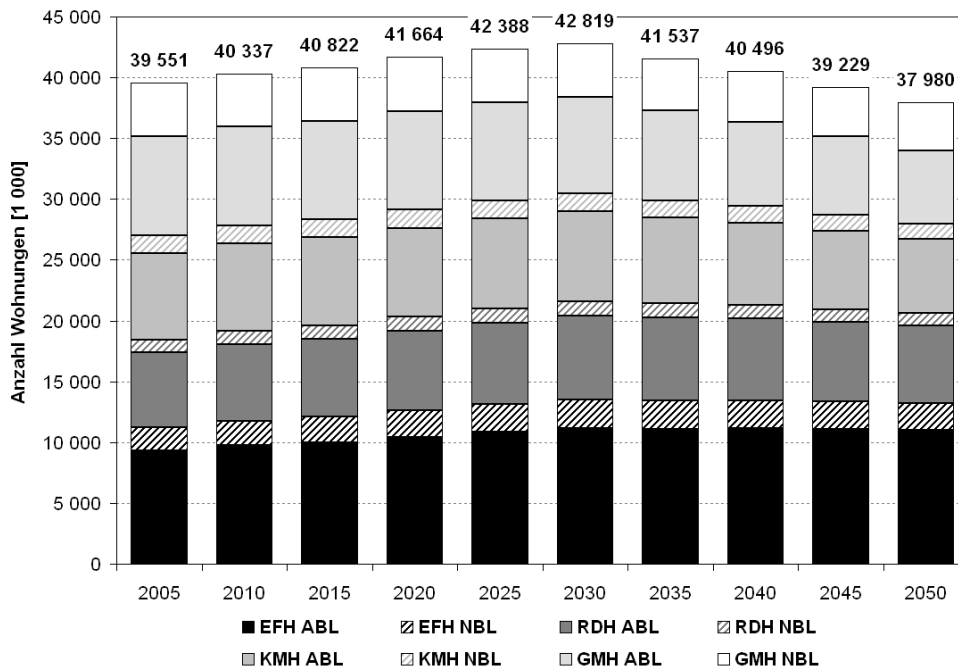


Abb. 3.4.: Entwicklung der Anzahl an Wohnungen nach Gebäudetypen

Die Entwicklung der Anzahl an *Wohnungen* nach Gebäudetypen ist in Abb. 3.4 dargestellt. Die Wohnungsanzahl erhöht sich zunächst bis 2030 und nimmt anschließend bis 2050 auf 38,0 Mio. Wohnungen ab. Die Zahl der Wohnungen in 2050 ist damit um 4,0 % geringer als im Jahr 2005. Während die Anzahl der Wohnungen in Einfamilienhäusern und Reihendoppelhäusern der alten Bundesländer sukzessive ansteigt, nehmen die Wohnungen in Reihendoppelhäusern der neuen Bundesländer und in Mehrfamilienhäusern bis 2050 ab. In 2050 werden voraussichtlich 17,4 Mio. Wohnungen in Mehrfamilienhäusern geben, verglichen zu 21,1 Mio. Wohnungen in 2005 (vgl. Abb. 3.4).

Annahmen für die Ermittlung der Nutzwärmenachfrage

Aus der Kombination der Baualtersklassen mit den Gebäudegrößen ergibt sich die Gebäudetypologie, die in Form einer Gebäudematrix für alte und neue Bundesländer separat dargestellt ist. Jedem Gebäudetyp wird darin ein repräsentatives Gebäude zugeordnet, für das eine Wärmebedarfsberechnung durchgeführt wurde. Die Gebäudegrundfläche, die Gebäudeaußenmaße und die Orientierung der Außenbauteile sind dem Gebäudedatensatz des *Institut Wohnen und Umwelt /IWU, 2003/* sowie aus */Gülec u. a., 1994/* entnommen. Für die Abschätzung der Wärmedurchgangskoeffizienten der Außenbauteile wird hier angenommen, dass die Gebäudehülle gegenüber dem Originalzustand zum Zeitpunkt des Erbauens teilweise

3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

durch bauliche Maßnahmen verbessert wurde. Als Vergleichsmaßstab für den spezifischen Heizwärmebedarf dient daher nicht der Wert, der am Ausgangszustand der Gebäude vorlag, sondern ein verminderter Durchschnittswert, der sich durch Verbesserungsmaßnahmen an der Gebäudehülle ergibt.

Die Heizwärmebedarfsberechnung der Gebäudetypen erfolgt über die Ermittlung der Wärmezufuhr, die unter Auslegungsbedingungen benötigt wird, um eine geforderte Rauminnentemperatur einzuhalten. Die Berechnung richtet sich nach den Vorschriften der Heizlastberechnung DIN EN 12831 /DIN EN 12831, 2003/²⁶.

Eine exemplarische Raumwärmebedarfsberechnung für das Gebäude Einfamilienhaus „EFH 1919-1948“ ist in Tab. A.9 des Anhangs, Seite 181 beigelegt. Unter Beachtung der Baualtersklassen und der Gebäudegrößen ergeben sich die auf die Quadratmeter Wohnungsfläche bezogenen jährlichen spezifischen Raumwärmeverbräuche der Wohngebäude. Die Kennwerte variieren von Jahr zu Jahr, da neue Gebäude errichtet werden und innerhalb eines Gebäudetyps Gebäude entweder abgebaut oder saniert werden. Die Zu- und Abgänge der Gebäude beeinflussen maßgeblich den spezifischen Wärmebedarf, da neue und sanierte Wohngebäude zum Einen einen geringeren Wärmeverbrauch und zum Anderen eine höhere Wohnungsfläche aufweisen. Entsprechend wird der Verlauf des spezifischen Heizwärmebedarfs der Gebäudetypen bis zum Jahr 2050 ermittelt. Die spezifischen Wärmeverbräuche für das Ausgangsjahr 2005 sind für die Wohngebäude der alten Bundesländer in Tab. 3.3 und für die Gebäude der neuen Bundesländer in Tab. 3.4 zusammengestellt.

Um den gesamten Wärmebedarf der Wohngebäude zu ermitteln, ist neben dem Raumwärmebedarf zusätzlich der Wärmebedarf zur Bereitstellung von Brauchwarmwasser zu erfassen. Im Unterschied zur Raumwärme ist der Wärmebedarf zur Warmwasserbereitung nicht unmittelbar aus der Gebäudeform und -größe, sondern von der zu versorgenden Personenanzahl abhängig. Der Gebäudetyp übt nur indirekt über die Annahme der mittleren Wohnflächengröße Einfluss auf den Warmwasserbedarf aus. Aus der Wohnfläche jeden Gebäudetyps ist eine durchschnittliche Belegungsanzahl der Einwohner abgeleitet. Als Anhaltswert für den durchschnittlichen Wohnflächenbedarf pro Person fließt die Pro-Kopf-Wohnfläche als bundesdeutscher Mittelwert in die Berechnung ein. Der Wärmebedarf für Brauchwarmwasser ergibt sich anschließend aus der Korrelation der abgeleiteten Personenanzahl

²⁶ Die Europäische Norm EN 12831:2003 hat den Status einer deutschen Norm. Die DIN EN 12831 gilt für die Bestimmung der Norm-Heizlast in Gebäuden. Sie wurde am 6. Juli 2002 angenommen und ersetzt mit ihrem nationalen Anhang NA die Normen DIN 4701-1:1983, DIN 4701-2:1983 und DIN4701-3:1989.

3.1. Wärmebedarfsstrukturen im Haushaltssektor

Tab. 3.3.: Durchschnittlicher spezifischer Raumwärmebedarf der Gebäude der alten Bundesländer in 2005

Baualterklasse	EFH	RDH	KMH	GMH
	[kWh/(m ² a)]			
bis 1918	196	194	188	124
1919-1948	201	169	151	169
1949-1957	243	175	165	160
1958-1968	177	154	148	156
1969-1978	145	146	137	141
1979-1984	140	133	109	106
1985-1995	139	116	81	76
1996-2000	107	108	97	89
2001-2005	86	84	74	65

Tab. 3.4.: Durchschnittlicher spezifischer Raumwärmebedarf der Gebäude der neuen Bundesländer in 2005

Baualterklasse	EFH	RDH	KMH	GMH
	[kWh/(m ² a)]			
bis 1918	287	194	188	124
1919-1948	201	169	151	169
1949-1968	252	178	169	157
1969-1978	186	153	145	138
1979-1984	164	136	120	115
1985-1995	143	117	106	101
1996-2000	107	108	97	89
2001-2005	86	84	74	65

mit einem jährlichen Nutzwärmebedarf, der pro Person und in der Entwicklung bis 2050 unverändert mit jährlich 680 kWh zugrunde gelegt wurde.

Berücksichtigung von Energieeinsparmaßnahmen im Wohnungsbau

Die mit baulichen Sanierungsmaßnahmen verbundene mögliche Energieeinsparung hängt von dem Sanierungsstandard der Gebäude ab. Die Energieeinsparverordnung trägt wesentlich zur Energieeinsparung und zur Weiterentwicklung der Niedrigenergiebauweise von Wohngebäuden bei. Die EnEV wurde bereits im Jahr 2002 vom Bundesrat und Bundesregierung verabschiedet. Seitdem wurden die Anfor-

3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

derungen an den maximalen Wärmebedarf im Wohnungsbau mehrmals angepasst und verschärft (vgl. Abschnitt 2.4.2, Seite 20). Neben den Richtlinien bezüglich der Mindeststandards für die Wärmedämmung sind Verpflichtungen für den Betrieb von Klimaanlage und zur Außerbetriebnahme von Nachtstromspeicherheizungen festgelegt.

In der Wärmebedarfsberechnung für Neubauten werden für die Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werte) der Gebäudebauteile die Mindestanforderungen der EnEV berücksichtigt. Des Weiteren wird davon ausgegangen, dass in der weiteren Entwicklung mit einer novellierten Energieeinsparverordnung EnEV 2012/15 zu rechnen ist /BMWi, 2008/. In den Vorüberlegungen zur Novelle wird zur Zeit diskutiert, ob für Neubauten eine zusätzliche Reduzierung des Energiebedarfs um bis zu 30 % gefordert werden kann. Zusätzlich muss nach den Vorgaben der EU-Kommission bis 2015 der Passivhausstandard bei Neubauten erreicht werden /Schulze Darup, 2009/. Beide Mutmaßungen fließen in der vorliegenden Arbeit für die Bestimmung des Wärmebedarfs von Neubauten durch niedrige Wärmedurchgangskoeffizienten ein. Ab 2020 werden die Mindestwerte der Wärmedurchgangskoeffizienten aus den Werten vorheriger Jahre fortgeschrieben.

Zukünftige Novellen der Energieeinsparverordnung werden hier angenommen und mit EnEV 2020/2025, EnEV 2030/2035 und EnEV 2040/45 bezeichnet. Zu den unterstellten Anforderungen lassen sich jeweils technische Maßnahmen ableiten: Die Wärmedurchgangskoeffizienten der Fenster nach EnEV 2009 werden z. B. durch Wärmeschutzverglasung erreicht, während für die Anforderungen der hier zugrunde gelegten zukünftigen EnEV 2012/15 dreifachverglaste Wärmeschutzfenster mit Argon als Gasfüllung benötigt werden. Für die Fortschreibung der Energieeinsparverordnung zur der hier mit EnEV 2020/25 bezeichneten Fassung, werden Fenster mit dreifacher Wärmeschutzverglasung und Kryptonfüllung benötigt. Für die angenommenen Energieeinsparverordnungen der Jahre 2030/35 und 2040/45 werden Werte z. B. für die Fenster zugrunde gelegt, die die heutigen Wärmeverluste der Fensterrahmen und die Abstrahlverluste der Glasscheiben reduzieren. Um die niedrigen Wärmedurchgangskoeffizienten an den Außenwänden zu erreichen sind Wärmedämmverbundsysteme (WDVS) unterschiedlicher Materialien und Dämmschichten angenommen. Neben Schaumglas, Mineralfaser und PUR-Hartschaum werden für die Ermittlung der Transmissionswärmeverluste in zukünftigen Bauweisen die Nutzung der Vakuumdämmung mit einer Wärmeleitfähigkeit von 0,007 W/mK angenommen /BBR, 2007/, /Hastings u. a., 2005/ und /BINE, 2004/ (vgl. Tab. 3.5).

3.1. Wärmebedarfsstrukturen im Haushaltssektor

Tab. 3.5.: Wärmedurchgangskoeffizienten von Bauteilen nach verschiedenen Energiestandards und unterstellter Fortschreibungen /Schulze Darup, 2009/, /dena, 2003/, /Ebel u. a., 2000/, eigene Berechnungen

Bauteil	EnEV	EnEV	EnEV	EnEV	EnEV	EnEV
	2007	2009	2012/15 ¹	2020/25 ¹	2030/35 ¹	2040/45 ¹
	[W/(m ² K)]					
Außenwände	0,45	0,28	0,14	0,13	0,12	0,11
Fenster ²	1,70	1,30	0,80	0,50	0,45	0,40
Dach / Decke	0,30	0,20	0,13	0,10	0,08	0,06
Kellerdecke ³	0,40	0,35	0,20	0,18	0,16	0,14

¹ Fortschreibung der Energieeinsparverordnung.

² Fenster inklusive Rahmen und Verglasung.

³ Kellerdecke und Bauteile gegen unbeheizte Räume und Erdreich.

In Eigentumswohnungen erfolgen bauliche Sanierungsmaßnahmen öfters als in Mietwohnungen, da bei Letzteren den Hausbesitzern oftmals der Anreiz fehlt, zusätzliche Investitionen für die Energieeffizienz zu tätigen. Über verminderte Betriebskosten profitieren in erster Linie die Mieter von den Einsparungen aus Energieeinsparmaßnahmen, die von den Vermietern finanziert wurden (Vermieter-Mieter-Dilemma) /prognos, 2007/. Neue verpflichtende Sanierungsmaßnahmen sind oftmals mit hohen Investitionskosten verbunden. Diese werden von den Vermietern häufig zeitlich verschoben. Hier setzen Förderprogramme, wie z. B. das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm /Förderbank, 2009/ an, um verstärkend auf die Sanierungstätigkeiten in Wohngebäuden einzuwirken.

Um die Sanierungstätigkeiten quantitativ zu erfassen wird bis einschließlich 2025 eine pauschale Sanierungsrate von 40 % auf die Gebäudebauteile (Fenster, Dach, Fassadenfläche, Kellerdecke) der Gebäudetypen zugrunde gelegt, deren Nutzungsdauer erreicht wird. Ab 2030 beträgt die angenommene Sanierungsrate 25 %, da aufgrund des Bevölkerungsrückgangs mehr Wohnfläche für die Bevölkerung zur Verfügung stehen wird und deshalb weniger saniert werden muss. Der Sanierungszyklus der Gebäudebauteile hängt von der Nutzungsdauer der Bauteile ab, die hier der Einfachheit halber mit der technischen Lebensdauer gleichgesetzt wird. In Tab. 3.6 ist neben der minimalen und maximalen Lebensdauer der Bauteile /Kleemann und Hansen, 2005/, der für die Untersuchung maßgebende Sanierungszyklus angegeben. Die technische Lebensdauer variiert z. T. sehr stark, bedingt durch die unterschiedliche Qualität der Materialien, der Benutzungsbeanspruchung und dem Einfluss möglicher Reparaturen.

3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

Tab. 3.6.: Technische Lebensdauer der Bauteile nach /Kleemann und Hansen, 2005/

Bauteile	Lebensdauer in Jahren		
	Min	Max	Zyklus ¹
Außenputz, Fassaden	30	60	40
Steildach	40	60	50
Flachdach	20	40	30
Fenster	25	40	30
Isolierverglasung	20	35	25
Gesamte Gebäudehülle (Vollämmung)	20	60	40

¹ Angenommener Sanierungszyklus.

Eine Sanierungsmaßnahme wird in der Regel nicht sofort in dem gesamten Gebäudebestand umgesetzt, da für die Planung und Umsetzung eine gewisse Zeit verstreicht. Diese Zeit wird hier als Durchdringungszeitraum bezeichnet und mit fünf Jahren angenommen. Um das Vermieter-Mieter-Dilemma zu berücksichtigen wird zudem unterstellt, dass Einfamilien- und Reihendoppelhäuser zuerst und erst danach Mehrfamilienhäuser saniert werden. Die Reihenfolge der möglichen Sanierungsmaßnahmen in den Gebäudetypen wird vorgegeben, da davon auszugehen ist, dass zuerst in eine günstige und danach in eine teure Energieeinsparmaßnahme investiert wird. In Anlehnung an /Güleç u. a., 1994/ wird deshalb angenommen, dass zuerst die Fenster ausgetauscht und danach die Wärmedämmung der Außenwände verbessert werden. Ab 2020 ist zusätzlich mit einer Sanierung der Dächer zu rechnen. Die Einsparungen, die aus den Sanierungsmaßnahmen resultieren, werden über die verminderten Wärmedurchgangskoeffizienten der Bauteile berücksichtigt und führen insgesamt zu niedrigeren spezifischen Wärmebedarfskennwerten der Wohngebäude (vgl. /Feist u. a., 1998/).

Übertragung der Nutzwärmenachfrage auf Gemeindeebene

Für die Bestimmung des Nutzwärmebedarfs der Wohngebäude auf Gemeindeebene stehen sowohl die Methode der automatisierten Wärmebedarfsberechnung /Blesl und Kempe, 2010/ als auch die Siedlungstypmethode zur Auswahl. Im Rahmen dieser Arbeit wird auf letztere Methode zurückgegriffen, da die automatisierte Wärmebedarfsberechnung auf Laserscanningdaten beruht, die für die Gesamtheit aller Gemeinden Deutschlands bislang nicht vorliegen.

3.1. Wärmebedarfsstrukturen im Haushaltssektor

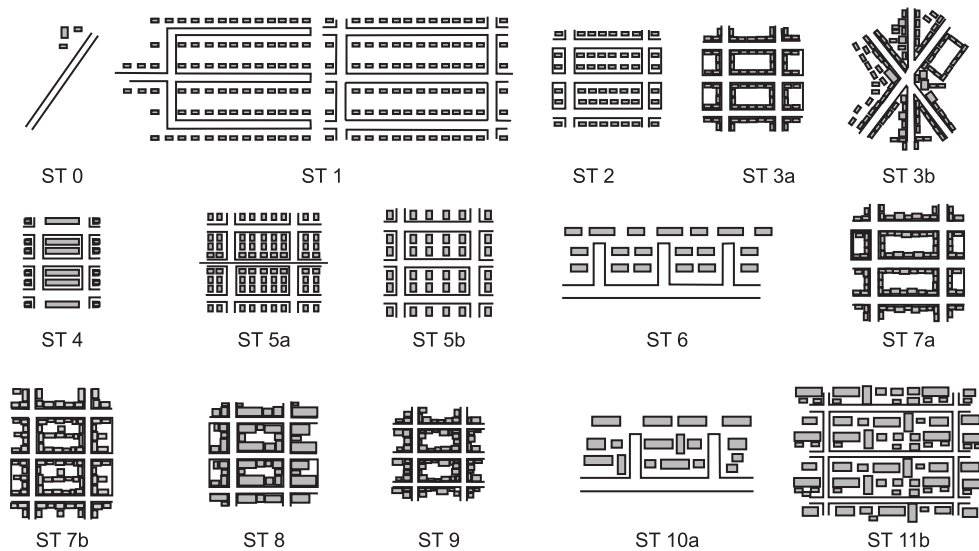


Abb. 3.5.: Erscheinungsbild der Siedlungstypen nach /Blesl, 2002/

In der Siedlungstypmethode werden Siedlungsflächen in verschiedene Siedlungstypen unterteilt. Der Grundgedanke der Siedlungstypmethode besteht darin, jedem Siedlungstyp eine bestimmte Anzahl an Gebäuden pro Quadratkilometer Siedlungsfläche zuzuordnen. Siedlungstypen zeichnen sich durch ein eindeutiges städtebauliches Erscheinungsbild durch den Zeitpunkt des Erbauens von Gebäuden aus und lassen sich durch individuelle Merkmale, wie der Wärmedichte, Liniendichte oder Gebäudedichte pro Quadratkilometer Siedlungsfläche beschreiben (vgl. Abb. 3.5).

Der Zusammenhang zwischen der Siedlungsstruktur und dem Wärmeverteilungssystem wurde erstmals in /Roth u. a., 1980/ dargestellt. Dabei wurde die Bebauung der Bundesrepublik Deutschland in insgesamt elf unterschiedliche Siedlungstypen klassifiziert. Darauf aufbauend ordnete *Winkens* den Siedlungstypen Kosten für die Wärmeverteilung zu /Winkens, 1994/. Da die städtebauliche Entwicklung seitdem stark fortgeschritten ist, Neubauten wurden hinzugefügt, was Auswirkungen auf die Bebauungsdichte nach sich zieht und Siedlungsgebiete wurden durch Bebauungen im Hinterland erweitert, sind in /Blesl, 2002/ und /Palme, 1999/ der Siedlungstypenkatalog aktualisiert und um neue Siedlungstypen erweitert.

Eine charakteristische Beschreibung der hier zugrunde gelegten Siedlungstypen ist in Tab. A.10 im Anhang, Seite 182 zu finden. Durch Verknüpfung der Siedlungstypmethode mit den spezifischen Wärmebedarfskennwerten der Gebäudetypen lassen sich den Siedlungstypen spezifische Wärmebedarfsdichten pro Quadratkilometer Siedlungsfläche zuordnen. Um Rückschlüsse auf den Nutzwärmebedarf der Wohngebäude in den Gemeinden schließen zu können, sind Aussagen bezüglich

3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

der Anzahl der Siedlungstypen in den Gemeinden wichtig. Es wird vorausgesetzt, dass sich jede Siedlungsfläche einer Gemeinde aus verschiedenen großen Anteilen von Siedlungstypen zusammensetzt. Gemeinden gleicher Einwohnergröße weisen eine einheitliche Zusammensetzung von Siedlungstypen auf. Um Analogieschlüsse bezüglich der Siedlungs- und Bebauungsstruktur zu ermöglichen, werden die Gemeinden Deutschlands in Gemeindekategorien (GK) klassifiziert. Jede Gemeinde wird entsprechend ihrer Einwohnerzahl einer Gemeindekategorie zugeordnet. In 2005 existierten in der Bundesrepublik Deutschland insgesamt 12 415 Gemeinden²⁷. Diese werden in insgesamt acht unterschiedliche Gemeindekategorien von „Landstädte bis 5 500 Einwohner“ (5 607 Gemeinden) bis „Großstädte ab 400 000 Einwohner“ (15 Gemeinden) eingeteilt (vgl. Tab. 3.7).

Tab. 3.7.: Gemeindekategorien in 2005

GK¹	Beschreibung / Anzahl der Einwohner (EW)	Bandbreite des Nutzwärmebedarfs	Anzahl der Gemeinden
GK1	Landstädte bis 5 500 EW	bis 10 GWh	5 607
GK2	Kleinstädte bis 11 000 EW	über 10 - 50 GWh	4 567
GK3	Kleinstädte bis 24 000 EW	über 50 - 120 GWh	1 372
GK4	Mittelstädte bis 50 000 EW	über 120 - 300 GWh	633
GK5	Mittelstädte bis 80 000 EW	über 300 - 500 GWh	123
GK6	Großstädte bis 170 000 EW	über 500 - 1 000 GWh	65
GK7	Großstädte bis 400 000 EW	über 1 000 - 3 000 GWh	33
GK8	Großstädte ab 400 000 EW	über 3 000 GWh	15
Summe			12 415

¹ Gemeindekategorie.

Jeder Gemeindekategorie ist ein Verteilungsschlüssel hinterlegt, der eine anteilige Zusammensetzung der Siedlungstypen auf die Siedlungsfläche einer Gemeinde beinhaltet. Der Verteilungsschlüssel wurde durch Auswertung exemplarischer Gemeinden einer Gemeindekategorie hinsichtlich ihrer Siedlungsstruktur bestimmt und auf die restlichen Gemeinden einer Gemeindekategorie übertragen (vgl. Tab. A.11 und Tab. A.12 im Anhang, Seite 184). Durch Korrelation der Siedlungstypanteile mit der Siedlungsfläche einer Gemeinde wird die Fläche eines Siedlungstyps bestimmt. Für die Entwicklung der Siedlungsflächen werden die Abriss- und Umbauquoten in

²⁷ Im Rahmen dieser Arbeit sind die Begriffe Gemeinden und Städte im gleichen Kontext behandelt, wobei streng genommen „Städte“ Gemeinden sind, die den Titel „Stadt“ führen dürfen, welcher ihnen entweder aus der Vergangenheit zugestanden wurde oder aufgrund des Überschreitens einer bestimmten Einwohnerzahl verliehen wird.

den Gemeinden anteilig auf die Siedlungstypen verteilt. Die Neubauquoten werden auf die Siedlungstypen bezogen, die ab 2010 als neue Siedlungstypen der Siedlungsfläche hinzukommen. Infolge der Verschneidung zwischen der Siedlungstypmethode mit der Gebäudetypologie wird die Wärmebedarfsdichte jedes Siedlungstyps pro Quadratkilometer Siedlungsfläche berechnet. Durch Multiplikation mit den entsprechenden Siedlungstypflächen wird auf den Nutzwärmebedarf der Wohngebäude einer Gemeinde geschlossen. Eine Hochrechnung für Deutschland erfolgt, indem die Berechnung für jede Gemeinde einer Gemeindekategorie durchgeführt wird.

3.1.2. Fernwärmenutzung im Haushaltssektor

Die Potenzialbestimmung der Fernwärmenutzung im Haushaltssektor basiert auf der Analyse einer Fernwärmeversorgung der Siedlungstypen in den Gemeinden und einer Ermittlung der Gemeinden, die bereits über eine Fernwärmeversorgung verfügen. Die Potenziale der Fernwärmenutzung ergeben sich in den Gemeinden, die in 2005/2006 über eine Fernwärmeversorgung verfügen durch Verdichtung und Erweiterung bestehender Fernwärmenetze. Zudem bestehen Potenziale der Fernwärmenutzung in der Erschließung von Neubausiedlungen und in Gemeinden, die bislang keine Fernwärme nutzen. Abb. 3.6 stellt schematisch die Vorgehensweise zur Bestimmung der Fernwärmepotenziale im Haushaltssektor dar.

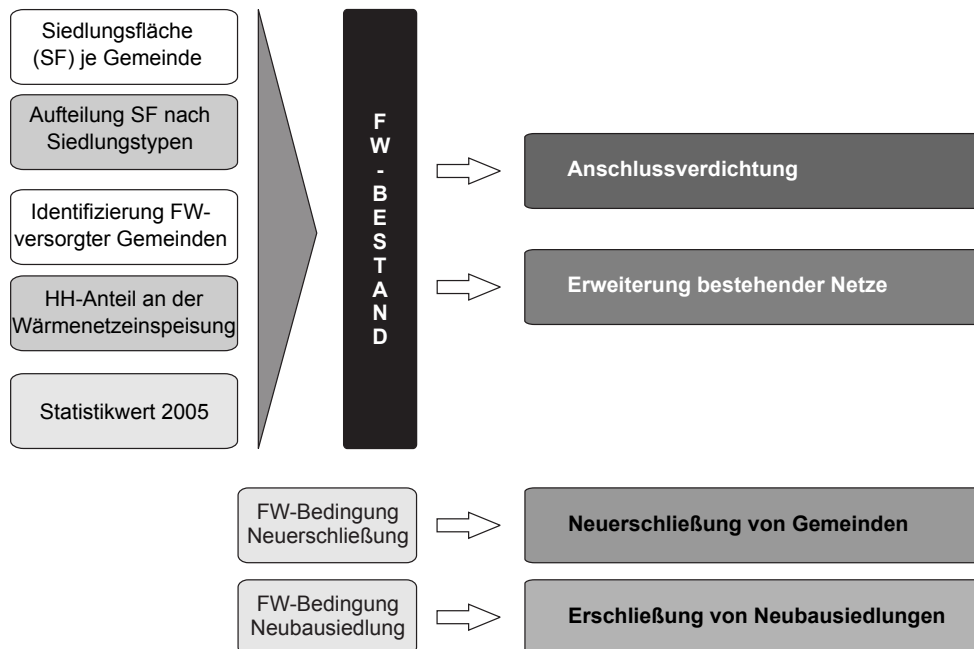


Abb. 3.6.: Potenzialbestimmung der Fernwärmenutzung zur Wärmebedarfsdeckung in den Haushalten

3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

Als Ausgangspunkt der Potenzialbestimmung werden die Gemeinden betrachtet, die in 2005/2006 eine Fernwärmeversorgung besitzen. Gute Anhaltspunkte darüber liefern die Ausgaben der AGFW-Hauptberichte /AGFW, 2001/ - /AGFW, 2007/, als auch die Veröffentlichungen (Geschäftsberichte) der Fernwärmeversorgungsunternehmen. Zudem wurden sonstige Untersuchungen /Dötsch u. a., 2008/, /Fischedick u. a., 2007/ ausgewertet, die sich speziell mit der Fernwärmeversorgung und deren Entwicklungsmöglichkeiten beschäftigen.

Alle deutschen Städte mit einer Einwohnerzahl größer als 80 000 Personen und einem Nutzwärmebedarf von über 500 GWh verfügen über eine Fernwärmeversorgung. In kleineren Städten hingegen nimmt der Anteil der mit Fernwärme versorgten Gemeinden, bezogen auf die Anzahl der innerhalb einer Gemeindekategorie erfassten Gemeinden ab: In „Mittelstädte bis 80 000 Einwohner“ (GK5, Nutzwärmebedarf von 300 - 500 GWh) liegt der Anteil der Fernwärmeversorgung bei 91 %. Der Anteil verringert sich in „Mittelstädte bis 50 000 Einwohner“ (GK4, Nutzwärmebedarf 120 - 300 GWh) auf etwas unter 70 % und in „Kleinstädte bis 24 000 Einwohner“ (GK3, Nutzwärmebedarf 50 - 120 GWh) auf 45 %. In „Kleinstädte bis 11 000 Einwohner“ (GK2, Nutzwärmebedarf 10 - 50 GWh) liegt der Deckungsanteil der Fernwärmeversorgung der Haushalte noch bei 25 % und in „Landstädte bis 5 500 Einwohnern“ (GK1, Nutzwärmebedarf bis 10 GWh) bei unter 8,5 %.

Lieferten die Recherchen bezüglich der Fernwärmeversorgung keine Erkenntnisse darüber wie hoch der Deckungsanteil der Fernwärmeversorgung in den jeweiligen Verbrauchssektoren (Haushalte, GHD- oder Industriesektor) ist, so wurde für den Haushaltssektor ein Versorgungsanteil der Wohngebäude mit Fernwärme von 49 % des angegebenen Werts der Netzeinspeisung unterstellt. Verteilungsverluste der Fernwärmenetze werden mit 12 % berücksichtigt. Zudem wird ein Nutzungsgrad von 90 % für die Übergabestationen unterstellt /Schäfer, 2001/.

Der Nutzwärmebedarf der Gemeinden mit einer Fernwärmeversorgung der Haushalte liegt in den Gemeindekategorien GK4 (über 81 000 GWh) und GK8 (über 83 000 GWh) am höchsten. Der Anteil des Nutzwärmebedarfs der Wohngebäude, die 2005/2006 über eine Fernwärmeversorgung verfügen, beträgt in den Gemeinden beider Kategorien zusammen über 43 % (vgl. Tab. 3.8). Der durchschnittliche Nutzwärmebedarf pro Gemeinde steigt von 6,0 GWh (Gemeindekategorie GK1) auf über 5 570 GWh (Gemeindekategorie GK8) an, wobei hier auf die Anzahl der mit Fernwärme versorgten Gemeinden einer Gemeindekategorie bezogen wird. Zusätzlich wird die durchschnittliche Fernwärmenutzung zur Wärmebedarfsdeckung der Haushalte in den Gemeinden auf die Anzahl der Gemeinden mit einer bestehenden Fernwärmeversorgung bezogen. In der Gemeindekategorie GK1 beträgt

3.1. Wärmebedarfsstrukturen im Haushaltssektor

Tab. 3.8.: Kenngrößen der mit Fernwärme versorgten Gemeinden, nach Gemeindekategorie in 2005/2006

GK ¹	Anzahl der Gemeinden	Anzahl der FW-Gemeinden ²	Gesamte Nutzwärmebedarf der FW-Gemeinden ²	∅ Nutzwärmebedarf pro FW-Gemeinde ²	∅ Fernwärmenutzung zur Wärmebedarfsdeckung pro FW-Gemeinde ²
	[–]	[–]	[GWh]	[GWh/Gem]	[GWh/Gem]
GK1	5 607	464	2 803	6,0	0,7
GK2	4 567	1 125	29 392	26,1	2,5
GK3	1 372	623	48 688	78,2	6,9
GK4	633	438	81 496	186,1	14,9
GK5	123	112	41 647	371,8	28,6
GK6	65	65	44 252	680,8	67,8
GK7	33	33	50 629	1 534,2	171,3
GK8	15	15	83 581	5 572,1	553,3

¹ Gemeindekategorien nach Tab. 3.7, Seite 42.

² Gemeinden, deren Haushalte in 2005/2006 mit Fernwärme versorgt wurden.

die mittlere Fernwärmenutzung zur Bedarfsdeckung der Haushalte 0,7 GWh pro Gemeinde und in der Gemeindekategorie GK8 553,3 GWh pro Gemeinde.

In jeder Gemeindekategorie wurde eine Beispielgemeinde ausgewählt und deren Anteil an Wohngebäuden in den Siedlungstypen bestimmt, der mit Fernwärme versorgt ist. Diese Analyse lehnt sich an vorausgegangene Studien an, die Gemeinden bezüglich einer Fernwärmeversorgung und ihrer Siedlungsstruktur untersucht haben (vgl. /Blesl u. a., 2009/, /Broydo, 2007/, /Palme, 1999/). Der Verteilungsschlüssel wird auf die restlichen Gemeinden innerhalb einer Gemeindekategorie übertragen, die eine Fernwärmeversorgung aufweisen. Über die Siedlungsfläche wird der Anteil der mit Fernwärme versorgten Flächen der Gemeinden abgeschätzt. Aufgrund von Nutzerentscheidungen und geografischen Randbedingungen liegt in den Siedlungsgebieten in der Regel keine Vollversorgung mit Fernwärme vor. Diese Einschränkung wird berücksichtigt, indem in Abhängigkeit der Siedlungstypen ein maximaler Anteil der Fernwärmeversorgung von 63 bis 84 % unterstellt wird. Der Wärmebedarf der restlichen Siedlungsfläche eines Siedlungstyps wird durch andere Wärmequellen gedeckt. Der Deckungsanteil der Fernwärme für Wärmeversorgung der Haushalte in den Siedlungstypen ist den Tabellen Tab. A.13 und Tab. A.14 im Anhang, Seite 185 zu entnehmen.

3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

Fernwärmepotenziale durch Verdichtung und Erweiterung der Fernwärmenetze

Das Potenzial der Fernwärmenutzung, das sich durch Verdichtung der Fernwärmenetze ergibt, wird durch die Verbraucher bestimmt, die in einem Gebiet einer bestehenden Fernwärmeversorgung, keine Fernwärme nutzen. Verdichtungspotenziale können in der Regel ohne großen Aufwand umgesetzt werden, indem zusätzliche Hausanschlussleitungen von den Verteilungsleitungen zu den Verbrauchern verlegt werden. Das Potenzial der Fernwärmenutzung durch eine Verdichtung der Fernwärmenetze steht bei einer sofortigen Wechselbereitschaft der Verbraucher nach einer Umbauzeit von einem Jahr zur Verfügung.

Als peripheres Erweiterungspotenzial wird das Potenzial der Fernwärmenutzung bezeichnet, das sich daraus ableitet, dass Siedlungen an ein bestehendes Fernwärmenetz angeschlossen werden. Im Vergleich zu den Verdichtungspotenzialen steigt der Investitionsaufwand deutlich an, da neben den Hausanschlussleitungen zusätzliche Verteilungsleitungen zu verlegen sind. Rechnerisch ergeben sich die maximalen Erweiterungspotenziale, indem die gesamte Siedlungsfläche eines Siedlungstyps der Fernwärmeversorgung zugerechnet wird.

Fernwärmepotenziale durch Erschließung von Neubausiedlungen und von bislang nicht mit Fernwärme versorgter Gemeinden

Unter den Neubaupotenzialen sind die Potenziale der Fernwärmenutzung zu verstehen, die sich zum Einen dadurch ergeben, dass Gemeinden, die bislang keine Fernwärme nutzen für die Fernwärmeversorgung erschlossen werden. Zum Anderen werden darunter auch die Potenziale der Fernwärmenutzung verstanden, die sich in Neubausiedlungen erschließen lassen. In den Gemeinden, die bislang nicht mit Fernwärme versorgt sind, wird unter Beachtung einer Mindestanforderung ein technisches und ökonomisches Potenzial für die Nutzung der Fernwärme unterstellt. Als Mindestanforderung müssen die Gemeinden Einwohner von über 6 000 Personen und 250 Mehrfamiliengebäuden aufweisen²⁸. Auf Grund dessen, dass in den Gemeinden ab einer Gemeindekategorie GK6 und höher eine bestehende Fernwärmeversorgung recherchiert wurde (vgl. Tab. 3.7, Seite 42), liegen die Neubaupotenziale in bislang nicht mit Fernwärme versorgten Gemeinden in den Gemeindekategorien GK1 bis GK5. In 2005 werden bei 895 Gemeinden Neubaupotenziale der Fernwärmenutzung ausgewiesen. Für die Ermittlung der Potenziale

²⁸ Es handelt sich hierbei um eine konservative Abschätzung, da in der Praxis Nahwärmeversorgungssysteme in kleinen Gemeinden, wie z. B. in Bioenergiedörfern existieren, die wenige hundert Einwohner umfassen.

3.1. Wärmebedarfsstrukturen im Haushaltssektor

sind die Anteile der Siedlungsflächen in den Gemeinden zugrunde gelegt, deren Haushalte mit Fernwärme versorgt werden können. Für die Abschätzung der Potenziale der Fernwärmenutzung in den Gemeinden, die derzeit keine Fernwärme nutzen, werden die gleichen Anteile der Fernwärmeversorgung in den Wohngebäude der Siedlungstypen unterstellt, die bei der Ermittlung der bestehenden Fernwärmeversorgung verwendet wurde (vgl. Tab. A.13 und Tab. A.14 im Anhang, Seite 185). Hydraulische und technische Restriktionen, die eine vollständige Versorgung des Siedlungsgebiets mit Fernwärme ausschließen, werden pauschal mit einem Abschlag von 20 % des Siedlungsgebiets berücksichtigt.

Das Fernwärmepotenzial in Neubausiedlungen wird sowohl in Gemeinden mit, als auch ohne bestehender Fernwärmeversorgung ermittelt. Zur Herleitung der Potenziale wurden zusätzliche Siedlungstypen eingeführt, die die zukünftige Siedlungsfläche von Neubausiedlungen beschreiben. Neubausiedlungen umfassen vor allem Neubauten von Ein-/Zweifamilienhäuser, Reihendoppelhäuser und kleine Mehrfamilienhäuser. Zur Kennzeichnung der Siedlungstypen im Neubaubereich wird den Bezeichnungen das Attribut „Neu“ angehängt. Die der Untersuchung zugrunde gelegten Flächenanteile der Siedlungstypen in Neubausiedlungen sind in Abhängigkeit der Gemeindekategorie der Tab. A.15 im Anhang, Seite 186 zu entnehmen. Bei der Analyse der Wärmeversorgung von Neubausiedlungen wird unterstellt, dass diese Siedlungen eine jeweils homogene Siedlungsstruktur mit keiner Verbindung zu anderen Neubausiedlungen haben. Zusätzlich wird angenommen, dass pro Gemeinde maximal vier unterschiedlich große Neubausiedlungen der Siedlungstypen STNeu2, STNeu4, STNeu5a und STNeu5b zugebaut werden können.

Ob in einer Neubausiedlung eine Fernwärmeversorgung wirtschaftlich erschlossen wird, hängt im Wesentlichen von dem zu erwartenden Wärmeabsatz ab. Da dem Siedlungstyp STNeu2 Ein- und Zweifamilienhäuser, STNeu4 Reihendoppelhäuser und STNeu5a bzw. STNeu5b kleine Mehrfamilienhäuser zugeordnet sind, nimmt die Wärmebedarfsdichte der Neubau-Siedlungstypen mit steigender Nummer zu. Die Mindestanforderung für einen wirtschaftlichen Fernwärmeanschluss in Neubausiedlungen bezieht sich auf die Größe der Siedlungsfläche des Neubaugebiets und fällt für die Siedlungstypen unterschiedlich aus. Die Mindestanforderungen liegen beim Siedlungstyp STNeu2 bei 210 a, beim STNeu4 bei 180 a, beim STNeu5a bei 168 a und beim STNeu5b bei 150 a.

Die Siedlungsflächen von Neubausiedlungen werden in unterschiedliche Anteile der verschiedenen Neubau-Siedlungstypen unterteilt. Ferner wird angenommen, dass zu Beginn einer Aufsiedlung von Neubaugebieten eine Entscheidung für oder gegen eine Fernwärmeversorgung getroffen wird, an der künftig festgehalten wird.

3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

Wird von einer Fernwärmeversorgung abgesehen ist eine nachträgliche Fernwärmeversorgung nur schwer umzusetzen.

3.1.3. Entwicklung der Nutzwärmenachfrage und der Potenziale der Fernwärmenutzung im Haushaltssektor

Der Endenergieverbrauch der Wärmeanwendungen in den privaten Haushalten beträgt im Jahr 2005 2 391 PJ. Davon entfallen 81,7 % auf die Raumwärme und 18,3 % auf das Brauchwarmwasser /Tzscheutschler u. a., 2007/. Um die Witterungseinflüsse zu beseitigen, wird der Raumwärmebedarf mittels der Gradtagzahlmethode bereinigt /IWU, 2008/. Dadurch ergibt sich in 2005 ein gesamter Wärmeverbrauch der Haushalte von 2 530 PJ /Tzscheutschler u. a., 2009/.

Auf Basis der in Abschnitt 3.1.1 auf Seite 26 erläuterten Annahmen wird die Nutzwärmenachfrage der Haushalte bis 2050 entwickelt. Zunächst wird für die Bestimmung der Nutzwärmenachfrage nach *Tzscheutschler* ein durchschnittlicher Nutzungsgrad zur Berücksichtigung von Wärmeverlusten (z. B. Kesselverluste) in den Haushalten von 87 % zugrunde gelegt. Daraus ergibt sich in 2005 ein Wert für die Nutzwärmenachfrage von 2 073 PJ. Infolge energetischer Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle und aufgrund der Gebäudeabgänge reduziert sich die Nutzwärmenachfrage in 2050 auf 1 188 PJ (vgl. Abb. 3.7). Während im Betrachtungszeitraum die Nutzwärmenachfrage der Einfamilien- und Reihendoppelhäuser – in Abb. 3.7 zusammen als EFH bezeichnet – um 36,8 % abnimmt, reduziert sich der Wert für die Mehrfamilienhäuser (MFH) um 52,4 %. Das Verhältnis der Nutzwärmenachfrage von Mehrfamilien- zu Einfamilien-/Reihendoppelhäuser nimmt von 60,4 % (2005) auf 45,4 % (2050) ab.

Die vor 2006 errichteten Wohngebäude haben in 2030 einen Anteil von über 90 % und in 2050 von über 83 % des gesamten in Wohngebäuden nachgefragten Wärmebedarfs. Die Nutzwärmenachfrage der gesamten Wohngebäude wird deshalb von dem heutigen Gebäudebestand wesentlich beeinflusst. Da aufgrund der Leerstände Mehrfamilienhäuser („MFH vor 1979“ und „MFH 1979-2005“) künftig bevorzugt abgebaut werden, verringert sich deren Anteil am gesamten Nutzwärmebedarf. Der Nutzwärmebedarf der Mehrfamilienhäuser, die vor 2006 errichtet wurden, nimmt bis 2030 um 35,4 % und bis 2050 um 53,7 % gegenüber dem Nutzwärmebedarf in 2005 ab. Etwas geringer fallen die Abnahmen des Nutzwärmebedarfs der

3.1. Wärmebedarfsstrukturen im Haushaltssektor

Einfamilien- und Reihendoppelhäuser gleicher Baualtersklasse aus. Der Nutzwärmebedarf geht dort bis 2030 um 28,6 % und bis 2050 um 51,0 % gegenüber dem Wert aus 2005 zurück. In 2050 beträgt die Nutzwärmenachfrage von Einfamilien- und Reihendoppelhäuser, die vor 2006 erbaut wurden, 633 PJ (2030: 923 PJ) und von Mehrfamilienhäuser 361 PJ (2030: 504 PJ).

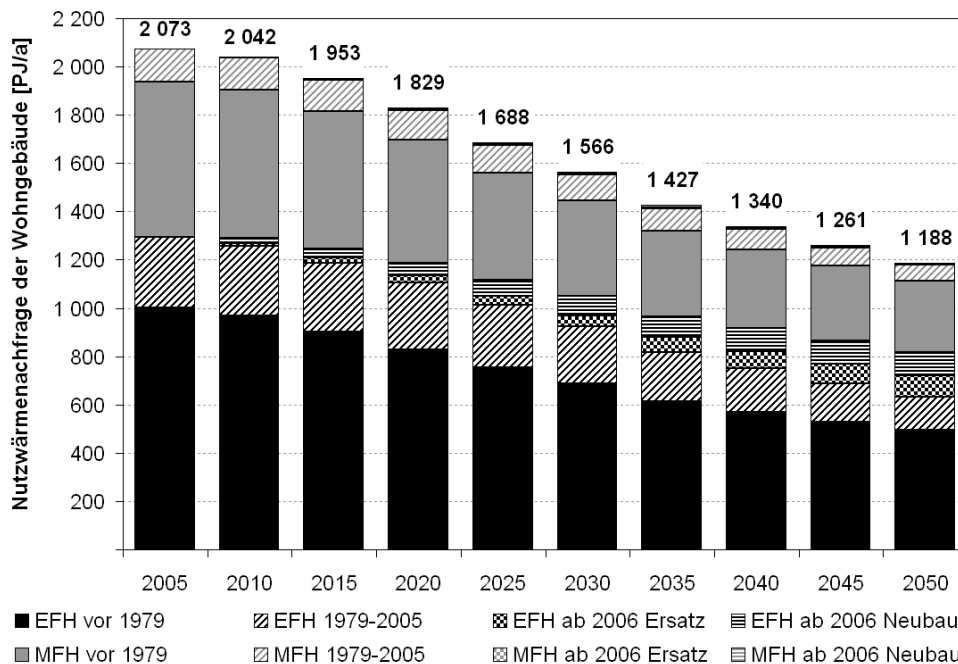


Abb. 3.7.: Entwicklung der Nutzwärmenachfrage von Wohngebäuden nach Baualtersgruppen²⁹

Die Neubauten der Wohngebäude benötigen in 2050 einen Nutzwärmebedarf von 194,2 PJ, der mit einem Anteil von rund 95 % überwiegend von Einfamilien- und Reihendoppelhäuser verursacht wird. Innerhalb der Baualtersklassen für Neubauten wird differenziert in Ersatzneubauten in bestehenden Siedlungsgebieten („ab 2006 Ersatz“) und in Neubauten in Neubausiedlungen („ab 2006 Neubau“). Unter den Ersatzneubauten werden die Wohngebäude verstanden, die als Ersatz für abgerissene Wohngebäude an gleicher Stelle errichtet werden. Diese greifen auf eine bestehende Infrastruktur zurück, wohingegen die Infrastruktur von Wohngebäuden in Neubausiedlungen erst neu aufgebaut werden muss. In 2050 beträgt die Wärmenachfrage von Einfamilienhäusern in Ersatzneubauten 87,6 PJ (2030: 47,0 PJ) und

²⁹ Die Baualtersklassen „vor 1979“ und „1979-2005“ bezeichnen Wohngebäude, die vor 1979 und zwischen 1979 und 2005 errichtet wurden. Mit der Bezeichnung „ab 2006 Ersatz“ sind Wohngebäude zu verstehen, die ab 2006 als Ersatz für abgerissene Wohngebäude und mit „ab 2006 Neubau“ sind Wohngebäude bezeichnet, die ab 2006 in Neubausiedlungen zugebaut werden.

3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

in Neubausiedlungen 96,6 PJ (2030: 78,2 PJ) (vgl. Abb.3.7). Die Nutzwärmenachfrage der ab 2006 zugebauten Mehrfamilienhäuser fällt aufgrund der geringeren Bautätigkeit und der niedrigeren spezifischen Nutzwärmenachfrage geringer aus. Ab 2030 stagniert die Nachfrage nach Mehrfamilienhäuser. Die Nutzwärmenachfrage in Mehrfamilienhäuser beträgt in Neubaugebieten 6,0 PJ (2030: 9,0 PJ) und in Ersatzneubauten 4,0 PJ (2030: 4,5 PJ).

Die Entwicklung der Potenziale der Fernwärmenutzung zur Wärmebedarfsdeckung ist von der Erschließung neuer Kunden an bestehende Fernwärmenetze, den Verdichtungs- und peripheren Erweiterungsmöglichkeiten, sowie den Erschließungsmöglichkeiten in Neubausiedlungen und in bislang nicht mit Fernwärme versorgten Gemeinden abhängig. In 2005 wird 134,7 PJ Fernwärme in den Haushalten zur Deckung von Raumwärme und Brauchwarmwasser verwendet (FW Bestand). Die Fernwärmenutzung der Haushalte, die bereits in 2005/2006 eine Fernwärmeversorgung hatten, verringert sich bis 2030 auf 83,5 PJ und bis 2050 auf 57,8 PJ (vgl. Abb. 3.8). Die Abnahme resultiert größtenteils aus der erhöhten Wärmedämmung von Wohngebäuden und der daraus folgenden Reduzierung des Nutzwärmebedarfs und zum geringen Teil aus den Abgängen der mit Fernwärme versorgten Gebäude.

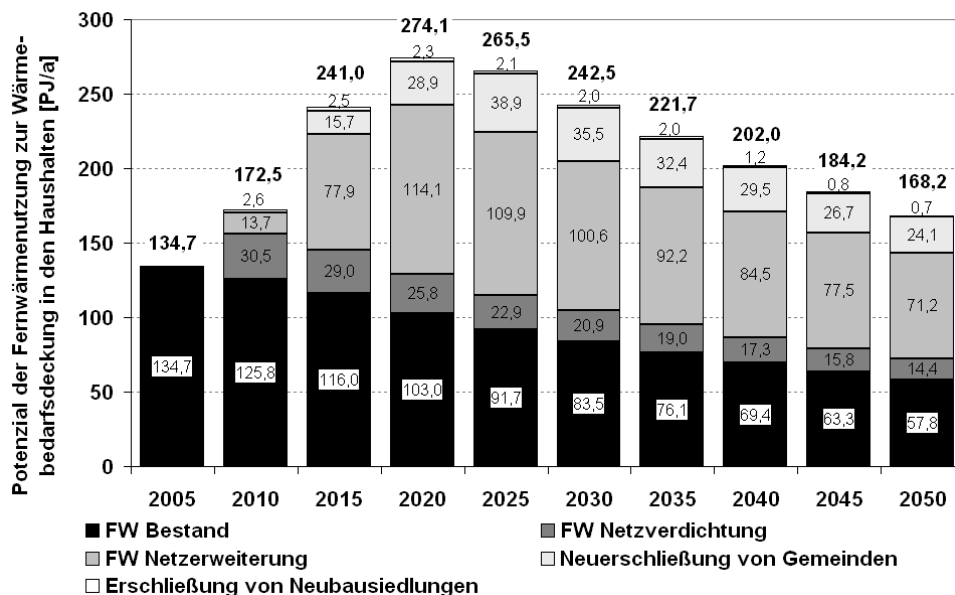


Abb. 3.8.: Entwicklung der Potenziale der Fernwärmenutzung zur Wärmebedarfsdeckung im Haushaltssektor (bestehende Fernwärmenutzung in 2005)

Das Potenzial der Fernwärmenutzung, das sich durch die Netzverdichtung (FW Netzverdichtung) ergibt, ist in 2010 mit 30,5 PJ am höchsten und geht anschließend auf 14,4 PJ in 2050 zurück. Dieser Rückgang ist auf die verminderte Nutz-

3.2. Wärmebedarfsstrukturen im GHD-Sektor

wärmenachfrage in Folge der Sanierungsmaßnahmen zurückzuführen. In 2010 wird für zusätzliche Fernwärmenutzung, die sich durch die Erweiterung der Fernwärmenetze (FW Netzerweiterung) ergibt, ein Ausbaupotenzial von 13,7 PJ ausgewiesen, das bis 2020 auf 114,1 PJ ansteigt und bis 2050 auf 71,2 PJ abnimmt. Das hohe Potenzial der Fernwärmenutzung infolge der Netzerweiterung ist in 2020 auf die unterstellte Umsetzungsdauer für den Ausbau der Fernwärmenetze zurückzuführen. Die zugrunde gelegte Bauzeit schwankt je nach Siedlungstyp zwischen acht (ST9) und fünfzehn Jahre (ST15). Während das Potenzial der Fernwärmenutzung durch die Verdichtung der Fernwärmenetze einen Anteil von 17,7 % (2010) des gesamten Potenzials der Fernwärmenutzung hat und auf 8,6 % (2050) zurückgeht, steigt im gleichen Zeitraum das Potenzial der Fernwärmenutzung durch die Erweiterung der Fernwärmenetze von 7,9 % (2010) auf 42,3 % (2050) an.

Das Potenzial der Fernwärmenutzung, das aus der Erschließung von Wohngebäuden in Neubausiedlungen resultiert (Erschließung von Neubausiedlungen), beträgt in 2010 2,6 PJ und in 2050 0,7 PJ. In den Gemeinden, die bislang über keine Fernwärmeversorgung verfügen (Neuerschließung von Gemeinden), besteht in 2015 ein Potenzial der Fernwärmenutzung von 15,7 PJ, das bis 2025 auf 38,9 PJ erhöht werden kann. Das Erschließungspotenzial geht anschließend auf 24,1 PJ in 2050 zurück. In den Neubausiedlungen und in den bislang nicht mit Fernwärme versorgten Gemeinden besteht zusammen ein Potenzial der Fernwärmenutzung, das sich in 2030 auf 37,5 PJ und in 2050 auf 24,8 PJ beläuft. Innerhalb dieser Potenziale überwiegt der Anteil, der durch die Erschließung bislang nicht mit Fernwärme versorgten Gemeinden gewonnen werden kann. Das Potenzial der Fernwärmenutzung, als Summe der Potenziale vom Netzausbau (Verdichtung und Erweiterung) und Neubau (Erschließung von Neubausiedlungen und neuer Gemeinden) beträgt in 2010 46,7 PJ und in 2050 110,4 PJ. Das gesamte Potenzial der Fernwärmenutzung erreicht in 2020 einen Höchstwert von 274,1 PJ, der anschließend in 2050 auf 168,2 PJ zurückgeht.

3.2. Wärmebedarfsstrukturen im GHD-Sektor

Im Gewerbe-, Handel-, Dienstleistungssektor ist es schwierig eine repräsentative Gebäudetypologie zu ermitteln, die als Indikator für die Bestimmung der Nutzwärmenachfrage dient. Nichtwohngebäude weisen zum Einen deutlich individuelle Bauformen auf und zum Anderen ist die Nutzwärmenachfrage in diesem Sektor stark von den Produktionsabläufen und -erzeugnissen in den Wirtschaftszweigen abhängig (vgl. /Ruth u. a., 2002/, /David u. a., 2002/, /Gierga und Erhorn, 1993/).

3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

Um die Entwicklung der Wärmenachfrage im GHD-Sektor in den Gemeinden zu ermitteln, wird ein Verteilungsschlüssel entwickelt, der in Anlehnung an unterschiedliche Untersuchungen /Schlomann u. a., 2008/, /Eikmeier u. a., 2006/, /AGFW, 2004b/ auf einen beschäftigten-spezifischen Ansatz beruht. Die Sektoren werden in unterschiedliche Wirtschaftszweige unterteilt, die auf der Klassifikation der Wirtschaftszweige WZ 2008³⁰ /StaBuA, 2008d/ basiert. Einzelne Wirtschaftszweige werden zusammengefasst, sodass hier in insgesamt zwölf Wirtschaftszweige unterschieden werden. In Tab. 3.9 ist der Kennbuchstabe der Wirtschaftszweige nach WZ 2008 mit angeführt. Die Wirtschaftszweige mit den Kennbuchstaben C und D sind der Industrie und die restlichen dem GHD-Sektor zugeordnet.

Tab. 3.9.: Klassifikation der Wirtschaftszweige

WZ ¹	Kennbuchstabe ²	Kurzbeschreibung
1	A, B	Land- und Forstwirtschaft; Fischerei und Fischzucht
2	C	<i>Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden</i>
3	D	<i>Verarbeitendes Gewerbe</i>
4	E	Energie- und Wasserversorgung
5	F	Baugewerbe
6	G	Handel
7	H	Gastgewerbe
8	I	Verkehr und Nachrichtenübermittlung
9	J	Kredit- und Versicherungsgewerbe
10	K	Grundstück- und Wohnungswesen
11	L, Q	Öffentliche Verwaltung, Verteidigung, Sozialversicherung; Exterritoriale Organisationen und Körperschaften
12	M, N, O, P	Erziehung und Unterricht; Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen; Erbringung von sonstigen Dienstleistungen; Private Haushalte mit Hauspersonal

¹ Wirtschaftszweig.

² Kennbuchstabe nach Klassifikation der Wirtschaftszweige WZ 2008.

Zunächst wird mit Hilfe unterschiedlicher Statistiken /StaBuA, 2005/ - /StaBuA, 2008e/ auf die Anzahl der sozialversicherungspflichtig beschäftigten Arbeitnehmer in den Wirtschaftszweigen geschlossen. Anschließend wird die gesamte Nutzwär-

³⁰ Zur Gewährleistung einer allgemeinen europäischen Vergleichbarkeit baut die WZ 2008 (Ausgabe 2008) auf der statistischen Systematik der Wirtschaftszweige aus der Europäischen Gemeinschaft (Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne, kurz: NACE) auf.

menachfrage des GHD-Sektors in 2005 nach Raumwärme-, Prozesswärme- und Warmwasserbedarf unterteilt und den Wirtschaftszweigen zugeordnet. Aus dieser Aufteilung und den Beschäftigtenzahlen der Wirtschaftszweige wird ein spezifischer Verbrauchskennwert für den Raumwärme-, Prozesswärme- und Warmwasserbedarf je Beschäftigte in den Wirtschaftszweigen abgeleitet. Aus der Korrelation zwischen der Anzahl an Beschäftigten in den Wirtschaftszweigen der Gemeinden und den spezifischen Verbrauchskennwerten wird die Nutzwärmenachfrage in den Wirtschaftszweigen einer Gemeinde ermittelt. Die Entwicklung der Nutzwärmenachfrage wird vorgegeben und lehnt sich an den Verlauf der Nutzenergienachfrage des GHD-Sektors in der Energieprognose 2009 /IER u. a., 2009/ an. Für die Entwicklung der Anzahl an sozialversicherungspflichtig beschäftigten Arbeitnehmern in einer Gemeinde wird hier angenommen, dass sich diese anteilig wie die Entwicklung der Wohnungen (vgl. Abschnitt 3.1.1) verhält. Die spezifischen Verbrauchskennwerte passen sich entsprechend den Vorgaben für die Entwicklung der gesamten Nutzwärmenachfrage und der Beschäftigten an. Das Schema zur Bestimmung der Nutzwärmenachfrage im GHD-Sektor ist in Abb. 3.9 dargestellt.

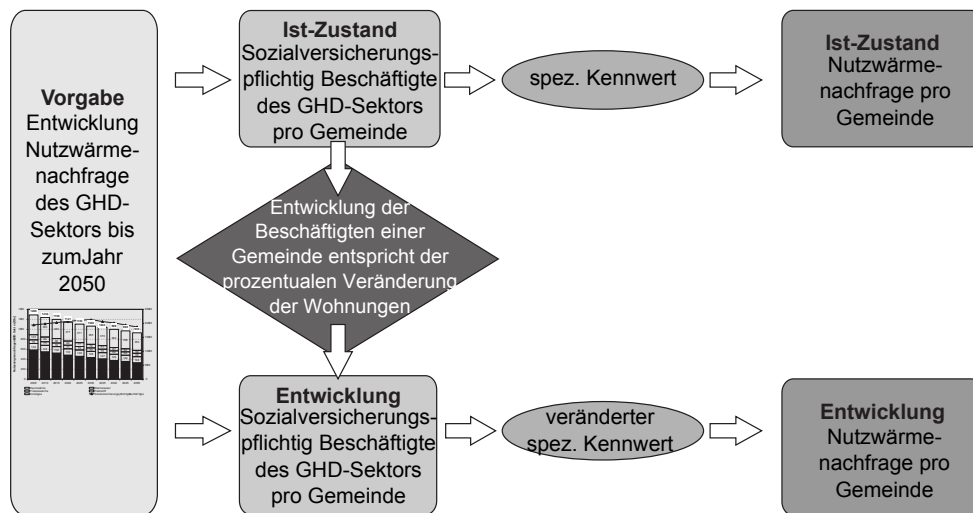


Abb. 3.9.: Bestimmung der Nutzwärmenachfrage im GHD-Sektor

3.2.1. Nutzwärmenachfrage im GHD-Sektor

Die Entwicklung der gesamten Nutzwärmenachfrage des GHD-Sektors orientiert sich bis 2030 an den Verlauf der Nutzenergienachfrage des Referenzszenarios der Energieprognose 2009 /IER u. a., 2009/. Für die Untersuchung der Nutzwärmenachfrage werden die nicht wärmerrelevanten Anteile der Nutzenergienachfrage

3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

(z. B. Stromverbrauch von Klimaanlage und Bürogeräten) herausgerechnet. In Abb. 3.10 ist die Entwicklung der Nutzwärmenachfrage des GHD-Sektors unterteilt nach Raumwärme, Prozesswärme und Warmwasserbedarf dargestellt.

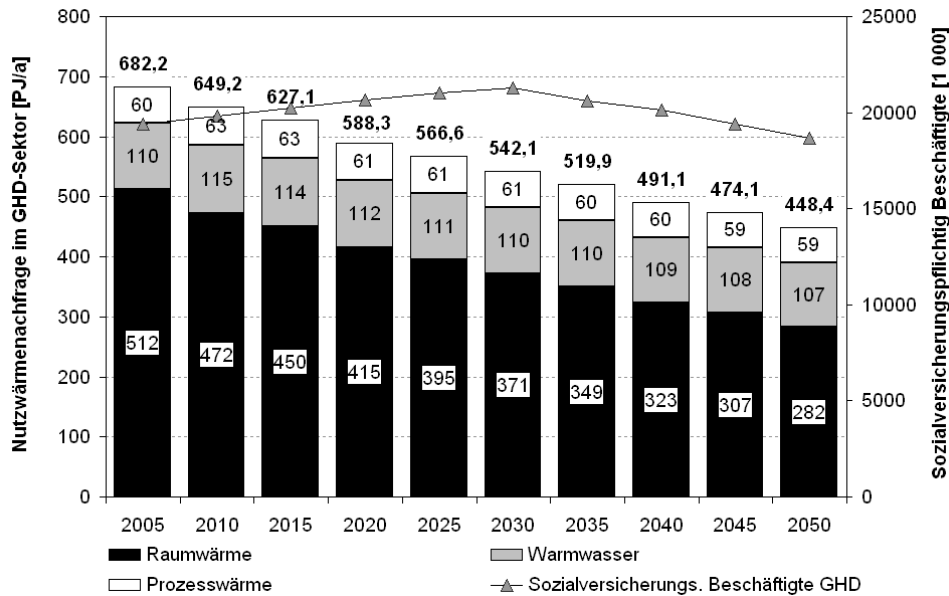


Abb. 3.10.: Entwicklung der Nutzwärmenachfrage im GHD-Sektor

Die Nutzwärmenachfrage im GHD-Sektor beträgt in 2005 nach Gradtagszahlen bereinigt 682,2 PJ /Tzscheutschler u. a., 2007/. Davon entfallen etwa 75,0 % auf den Raumwärmebedarf und 25,0 % auf den Bedarf an Warmwasser, einschließlich der Prozesswärme. In der Entwicklung bis 2050 ist mit einem Rückgang des Nutzwärmebedarfs auf 448,4 PJ zu rechnen. Die Nachfrage nach Raumwärme geht in 2050 um fast 45,0 % gegenüber dem Wert aus 2005 zurück. In 2050 beträgt die Raumwärmenachfrage 282 PJ und hat einen Anteil von 63,0 % der gesamten Nutzwärmenachfrage. Die Reduktion ist auf Sanierungsmaßnahmen an den bestehenden Nichtwohngebäuden und auf die Verwendung neu entwickelter Baustoffe bei Neubauten zurückzuführen. Die Entwicklung der Wärmenachfrage für Brauchwasser und für die Fertigungsprozesse ist bis 2050 rückläufig. Im Vergleich zu 2005 nimmt der Bedarf an Warmwasser um 2,9 % und der Bedarf an Prozesswärme um 1,4 % ab. Allerdings nimmt der Anteil der Wärmenachfrage von Warmwasser und Prozesswärme aufgrund des starken Rückgangs des Raumwärmebedarfs am gesamten Nutzwärmebedarf zu: Der Anteil des Warmwassers beträgt 2050 23,8 % (2005: 16,1 %) und der der Prozesswärme 13,2 % (2005: 8,8 %) von der gesamten Wärmenachfrage. Auf der rechten Ordinate in Abb. 3.10 ist die Anzahl der sozi-

alversicherungspflichtig beschäftigten Arbeitnehmer³¹ aufgetragen. Die Beschäftigten steigen von 19,4 Mio. Personen in 2005 um 1,85 Mio. Personen bis 2030 an und gehen danach auf 18,7 Mio. Personen in 2050 zurück.

Bestimmung der gemeindespezifischen Nutzwärmenachfrage

Die Anzahl der sozialversicherungspflichtig beschäftigten Arbeitnehmer pro Gemeinde ist der Ausgabe *Statistik lokal* /StaBuA, 2006a/ des Statistischen Bundesamts entnommen und mit der Gesamtzahl aus 2005 abgeglichen /StaBuA, 2006b/. In den Gemeinden, in denen bezüglich der Beschäftigtenzahlen Plausibilitätsprobleme auftraten, wurden diese mit Hilfe der Wohnungsanteile abgeglichen. Statistische Angaben über eine Verteilung der Beschäftigten in den Wirtschaftszweigen einer Gemeinde liegen nicht vor. Um eine Zuordnung der Beschäftigten in den Wirtschaftszweigen der Gemeinden zu bestimmen, wird auf die Erfassung der Beschäftigten in den Kreistypen (Landkreise und kreisfreie Städte) und Stadtstaaten zurückgegriffen /StaBuA, 2007/. Die prozentualen Anteile der Beschäftigten in den Wirtschaftszweigen der Kreistypen werden auf die Gemeinden übertragen.

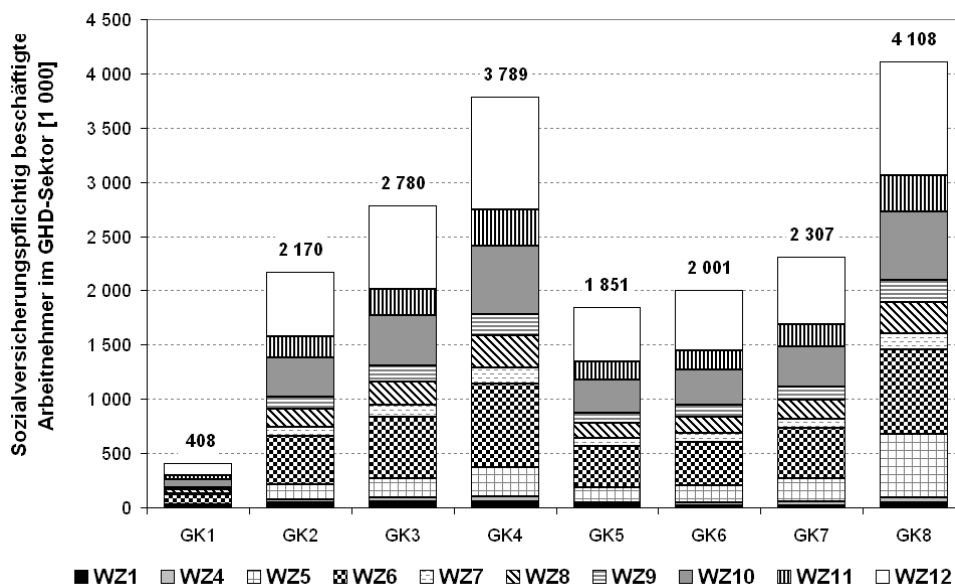


Abb. 3.11.: Sozialversicherungspflichtig beschäftigte Arbeitnehmer nach Wirtschaftszweigen (WZ) und Gemeindekategorien (GK) in 2005

³¹ Arbeiter und Angestellte sind von der Sozialversicherungspflicht (Kranken-, Renten-, Pflege- und Arbeitslosenversicherung) erfasst. Unbezahlt mithelfende Familienangehörige und Beamte zählen nicht dazu. Die Statistik der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten wird von der Bundesagentur der Arbeit erstellt.

3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

In Abb. 3.11 sind die sozialversicherungspflichtig beschäftigten Arbeitnehmer in 2005 den Wirtschaftszweigen des GHD-Sektors und den Gemeindekategorien zugeordnet. Vor allem in „Großstädte ab 400 000 Einwohner“ (GK8) und in „Mittelstädte bis 50 000 Einwohner“ (GK4) liegen hohe Beschäftigtenzahlen vor: Deren Anteile an der Gesamtzahl der Beschäftigten betragen 21,2 % (GK8) und 19,5 % (GK4). Hohe Beschäftigtenzahlen mit einem Anteil von 27,0 % und 20,0 % liegen in den Wirtschaftszweigen WZ12 (*Erziehung und Unterricht; Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen; Erbringung von sonstigen Dienstleistungen; Private Haushalte mit Hauspersonal*) und WZ6 (*Handel*) vor.

Die Ermittlung der beschäftigtenenspezifischen Bedarfskennwerte der Nutzwärmenachfrage im GHD-Sektor nach Wirtschaftszweigen basiert auf einer Untersuchung des *bremer energie institut* /Eikmeier u. a., 2006/. Die spezifischen Kennwerte wurden aus den Angaben des Nutzwärmeverbrauchs 2005 für Raumwärme, Prozesswärme und Brauchwarmwasser und der Anzahl an Beschäftigten je Wirtschaftszweig gebildet. Die spezifischen Kennwerte der Wärmeanwendungen in den Wirtschaftszweigen wurden mit dem absoluten Verbrauch der Nutzwärme abgeglichen (vgl. Tab. 3.10).

Tab. 3.10.: Spezifische Kennwert je Beschäftigte (BS) und absoluter Nutzwärmebedarf der Wirtschaftszweige im GHD-Sektor in 2005

WZ ¹	Spezifischer Kennwert			Absoluter Nutzwärmebedarf			
	RW ²	WW ³	PW ⁴	RW ²	WW ³	PW ⁴	Gesamt
	[GJ/BS · a]			[PJ/a]			
WZ1	24,7	10,1	2,9	7,0	2,8	0,8	10,6
WZ4	10,7	2,3	2,5	2,6	0,5	0,6	3,7
WZ5	14,0	3,0	2,0	22,6	4,8	3,3	30,7
WZ6	26,6	5,6	7,6	101,7	21,5	29,1	152,3
WZ7	54,6	11,6	5,0	39,9	8,4	3,6	51,9
WZ8	19,7	4,2	1,8	28,2	6,0	2,6	36,7
WZ9	19,1	4,1	1,7	19,0	4,0	1,7	24,8
WZ10	20,7	4,4	1,9	64,7	13,7	5,9	84,3
WZ11	21,8	4,6	2,0	36,1	7,6	3,3	47,0
WZ12	36,9	7,8	1,8	190,5	40,4	9,2	240,1
Summe				512,2	109,9	60,1	682,2

¹ Wirtschaftszweige nach Tab. 3.9 ohne Industriezweige WZ2 und WZ3.

² Nutzwärmebedarf der Raumwärme.

³ Nutzwärmebedarf des Brauchwarmwassers.

⁴ Nutzwärmebedarf der Prozesswärme.

3.2. Wärmebedarfsstrukturen im GHD-Sektor

Hohe spezifische Bedarfskennwerte je Beschäftigten für die Raumwärmenachfrage sind in den Wirtschaftszweigen WZ7 (*Gastgewerbe*) und WZ12 (*Erziehung und Unterricht; Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen; Erbringung von sonstigen Dienstleistungen; Private Haushalte mit Hauspersonal*) zu verzeichnen. Bei den spezifischen Kennwerten für Brauchwarmwasser und Prozesswärme fallen die hohen Werte im Gastgewerbe auf. Diese fallen zum Teil doppelt so hoch aus wie in den restlichen Sparten. Der hohe Warmwasserbedarf ergibt sich aus den häufigen Dusch- und Badevorgängen der Gäste und der hohe Prozesswärmebedarf ist auf den vermehrten Wärmeverbrauch der Sanitär- und Wellnessanlagen (z. B. Saunen) der Hotels zurückzuführen. Während im Wirtschaftszweig WZ1 (*Land- und Forstwirtschaft; Fischerei und Fischzucht*) hohe spezifische Kennwerte für das Brauchwarmwasser anfallen, sind im Wirtschaftszweig WZ6 (*Handel*) vor allem hohe Werte für die Prozesswärme zu erkennen.

3.2.2. Fernwärmenutzung im GHD-Sektor

Die Bestimmung der Potenziale zur Fernwärmenutzung, die im GHD-Sektor zur Deckung der Wärmenachfrage beitragen können, erfolgt analog zu der Potenzialabschätzung der Fernwärmenutzung im Haushaltssektor (vgl. Abb. 3.6, Seite 43). Zunächst werden die Gemeinden ermittelt, die in 2005/2006 über eine Fernwärmeversorgung verfügen. Geht aus den recherchierten Daten zur Wärmenetzeinspeisung nicht eindeutig der Anteil der Fernwärmebereitstellung für den GHD-Sektor hervor, wurde dieser mit 51 % der gesamten Netzeinspeisung unterstellt. Verteilungsverluste der Fernwärmenetze werden mit 12 % und die Nutzungsgrade der Fernwärmeübergabestationen mit 90 % angenommen.

Die für den GHD-Sektor relevanten Siedlungstypen sind ST10a/b, ST11b und ST12. Deren städtebaulichen Erscheinungsbilder sind durch öffentliche und gewerbliche Sonderbauten charakterisiert (vgl. Abb. 3.5, Seite 41). Der Nutzwärmebedarf im GHD-Sektor wird über die Anzahl der sozialversicherungspflichtig beschäftigten Arbeitnehmer in den Gemeinden bestimmt. Dieser Wert wird anschließend anteilig auf die betrachteten Siedlungstypen umgelegt. Als Grundlage dient der Verteilungsschlüssel der Siedlungstypen nach Tab. A.11 und Tab. A.12 im Anhang, Seite 184. Die Fernwärmenutzung zur Wärmebedarfsdeckung im GHD-Sektor wird über die Siedlungstypen und deren Anteile an der Fernwärmeversorgung (vgl. Tab. A.13 und Tab. A.14 im Anhang, Seite 185) abgeleitet.

Die Potenziale der Fernwärmenutzung, die sich aus der Netzverdichtung ergeben, beruhen darauf, dass sich zusätzliche gewerbliche Bauten und Unternehmen an

3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

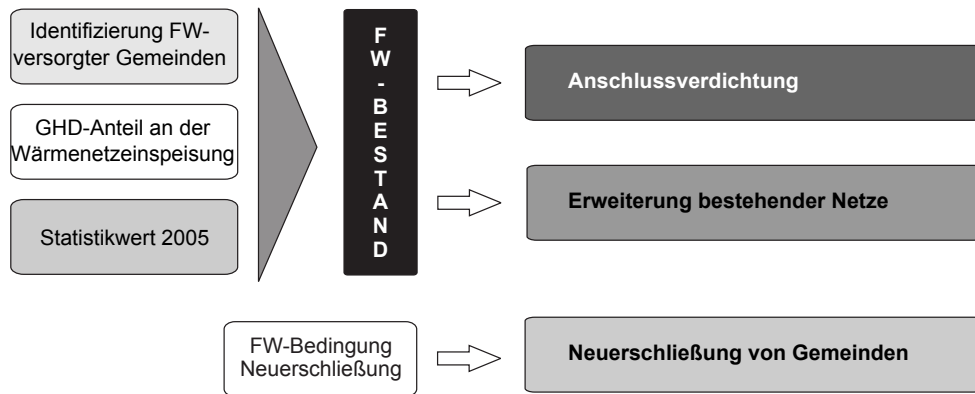


Abb. 3.12.: Bestimmung der Fernwärmepotenziale zur Deckung der Nutzwärmenachfrage im GHD-Sektor

eine bestehende Fernwärmeversorgung anschließen. Aufgrund hydraulischer und geografischer Restriktionen in den Gemeinden wird eine maximale Anschlussrate von 80 % der Siedlungstypen zugrunde gelegt. Ferner wird angenommen, dass sich die Potenziale der Fernwärmenutzung aus der Netzverdichtung innerhalb eines Jahres umsetzen lassen. Potenziale der Fernwärmenutzung, die sich aus der peripheren Netzerweiterung erschließen, bestimmen sich über eine Vollversorgung der Fernwärme in den Siedlungstypen. Zusätzlich ergeben sich Potenziale der Fernwärmenutzung in bislang nicht mit Fernwärme versorgten Gemeinden. Diese werden über die Anteile der Siedlungstypen, die mit Fernwärme versorgt werden können, abgeschätzt. In Abb. 3.12 ist die Bestimmung der Fernwärmepotenziale zur Wärmebedarfsdeckung im GHD-Sektor schematisch dargestellt.

Im GHD-Sektor wird 2005 133,0 PJ Nutzwärme durch Fernwärme gedeckt. Die Fernwärmenutzung zur Deckung des Wärmebedarfs in den Gemeinden, die in 2005/2006 über eine Fernwärmeversorgung verfügen (FW Bestand), nimmt bis 2050 auf 65,9 PJ ab (vgl. Abb. 3.13). Das gesamte Potenzial der Fernwärmenutzung steigt in 2020 auf 272,5 PJ an und geht anschließend bis 2050 auf 163,6 PJ zurück. In 2020 ergibt sich durch Verdichtung (FW Netzverdichtung) und Erweiterung (FW Netzerweiterung) bestehender Fernwärmenetze, sowie durch Erschließung bislang nicht mit Fernwärme versorgter Gemeinden (Neuerschließung von Gemeinden) ein Potenzial der Fernwärmenutzung von 156,0 PJ. Dieses Potenzial entwickelt sich bis 2050 aufgrund der verminderten Nutzwärmenachfrage auf 97,7 PJ zurück. Das Potenzial der Fernwärmenutzung infolge der Netzverdichtung hat in 2050 einen Anteil von 10,1 % und das der Netzerweiterung einen Anteil von 42,0 % der gesamten Fernwärmenutzung. Durch die Erschließung bislang nicht mit

3.3. Wärmebedarfsstrukturen im Industriesektor

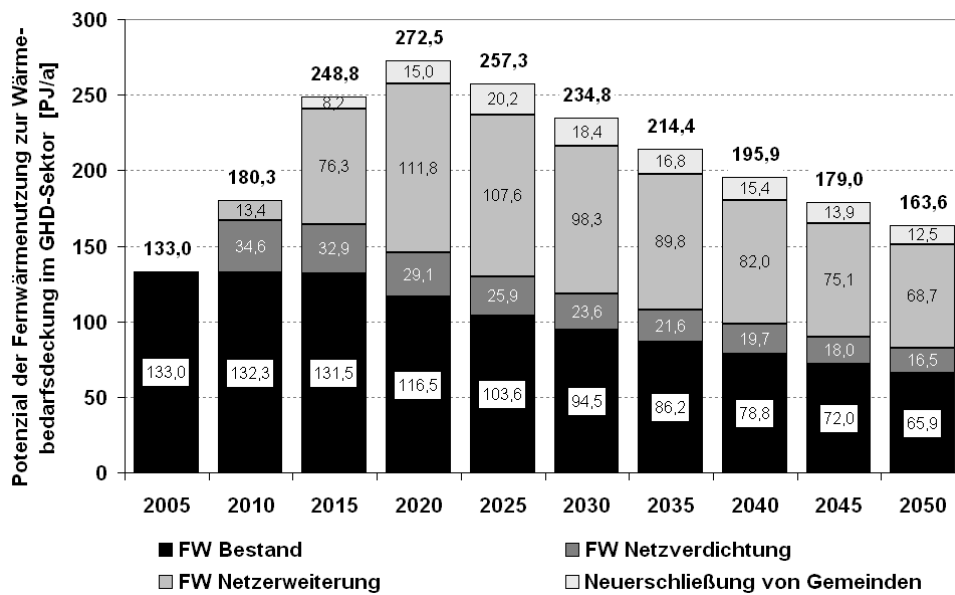


Abb. 3.13.: Entwicklung der Potenziale der Fernwärmenutzung zur Wärmebedarfsdeckung im GHD-Sektor (bestehende Fernwärmenutzung in 2005)

Fernwärme versorgter Gemeinden ergibt sich eine zusätzliche Fernwärmenutzung im GHD-Sektor, die sich in 2015 auf 8,2 PJ und in 2050 auf 12,5 PJ beläuft.

3.3. Wärmebedarfsstrukturen im Industriesektor

Der Industriesektor setzt sich aus einer Vielzahl unterschiedlicher Unternehmen mit verschiedensten Erzeugungs- und Weiterverarbeitungsprodukten zusammen und umfasst neben dem *Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden* die Betriebe des *Verarbeitenden Gewerbe* mit über 20 Beschäftigten. Die Wärmenachfrage variiert in Abhängigkeit der industriellen Fertigungsprozesse und ist durch verschiedene hohe Temperaturniveaus gekennzeichnet. Die Bereitstellung von Prozesswärme steht im Industriesektor im Vordergrund.

Aufgrund der Vielfältigkeit des Industriesektors wird dieser in acht Industriebereiche unterteilt: Eisenindustrie (Metallerzeugung und -bearbeitung), Nichteisen-Metallindustrie (Aluminiumerzeugung), Zementindustrie, chemische Industrie, Lebensmittelindustrie, Papierindustrie und Industrie zur Gewinnung von Steinen und Erden (Glas- und Keramikerzeugung). Unter „Sonstige Industrie“ zählen die restlichen industriellen Wirtschaftsbereiche (z. B. die Erzeugung von Gummi- und Kunststoffwaren, sowie der Maschinen- und Fahrzeugbau).

3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

3.3.1. Nutzwärmenachfrage im Industriesektor

Die Ermittlung der Nutzwärmenachfrage in den Industriebereichen einer Gemeinde verläuft analog zu der Bestimmung der Nutzwärmenachfrage des GHD-Sektors über einen beschäftigtenspezifischen Ansatz. Die Entwicklung der *Nutzwärmenachfrage* der Industriebranchen orientiert sich zunächst an den Verlauf der *Endenergienachfrage* des Referenzszenarios der Energieprognose 2009 /IER u. a., 2009/. Nach 2030 wurde linear fortgeschrieben. Der nichtenergetische Rohstoffbedarf (z. B. Bitumen für die Bauindustrie) und die Stromnachfrage für elektrische Geräte bleiben für die Ermittlung der Nutzwärmenachfrage unberücksichtigt. Der durchschnittliche Nutzungsgrad für die Wärmeanwendungen (z. B. Kessel, Wärmetauscher) ergibt sich aus den Angaben des Wärmeverbrauchs der Industrie nach /Tzschentschler u. a., 2008/ zu 84 %. Der Verlauf der Nutzwärmenachfrage in den Industriebereichen ist in Abb. 3.14 dargestellt.

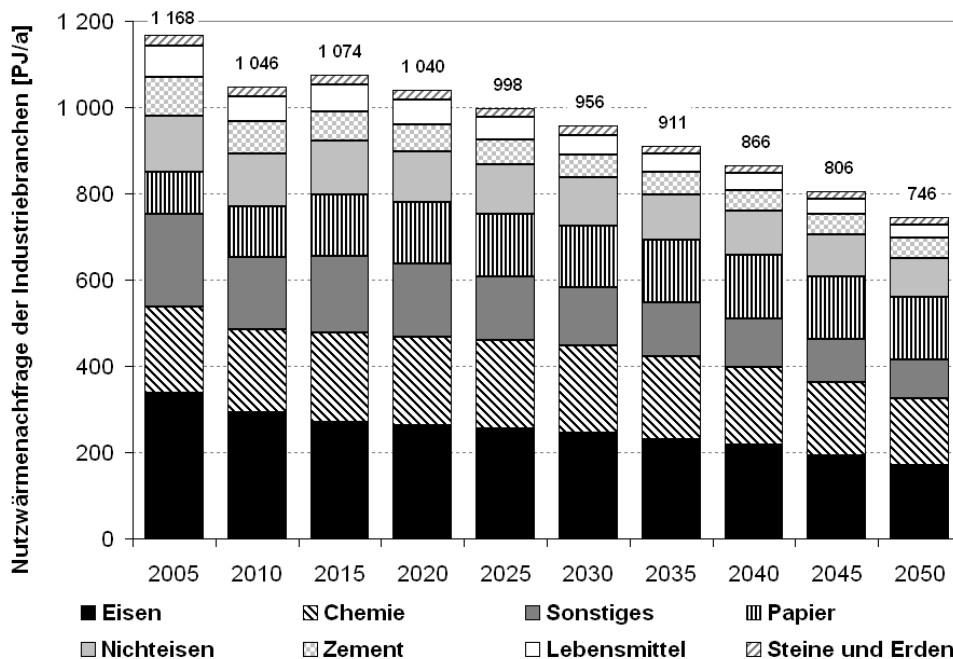


Abb. 3.14.: Entwicklung der Nutzwärmenachfrage in den Industriebereichen

Die Nutzwärmenachfrage der Industrie beläuft sich in 2005 auf 1 168 PJ und geht bis 2050 um 36,2 % auf 746 PJ zurück. Die Abnahme ist trotz steigender Wirtschaftslage auf die Effizienzsteigerungen in den industriellen Fertigungsprozessen zurückzuführen. Der Sprung im Verlauf von 2005 nach 2010 beruht auf dem unterstellten Produktionsrückgang, infolge der Finanz- und Wirtschaftskrise der Jahre 2008/2009. Vor allem in der Eisenindustrie wird für die Erzeugung von Metallen und deren Bearbeitung viel Wärme benötigt. Deren Anteil an der gesamten

3.3. Wärmebedarfsstrukturen im Industriesektor

Nutzwärme beträgt in 2005 28,8 % (336,6 PJ) und in 2050 22,8 % (169,9 PJ). Auch in der chemischen Industrie wird viel Wärme für industrielle Fertigungsprozesse nachgefragt. Der Anteil der Nutzwärme in der chemischen Industrie steigt von 17,3 % (2005) auf über 20,0 % (2050) an. In der Papierindustrie nimmt der Nutzwärmebedarf von 99,4 PJ (2005) auf 144,8 PJ (2050) zu. Die Entwicklung der Nutzwärmenachfrage der unter „Sonstige Industrie“ zusammengefassten Industriebereiche ist rückläufig. Der Anteil der Nutzwärme der „Sonstigen Industrie“ an der gesamten Nutzwärmenachfrage beträgt in 2005 18,3 % (213,3 PJ) und verringert sich in 2050 auf 12,9 % (90,2 PJ).

Bestimmung der gemeindespezifischen Nutzwärmenachfrage

Um Rückschlüsse auf die Entwicklung der Nutzwärmenachfrage in den Industriebereichen der Gemeinden zu ziehen, wird ein Verteilungsschlüssel entwickelt, der auf die Entwicklung von Erwerbstätigen in den Gemeinden beruht. Im Unterschied zu der geschilderten Vorgehensweise im GHD-Sektor wird im Industriebereich die Anzahl der Erwerbstätigen³² verwendet. Der Grund dafür liegt darin, dass die statistischen Angaben über die Anzahl der Erwerbstätigen in den Industriebereichen im Internet frei zur Verfügung gestellt sind. Die Entwicklung der Erwerbstätigen in den Industriebereichen wird bis 2030 den Angaben der Energieprognose 2009 /IER u. a., 2009/ entnommen und für die Jahre danach linear fortgeschrieben.

In 2005 waren 7,5 Mio. Erwerbstätige in der Industrie beschäftigt. Deren Anzahl geht aufgrund des Bevölkerungsrückgangs bis 2050 um etwa 1 Mio. Personen zurück (vgl. Abb. 3.15). In der Abbildung fällt der hohe Anteil der Erwerbstätigen in den Betrieben der „Sonstigen Industrie“ auf. Deren Anzahl bewegt sich 2005 bei 5,0 Mio. Personen und nimmt bis 2050 auf 4,4 Mio. Erwerbstätigen ab. In allen Industriebereichen, mit Ausnahme der Eisenindustrie, ist bis 2050 mit einer Abnahme der Erwerbstätigen zu rechnen.

Die Ermittlung der Nutzwärmenachfrage der Industriebereiche in den Gemeinden beruht auf der Angabe der gesamten Nutzwärmenachfrage in der Industrie und der Anzahl an Erwerbstätigen je Industriebereich. Zunächst werden die Erwerbstätigen der verschiedenen Industriebereiche in den Gemeinden ermittelt /StaBuA, 2006a/. Anschließend wird aus der Nutzwärmenachfrage der vergangenen Jahre und der Anzahl der Erwerbstätigen in den Industriebereichen ein spezifischer Verbrauchskennwert pro Erwerbstätige gebildet. Dieser Kennwert passt sich im Verlauf der

³² Zu den Erwerbstätigen zählen alle Personen, die als Arbeitnehmer (Arbeiter, Angestellte, Beamte, geringfügig Beschäftigte, Soldaten), als Selbstständige oder als mithelfende Familienangehörige eine auf wirtschaftlichen Erwerb gerichtete Tätigkeit ausüben.

3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

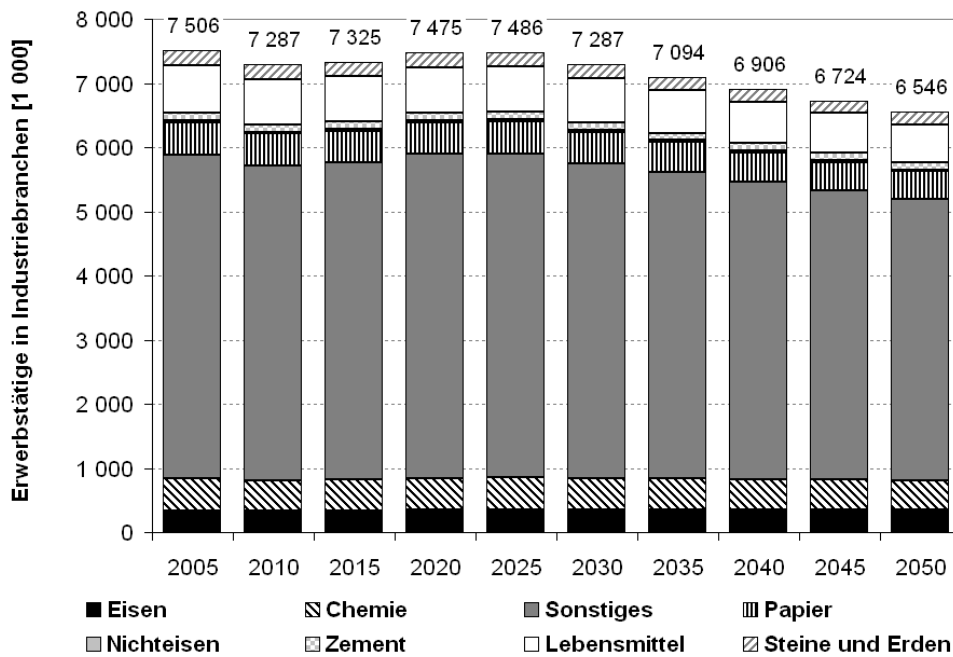


Abb. 3.15.: Entwicklung der Anzahl an Erwerbstätigen in den Industriebranchen nach /IER u. a., 2009/, eigene Berechnungen

Jahre an die unterstellte Entwicklung der Nutzwärmenachfrage an. Bei der Ermittlung der Anzahl an Erwerbstätigen in den Gemeinden wurde unterstellt, dass sich diese prozentual gleich entwickeln, wie die Anzahl der Wohnungen in der jeweiligen Gemeinde. Das Schema zur Bestimmung der Nutzwärmenachfrage im Industriesektor ist in Abb. 3.16 dargestellt.

Die Anzahl der Erwerbstätigen in den Industriebereichen wird dem *statistischen Jahrbuch* /StaBuA, 2006b/ entnommen und mit den Angaben der Erwerbstätigen in den Gemeinden der Ausgabe *Statistik lokal* /StaBuA, 2006a/ korreliert. Die Anzahl der Erwerbstätigen in den Gemeindekategorien und Industriebereichen ist für das Jahr 2005 in Tab. 3.11 zusammengestellt. Es fallen einerseits die hohen Werte der Erwerbstätigen in der Gemeindekategorie GK2 („Kleinstädte bis 11 000 Einwohner“), GK3 („Kleinstädte bis 24 000 Einwohner“) und GK4 („Mittelstädte bis 50 000 Einwohner“) auf, die zusammen einen Anteil von 57,5 % ausmachen. Der Grund dafür liegt darin, dass die Gemeindekategorien GK2 bis GK4 quantitativ die meisten Gemeinden und Erwerbstätigen umfassen. Andererseits fällt mit 67,1 % der hohe Anteil der Erwerbstätigen in der „Sonstige Industrie“ auf und geht darauf zurück, dass in diesem Bereich die restliche Industrie zusammengefasst ist, die sich zahlenmäßig in den Erwerbstätigen hervorhebt.

3.3. Wärmebedarfsstrukturen im Industriesektor

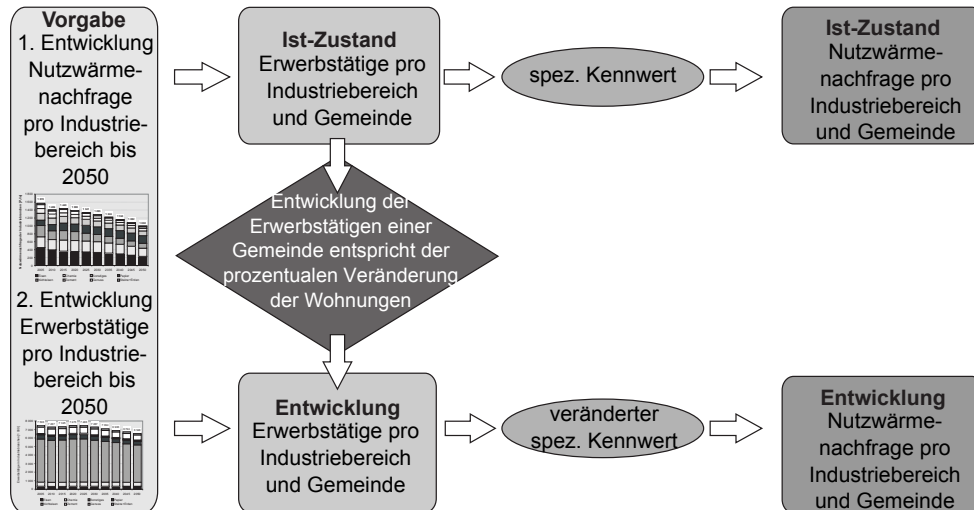


Abb. 3.16.: Bestimmung der Nutzwärmenachfrage der Industrie in den Gemeinden

Aus der Entwicklung der Erwerbstätigen und der Nutzwärmenachfrage werden die spezifischen Verbrauchskennwerte pro Erwerbstätige in den Industriebereichen ermittelt. Dieser Ansatz unterstellt allerdings, dass die spezifischen Verbrauchskennwerte der Industriebereiche in allen Gemeinden gleich groß ausfällt. Für die Betrachtung der Raumwärme- und des Warmwasserbedarfs trifft dies in der Regel zu, da beide Wärmeanwendungen von der jeweiligen Personenanzahl abhängen. Für die Bestimmung der industriellen Prozesswärmenachfrage wird der Ansatz modifiziert, um die Nachfrage der Prozesswärme eines Industriebereichs in Abhängigkeit einer Gemeindegröße zu bestimmen. Ein Korrekturfaktor wurde deshalb eingeführt, der die spezifische Nutzwärmenachfrage der Prozesswärme in den Gemeindekategorien gewichtet. Der Korrekturfaktor berücksichtigt den Umstand, dass hohe Prozesswärmenachfragen überwiegend in Hauptproduktionsstätten in großen Gemeinden auftreten, während niedrige Prozesswärmenachfragen vor allem in Handels- und Lagerniederlassungen in kleinen Gemeinden anzutreffen sind. Die Korrekturfaktoren nehmen von einer Gemeindekategorie zur nächst höheren Gemeindekategorie zu (vgl. Tab. A.16 im Anhang, Seite 186).

Die spezifischen Verbrauchskennwerte für die Bestimmung der Nachfrage an Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme in den Industriebereichen sind in Tab. 3.12 dargestellt. Der gesamte Nutzwärmebedarf in 2005 wird mit Literaturwerten abgeglichen /Tzscheutschler u. a., 2006/. Da in *Tzscheutschler* die Nutzwärmenachfrage für Warmwasser und Prozesswärme nicht separat ausgewiesen sind, werden die prozentualen Anteile der Wärmeanwendungen aus /BDEW, 2006/ zur Hilfe genommen und auf die Nutzwärmenachfrage übertragen. Die Kennwerte der spezifischen Prozesswärmenachfrage stellen in Tab. 3.12 gemittelte Werte dar, die zur

3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

Tab. 3.11.: Anzahl der Erwerbstätigen in den Gemeindekategorien und Industriebereichen in 2005

Industrie	Erwerbstätige in den Gemeindekategorien (GK) ²								
	GK1	GK2	GK3	GK4	GK5	GK6	GK7	GK8	Gesamt
	[1 000]								
Nichteisen	1,5	5,8	5,6	4,5	2,1	3,8	3,4	5,5	32,3
Zement	6,0	14,6	14,2	22,8	14,1	15,3	11,6	19,2	117,8
Eisen	3,1	45,0	43,7	46,9	43,5	54,9	44,6	61,5	343,3
Chemie	15,1	91,1	91,4	99,5	49,7	53,8	40,8	54,7	496,1
Sonstiges	200,8	1 003,2	971,9	1 034,8	452,6	465,9	349,9	559,5	5 038,6
Lebensmittel	29,4	142,8	138,7	148,8	69,0	74,7	56,6	79,0	739,0
Steine ¹	14,6	42,6	41,4	44,3	20,6	22,3	16,9	29,7	232,3
Papier	24,1	87,8	85,3	91,5	42,4	61,2	46,4	67,9	506,6
Summe	294,6	1 432,8	1 392,2	1 493,1	694,1	751,9	570,2	877,1	7 506,0

¹ Steine und Erden.

² Gemeindekategorie nach Tab. 3.7, Seite 42.

Bestimmung der Prozesswärmenachfrage in den Gemeinden mit den Korrekturfaktoren zu gewichten sind.

3.3.2. Fernwärmenutzung im Industriesektor

Die Potenzialbestimmung der Fernwärmenutzung zur Wärmebedarfsdeckung in der Industrie ist vor allem davon abhängig, ob in den Industrieprozessen die Wärmenachfrage durch Fernwärme gedeckt werden kann. Fernwärme wird üblicherweise in Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung, in Müllverbrennungsanlagen oder Fernheizwerken mit Temperaturen von bis zu 130 °C zur Deckung der Nutzwärmenachfrage erzeugt /Zahoransky, 2004/. Das Temperaturspektrum der industriellen Fertigungsprozesse reicht von 90 °C bis 1 600 °C und grenzt dadurch die Fernwärmenutzung ein.

In /Blesl u. a., 2009/ und /AGFW, 2004a/ wurde der Temperaturbereich unterschiedlicher Industriebereiche untersucht. In Anlehnung daran wird hier die industrielle Wärme- und Prozesswärmenachfrage in die Bereiche Niedertemperatur NT ($T \leq 100$ °C), Mitteltemperatur MT (100 °C $< T \leq 400$ °C) und Hochtemperatur HT ($T > 400$ °C) unterschieden. In Abb. 3.17 ist die Nutzwärmenachfrage der Industriebereiche aus 2005 in unterschiedliche Temperaturbereiche dargestellt.

3.3. Wärmebedarfsstrukturen im Industriesektor

Tab. 3.12.: Spezifische Bedarfskennwerte pro Erwerbstätige und absoluter Nutzwärmebedarf der Industriebereiche in 2005

Industrie	Spezifischer Kennwert			Absoluter Nutzwärmebedarf			
	RW ²	WW ³	PW ⁴	RW ²	WW ³	PW ⁴	Gesamt
	[GJ/BS · a]			[PJ/a]			
Nichteisen	0,53	0,042	3,18	17,1	1,3	102,3	120,7
Zement	0,08	0,006	0,47	9,2	0,7	55,4	65,3
Eisen	0,11	0,008	0,63	36,4	2,9	217,8	257,0
Chemie	0,06	0,005	0,38	31,6	2,5	189,4	223,5
Sonstiges	0,01	0,001	0,05	40,1	3,2	240,0	283,2
Lebensmittel	0,02	0,002	0,11	13,7	1,1	81,8	96,5
Steine ¹	0,01	0,001	0,08	3,2	0,3	19,1	22,6
Papier	0,03	0,002	0,17	14,1	1,1	84,3	99,5
Summe				165,3	13,0	990,0	1 168,3

¹ Steine und Erden.

² Nutzwärmebedarf der Raumwärme.

³ Nutzwärmebedarf des Brauchwarmwassers.

⁴ Nutzwärmebedarf der Prozesswärme.

Auf den Niedertemperaturbereich entfällt ein Anteil von 23,3 %, auf den Mitteltemperaturbereich 22,0 % und auf den Hochtemperaturbereich 54,7 % der industriellen Wärmenachfrage. Nutzwärme im Hochtemperaturbereich wird vor allem von der metall erzeugenden Industrie benötigt. Aber auch bei der chemischen Produktion und in der Nichteisen-Metallwirtschaft fällt ein großer Wärmebedarf mit hohen Temperaturen an. Wärme im mittleren und unterem Temperaturbereich wird überwiegend in der Papierindustrie, der chemischen Industrie, sowie den sonstigen Industriebereichen verwendet. Darüber hinaus wird in der Lebensmittelindustrie viel Wärme mit niedriger Temperatur nachgefragt. In Abb. 3.17 ist der Anteil der Fernwärmenutzung im Jahr 2005 in den Industriebereichen dargestellt.

Für die Bestimmung der Potenziale der Fernwärmenutzung zur Wärmebedarfsdeckung in der Industrie wird zunächst die Nutzwärmenachfrage in den Industriebereichen über die spezifischen Verbrauchskennwerte und den Beschäftigtenzahlen ermittelt. Anschließend wird die Fernwärmenutzung in den Industriebereichen der Gemeinden bestimmt, indem die prozentualen Anteile der Fernwärmenutzung aus Abb. 3.17 auf die Industriebereiche übertragen werden. Die Summe der Fernwärmenutzung in den Gemeinden wird mit den statistischen Angaben der Fernwärmenut-

3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

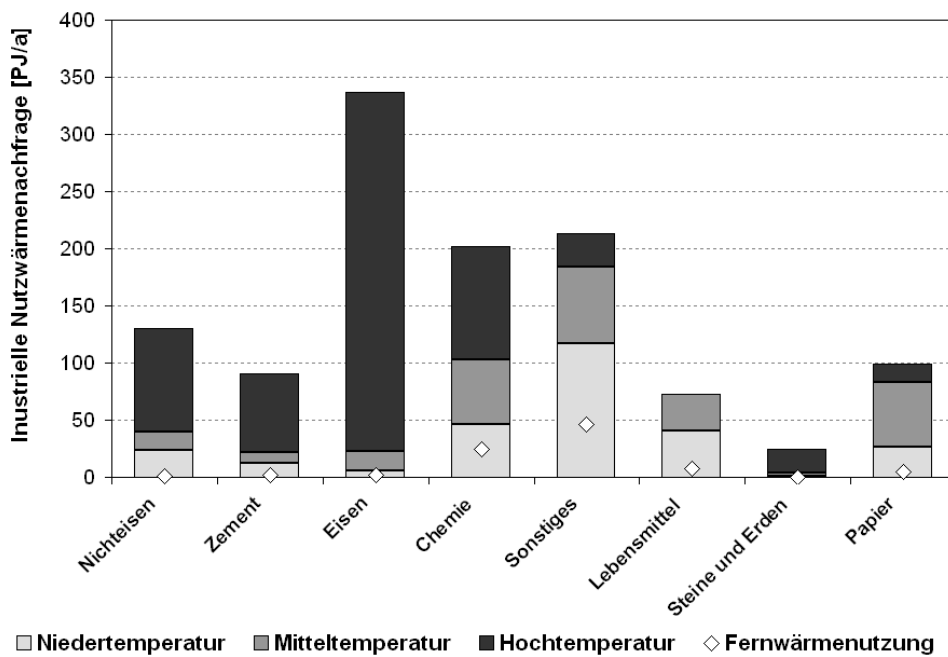


Abb. 3.17.: Nutzwärmenachfrage der Industriebereiche nach unterschiedlichen Temperaturbereichen im Jahr 2005

zung in 2005 abgeglichen. Die Entwicklung der Fernwärmepotenziale zur Deckung der Nutzwärmenachfrage in der Industrie lehnt sich an die Potenzialentwicklung im GHD-Sektor an. Hierbei wird unterstellt, dass die Fernwärmepotenziale von GHD- und Industriesektor z. B. in einem Stadtviertel gleichzeitig erschlossen werden, da diese Sektoren auch räumlich eng aneinander liegen. Der Einfachheit halber wurden beide Potenziale prozentual gleich hoch eingeschätzt und die ermittelten Anteile der Potenziale der Fernwärmenutzung im GHD-Sektor auf den Wert der Fernwärmenutzung in der Industrie aus dem Jahr 2005 übertragen. Um eine einheitliche Struktur der Potenziale der Fernwärmenutzung in den Verbrauchssektoren zu erhalten, wird die Einteilung der Potenziale aus Verdichtung und Erweiterung bestehender Fernwärmenetze, sowie aus Erschließung neuer bislang nicht mit Fernwärme versorgter Gemeinden im Industriesektor beibehalten.

In Abb. 3.18 ist die Entwicklung der Potenziale der Fernwärmenutzung zur Deckung der Wärmenachfrage in der Industrie mit dargestellt. In 2005 beträgt die Fernwärmenutzung zur Deckung der industriellen Wärmenachfrage 87,7 PJ. Die Fernwärmenutzung, die sich aus der Entwicklung der bestehenden Fernwärmeversorgung aus 2005 ergibt (FW Bestand), beläuft sich in 2010 auf 85,6 PJ und in 2050 auf 45,6 PJ. Das Potenzial der Fernwärmenutzung, das aus der Verdichtung und Erweiterung bestehender Fernwärmenetze resultiert, beträgt in 2010 24,0 PJ (FW

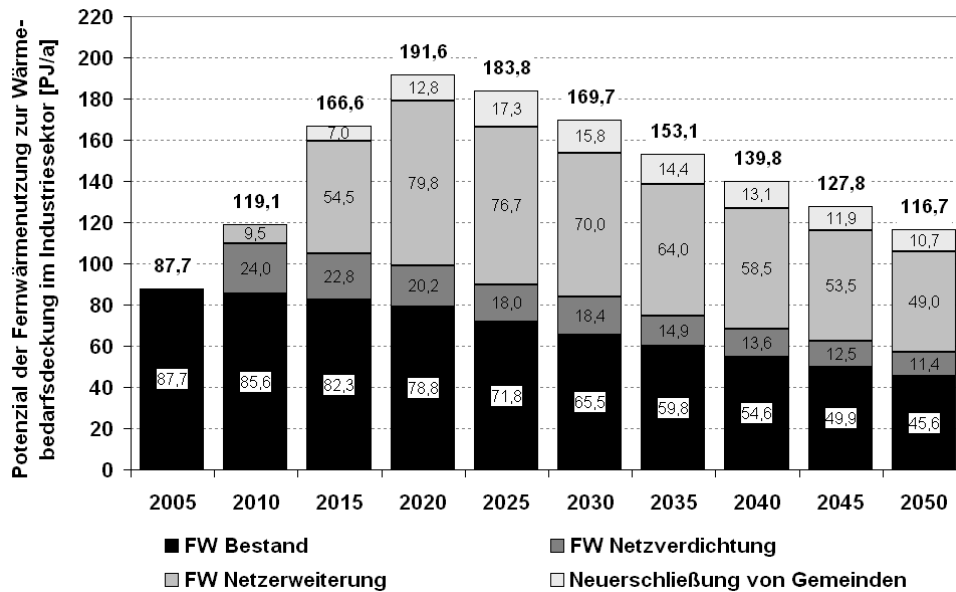


Abb. 3.18.: Entwicklung der Potenziale der Fernwärmenutzung zur Wärmebedarfsdeckung im Industriesektor (bestehende Fernwärmenutzung in 2005)

Netzverdichtung) und 9,5 PJ (FW Netzerweiterung) und entwickelt sich in 2050 auf 11,4 PJ (FW Netzverdichtung) und 49,0 (FW Netzerweiterung). Frühestens ab 2015 ist mit der Erschließung bislang nicht mit Fernwärme versorgter Gemeinden (Neuerschließung von Gemeinden) und einem Potenzial von 7,0 PJ zu rechnen. Das Potenzial der Fernwärmenutzung zur Wärmebedarfsdeckung im Industriesektor erreicht in 2020 mit 191,6 PJ seinen Höchstwert und geht anschließend bis 2050 kontinuierlich auf 116,7 PJ zurück.

3.4. Potenziale der Fernwärmenutzung

Die ermittelten Potenziale der Fernwärmenutzung sind als technisch erschließbare Potenziale zu verstehen, die die maximale Deckungsrate der Wärmenachfrage durch die Fernwärme beschreiben. Die Werte fließen als Obergrenzen für die Nutzung der Fernwärme in das, im folgenden Kapitel beschriebene Energiesystemmodell ein. Die Entwicklung der Potenziale der gesamten Fernwärmenutzung zur Wärmebedarfsdeckung in den Verbrauchssektoren ist in Abb. 3.19 dargestellt.

In 2005 beträgt die Fernwärmenutzung 348,4 PJ. Das Fernwärmepotenzial erhöht sich gegenüber der Fernwärmenutzung bis 2050 auf 448,5 PJ. Das größte Potenzial der Fernwärmenutzung, das sich als Summe aus der Entwicklung der bestehenden Fernwärmeversorgung (FW Bestand) und der Potenziale aus Netzverdichtung

3. Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

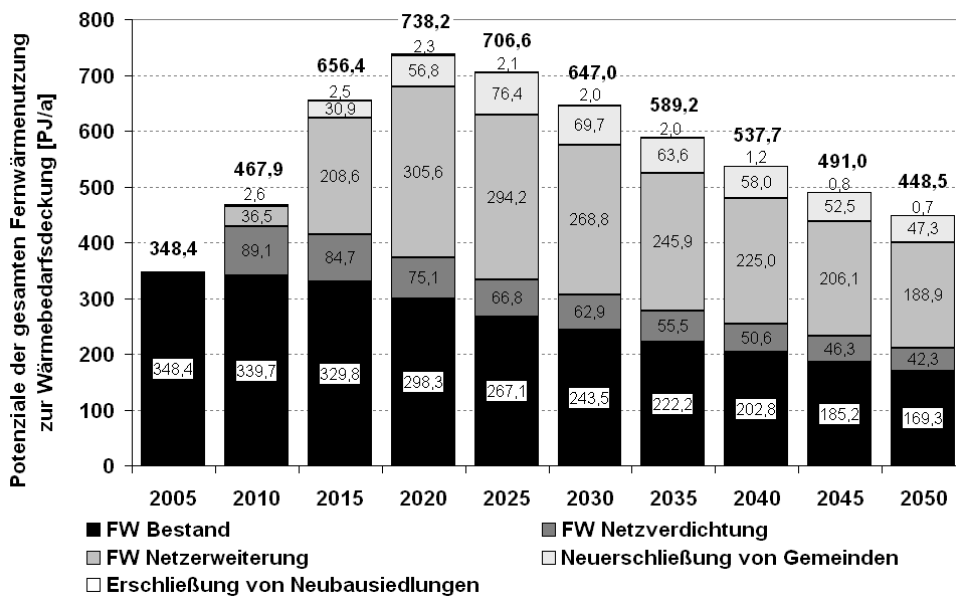


Abb. 3.19.: Entwicklung der Potentiale der gesamten Fernwärmenutzung zur Wärmebedarfsdeckung in den Verbrauchssektoren (bestehende Fernwärmenutzung in 2005)

(FW Netzverdichtung) und Netzerweiterung (FW Netzerweiterung), sowie aus der Erschließung von bislang nicht mit Fernwärme versorgten Gemeinden (Neuerschließung von Gemeinden) und von Neubausiedlungen (Erschließung von Neubausiedlungen) ergibt, beläuft sich auf 738,2 PJ und wird in 2020 erreicht. Der Anteil des Wärmebedarfs, der durch die bestehende Fernwärmeversorgung aus 2005/2006 gedeckt wird, nimmt bis 2050 auf 169,3 PJ ab. Das größte Potenzial der Fernwärmenutzung erschließt sich durch die Erweiterung bestehender Fernwärmenetze und beträgt in 2020 305,6 PJ und in 2050 188,9 PJ. Das geringste Potenzial der Fernwärmenutzung ergibt sich aus der Erschließung von Neubausiedlungen, da dort per Annahme lediglich Wohngebäude errichtet werden und das Potenzial der Fernwärmenutzung auf die Haushalte beschränkt ist.

4. Das *TIMES-AREA* Energiesystemmodell

Das Energiesystemmodell *TIMES-AREA* wird im Folgenden erläutert, das für die Analyse des regionalisierten Wärmemarktes entwickelt wurde. Zunächst werden die Vorteile der modellgestützten Analyse beschrieben und die Anforderungen diskutiert, die an eine regionalisierte Abbildung des Wärmemarktes gestellt werden. Anschließend wird die Topologie des Energiesystemmodells mit ihren wesentlichen Objekten und Verknüpfungen dargestellt. Das Kapitel endet mit einer mathematischen Beschreibung des Energiesystemmodells.

Grundlagen der Modellanalyse

Der Wärmemarkt ist durch einen hohen Substitutionswettbewerb gekennzeichnet, in dem theoretisch jeder zur Deckung der Wärmenachfrage eingesetzte Energieträger beinahe vollständig gegeneinander ausgetauscht werden kann. Es stehen eine Vielzahl von technischen Prozessen und Anlagen zur Verfügung, die zur zentralen und dezentralen Wärmeerzeugung und Wärmeübergabe beitragen. Über die Verfügbarkeit und den Beschaffungskosten der Brennstoffe beeinflussen sich die Anlagen gegenseitig und stehen mit Anlagen des Strom- und Verkehrssektors in Wechselwirkung. Äußere Einflüsse (z. B. gesetzliche Vorgaben, Entwicklung der Energieträgerpreise) wirken sich durch veränderte Rahmenbedingungen auf die Nutzung der Anlagen aus.

Für die Untersuchung eines Energiesystems mit dem Ziel die kostenoptimale Struktur der Wärmeversorgung aufzuzeigen, empfiehlt sich der Einsatz einer modellgestützten Energiesystemanalyse. Diese wird häufig zur Entscheidungsfindung oder als Planungshilfe herangezogen, um aus einer großen Anzahl von Alternativen diejenige auszuwählen, die am besten die Planungskriterien erfüllen /Voß, 2008/. In der Energiesystemanalyse wird zwischen der *Optimierung* und der *Simulation* unterschieden. Die Optimierung ist für Systemanalysen besonders geeignet, um kosteneffiziente Handlungsoptionen bei gegebenen Randbedingungen zu ermitteln. Aus der

4. Das TIMES-AREA Energiesystemmodell

Fülle an Maßnahmenvarianten, die den energetischen Zielen genügen, wird diejenige ausgesucht, die das Optimalitätskriterium am besten erfüllt.

Innerhalb der Optimierungsmodelle werden zwei Klassen differenziert, die sich hinsichtlich ihres Detaillierungsgrads und der im Mittelpunkt stehenden Fragestellung unterscheiden. Während sich *Energiewirtschaftsmodelle* auf die Wechselwirkung des Energiesektors mit den ökonomischen Strukturen und gesamtwirtschaftlichen Zusammenhänge konzentrieren, stehen bei *Energiesystemmodellen* die Abbildung einzelner Technologien und Prozesse im Vordergrund. Beide Ansätze weisen spezifische Vor- und Nachteile auf, deren jeweiliger Einsatz eng an die zugrunde gelegte Fragestellung geknüpft ist. Die Analyse des Wärmemarktes wird hier anhand eines Energiesystemmodells geführt. Für eine detaillierte Betrachtung der Vor- und Nachteile beider Modellsysteme wird auf /Remme, 2006/ und /Krey, 2006/ verwiesen.

4.1. Der Modellgenerator *TIMES*

TIMES (*The Integrated Markal Efom System*) ist ein prozessanalytischer Modellgenerator, der zum Aufbau eines dynamischen und optimierenden Energiesystemmodells eingesetzt wird. *TIMES* wurde aus den vorausgegangenen Energiemodellen *MARKAL*³³ und *EFOM*³⁴ mit dem Ziel entwickelt, deren Stärken zu vereinen und deren Schwächen, wie die fehlende regionale Auflösung in *MARKAL* oder die beschränkte saisonale bzw. tageszeitliche Auflösung in *EFOM*, zu beseitigen. In einer Arbeitsgruppe des Energy Technology Systems Analysis Programme (*ETSAP*) der Internationalen Energieagentur (*IEA*) wurde *TIMES* entwickelt /Remme u. a., 2003/, /ETSAP, 2002/. *TIMES* wurde in der Modellierungsumgebung von *GAMS*³⁵ programmiert. Mit Hilfe des Modellgenerators wird aus einem Datensatz unter Beachtung von Regeln ein Energiesystemmodell erzeugt. Dazu sind anwendungsspezifische Informationen (z. B. zur Struktur des Energiesystems) und quantitative Informationen zu Systemkomponenten und Modellgleichungen strikt voneinander getrennt zu behandeln. Der Modellgenerator hat den Vorteil flexibel und gut handelbar auf Grundlage unterschiedlicher Informationen für verschiedene Fallstudien

³³ Das Energiesystemmodell *MARKAL* (*MARK*et *AL*location) wurde Anfang der 80er Jahre innerhalb des *Energy Technology Systems Analysis Programme* (*ETSAP*) der Internationalen Energieagentur (*IEA*) entwickelt /Fishbone u. a., 1983/, /Loulou u. a., 2004/.

³⁴ Das *EFOM*-Modell (*Energy Flow Optimization Modell*) entstand parallel zu *MARKAL* in den 70er und 80er Jahren von der Europäischen Gemeinschaft, um die Energiesysteme der Mitgliedsländer damit abzubilden /van de Voort u. a., 1984/.

³⁵ *General Algebraic Modeling System* /Brooke u. a., 2003/.

4.2. Das regionalisierte Modell *TIMES-AREA*

Energiesysteme zu entwickeln. Der Anwender muss die Modellgleichungen selbst nicht eingeben, sondern es werden in Abhängigkeit der definierten Prozesse und Güter die benötigten Gleichungen aus einem Pool generischer Gleichungen ermittelt und auf den spezifischen Fall und Fragestellung angepasst /Remme, 2006/.

Die zur Abbildung des Energiesystems benötigten Eingabedaten sind qualitative Informationen, z. B. Angaben zur Beschreibung der Modelltopologie, des Modellzeitraums und Zeitperioden und quantitative Informationen zur Beschreibung der Prozesse und Nachfragevektoren. Qualitative Informationen werden durch *Sets* und quantitative Informationen durch *Parameter* beschrieben. Mit den Eingabewerten sind Prozesse technisch, z. B. durch Festlegung der Wirkungsgrade und installierten Leistung und ökonomisch, z. B. durch Angabe der Investitions- und Betriebskosten vollständig spezifiziert /Loulou u. a., 2005a/. Mit Hilfe zusätzlicher Rahmenbedingungen lassen sich unterschiedliche Fragestellungen formulieren, wie z. B. nach der Darstellung einer kostenoptimalen Energieversorgung unter Beachtung vorgegebener Treibhausgasminderungsziele unter Einhaltung technischer und ökologischer Restriktionen.

Bei einer Optimierung sind der Anlagenbestand der Technologien, die Entwicklung der Einstandspreise und Energienachfrage, sowie die zur Charakterisierung der Technologien und Energieträger benötigten Parameter vorzugeben. Als Ergebnis einer Optimierung werden die Werte der Entscheidungsvariablen für die Ausgestaltung des Anlagenbestands, nach Art und Umfang der Technologien und des Energieeinsatzes, differenziert nach Energieträger und Kosten, sowie verursachter Emissionen an Treibhausgasen und Luftschadstoffen für das Energiesystem bestimmt.

4.2. Das regionalisierte Modell *TIMES-AREA*

Mit dem Ziel den regionalen Wärmemarkt unter Berücksichtigung verschiedener Ausbaustrategien der Fernwärmeversorgung zu untersuchen wurde das *TIMES-AREA* Modell entwickelt. Die Wärmeversorgung mit ihren unterschiedlichen Versorgungsvarianten in den Gemeindekategorien wurde im Modell implementiert. Da der Ausbau der Fernwärmenutzung stark von den gegebenen und zukünftigen Ausbaumöglichkeiten der Siedlungen abhängt, wurde ein Ansatz gewählt, der die Darstellung der Versorgungsstruktur einer beliebigen Gemeinde im Modell ermöglicht.

4.2.1. Anforderungen an das regionalisierte Energiesystemmodell

In Energiesystemen treten umfangreiche Wechselwirkungen zwischen den Prozessen auf, die alternativ zur Deckung eines Bedarfs eingesetzt werden können. Durch Umwandlung bzw. Weiterverarbeitung von Gütern oder durch die Höhe der Betriebskosten üben vorgelagerte Prozesse einen entscheidenden Einfluss auf die nachfolgenden Prozesse aus. Die Komplexität der sektoralen und intertemporalen Wechselwirkungen innerhalb eines Energiesystems erfordert eine dynamische und modellgestützte Energiesystemanalyse.

Investitionsentscheidungen für Prozesse mit teilweise langer Nutzungsdauer sind zu treffen. So weisen Wärmeerzeugungsanlagen in der Regel eine Lebensdauer von 15 bis 25 Jahren und Wärmeverteilungssysteme eine Lebensdauer von bis 45 Jahren auf /VDI 2067, 2006/. Für die Untersuchung von Prozessen mit langer Lebensdauer eignen sich deshalb Modelle mit großem Zeithorizont, wie sie in dynamischen Modellen zur Anwendung kommen.

In der Vergangenheit wurden dynamische Energiesystemmodelle mehrfach zur Beantwortung unterschiedlicher Fragestellungen eingesetzt. Neben einer gesamtheitlichen Betrachtung einer Energiewirtschaft, die alle Sektoren berücksichtigt, wurden zur detaillierten Analyse eines Energiesektors sektorale Modelle und Modelle mit hoher geographischen Auflösung eingesetzt. *Remme* untersucht mit Hilfe des Energiesystemmodells *TIMES-D* welchen Beitrag erneuerbare Energien zur Energieversorgung in Deutschland zukünftig leisten können /Remme, 2006/. Der Fokus liegt auf der Strombereitstellung, wobei auch der Wärmemarkt durch unterschiedliche Nachfragesektoren einbezogen wurde. *Schaumann* weist auf bestehende regionale Disparitäten im deutschen Energiesystem hin und schlussfolgert daraus die Notwendigkeit zu einer konsistenten die Regionen einzubeziehenden Systemanalyse /Schaumann, 1997/. Eine höhere regionale Auflösung erfolgt in seiner Arbeit durch Zusammenführung verschiedener Bundesländer in die Regionen Nord, Mitte, Süd und Ost. Für die Untersuchung des Wärmemarkts sind die Regionen in unterschiedliche Siedlungstypen unterteilt. Eine Analyse gemeindespezifischer Strukturen, deren Unterschiede sich insbesondere in städtischen und ländlichen Gemeinden wiederfinden, bleibt unberücksichtigt. In *Schuler* liegt der Schwerpunkt der Untersuchung auf dem Endenergieeinsatz in Baden-Württemberg /Schuler, 2000/. Der Wärmebedarf des Haushaltssektors wurde in unterschiedliche Baualtersgruppen von Ein- und Mehrfamiliengebäude unterteilt. Ein ähnlicher Ansatz wurde in /Fahl u. a., 2005/ zur Analyse des regionalen Klimaschutzprogramms von Hessen

und in /Rüffler, 2001/ zur integrierten Ressourcenplanung in Baden-Württemberg verfolgt. Eine Regionalisierung mit detaillierter Untersuchung der Versorgungsstruktur in den betrachteten Regionen findet nicht statt. In dem Flächenmodell von Blesl wurde eine hohe geographische Auflösung zur Untersuchung einer Fernwärmeversorgung in einem Siedlungsgebiet verwendet /Blesl, 2002/. Siedlungsstrukturen wurden darin in unterschiedliche Siedlungstypen unterteilt und mit Hilfe einer Gebäudetypologie Rückschlüsse auf den Nutzwärmebedarf der Siedlungen gezogen. Angewandt wurde das Flächenmodell exemplarisch auf ein separates Stadtgebiet. Ausbaupotenziale kommunaler Fernwärmesysteme werden in /Hackner, 2004/ betrachtet. In weiteren Studien wurde die Energieversorgung einer einzelnen Kommune /Jank, 2000/ und das Energiesystem der Stadt Augsburg /Richter, 2004/ in einem Modell untersucht. Diese Untersuchungen beschränkten sich allerdings entweder auf das Energiesystem einer Stadt oder auf den Wärmemarkt. Unterschiedliche Wechselwirkungen zwischen den Energieflüssen des Strom- und Verkehrssektors untereinander und mit dem Wärmemarkt blieben unberücksichtigt.

Die Notwendigkeit zu einem regionalisierten Modell auf Gemeindeebene geht aus der Untersuchung der Ausbaupotenziale für die Fernwärmeversorgung hervor. Der Wärmemarkt ist durch regionale Anbieter gekennzeichnet, die Wärme in Form leitungsgebundener und leitungsungebundener Energie bereitstellen. Im Unterschied zum Strommarkt sind im Wärmemarkt bundesweit agierende Unternehmen eher die Ausnahme. Der Einsatz von Primärenergieträger zur Erzeugung von Wärme in Heizkraft- und Heizwerken hängt stark von den örtlichen Gegebenheiten, der bestehenden Infrastruktur und der Wärmebedarfsdichte vor Ort ab. Die Einflussfaktoren korrelieren stark mit der Größe des Versorgungsgebiets. Bei der Fernwärmeversorgung ist der ökologische Vorteil durch die zentrale Wärmeerzeugung durch den ökonomischen Nachteil eines kapitalintensiven Aufbaus für die Verteilungs- und Erzeugungsstruktur oftmals aufgehoben. Das wirtschaftliche Potenzial einer Fernwärmeversorgung beruht im wesentlichen auf einer räumlich weit ausgedehnten Abnahmestruktur der Fernwärme. Nur bei einer ausreichend hohen Wärmedichte eines Versorgungsgebiets besteht die Möglichkeit, dass sich viele Verbraucher an ein Fernwärmenetz anschließen. Je mehr Verbraucher über ein Fernwärmenetz Wärme beziehen, desto geringer fällt die Amortisationszeit für die Investition der Anlagen aus und desto schneller können Gewinne erwirtschaftet werden. Die Verteilungsstrukturen hängen neben der natürlichen Topologie vor allem von den Siedlungsgebieten ab, weshalb gerade in einem solchen Untersuchungsraum die Integration geographischer Informationen notwendig erscheint.

4. Das TIMES-AREA Energiesystemmodell

Das regionalisierte *TIMES-AREA* Modell wurde aus dem Energiesystemmodell *TIMES-D* /Remme, 2006/ weiter entwickelt. Der Wärmemarkt wurde in insgesamt zehn unterschiedliche Kategorien (acht Gemeindekategorien und zwei Stadtkategorien) unterteilt und die Fernwärmeversorgung durch mehrere Ausbaustufen abgebildet.

4.2.2. Modelltopologie des regionalisierten Wärmemarkts

Der Wärmemarkt ist ein Teilbereich des Energiesystems, der bezüglich seines Anteils am Energieverbrauch zunehmend an Bedeutung gewinnt. In *TIMES-AREA* wird der Wärmemarkt regionalisiert dargestellt. Der Strommarkt und der Verkehrssektor sind weitere Bestandteile des Energiesystems, die allerdings im Rahmen dieser Untersuchung im Energiesystemmodell nicht regionalisiert betrachtet werden. Es wird dabei unterstellt, dass die Art der Stromversorgung und die Infrastruktur des Verkehrssektors in den Gemeinden unabhängig ihrer Einwohneranzahl einander ähnlich sind: Strom als nachzufragendes Gut wird über das elektrische Versorgungsnetz über weite Strecken bis in die kleinste Gemeinde bereitgestellt. Auch der Waren- und Personenverkehr ist aufgrund des ausgebauten Straßennetzes in allen Gemeinden gleichermaßen möglich. Für die eigentliche Untersuchung, mit dem Ziel die Potenziale der Fernwärmenutzung und die Entwicklungsmöglichkeiten von KWK-Anlagen aufzuzeigen, ist eine regionalisierte Betrachtung des Strom- und Verkehrssektors nicht nötig. Beide Sektoren beeinflussen sich über die Verfügbarkeit und Bereitstellungskosten der Energieträger gegenseitig und üben direkt oder indirekt über die Versorgungsstruktur vorgelagerter Prozessketten Einfluss auf den Wärmemarkt aus, weshalb beide Sektoren bei der regionalisierten Betrachtung des Wärmesektors erforderlich sind.

Die Topologie des Energiesystems wird in Energiesystemmodellen als ein Netzwerk von Prozessen und Gütern (Commodities) dargestellt. Prozesse bilden darin z. B. Kraftwerkstypen oder Verbraucher ab, während Güter Energieträger und -formen, Materialien, Emissionen und Finanzgüter charakterisieren. Prozesse und Anlagen, bzw. Technologien sind nicht auf den derzeitigen Technologiestand beschränkt, sondern es werden auch zukünftige Techniken abgebildet, um deren Aussicht auf eine Aufnahme in das Energiesystem zu bewerten. Durch Flüsse sind Prozesse und Güter miteinander verbunden und repräsentieren z. B. den Brennstoffverbrauch oder die Wärmeerzeugung eines Heizkraftwerks. Die erzeugte Versorgungsstruktur lässt sich in einem Flussdiagramm darstellen, das als Referenzenergiesystem (RES)

bezeichnet wird. Mit Hilfe des RES wird das Energiesystem abstrahiert dargestellt (vgl. /Loulou u. a., 2005b/, /Loulou u. a., 2005c/).

Im Referenzenergiesystem wird die gesamte Prozessenergiekette, beginnend von der Primärenergie über die Umwandlung zur End- und Nutzenergie abgebildet (vgl. Abb. 4.1). Im Energiesystemmodell exogen vorgegeben werden die Energieträgerpreise und die Verfügbarkeit unterschiedlicher Ressourcen (z. B. Verfügbarkeit der heimischen Stein- und Braunkohle) auf der Primärenergieseite. Auf der Nutzenergieseite werden nachfragebestimmende Parameter z. B. die Personen- und Tonnenkilometer im Verkehrssektor und der nichtenergetische Bedarf in der Industrie festgelegt. Zudem fließen für den regionalisierten Wärmemarkt je Gemeindekategorie für die Verbrauchssektoren die Entwicklung des Nutzwärmebedarfs, getrennt nach Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme und die des Strombedarfs z. B. für die Beleuchtung und Bürogeräte ein.

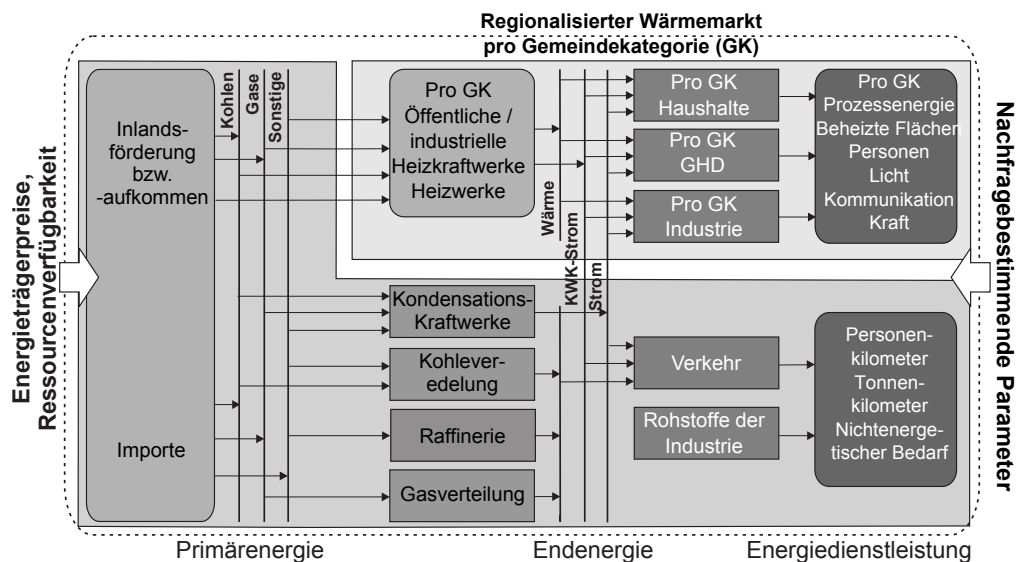


Abb. 4.1.: Topologie des Energiesystemmodells *TIMES-AREA*

In *TIMES-AREA* ist die Wärmeversorgung hinsichtlich der Erzeugungs-, Verteilungs- und Verbrauchsstruktur von insgesamt zehn voneinander getrennten Bereichen (acht Gemeindekategorien und zwei Stadtkategorien für die Städte Hamburg und Stuttgart) abgebildet. Für die Darstellung der Erzeugungsstruktur wurde dem Umwandlungssektor der Gemeindekategorien, inklusive der Städte Hamburg und Stuttgart, in Abhängigkeit der Gemeindegröße ein Portfolio möglicher Erzeugungskapazitäten und Anlagentechnologien unterstellt. Das Portfolio umfasst die Kapazitäten und Anlagensysteme, die in der Regel in den Gemeinden zur Verfügung stehen oder in der Entwicklung zu erwarten sind (vgl. Abschnitt 5.1.7, Seite 94). So stehen z. B. in der Gemeindekategorie GK1 („Landstädte bis 5 500

4. Das TIMES-AREA Energiesystemmodell

Einwohnern“) keine Steinkohle-Heizkraftwerke mit Blockgrößen von über 200 MW zur Verfügung, da deren Einsatz in dieser Gemeindegröße unrealistisch ist. Stattdessen wird in diesen Gemeinden vermehrt Blockheizkraftwerke zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt, die wiederum in größeren Gemeinden nur begrenzt, z. B. zur Objektversorgung oder als Insellösung, Anwendung finden. Im Umwandlungssektor wird zudem zwischen industriellen und öffentlichen Erzeugungsanlagen unterschieden (vgl. Abb. 4.2).

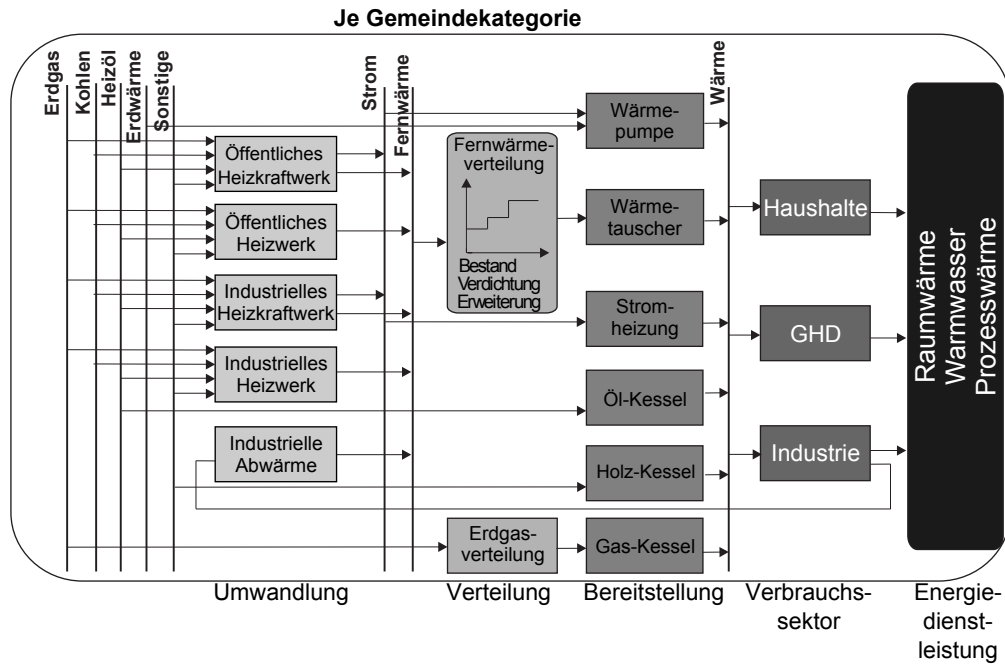


Abb. 4.2.: Erzeugungs-, Verteilungs- und Verbrauchsstrukturen des Wärmesektors einer Gemeindekategorie im Modell *TIMES-AREA*

Die Fernwärmeerzeugung erfolgt sowohl über öffentliche als auch über industrielle Heizkraft- und Heizwerken. Während die öffentlichen Anlagen direkt in das öffentliche Fernwärmenetz einspeisen, stellen die industriellen Anlagen in erster Linie Wärme zur Nutzung in der Industrie zur Verfügung. Verringert sich die Wärmenachfrage in den Industriebereichen wird je nach Wirtschaftlichkeit die Wärmeerzeugung der eigenen Anlage angepasst oder die überschüssig erzeugte Wärme, falls möglich, in ein öffentliches Fernwärmenetz eingespeist. Ferner besteht die Möglichkeit industrielle Abwärme aus industriellen Fertigungsprozessen zur Deckung der Wärmenachfrage zu nutzen. Als leitungsgebundene Energieformen stehen für Wärmezwecke neben Fernwärme, Erdgas und Strom zur Verfügung. Für die Verbrauchssektoren sind im Modell unterschiedliche Technologien zur Deckung des Wärmebedarfs implementiert. Dies sind u. a. die Nutzung der Fernwärme über Wärmetau-

scher, Erdwärme über Wärmepumpen, Wärme aus Stromheizungen oder solaren Erzeugungssystemen und aus unterschiedlich befeuerten Heizkesseln.

4.2.3. Abbildung der Ausbaustufen für die Fernwärmee-nutzung im regionalisierten Wärmemarkt

In bisherigen Energiesystemmodellen werden die Ausbaumöglichkeiten der Fernwärmeeversorgung großteils als lineare Probleme zur Deckung der Bedarfsanforderung behandelt, ohne auf die Beschaffenheit einer Siedlung näher einzugehen. Eine Berücksichtigung der städtebaulichen Siedlungsstrukturen ist allerdings für den wirtschaftlichen Betrieb einer Fernwärmeeversorgung entscheidend. Mit Hilfe von Siedlungsstrukturen kann über die Angaben der Topologie, der Versorgungs- und Wärmedichten in einer Gemeinde Rückschlüsse auf die Wirtschaftlichkeit einer Fernwärmeeversorgung gezogen werden. Der spezifische Nutzwärmebedarf korreliert dabei mit der Siedlungsstruktur einer Gemeinde (vgl. Abschnitt 3.1.1, Seite 40). Für eine wirtschaftliche Fernwärmee-nutzung zur Deckung der Wärmenachfrage sind vor allem Siedlungen mit hoher Wärmedichte geeignet.

Der Ausbau einer Fernwärmeeversorgung in den Gemeinden richtet sich nach der Wirtschaftlichkeit, die durch eine zu deckende Wärmenachfrage mit sich bringt und erfolgt in der Regel diskontinuierlich. Als Planungsgrundlage dient eine Wärmebedarfsanalyse des zu versorgenden Gebiets und eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, in der die Investitionskosten des Netzausbaus den möglichen Erträgen aus dem Wärmeverkauf gegenübergestellt sind. In der Regel wird bei einer bestehenden Fernwärmeeversorgung zunächst versucht, den Anschlussgrad des Versorgungsgebiets durch zusätzliche Kunden, bzw. Verbraucher zu erhöhen. Ist die maximale Netzverdichtung ausgeschöpft, konzentriert sich der weitere Fernwärmeeausbau auf die periphere Netzerweiterung von Siedlungen mit hoher und danach auf Siedlungen mit geringerer Wärmedichte.

Im Modell *TIMES-AREA* ist der wirtschaftliche Neu- und Ausbau der Fernwärmee-netze als ganzzahliges Optimierungsproblem beschrieben. Zur Lösung des Optimierungsproblems wird die *gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung* (GGLP³⁶) verwendet. Als Höchstwerte für den wirtschaftlichen Neu- und Ausbau der Fernwärmee-netze sind im Modell die Werte hinterlegt, die sich aus der Untersuchung

³⁶ Auch als *gemischt-ganzzahlige Optimierung* oder mit dem englischen Begriff *Mixed Integer Programming (MIP)* bezeichnet.

4. Das TIMES-AREA Energiesystemmodell

der technischen Potenzialen der Fernwärmenutzung in den Sektoren ergeben (vgl. Abschnitt 3.1.2, Seite 43 ff.).

Das Ausbaupotenzial der Fernwärmenetze wird mit Hilfe von Kosten-Potenzial-Kurven in Form diskreter Ausbaustufen je Gemeindekategorie dargestellt. Die Stufen richten sich nach den Kosten, die in den Siedlungstypen für den Aus- und Neubau, für Verdichtung und Erweiterung des bestehenden Fernwärmenetzes aufzuwenden sind. Ein Ausbau der Fernwärmeversorgung kommt im Modell immer dann zustande, wenn die Kosten zur Deckung der Nutzwärmenachfrage durch die Fernwärmeversorgung niedriger ausfallen als die einer vergleichbaren Alternativtechnologie. Die Wirtschaftlichkeit einer Versorgungsvariante wird über eine Lebenszyklusanalyse bewertet, in der die Kosten für die Installation und den Betrieb einer Technologie einfließen.

Die Kosten für den Aus- und Neubau der Fernwärmenetze sind vor allem von der Art des zu verlegenden Rohrsystems und der benötigten Leitungslänge abhängig. Die Leitungslänge wird von der Topologie des zu versorgenden Gebiets beeinflusst und wird hier über die Siedlungstypen ermittelt. Hinsichtlich des Rohrsystems werden derzeit für den Neubau von Fernwärmenetzen neben polymeren Verbundsystemen (PMR) überwiegend Kunststoffmantelverbundrohre (KMR) eingesetzt. Die Mediumrohre beider Systeme grenzen an eine Wärmedämmschicht aus Polyurethanschaum, an die sich das äußere Mantelrohr aus Polyethylen anschließt. Unterschiede bestehen in dem verwendeten Material der Mediumrohre: Während bei KMR die Rohrleitungen aus Stahl bestehen, sind diese bei PMR aus Kunststoff. Der Anteil der KMR am gesamten Neubau der Fernwärmenetze betrug 2007 etwa 80 % /Besier, 2008/. In Abb. 4.3 sind die spezifischen Kosten der Fernwärmeverteilung beider Verlegesysteme in Abhängigkeit der Siedlungstypen aufgetragen. Die Kosten für eine Fernwärmeverteilung setzen sich aus den Kapitalkosten des Leitungsnetzes, den Anschlusskosten an die Kundenanlage sowie den Kosten für die Kundenanlagen zusammen. Die Betriebskosten berücksichtigen sowohl die Kosten zur Deckung der Wärmeverluste, als auch die sonstigen Verwaltungskosten /Blesl, 2008/. Die spezifischen Verteilungskosten für das polymere Verbundsystem liegen im Durchschnitt um etwa 25 % unter den Kosten der Kunststoffmantelverbundrohre. Aufgrund der unterschiedlichen Wärmedichten ergeben sich für die Citybebauung (ST8) die geringsten und für die Streusiedlung (ST1) die höchsten Verteilungskosten.

Mit Hilfe der spezifischen Kosten für die Fernwärmeverteilung und der zu deckenden Nutzwärmenachfrage bestimmen sich die Erschließungskosten für Netz-

³⁷ Zur detaillierten Beschreibung der Siedlungstypen vgl. Tab. A.10 im Anhang, Seite 182.

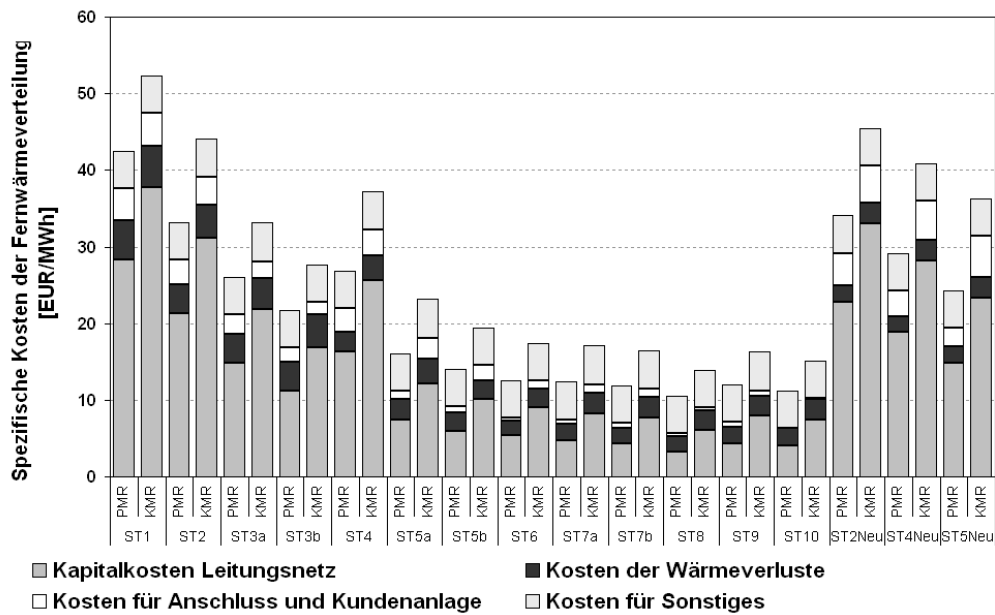


Abb. 4.3.: Spezifische Kosten der Fernwärmeverteilung für die verschiedenen Siedlungstypen³⁷/Blesl, 2008/, eigene Berechnungen

verdichtung, Netzerweiterung und für den Netzneubau. Während sich die Investitionskosten der Netzverdichtung aus den Kosten für den Anschluss und für die Kundenanlage zusammensetzen, sind in den Kosten der Netzerweiterung zusätzlich die Kapitalkosten für die Mittel- und Unterverteilung des Leitungsnetzes berücksichtigt. Die für die Ermittlung der Erschließungskosten für Netzverdichtung und -erweiterung unterstellten Rahmenannahmen sind in Tab. A.17 bis Tab. A.26 im Anhang, Seite 188 bis 197 für die Modellierungsjahre 2010 bis 2050 dargestellt. Den Tabellen sind die Kosten der Kunststoffmantelrohre zugrunde gelegt.

Die Aus- und Neubaumöglichkeiten der Fernwärmenetze sind in *TIMES-AREA* als Kosten-Potenzial-Kurven je Gemeindekategorie und Verbrauchssektor dargestellt. Die Kosten der Ausbaustufen für die Netzverdichtung und -erweiterung sowie die Kosten für den Neubau von Fernwärmenetzen in Neubausiedlungen und in bislang nicht mit Fernwärme versorgten Gemeinden korrelieren mit der Fernwärmeleistung der zu deckenden Nutzwärmenachfrage. Der Ausbau der Fernwärmenetze ist im Modell in insgesamt sechs unterschiedliche Stufen differenziert und orientiert sich an den spezifischen Erschließungskosten, die zur höchsten Stufe ansteigen. Die Ausbaustufen der Netzverdichtung und Netzerweiterung sind zudem nach den Potenzialen in den Siedlungstypen mit hohen und niedrigen Erschließungskosten unterteilt. Dazu wurden die Siedlungstypen ST1 bis ST4 (teure Variante), die Siedlungstypen ST5 bis ST11 (günstige Variante) und deren Potenziale separat

4. Das TIMES-AREA Energiesystemmodell

betrachtet. In der Modellierung der Fernwärmeversorgung für den GHD- und Industriesektor fehlt die Ausbaustufe, die sich im Haushaltssektor aus dem Neubau von Fernwärmenetzen in Neubausiedlungen ergibt, da hier von einer reinen Wohnbebauung ausgegangen wird.

Mit der Zeit verändern sich durch neu zugebaute Gebäude die Siedlungsstrukturen der Gemeinden. Dadurch verändern sich auch die Aus- und Neubaumöglichkeiten der Fernwärmeversorgung, weshalb im Modell Kosten-Potenzial-Kurven der Fernwärmenetze pro Modellierungsjahr hinterlegt sind. Eine exemplarische Kosten-Potenzial-Kurve für den Ausbau der Fernwärmenutzung im Haushaltssektor der Stadt Stuttgart ist für das Jahr 2015 in Abb. 4.4 dargestellt. Zusätzliche Kosten-Potenzial-Kurven zur Abbildung des Fernwärmenetzausbaus in den Haushalten von Beispielmunicipalitäten sind dem Anhang für unterschiedliche Modellierungsjahre in Abb. A.1 bis Abb. A.5 auf der Seite 198 bis Seite 200 beigelegt.

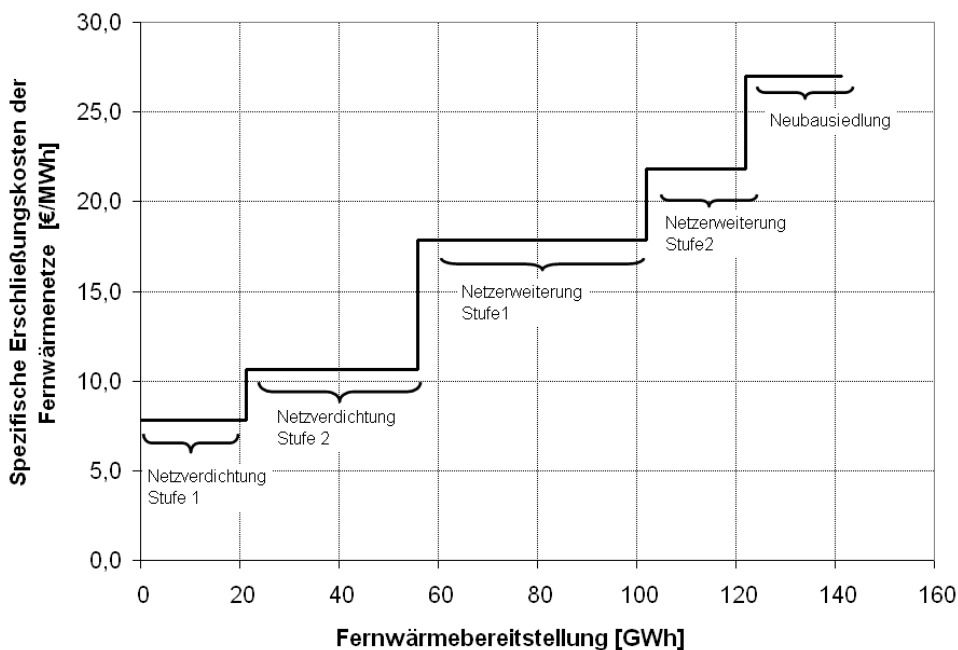


Abb. 4.4.: Exemplarische Kosten-Potenzial-Kurve zur Abbildung der Ausbaustufen der Fernwärmeversorgung 2015 in Stuttgart

Am Beispiel der Stadt Stuttgart werden die möglichen Ausbaustufen der Fernwärmeversorgung im Haushaltssektor beschrieben (vgl. dazu Abb. 4.4): Das technisch erschließbare Ausbaupotenzial der Fernwärmenetze beträgt in 2015 insge-

samt 141 GWh. Dieses kann durch fünf³⁸ Ausbaustufen erschlossen werden. In der ersten Ausbaustufe (Netzverdichtung Stufe 1) kann die Fernwärmenutzung durch Netzverdichtung um maximal 21 GWh zu spezifischen Erschließungskosten von 7,8 €/MWh erweitert werden. In der nächsten Ausbaustufe (Netzverdichtung Stufe 2) können zusätzlich 35 GWh Fernwärme durch Verdichtung der Fernwärmenetze zu 10,6 €/MWh zugebaut werden. In der dritten Ausbaustufe (Netzerweiterung Stufe 1) betragen die spezifischen Erschließungskosten für die Erweiterung der Fernwärmenetze 17,8 €/MWh. Die Fernwärmenutzung kann dadurch zusätzlich um 46 GWh auf bis zu 102 GWh erhöht werden. Die vierte Ausbaustufe (Netzerweiterung Stufe 2) stellt die Erweiterung des Fernwärmenetz um 20 GWh zu spezifischen Erschließungskosten von 21,8 €/MWh dar. Die letzte Ausbaustufe (Neubausiedlung) beschreibt das Potenzial der Fernwärmenutzung durch Erschließung von Neubausiedlungen und beinhaltet ein Potenzial von maximal 19 GWh der Fernwärmenutzung zu spezifischen Kosten von 27,0 €/MWh.

4.2.4. Mathematische Modellbeschreibung

Der betrachtete Modellzeitraum in *TIMES-AREA* erstreckt sich von 2000 bis 2050 mit einer Modellperiode von je fünf Jahren, wobei die Modellergebnisse der Jahre 2000 und 2005 zur Kalibrierung des Modells dienen.

Das Referenzenergiesystem wird über den betrachteten Modellzeitraum durch ein mathematisches Gleichungssystem beschrieben. Für eine gesamtwirtschaftliche Untersuchung werden dazu die Eingangsparameter in das Gleichungssystem überführt und über eine Zielfunktion optimiert. In die Zielfunktion fließen die Kosten aller Sektoren und Umwandlungsprozesse ein. Die Betriebs- und Investitionskosten für eine Fernwärmeversorgung und die von anderen Wärmeversorgungssystemen werden in der Zielfunktion erfasst. Der Neu- und Ausbau der Fernwärmeversorgung ist genau dann wirtschaftlich, wenn die Kosten der Wärmebereitstellung mit anderen Technologien und Energieträgern konkurrieren kann. Eine Fernwärmeversorgung ist dann wirtschaftlich, wenn sie hinsichtlich der Kosten unter denen von alternativen Versorgungssysteme liegt. Die Heizkraftwerke stehen in unmittelbarem Wettbewerb zu den Erzeugungstechnologien der Stromwirtschaft, konkurrieren mit zentralen und dezentralen Technologien der Wärmeerzeugung und werden von Energieeinsparmaßnahmen bei den Verbrauchern direkt beeinflusst. Das

³⁸ Die Ausbaustufe der Fernwärmenetze, die die Potenziale der Fernwärmenutzung zur Wärmebedarfsdeckung in bislang nicht mit Fernwärme versorgten Gemeinden berücksichtigt, fehlt in der Betrachtung der Fernwärmeversorgung der Städte Hamburg und Stuttgart.

4. Das TIMES-AREA Energiesystemmodell

Energiesystemmodell dient dazu den wirtschaftlichen Einsatz der Heizkraftwerke bei der Fernwärmeversorgung in den Gemeindekategorien zu untersuchen. Zur Beschreibung der Wärmeversorgungsstruktur wird die Kostenfunktion für den Zubau der Fernwärmenetze in den Gemeindekategorien aufgestellt und in die Zielfunktion integriert.

Kostenfunktion für den Zubau der Fernwärmenetze

Die Entscheidung für den Zu- und Ausbau von Fernwärmenetzen ist in *TIMES-AREA* als ein ganzzahliges Entscheidungsproblem formuliert. Gleichung 4.1 beschreibt den Kapazitätszubau eines Fernwärmenetzes p in der Gemeindekategorie r zum Zeitpunkt t . Der Zubau VAR_NCAP erfolgt durch Multiplikation einer Zubaukapazität $ncap_disc$ mit der binären Entscheidungsvariable VAR_NDSC . Für den Zubau der Fernwärmenetze ist dem Modell eine Anzahl ganzzahliger Kapazitäten vorgegeben.

$$VAR_NCAP_{t,p,r} = VAR_NDSC_{t,p,r} \cdot ncap_disc_{t,p,r} \quad (4.1)$$

Und den Nebenbedingungen

$$\begin{aligned} VAR_NDSC_{t,p,r} &\in \{0, 1\} \\ ncap_disc_{t,p,r} &\in \mathbb{Z}_0 \end{aligned}$$

Mit $VAR_NDSC_{t,p,r}$ Binäre Entscheidungsvariable für den Zubau des Fernwärmenetzes p in der Gemeindekategorie r zum Zeitpunkt t
 $ncap_disc_{t,p,r}$ Ganzzahliger Kapazitätszubau des Fernwärmenetzes p in der Gemeindekategorie r zum Zeitpunkt t

Die Kosten für den ganzzahligen Kapazitätszubau des Fernwärmenetzes p in der Gemeindekategorie r wird durch Gleichung 4.2 beschrieben. Die spezifischen Kosten $ncap_cst$ für den Zu- und Neubau der Fernwärmenetze sind den Kosten-Potenzial-Kurven (vgl. Abschnitt 4.2.3) zu entnehmen.

$$inv_cst_{t,p,r} = VAR_NCAP_{t,p,r} \cdot ncap_cst_{t,p,r} \quad (4.2)$$

Mit $ncap_cst_{t,p,r}$ Spezifische Zubaukosten des Fernwärmenetzes p in der Gemeindekategorie r zum Zeitpunkt t

Investitionskosten

Investitionen in Großanlagen können in der Regel über mehrere Jahre abgeschrieben werden. Im Modell werden die Investitionskosten über die ökonomische Lebensdauer (Abschreibungsdauer) der Anlage annuisiert. Der Annuitätenfaktor a berücksichtigt dabei den Anteil der Investitionskosten in einer Modellperiode.

Endet der Betrachtungszeitraum im Modell bevor eine Investition vollständig abgeschrieben ist, so wird ein Restwert der Anlage über die ungenutzten Jahre der technischen Lebensdauer ermittelt. Dieser Restwert p_s wird in der Zielfunktion durch eine Gutschrift in Form negativer Kosten berücksichtigt. Stimmen die technische und ökonomische Lebensdauer überein, heben sich die Kosten gegenseitig auf. Der Vorteil dieses Modellierungsansatzes besteht darin, dass kapitalintensive Anlagen (z. B. Kraftwerke), durch die Zurechnung des über den Modellzeitraum hinausgehenden Restwerts gegenüber alternativer Versorgungsvarianten (z. B. Stromimport) nicht nachteilig bewertet werden.

Zielfunktion

Die Zielfunktion in *TIMES-AREA* ist zweigeteilt und besteht aus einer Kostenfunktion zur Bestimmung der Kosten des Strom- und Verkehrssektors und einer Kostenfunktion zur Ermittlung der Kosten des Wärmemarkts in den Gemeindekategorien. Für die Untersuchung des Wärmemarkts werden gemischt-ganzzahlige Koeffizienten der Entscheidungsvariablen ermittelt, während im Strom- und Verkehrssektor nur kontinuierliche Entscheidungsvariablen berechnet werden.

Die Gesamtkosten des Energiesystems $cges_cst$ setzen sich aus den Investitionskosten inv_cst , fixen Betriebskosten fom_cst , variablen Betriebskosten var_cst und Kosten für Gewinnung und Import von Energieträger imp_cst zusammen. Zusätzlich bewertet der Restwert ps Investitionen, deren Lebensdauer über den Modellzeitraum hinausreichen (vgl. Gleichung 4.3). Neben dem Index r für die Erfassung der Gemeindekategorien, beschreibt der Index c die im Modell abgebildeten Commodities (Güter, Energieträger, etc.) und p die Prozesse (Anlagen, Maßnahmen, etc.).

Das Ziel der modellgestützten Energiesystemanalyse besteht hier in der Betrachtung einer kostenoptimalen Versorgungsstruktur, weshalb die Gesamtkosten in der Zielfunktion über den Betrachtungszeitraum zu minimieren sind. Das erste Sum-

4. Das TIMES-AREA Energiesystemmodell

menzeichen in Gleichung 4.3 stellt die Aufsummierung aller Zeitabschnitte über den Betrachtungszeitraum dar:

$$\begin{aligned}
 cges_cst = & \sum_{t=0}^{tN} \left(\sum_c \sum_p d_t \cdot \left((a_{t,p} \cdot inv_cst_{t,p} + fom_cst_{t,p} + var_cst_{t,c,p} \right. \right. \\
 & + ps_{t,p} + imp_cst_{t,c}) + \left(\sum_r a_{t,p} \cdot inv_cst_{t,p,r} + fom_cst_{t,p,r} \right. \\
 & \left. \left. + var_cst_{t,c,p,r} + ps_{t,p,r} \right) \right) \\
 & \stackrel{!}{=} Min
 \end{aligned} \tag{4.3}$$

Mit $inv_cst_{t,p}$	Investitionskosten des Prozesses p zum Zeitpunkt t
$inv_cst_{t,p,r}$	Investitionskosten des Prozesses p der Gemeindekategorie r zum Zeitpunkt t
$fom_cst_{t,p}$	Fixe Betriebskosten des Prozesses p zum Zeitpunkt t
$fom_cst_{t,p,r}$	Fixe Betriebskosten des Prozesses p der Gemeindekategorie r zum Zeitpunkt t
$var_cst_{t,c,p}$	Variable Betriebskosten des Prozesses p für die Commodity c zum Zeitpunkt t
$var_cst_{t,c,p,r}$	Variable Betriebskosten des Prozesses p für die Commodity c der Gemeindekategorie r zum Zeitpunkt t
$ps_{t,p}$	Restwert des Prozesses p zum Zeitpunkt t
$ps_{t,p,r}$	Restwert des Prozesses p der Gemeindekategorie r zum Zeitpunkt t
$imp_cst_{t,c}$	Importkosten der Commodity c zum Zeitpunkt t
d_t	Diskontierungsfaktor zum Zeitpunkt t
$a_{t,p}$	Annuitätenfaktor des Prozesses p zum Zeitpunkt t

Um die Kosten in den einzelnen Modellperioden miteinander vergleichen zu können, werden die Kosten auf das Bezugsjahr 2005 abdiskontiert und der Barwert ermittelt. Der in Gleichung 4.3 enthaltene Diskontierungsfaktor d_t berechnet sich für unterschiedliche Zeiträume aus der Diskontrate z , dem Zeitpunkt t und dem Bezugsjahr t_0 nach folgender Gleichung:

$$d_t = \frac{1}{(1+z)^{t-t_0+1}} \tag{4.4}$$

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

Mit Hilfe des Energiesystemmodells *TIMES-AREA* wird der wirtschaftliche Einsatz von KWK-Anlagen unter verschiedenen Ausbauszenarien der Fernwärmeversorgung untersucht. Dazu wurde in Kapitel 3 das technische Potenzial der Fernwärmenutzung zur Deckung der Wärmenachfrage in den Sektoren ermittelt. Diese Werte fließen als Höchstwerte der Fernwärmeversorgung in das Modell ein. Als Modellergebnis wird der Endenergieverbrauch ermittelt, der in den Sektoren mit Fernwärme gedeckt werden kann. Zudem wird untersucht, inwiefern sich politische Zielsetzungen bezüglich eines geförderten Fernwärmeausbaus und angestrebter Treibhausgasminderungsziele auf den Einsatz von KWK-Anlagen auswirken. Ist das von der Bundesregierung anvisierte Ziel zur Steigerung des Stromanteils aus KWK-Anlagen bis 2020 auf mindestens 25 % möglich? Anhand einer modellgestützten Szenarienanalyse wird diesen Fragen nachgegangen.

Die dem Modell zugrunde gelegten technische und ökonomische Rahmenannahmen, wie auch deren Entwicklungen über den Modellierungszeitraum werden erläutert. Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen, wie die Entwicklung der Energieträgerpreise und politische Vorgaben, wie die Festlegung von Mindestanteilen von erneuerbaren Energien, üben großen Einfluss auf die Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems aus und fließen in die Betrachtung ein.

5.1. Rahmenannahmen

Grundlage für die modellbasierte Energiesystemanalyse sind unterschiedliche Rahmenannahmen, die die Entwicklung eines Landes unter verschiedenen Gesichtspunkten beschreiben. Diese Rahmenannahmen werden dem Modell exogen vorgegeben und beeinflussen das Systemverhalten maßgeblich. Der Modellanalyse in

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

TIMES-AREA liegt eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung bis 2050, mit einer unterstellten realen Diskontrate von 4,0 % zugrunde. Die Kosten werden im Geldwert von 2005 ausgewiesen.

Die Vorgaben im Modell umfassen sowohl die Investitions- und Betriebskosten, als auch die Nutzungsdauer und Wirkungsgrade von Anlagen in den Modellperioden. Die technische Nutzungsdauer beschreibt die Lebensdauer einer Anlage und gibt damit den Zeitpunkt einer Ersatzinvestition vor. Indirekte Steuern, wie z. B. die Mineralölsteuer oder Abgaben zur ökologischen Steuerreform bleiben unberücksichtigt. Um die Auswirkungen des europäischen Emissionszertifikatehandels im Modell zu berücksichtigen, ist der Ausstoß an Kohlendioxid in den am Zertifikatehandel beteiligten Sektoren mit Obergrenzen eingeschränkt. Den untersuchten Szenarien ist ein gemeinsamer Satz an Rahmenbedingungen zugrunde gelegt, zu denen die folgenden Angaben zählen:

- Demographische Annahmen zur Beschreibung der Bevölkerungs- und Wohnflächenentwicklung
- Sozioökonomische Annahmen zur Darstellung der gesamtwirtschaftlichen und sektoralen Produktionsentwicklung
- Politische Annahmen mit Auswirkung auf das Energiesystem zur Abbildung energiepolitischer Zielsetzungen
- Annahmen zur Berücksichtigung des europäischen Emissionszertifikatehandels
- Kostenannahmen für die Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten der Anlagen
- Annahmen zur Preisentwicklung der Energieträger
- Annahmen für den Anlagenbestand von Heizkraftwerken und Heizwerken in den Gemeindekategorien.

5.1.1. Demographische Annahmen

Die unterstellte Bevölkerungsentwicklung in Deutschland basiert auf den Untersuchungen der Energieprognose 2009 /IER u. a., 2009/. Darin wird von einem Rückgang der Bevölkerung von 82,4 Mio. Personen in 2005 auf 74,3 Mio. Personen in 2050 ausgegangen. Aus der Bevölkerungsentwicklung und mit Hilfe zusätzlicher Kenngrößen wurde der Verlauf der Wohnflächennachfrage und die Anzahl

der Wohngebäude und Wohnungen abgeleitet. Die Entwicklungen sind in Abschnitt 3.1.1 auf Seite 26 ff. beschrieben.

Die dem Modell zugrunde gelegte Personenverkehrsleistung nimmt aufgrund der Bevölkerungsentwicklung von 1 088 Mrd. Pkm in 2005 auf 1 047 Mrd. Pkm in 2050 ab. Entgegen diesem Trend wird im Individualverkehr eine Erhöhung des Mobilitätsbedarfs erwartet. Der Personenverkehr pro Kopf steigt von 13,2 TPkm/Pers in 2005 auf 14,1 TPkm/Pers in 2050 an. Tab. 5.1 stellt die demographischen Rahmenannahmen zusammenfassend dar.

Tab. 5.1.: Demographische Rahmenannahmen

Bezeichnung	Einheit	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Wohnbevölkerung	[Mio.]	82,4	82,1	81,4	79,7	77,2	74,3
Anzahl Haushalte	[Mio.]	39,2	40,0	41,3	42,4	40,1	37,6
Wohnflächenachfrage	[Mio. m ²]	3 395	3 521	3 791	4 021	3 920	3 748
davon							
- Ein-/Zweifamilienhäuser	[Mio. m ²]	1 983	2 092	2 327	2 553	2 587	2 551
- Mehrfamilienhäuser	[Mio. m ²]	1 412	1 429	1 464	1 468	1 333	1 197
Wohnfläche pro Kopf	[m ² /Pers]	41,2	42,9	46,6	50,5	50,8	50,4
Wohnungsbestand	[Mio.]	39,6	40,3	41,7	42,8	40,5	38,0
Anzahl Wohngebäude	[Mio.]	17,6	18,1	19,8	20,9	20,4	19,7
Personenverkehr ¹	[Mrd. Pkm]	1 088	1 085	1 079	1 068	1 057	1 047
Personenverkehr pro Kopf ²	[TPkm/Pers]	13,2	13,2	13,3	13,4	13,7	14,1

¹ in Milliarden Personenkilometer.

² in Tausend Personenkilometer pro Person.

5.1.2. Sozioökonomische Annahmen

Wesentlich für den zukünftigen Energieverbrauch sind die Abschätzungen zur gesamtwirtschaftlichen und sektoralen Produktionsentwicklung. Während der Verlauf der Gesamtwirtschaft aus dem Bruttoinlandsprodukt (BIP) abgeleitet wird, dient zur Beschreibung der sektoralen Produktionsentwicklung die Bruttowertschöpfung (BWS)³⁹. Die Entwicklung des BIPs bis 2030 ist der Energieprognose 2009 /IER u. a., 2009/ entnommen. Darin wurde ein Anstieg des BIPs von 2005 (2 125 Mrd. €₂₀₀₅) bis 2030 (2 784 Mrd. €₂₀₀₅) von etwa 31 % unterstellt. Nach 2030 wird der Wert linear fortgeschrieben und eine durchschnittliche jährliche

³⁹ Bruttoproduktionswert abzüglich der Vorleistungen.

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

Tab. 5.2.: Sozioökonomische Rahmenannahmen

Bezeichnung	Einheit	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Bruttoinlandsprodukt (BIP)	[Mrd. € ₂₀₀₅]	2 125	2 248	2 526	2 784	3 061	3 366
BIP pro Kopf ¹	[T€ ₂₀₀₅ /Pers]	25,8	27,4	31,1	34,9	39,6	45,3
Bruttowertschöpfung (BWS)	[Mrd. € ₂₀₀₅]	1 934	2 046	2 299	2 534	2 786	3 063
davon:							
- Produzierendes Gewerbe	[Mrd. € ₂₀₀₅]	571	542	679	729	781	836
- Handel, Gastgewerbe, Verkehr	[Mrd. € ₂₀₀₅]	360	381	429	476	526	583
- Öffentl. / private Dienstleister	[Mrd. € ₂₀₀₅]	436	483	519	574	635	701
- Sonstige Wirtschaftsbereiche	[Mrd. € ₂₀₀₅]	566	640	674	755	844	943
Erwerbstätige im Inland	[Mio.]	37,7	37,2	37,3	35,9	33,4	31,0
davon:							
- Erwerbstätige im GHD-Sektor	[Mio.]	30,2	29,9	29,8	28,6	26,5	24,4
- Erwerbstätige in der Industrie	[Mio.]	7,5	7,3	7,5	7,3	6,9	6,5
Güterverkehrsleistung ²	[Mrd. tkm]	580	670	737	880	1 043	1 235

¹ in Tausend Euro pro Person.

² in Milliarden Tonnenkilometer.

Steigerung des BIPs von 0,97 % zugrunde gelegt. Daraus resultiert ein Bruttoinlandsprodukt in 2050 von 3 366 Mrd. €₂₀₀₅. Bezogen auf die unterstellte Bevölkerungsentwicklung wächst das Bruttoinlandsprodukt pro Kopf im gleichen Zeitraum von 25,8 T€₂₀₀₅/Pers (2005) auf rund das 1,8-fache von 45,3 T€₂₀₀₅/Pers (2050) an (vgl. Tab. 5.2).

Die Bruttowertschöpfung beträgt in 2005 insgesamt 1 934 Mrd. €₂₀₀₅ und verteilt sich zu 29,5 % auf das produzierende Gewerbe, 18,6 % auf Handel, Gastgewerbe und Verkehr, 22,6 % auf öffentliche und private Dienstleistungen, sowie 29,3 % auf sonstige Wirtschaftsbereiche. Entsprechend der Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts ist beim Verlauf der Bruttowertschöpfung mit einem Anstieg zu rechnen. Gegenüber 2005 erhöht sich die BWS voraussichtlich um 58,4 % auf 3 063 Mrd. €₂₀₀₅ in 2050. Innerhalb der sektoralen Wirtschaftsstruktur wird eine Fortsetzung der Tendenz zur Ausweitung des Dienstleistungssektors angenommen. Im Zeitraum von 2005 bis 2050 wird im Bereich Handel, Gastgewerbe und Verkehr, sowie öffentliche und private Dienstleistungssektoren ein Wachstum der BWS von über 60 % unterstellt. Zudem wird angenommen, dass das produzierende Gewerbe sich nach der weltweiten Rezession in 2009/2010 nur allmählich erholt. In 2050 erreicht die Bruttowertschöpfung des produzierenden Gewerbes einen Wert von 836 Mrd. €₂₀₀₅ und liegt um 46,5 % über dem Referenzwert in 2005.

Die Entwicklung der Anzahl erwerbstätiger Inländer hängt von der Bevölkerungsentwicklung ab. Während in 2005 insgesamt 37,7 Mio. Personen erwerbstätig waren, nehmen diese bis 2050 um etwa 6,7 Mio. auf 31,0 Mio. Personen ab. Der Anteil der Erwerbstätigen im GHD-Bereich beträgt in 2005 etwa 80,1 % und verringert sich bis 2050 geringfügig auf 78,9 %.

Die Güterverkehrsleistung im binnenländischen Verkehr steigt aufgrund der unterstellten Zunahme des Bruttoinlandsprodukts von 580 Mrd. tkm (2005) auf 1 235 Mrd. tkm (2050) an. In der Entwicklung der Güterverkehrsleistung ist ein durchschnittlicher Anstieg von 2,5 % pro Jahr unterstellt.

5.1.3. Annahmen zur Energieträgerpreisentwicklung

In *TIMES-AREA* werden die Grenzübergangspreise der fossilen Brennstoffe Rohöl, Erdgas und Steinkohle, sowie der Preis für die Förderung der heimischen Braunkohle in ihrer Entwicklung vorgegeben. Diese Annahmen sind nicht nur für die Technologien relevant, die sich auf fossile Energieträger stützen, sondern beeinflussen auch maßgeblich den Einsatz von Technologien mit erneuerbaren Energien. Preisanstiege fossiler Energieträger können zu einer vorzeitigen Wirtschaftlichkeit und damit zu höheren Marktanteilen von Technologien führen, die erneuerbare Energien einsetzen.

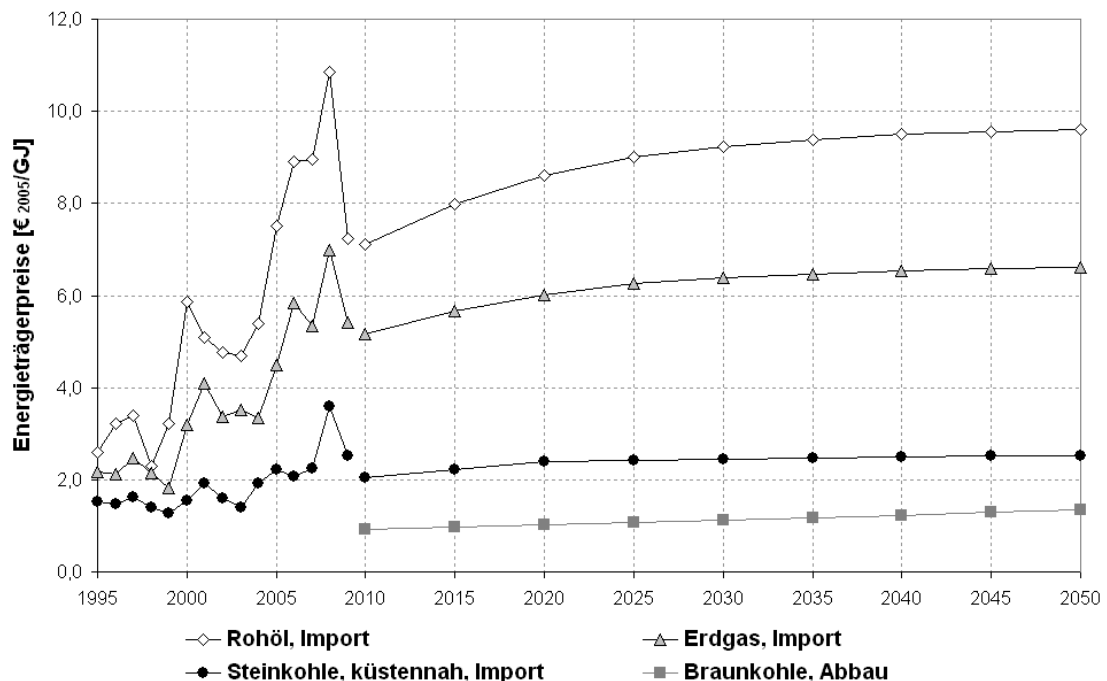


Abb. 5.1.: Unterstellte Preisentwicklung der Energieträger

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

Die im Rahmen dieser Arbeit unterstellte Preisentwicklung der Energieträger richtet sich nach der Energieträgerpreisentwicklung der Energieprognose 2009 /IER u. a., 2009/. Ausgehend von 2009 fallen die Energieträgerpreise zunächst bis 2010 und nehmen anschließend bei Rohöl und Erdgas kontinuierlich zu (vgl. Abb. 5.1). Gegenüber 2009 ist ein Preisanstieg bei Rohöl von 32,7 % (2050: 9,6 €₂₀₀₅/GJ) und bei Erdgas von 22,0 % (2050: 6,6 €₂₀₀₅/GJ) unterstellt. Der Verlauf der Bezugspreise bei Steinkohle fällt in 2010 auf 2,1 €₂₀₀₅/GJ und erholt sich im weiteren Verlauf bis 2050 auf ungefähr das Preisniveau von 2009. Bei Braunkohle wird mit einem Preis von durchschnittlich 0,92 €₂₀₀₅/GJ in 2010 und einem Anstieg auf 1,3 €₂₀₀₅/GJ bis 2050 gerechnet.

5.1.4. Energiepolitische Annahmen

Zur Berücksichtigung der derzeit gültigen Gesetze und Verordnungen und deren Auswirkungen auf die Energiepolitik werden im Modell Rahmenbedingungen vorgegeben. Dabei üben sowohl nationale als auch EU-weite energiepolitische Rahmenannahmen Einfluss auf den deutschen Energiemarkt aus.

Bezüglich der Nutzung der Kernenergie in Kraftwerken wird davon ausgegangen, dass die Novellierung des Atomgesetzes /Atomgesetz, 2009/ weiterhin Bestand hat und ein geordneter Ausstieg aus der Kernenergienutzung vollzogen wird. Gemäß der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen ist ein Neubauverbot von Kernkraftwerken und eine befristete Nutzung bestehender Anlagen zur Stromerzeugung unterstellt. Die Verstromung der Kernenergie ist ab dem 1. Januar 2000 auf eine Höchstmenge von 2,61 Mio. GWh begrenzt. Im Modell wird angenommen, dass bis spätestens 2022 die Stromerzeugung aus der Kernenergie eingestellt wird.

Im Februar 2007 einigte sich die Bundesregierung mit den Ländern Nordrhein-Westfalen und Saarlands darauf, die finanzielle Förderung des deutschen Steinkohlebergbaus bis 2018 einzustellen. In *TIMES-AREA* wird in 2010 eine Mindestförderung der heimischen Steinkohle von 300 PJ angenommen. Dem heimischen Braunkohleabbau wird zwischen 2010 und 2020 eine Mindestfördermenge von jeweils 1 400 PJ zugrunde gelegt. Die Obergrenze der geförderten Braunkohle liegt in 2010 bei 1 600 PJ und in 2020 bei 1 500 PJ. Für die Zeit danach ist die maximale Fördermenge von Braunkohle auf 1 400 PJ begrenzt.

Um die Auswirkungen der staatlichen Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zu berücksichtigen wird im Modell eine minimale Stromerzeugung

aus erneuerbaren Energien vorgegeben. Als Grundlage der Vorgaben dienen die bis 2009 vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit veröffentlichten Werte der Stromerzeugung nach Energieträger /BMU, 2010/. Für die Folgejahre sind die Werte linear fortgeschrieben, wobei eine Weiterführung des EEGs unterstellt ist (vgl. Tab. 5.3).

Tab. 5.3.: Unterstellte Mindeststromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Energieträger	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	[TWh]					
Lauf- und Speicherwasser	19,6	20,7	24,5	24,5	24,5	24,5
Windkraft	27,2	42,6	92,8	152,6	168,5	184,4
Photovoltaik	1,3	12,0	15,3	18,8	22,3	23,8
Biomasse	6,3	16,2	22,3	25,2	28,1	31,0
Biogas	2,5	9,4	10,8	12,2	13,6	15,0
Klärgas	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Deponiegas	1,1	1,1	0,8	0,5	0,3	0,0
Biogener Anteil des Abfalls	3,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Geothermie ¹	0,2	0,5	1,0	2,8	6,4	13,6
Summe	62,1	102,4	171,4	242,6	269,7	298,3

¹ Tiefengeothermie.

Über das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) und sonstiger Förderprogramme (z. B. Klimaschutz-Plus Förderprogramm Baden-Württemberg /UMBW, 2010/) wird auch im Wärmemarkt der Einsatz erneuerbarer Energien staatlich begünstigt. Die Förderungen zielen darauf ab, den Anteil an erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch der Wärmebereitstellung zu erhöhen (vgl. Abschnitt 2.4.3, Seite 22). Um die Auswirkungen der Förderungen im Modell zu erfassen, sind Mindestdeckungsanteile von Biomasse, Solarthermie und Wärmepumpen am Endenergieverbrauch der Wärmebereitstellung vorgegeben. Die Mindestanteile sind auf den Wärmeverbrauch der Neubauten von Wohn- und Nichtwohngebäuden beschränkt und gelten ab 2010. Bis 2050 sind den Anteilen eine jährliche Steigerungsrate unterstellt, die in Abhängigkeit der Gebäudeart variiert: Bei Ein- und Zweifamilienhäuser liegt die Steigerungsrate bei 1,3 %, bei Mehrfamilienhäuser bei 0,8 % und bei Nichtwohngebäuden bei 1,0 % pro Jahr (vgl. Tab. 5.4). Die unterschiedlichen Steigerungsraten resultieren aus der Unterstellung, dass Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien in Ein- und Zweifamilienhäuser schneller umgesetzt werden als in Mehrfamilienhäusern.

Tab. 5.4.: Unterstellte Mindestverbrauchsanteile von Biomasse, Solarthermie und Wärmepumpen am Endenergieverbrauch der Wärme von Neubauten

Gebäudeart	Einheit	2010	2020	2030	2040	2050
Ein- und Zweifamilienhaus	[%]	15,0	27,5	40,0	52,5	65,0
Mehrfamilienhaus	[%]	10,0	17,5	25,0	32,5	40,0
Nichtwohngebäude	[%]	12,0	22,0	32,0	42,0	52,0

5.1.5. Annahmen zur Abbildung des europäischen Emissionszertifikatehandels

Die EU-weiten Ziele der Energie- und Klimaschutzpolitik und deren Umsetzung beeinflussen den Energiemarkt in Deutschland. Mit dem Kyoto-Protokoll wurde ein international völkerrechtlich verbindliches Abkommen zur Reduzierung der anthropogenen Treibhausgasemissionen beschlossen. Die Bestrebungen zur Reduzierung der Treibhausgase wurden im Januar 2005 durch Einführung des europäischen Emissionszertifikatehandels (ETS⁴⁰) weiter gestärkt. Der Handel mit CO₂-Zertifikaten sieht für die daran beteiligten Sektoren in den Ländern der Europäischen Union bis 2020 eine Senkung der CO₂-Emissionen um 21 % gegenüber 2005 vor. Vor allem der Umwandlungssektor der Stromerzeugung und die energieintensive Industrie sind von dem Emissionszertifikatehandel betroffen und werden hier als ETS-Sektoren bezeichnet. Um den Einfluss des Emissionszertifikatehandels auf den Energiemarkt im Modell zu berücksichtigen, wird eine Obergrenze von CO₂-Emissionen für die ETS-Sektoren vorgegeben. Bis einschließlich 2030 sind die Höchstwerte der CO₂-Emissionen an den Ergebnissen der Energieprognose 2009 / IER u. a., 2009/ angelehnt. Für den Zeitraum danach sind die Werte linear fortgeschrieben (vgl. Tab. 5.5). Durch die Restriktionen ist in den ETS-Sektoren in 2050 eine Minderung der CO₂-Emissionen von 80 % gegenüber 2005 vorgegeben.

Tab. 5.5.: Unterstellte Höchstwerte der CO₂-Emissionen in den ETS-Sektoren

Bezeichnung	Einheit	2005	2010	2020	2030	2040	2050
CO ₂ -Höchstwerte	[Mio. t _{CO2}]	531	509	426	351	228	106
Minderung ggü. 2005	[%]	–	-4	-20	-34	-57	-80

⁴⁰ Emission Trading System der EU, auch: Emissionsrechtshandel, Emissionshandel

5.1.6. Technische und ökonomische Annahmen von KWK-Anlagen

Im Modell wird die Entwicklung der Anlagentechnik hinsichtlich der Nutzungsgrade, der Verfügbarkeit, der Betriebs- und Investitionskosten für den Modellzeitraum bis 2050 vorgegeben. Die Angaben darüber sind unterschiedlichen Veröffentlichungen, wie der Energieprognose 2009 /IER u. a., 2009/, der Studie zum energiewirtschaftlichen Gesamtkonzept /ewi und EEFA, 2008/, der OECD-Studie /OECD, 2005/ und weiteren Studien entnommen (vgl. /Remme, 2006/, /Blesl u. a., 2005/, /Jäger und Theis, 2003/, /Becker, 2000/, /Starrmann, 2000/, /Pruschek und Bock, 1991/). Speziell im Haushaltsbereich wurde auf Werte einer Untersuchung von /Blesl, 2002/ zurückgegriffen. Da der Fokus dieser Arbeit auf der Betrachtung der Fernwärmeerzeugung und -verteilung und deren Entwicklungsmöglichkeiten liegt, beschränkt sich die nachfolgende Darstellung auf die Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung.

In der Regel fallen durch den apparativen Aufwand der Wärmeauskopplung bei Heizkraftwerken die spezifischen Investitionskosten im Vergleich zu Kondensationskraftwerken höher aus. Die spezifischen Investitionskosten von Steinkohle-KWK-Anlagen sind aufgrund des Investitionsaufwands für die Lagerung und Bearbeitung der Kohle deutlich höher als bei Gas-KWK-Anlagen. Die höchsten spezifischen Investitionskosten werden bei den Biomasse-KWK-Anlagen aufgrund ihrer bislang kürzeren Entwicklungsphase unterstellt. Die technische Nutzungsdauer fossiler KWK-Anlagen wird mit 35 Jahren und die der holzbefeuerten Anlagen mit 30 Jahren angenommen. Aufgrund von Effizienzsteigerungen in den Umwandlungsprozessen ist in der Entwicklung von KWK-Anlagen eine Zunahme der Stromkennzahl unterstellt. Zudem ist in der Entwicklung der KWK-Anlagen mit einer Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrads zu rechnen, was anlagenbedingt häufig mit einer Verringerung des thermischen Wirkungsgrads einhergeht. Die Steigerung des elektrischen Wirkungsgrads führt bei Steinkohle-KWK-Anlagen zu Werten von 38 % (Gegendruck-KWK-Anlagen) und 44 % (Entnahme-Kondensations-KWK-Anlagen) und resultiert vor allem aus der Verwendung neuer metallischer Werkstoffe für die Turbinenschaufeln. Auch bei Erdgas-KWK-Anlagen wird durch den Einsatz thermisch hochbelastbarer Werkstoffe die Turbineneintrittstemperatur erhöht, was zu einer Steigerung der elektrischen Wirkungsgrade führt. Ab 2020 wird angenommen, dass die Werkstoffe aus hochwarmfesten Superlegierungen auf Nickelbasis kommerziell zur Verfügung stehen, höhere Frischdampfzustände in den KWK-Anlagen ermöglichen und dadurch den anlagentechnischen Wirkungsgrad

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

weiter anheben. Durch den Einsatz hochlegierter Stähle zur Wirkungsgradsteigerung fallen allerdings auch höhere spezifische Investitionskosten der Anlagen an. Die Entwicklung der technischen Parameter verschiedener KWK-Technologien ist in Tab. A.27 im Anhang, Seite 201 dargestellt. Die Werte in 2050 entsprechen denen in 2040, weshalb diese nicht gesondert ausgewiesen sind.

Den KWK-Anlagen mit CO₂-Abscheidung ist ein Abscheidegrad von 88,0 % und eine technische Nutzungsdauer von 30 Jahren zugrunde gelegt (vgl. Tab. A.28 im Anhang, Seite 202). Für die CO₂-Abscheidung fällt in den Kraftwerken ein zusätzlicher Energieaufwand an, der sich in einer Reduzierung des Nettowirkungsgrads niederschlägt. Die molekulare Spaltung des Kohlendioxids und dessen Abscheidung befindet sich bereits heute mit vereinzelt Pilotanlagen in der Entwicklungsphase, weshalb im Modell ab 2015 mit einer kommerziellen Verfügbarkeit der KWK-Anlagen mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung angenommen wird.

Die unterstellten Modellparameter für Blockheizkraftwerke sind in Tab. A.29 im Anhang, Seite 203 zusammengefasst. Die technische Nutzungsdauer der Anlagen beträgt 15 Jahre. In erdgasbefeuerten Blockheizkraftwerken sind bereits heute Brennstoffausnutzungsgrade von bis 90,0 % möglich, sodass in der Entwicklung bis 2040/2050 mit keiner nennenswerten technischen Steigerung zu rechnen ist. Allerdings ist in der Entwicklung bei Diesel-, Biogas- und Pflanzenöl-Blockheizkraftwerken mit einer Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrads auf 38,0 % (Diesel-BHKW 0,2 MW), 35,0 % (Biogas-BHKW) und 38,0 % (Pflanzenöl-BHKW) zu rechnen.

5.1.7. Annahme zum Anlagenbestand von Heizkraftwerken und Heizwerken in den Gemeindekategorien

Eine Gesamtstatistik, die einen genauen Überblick über den gegenwärtigen Anlagenbestand von Heizkraftwerken und Heizwerken wiedergibt, existiert derzeit nicht, weshalb hier eine Abschätzung aus einzelnen Statistiken vorgenommen wurde. Die Angaben der Statistiken beschränken sich häufig auf einen Teilbereich des Anlagenspektrums: z. B. werden in der Kraftwerkliste des Umweltbundesamts /UBA, 2009/ nur Kraftwerksblöcke über 100 MW_{el} aufgelistet und in der Energiestatistik des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie /BMWi, 2011/ werden nur Anlagen berücksichtigt, die ins öffentliche Netz einspeisen. Die Informationen

von Verbänden, wie z. B. AGFW⁴¹, BDEW⁴², B.KWK⁴³, VIK⁴⁴ veröffentlichen nur den Anlagenbestand ihrer Mitgliedsunternehmen. Ferner geben die veröffentlichten Statistiken oftmals nur den Bestand größerer Anlagen wieder, da die Betreiber kleinerer Anlagen, wie z. B. von Blockheizkraftwerken oder Mikrogasturbinen keiner Interessengemeinschaft angehören, die deren Bestandsdaten erfassen. Entsprechend unübersichtlich sind deshalb – insbesondere für kleine Anlagenkategorien – die Angaben über installierte Kapazitäten und erzeugte Wärme- und Strommengen.

Der in der vorliegenden Arbeit ermittelte Anlagenbestand von Heizkraft- und Heizwerken basiert auf den Daten der Hauptberichte der Fernwärmeversorgung des AGFWs (vgl. Abschnitt 3.1.2, Seite 46). Auch wenn sich der Verband auf Anlagengrößen über 10 MW_{th} und auf die Daten seiner Mitglieder beschränkt, die an der Datenerhebung teilnehmen, repräsentiert der Verband – nach eigenen Angaben – etwa 90 % der in Deutschland vertretenen Fernwärmeversorgungsunternehmen. Ausschlaggebend für die Nutzung der Daten ist die Veröffentlichung der Angaben mit Gemeindebezug, wobei hier der Sitz des Unternehmens mit dem Inbetriebnahmeort der Anlage gleichgesetzt wird.

Um Fehler in den Datensätzen hinsichtlich des Bestands von KWK-Anlagen zu beheben, die sich aus der sporadischen Teilnahme einiger Fernwärmeversorgungsunternehmen an der jährlichen AGFW-Befragung ergeben, wurden die Jahrgänge der Hauptberichte der Fernwärmeversorgung ab 1998 ausgewertet /AGFW, 1999/-/AGFW, 2007/. In den zu ermittelnden Anlagenbestand gehen die zuletzt veröffentlichten Daten der Unternehmen ein. Der so entstandene Datensatz wurde durch Recherchen im Internet und Auswertung verschiedener Veröffentlichungen (vgl. /Blesl, 2007/, /Voß und Blesl, 2005/, /Schrader u. a., 2004/, /Schneider, 2003/, /Blesl u. a., 2001/), sowie von Geschäftsberichten, insbesondere der Unternehmen, die nicht durch die AGFW vertreten sind, ergänzt. Um die Daten kleiner Anlagen zu berücksichtigen wurden die Anlagenstammdaten der EEG geförderten Anlagen, die auf den Internetseiten der Energieversorgungsunternehmen veröffentlicht sind, ausgewertet. In die zusammengetragene Datensammlung fließen sowohl Angaben von öffentlichen als auch von industriellen KWK-Anlagen ein, unter der Annahme, dass diese jeweils zur Wärmeerzeugung beitragen. Die Daten wurden auf Gemeindeebene recherchiert und sind den Gemeindekategorien zugeordnet. Der Datensatz erhebt allerdings nicht den Anspruch auf Vollständigkeit, weshalb die recherchier-

⁴¹ AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.

⁴² Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft.

⁴³ Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V.

⁴⁴ Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

ten Daten mit den Angaben der Energiestatistik /BMWi, 2011/ abgeglichen wurden.

Tab. 5.6.: Thermische Engpassleistung und Wärmenetzeinspeisung der Heizkraftwerke und Heizwerke nach Gemeindekategorien in 2005/2006

GK ¹	Wärmeengpassleistung			Wärmenetzeinspeisung		
	Gesamt	HKW ²	HW ³	Gesamt	HKW ²	HW ³
	[MW _{th}]			[PJ _{th}]		
GK1	1 478	855	623	12,3	7,9	4,4
GK2	3 648	2 316	1 332	26,2	17,4	8,8
GK3	3 770	2 773	997	33,3	26,6	6,7
GK4	6 142	4 321	1 821	52,7	40,2	12,5
GK5	6 108	4 709	1 399	46,1	36,3	9,8
GK6	10 921	9 235	1 686	64,0	53,1	10,9
GK7	17 007	14 472	2 535	107,8	90,2	17,6
GK8	26 671	21 238	5 433	169,5	132,2	37,3
Summe	75 745	59 919	15 826	511,9	403,9	108,0

¹ Gemeindekategorie nach Tab. 3.7, Seite 42

² Heizkraftwerk.

³ Heizwerk, einschließlich industrieller Abwärmenutzung.

Tab. 5.6 stellt eine Zusammenfassung der Wärmeengpassleistung und Wärmenetzeinspeisung von den ermittelten Heizkraftwerken und Heizwerken nach Gemeindekategorien dar. Die Angaben beziehen sich auf den Stand der Jahre 2005/2006. Insgesamt war in 2005/2006 eine Wärmeengpassleistung von etwa 75 745 MW_{th} installiert, die sich zu 79,1 % aus Heizkraftwerken und zu 20,9 % aus Heizwerken zusammensetzt. Heizkraftwerke speisen 403,9 PJ und Heizwerke 108,0 PJ Wärme in das öffentliche Fernwärmenetz ein. In Gemeinden mit über 80 000 Einwohnern (GK6 bis GK8) sind Anlagen installiert, die zusammen einen Anteil von 72,1 % der gesamten Wärmeengpassleistung haben und 66,7 % der gesamten Wärme in das Fernwärmenetz einspeisen.

5.2. Szenariendefinition

Im Rahmen der modellgestützten Szenarienanalyse werden neben dem Referenzszenario zwei weitere Sensitivitätsszenarien untersucht, die die Auswirkungen veränderter Parameter auf den Energiemarkt im Allgemeinen und auf den Einsatz

von KWK-Anlagen im Besonderen betrachten. Folgende Szenarien sind zugrunde gelegt:

- *Referenzszenario (REF)*: Fortschreibung der Energiepolitik vom Ende des letzten Jahrzehnts
- *Subventionsszenario (SUB)*: Förderung des Neu- und Ausbaus von Fernwärmenetzen
- *Treibhausgasminderungsszenario (THG)*: Vorgabe eines Reduktionspfads, als Obergrenze für den Ausstoß der Treibhausgase in allen Sektoren

Eine Übersicht über die unterschiedlichen Annahmen in den Szenarien ist in Tab. 5.7 gegeben. Das *Referenzszenario* dient als Vergleichsmaßstab, um die quantitativen Auswirkungen und Veränderungen der verschiedenen Szenarien aufzuzeigen. Das Referenzszenario ist dadurch charakterisiert, dass die energiepolitischen Rahmenbedingungen vom Ende des letzten Jahrzehnts weiter fortgeschrieben werden.

Das *Subventionsszenario* begünstigt die Fernwärmeversorgung über eine finanzielle Förderung für den Aus- und Neubau der Fernwärmenetze. Das Subventionsszenario dient zur Analyse der Auswirkungen, die eine Förderung der Fernwärmenetze nach sich zieht. Der Neu- und Ausbau der Fernwärmenetze wird darin subventioniert, weshalb die Investitionskosten der Fernwärmenetze um 30 % niedriger als im Referenz- und Treibhausgasminderungsszenario liegen.

Mit dem *Treibhausgasminderungsszenario* wird die Ausgestaltung des Energiesystems und insbesondere des Wärmemarkts unter Vorgabe von Treibhausgasminderungszielen untersucht. Dazu ist ein Minderungspfad an Treibhausgasen⁴⁵ entsprechend der internationalen Verpflichtung aus dem Kyoto-Protokoll und der EU-Zielen formuliert: Im Zeitraum 2008 bis 2012 werden die Treibhausgase um durchschnittlich 21 % unter dem Niveau des Vergleichsjahrs 1990 gesenkt. Zudem hat sich die Bundesregierung für 2020 zu einem nationalen Reduktionsziel von 40 % verpflichtet, falls die EU-Staaten einer europäischen Emissionsminderung um 30 % im gleichen Zeitraum zustimmen. Der im Modell unterstellte Minderungspfad an Treibhausgasen endet mit einer Vorgabe zur Minderung der Treibhausgase um 80 % in 2050 gegenüber 1990.

⁴⁵ Als Treibhausgase gelten Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H – FKW/HFC), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW/PFC) und Schwefelhexafluorid (SF₆).

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

Im Treibhausgasminderungsszenario bezieht sich der Minderungspfad der Treibhausgase auf die gesamten Sektoren. Dies gilt speziell nur für dieses Szenario, während die Einschränkung der CO₂-Emissionen in den ETS-Sektoren (vgl. Abschnitt 5.1.5, Seite 92) in allen Szenarien unterstellt ist und zur Beschreibung des europäischen Emissionszertifikatehandels dient.

Tab. 5.7.: Unterschiede in den Szenarien

Beschreibung	Jahr	Referenzszenario	Subventions-szenario	Treibhausgas-minderungs-szenario
		(REF)	(SUB)	(THG)
Minderanteil der Investitionskosten für den Aus- und Neubau von Fernwärmenetzen	2010	–	30 %	–
	2020	–	30 %	–
	2030	–	30 %	–
	2040	–	30 %	–
	2050	–	30 %	–
Reduktionspfad der gesamten Treibhausgase gegenüber 1990	2010	–	–	-22 %
	2020	–	–	-40 %
	2030	–	–	-53 %
	2040	–	–	-67 %
	2050	–	–	-80 %

5.3. Referenzszenario (REF)

Das Referenzszenario stellt die Entwicklung der Energieversorgung unter Fortschreibung der Energiepolitik vom Ende des letzten Jahrzehnts dar. In dem folgenden Abschnitt ist der Verlauf des sektoralen Endenergieverbrauchs, der Fernwärme, sowie der Fernwärmebereitstellung beschrieben, wie sie sich unter der Prämisse des Referenzszenarios unter kostenoptimalen Voraussetzungen einstellen würde.

5.3.1. Endenergieverbrauch im Referenzszenario

Ausgehend von 2005 nimmt der Endenergieverbrauch der Sektoren im Referenzszenario von 9 239 PJ um 23,2 % auf insgesamt 7 096 PJ in 2050 ab (vgl. Tab. 5.8). Die Abnahme resultiert aus den Effizienzverbesserungen der Fertigungsprozesse in

Industrie und GHD-Sektor. In den Haushalten spielen zudem der Bevölkerungsrückgang und die zunehmende Steigerung der Wärmedämmstandards der Gebäude eine bedeutende Rolle für die Verbrauchsreduzierung. Im Verkehrssektor erhöht sich zunächst der Verbrauch und fällt anschließend auf 2 641 PJ zurück. Die anfängliche Erhöhung ist auf die Zunahme der Verkehrsleistung durch den unterstellten Wirtschaftsaufschwung zurückzuführen. Anschließend wirken der Bevölkerungsrückgang und die Entwicklungen in der Automobilbranche zu verbrauchsreduzierenden Antrieben sich rückläufig auf die Verbrauchsentwicklung aus. Während sich die Verbrauchsanteile der Haushalte, Industrie und des GHD-Sektors am gesamten Endenergieverbrauch bis 2050 verringern, nehmen die des Verkehrssektors zu.

Tab. 5.8.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Sektoren im Referenzszenario /AGEB, 2010a/, eigene Berechnungen

Sektor	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Industrie	[PJ]	2 977	2 474	2 421	2 610	2 422	2 308	2 187	2 049	1 916
GHD	[PJ]	1 733	1 579	1 478	1 453	1 366	1 249	1 123	1 041	960
Haushalte	[PJ]	2 383	2 655	2 584	2 591	2 529	2 344	2 013	1 758	1 578
Verkehr	[PJ]	2 379	2 614	2 751	2 586	2 850	2 986	2 935	2 807	2 641
Summe	[PJ]	9 472	9 322	9 235	9 239	9 168	8 886	8 258	7 655	7 096

Der Endenergieverbrauch der Haushalte sinkt bis 2050 kontinuierlich von 2 591 PJ (2005) um 39,1 % auf 1 578 PJ (vgl. Abb. 5.2). Während der Einsatz der Solarthermie – überwiegend zur Heizungsunterstützung – und die der oberflächennahen Geothermie durch Wärmepumpen (Umweltwärme) zunimmt, geht mit Ausnahme der Fernwärme der Verbrauch der restlichen Energieträger zurück. Der Fernwärmeverbrauch steigt bis 2020 zunächst an und geht anschließend bis 2050 auf etwa das Niveau von 2005 (158 PJ) zurück. Der Anteil der Fernwärme am Endenergieverbrauch der Haushalte erhöht sich von 5,9 % in 2005 auf 10,0 % in 2050. Die sonstigen Gase (vor allem Flüssiggas) und die Kohlen (Steinkohle, Steinkohlens, Stein- und Braunkohlebriketts) spielen ab 2030 in der Energieversorgung der Haushalte nur eine untergeordnete Rolle. Der Anteil des Heizölverbrauchs geht in den Haushalten von 26,6 % (2005) auf 14,3 % (2050) zurück. Gegenüber 2005 entspricht dies einer Verbrauchsreduktion von 67,2 %. In 2050 ist Heizöl mit 226 PJ, neben Erdgas und Strom, der Energieträger, der am meisten von den Haushalten nachgefragt wird. Der Anteil von Erdgas am Gesamtverbrauch nimmt zwischen 2005 und 2050 von 38,0 % auf 33,9 % ab. Erdgas behält allerdings auch in 2050 seine dominierende Rolle als Energieträger in den Haushalten (2050: 535 PJ)

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

bei. Der Verbrauchsanteil von Strom in den Haushalten vergrößert sich bis 2050 auf etwa 24,8 %. Der Anstieg wird vor allem durch den zunehmenden Einsatz elektrischer Geräte (Küchengeräte, Unterhaltungselektronik) verursacht. Ab 2020 geht der Stromanteil der Wärmebereitstellung (Raumwärme und Warmwasser) aufgrund der Anforderungen aus der Energieeinsparverordnung zur Außerbetriebnahme von Nachtspeicherheizungen in Mehrfamilienhäuser (vgl. Abschnitt 2.4.2, Seite 20) zurück.

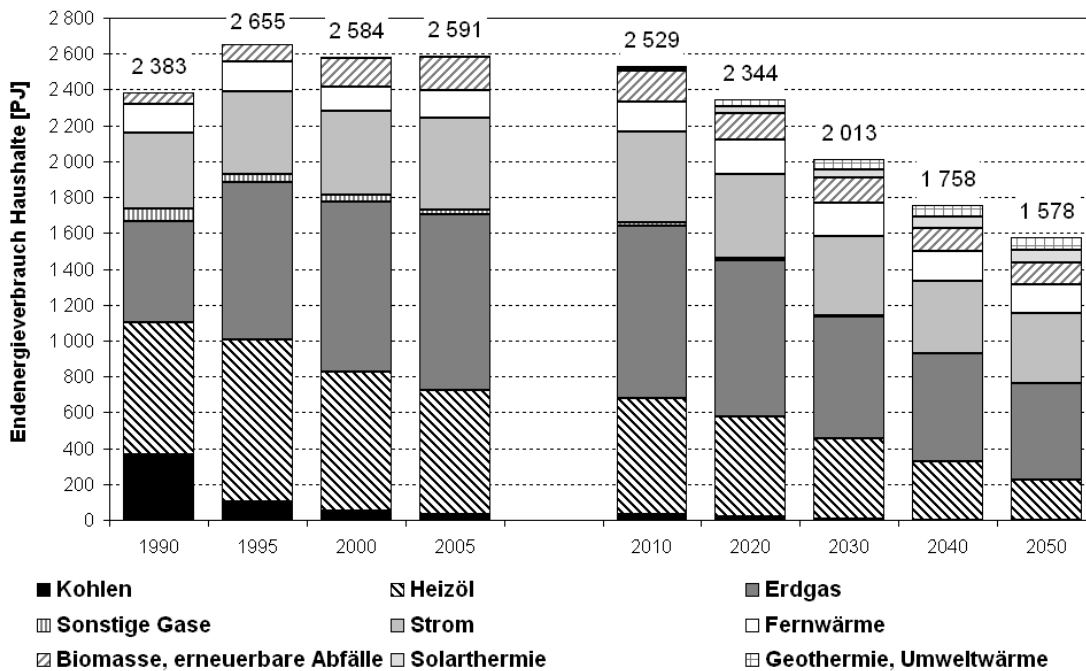


Abb. 5.2.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Haushaltssektors nach Energieträger im Referenzszenario /AGEB, 2010a/, eigene Berechnungen

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträger in den Haushalten der Gemeindekategorien ist in Abb. 5.3 dargestellt. Auf der linken Ordinate ist der Endenergieverbrauch der Haushalte in den Gemeindekategorien und auf der rechten Ordinate der Verbrauch der Haushalte in Hamburg und Stuttgart in einer veränderten Skalierung aufgetragen. Der Endenergieverbrauch von Hamburg und Stuttgart ist zudem in der linken Darstellung in der Kategorie „Großstädte ab 400 000 Einwohner“ mit enthalten.

In der regionalen Betrachtung nimmt der Anteil des Endenergieverbrauchs der Haushalte in 2050 von Kleinstädten, „Mittelstädte bis 80 000 Einwohner“ und „Großstädte bis 170 000 Einwohner“ am Gesamtverbrauch aller Gemeindekategorien um durchschnittlich 0,6 % gegenüber 2010 leicht ab. Während des gleichen Zeitraums bleibt der Anteil des Endenergieverbrauchs der Haushalte am Gesamt-

verbrauch der Haushalte aller Gemeindekategorien in „Mittelstädte bis 50 000 Einwohner“ und in „Landstädte bis 5 500 Einwohner“ nahezu konstant. Den größten Zuwachs von 0,9 % der Verbrauchsanteile bis 2050 ist in den Großstädten über 170 000 Einwohner zu verzeichnen und deutet auf eine zunehmende Verstädterung hin.

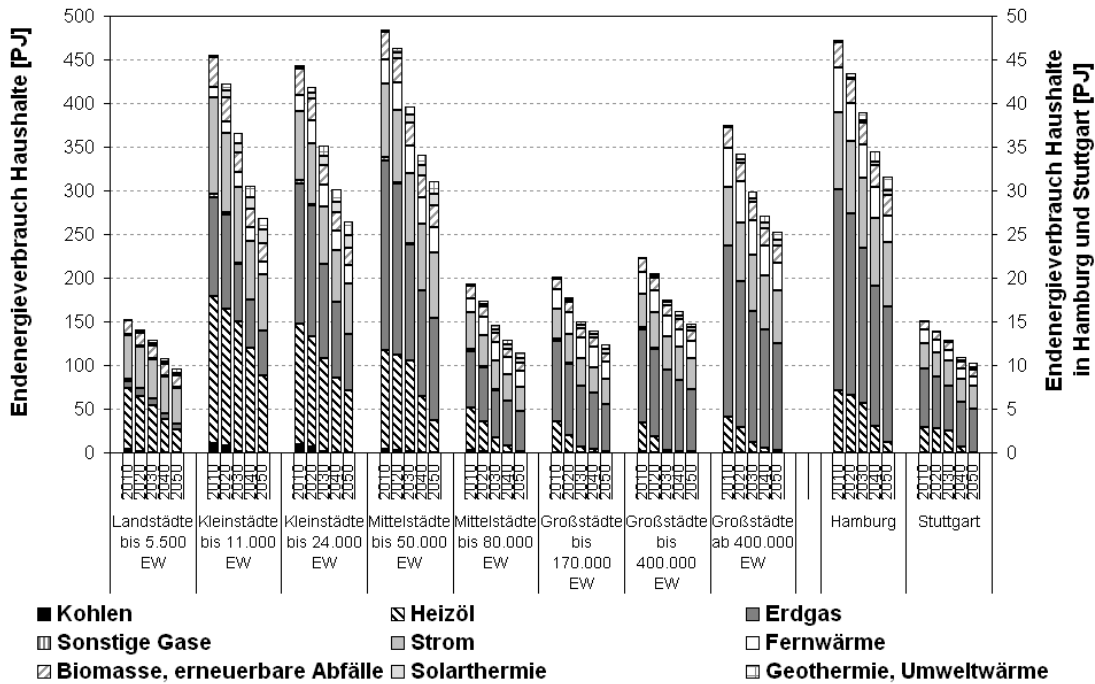


Abb. 5.3.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Haushaltssektors nach Energieträger in den Gemeindekategorien im Referenzszenario

In Landstädten und „Kleinstädte bis 11 000 Einwohner“ ist 2010 Heizöl der wichtigste Energieträger bei der Wärmeversorgung der Haushalte. Während die Heizöldominanz in „Kleinstädte bis 11 000 Einwohner“ bis 2050 bestehen bleibt, wird in Landstädten ab 2040 vor allem Strom eingesetzt. In den Haushalten der „Kleinstädte bis 24 000 Einwohner“ wird bis 2020 überwiegend Erdgas und danach Heizöl eingesetzt. In den Gemeindekategorien ab der Kategorie „Mittelstädte bis 50 000 Einwohner“ ist Erdgas nach wie vor der wichtigste Energieträger bei der Versorgung der Haushalte. Der Verbrauchsanteil von Erdgas steigt in den Haushalten der „Mittelstädte bis 80 000 Einwohner“ und in Hamburg und Stuttgart leicht an. In allen Gemeindekategorien lässt sich bis 2050 der Trend beobachten, dass die Haushalte zunehmend durch erneuerbare Energien, wie der Biomasse, inklusive des Anteils aus erneuerbaren Abfällen und durch Solarthermie zur Heizungsunterstützung, sowie durch Geothermie und Umweltwärme versorgt werden. Der Anteil der Biomasse am Endenergieverbrauch der Haushalte liegt in den Gemeindekategorien

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

durchschnittlich bei 7,2 % (2010) und wird trotz abnehmender Bevölkerungsentwicklung auf durchschnittlich 8,5 % (2050) ausgebaut. Noch größer fällt der Zuwachs in den Anteilen der Solarthermie und Geothermie, bzw. der Umweltwärme zur Versorgung der Haushalte in den Gemeindekategorien auf: Der Verbrauchsanteil der Solarthermie liegt 2010 bei 0,5 % und 2050 bei 4,0 %. Der Anteil der Geothermie und Umweltwärme am Endenergieverbrauch beträgt 2010 etwa 0,4 % und entwickelt sich bis 2050 auf 4,7 %.

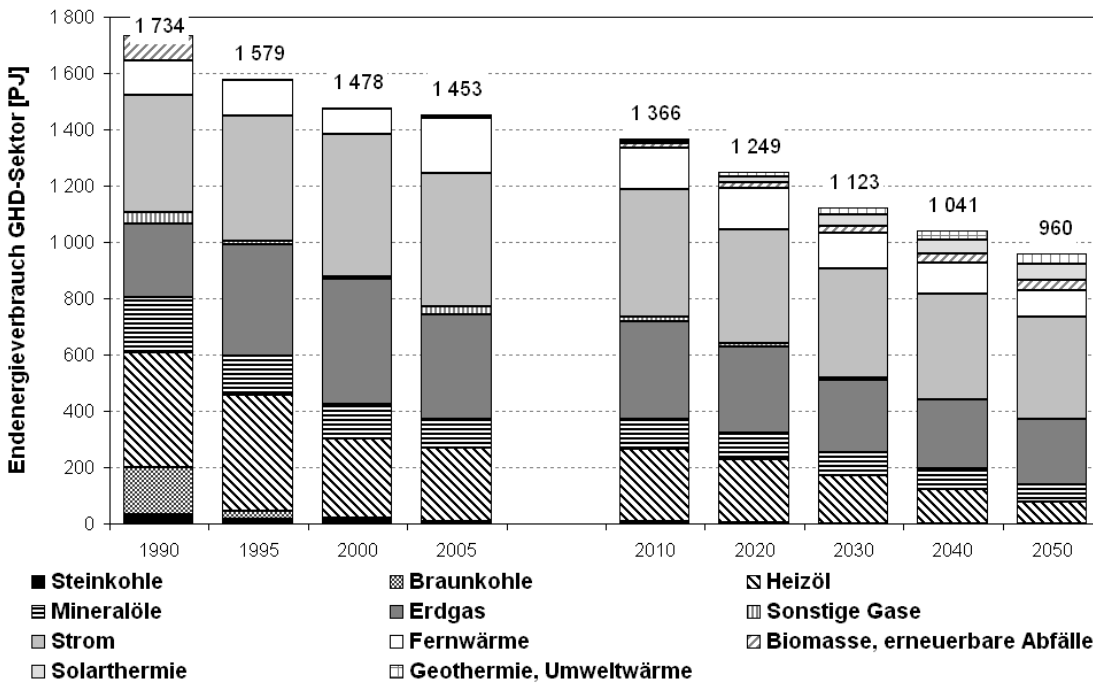


Abb. 5.4.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors nach Energieträger im Referenzszenario /AGEB, 2010a/, eigene Berechnungen

Der Endenergieverbrauch des GHD-Sektors nimmt im Referenzszenario von 1 453 PJ (2005) um 33,9 % auf 960 PJ (2050) ab (vgl. Abb. 5.4). Diese rückläufige Entwicklung des Gesamtverbrauchs ist vor allem auf den abnehmenden Einsatz fossiler Energieträger zurückzuführen: Bis 2050 reduziert sich der Verbrauch von Heizöl um 71,0 %, von Erdgas um 38,0 % und von Mineralölen um 36,8 %, jeweils verglichen zu 2005. Unter Mineralölen ist u. a. der Kraftstoffverbrauch der Fuhrparke der Unternehmen bilanziert. Der Endenergieverbrauch der Fernwärme reduziert sich im GHD-Sektor von 198 PJ (2005) um etwa die Hälfte auf 97 PJ (2050). Diese große Abnahme ist vor allem durch den erhöhten Ausgangswert in 2005 verursacht, der sich durch die veränderte statistische Bilanzierung des Fernwärmeverbrauchs ergibt. Bis 2050 gleicht sich der Fernwärmeverbrauch des GHD-Sektors an ein realistisches Niveau an. Während die Anteile der fossilen Energieträger und der

Fernwärme am Endenergieverbrauch abnehmen, steigen die der erneuerbaren Energien und des Stroms an. Sowohl absolut, als auch anteilig am Gesamtverbrauch steigt der Verbrauch an Biomasse, inklusive der Anteile der erneuerbaren Abfälle, Solarthermie und Geothermie mit Umweltwärme bis 2050 an. Der Stromverbrauch im GHD-Sektor geht von 474 PJ (2005) auf 362 PJ (2050) zurück, wobei sich im gleichen Zeitraum die Anteile des Stromverbrauchs am Gesamtverbrauch von 32,6 % (2005) auf 37,7 % (2050) erhöhen. Strom bleibt im GHD-Sektor der am meisten nachgefragteste Energieträger, gefolgt von Erdgas. Gründe dafür liegen in der zunehmenden Gebäudeklimatisierung und Ausstattung elektrischer Geräte an Arbeitsplätzen.

Der Verlauf des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors in den Gemeindekategorien ist in Abb. 5.5 gezeigt. Von 2010 bis 2050 geht der Anteil des Energieverbrauchs des GHD-Sektors in Landstädten um 0,2 %, in „Kleinstädte bis 11 000 Einwohner“ um 0,3 % und in „Mittelstädte bis 80 000 Einwohner“ um 0,4 % gemessen am Gesamtverbrauch des GHD-Sektors in allen Gemeindekategorien zurück. Sowohl in „Mittelstädte bis 24 000 Einwohner“, als auch in Großstädten bis 170 000 und bis 400 000 Einwohner bleiben die Anteile am gesamten Endenergieverbrauch nahezu konstant. Leicht ansteigende Anteile sind in „Mittelstädte bis 80 000 Einwohner“ (0,3 %) und in „Großstädte ab 400 000 Einwohnern“ (0,7 %) festzustellen. Der Anteil des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors in den Städten Hamburg und Stuttgart am Endenergieverbrauch der „Großstädte ab 400 000 Einwohner“ beträgt in 2010 etwa 19,1 % und in 2050 etwa 17,9 %. Die größten Abnahmen in der Entwicklung des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors im Zeitraum 2010 bis 2050 befinden sich in den Kategorien „Mittelstädte bis 50 000 Einwohner“ (73,3 PJ) und „Großstädte ab 400 000 Einwohner“ (79,5 PJ).

Der Anteil des Heizöls am Endenergieverbrauch des GHD-Sektors nimmt in allen Gemeindekategorien bis 2050 kontinuierlich ab. Gründe hierfür liegen im steigenden Einsatz erneuerbarer Energien und des Stroms. In allen Gemeindekategorien ist Strom der wichtigste Energieträger mit Anteilen von 35,6% („Großstädte bis 400 000 Einwohner“) bis 58,6 % („Landstädte bis 5 500 Einwohner“). Der Anteil von Erdgas am Endenergieverbrauch geht in der Gesamtbetrachtung zurück, erhöht sich allerdings in Kleinstädten und in „Mittelstädte bis 50 000 Einwohner“. Der Grund dafür liegt weniger im Ausbau von Erdgasnetzen, sondern im abnehmenden Gesamtverbrauch. Der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch des GHD-Sektors nimmt in allen Gemeindekategorien zu. Der über die Gemeindekategorien gemittelte Verbrauchsanteil von Biomasse, inklusive der Bestandteile erneuerbarer Abfälle, beträgt in 2010 etwa 1,2 % und in 2050 etwa

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

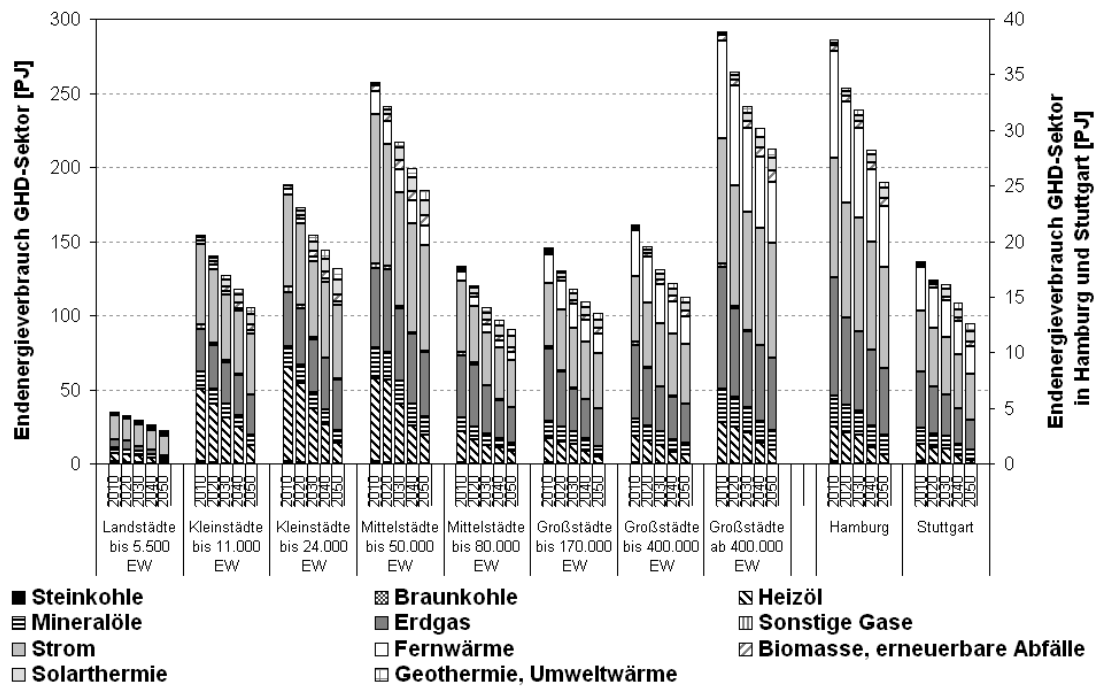


Abb. 5.5.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors nach Energieträger in den Gemeindekategorien im Referenzszenario

3,7 %. Im gleichen Zeitraum steigt der Anteil des Endenergieverbrauchs der Solarthermie von durchschnittlich 0,7 % (2010) auf 6,1 % (2050) und der Anteil der Geothermie und Umweltwärme von 0,6 % (2010) auf 4,3 % (2050) an.

Der Endenergieverbrauch der Industrie entwickelt sich im Referenzszenario von 2 610 PJ in 2005 auf 1 916 PJ in 2050 (vgl. Abb. 5.6) zurück. Die Verbrauchsreduktion in Höhe von 26,6 % wird durch Effizienzsteigerungen in den industriellen Fertigungsprozessen verursacht, die infolge des Kostendrucks durch steigende Material- und Brennstoffkosten, sowie der CO₂-Abgaben des Zertifikatehandels, ausgelöst werden. Bis auf Strom, Biomasse und der wiederverwertbaren Abfälle gehen die Endenergieverbräuche der übrigen Energieträger zurück. Der Stromverbrauch steigt zunächst von 823 PJ in 2005 auf 841 PJ in 2030 an und geht anschließend in 2050 auf das Niveau von 2005 zurück. Der Stromanteil am industriellen Endenergieverbrauch erhöht sich von 31,5 % (2005) auf 43,0 % (2050). Der Anstieg wird großteils durch Umstellung auf elektrische Industrieprozesse (z. B. Einsatz von Induktionsöfen in der Metallerzeugung) verursacht. Erdgas ist in der Industrie der zweitwichtigste Energieträger, auch wenn dessen Anteil am Endenergieverbrauch in Höhe von 32,2 % (2005) auf 24,2 % (2050) zurückgeht. Koks wird in der Industrie vor allem zur Verhüttung in der Metallerzeugung als Reduktionsmittel bei der Stahlerzeugung eingesetzt. Der Koksanteil am Endenergieverbrauch

steigt zunächst bis 2020 leicht an und geht bis 2050 auf einen Anteil von 5,0 % zurück. In der Industrie wird Fernwärme in erster Linie zur Raumkonditionierung und zur Bereitstellung von Brauchwarmwasser eingesetzt. Dessen Anteil am Endenergieverbrauch nimmt im Verlauf von 4,4 % (2005) auf 4,8 % (2050) zu. Auch der Einsatz von Biomasse und Abfällen, bzw. von sonstigen Energieträgern steigt im Industriesektor an. Der Anteil der Biomasse erhöht sich von 3,4 % (2005) auf 5,5 % (2050) und der von Abfall und sonstiger Energieträger von 4,1 % (2005) auf 6,3 % (2050).

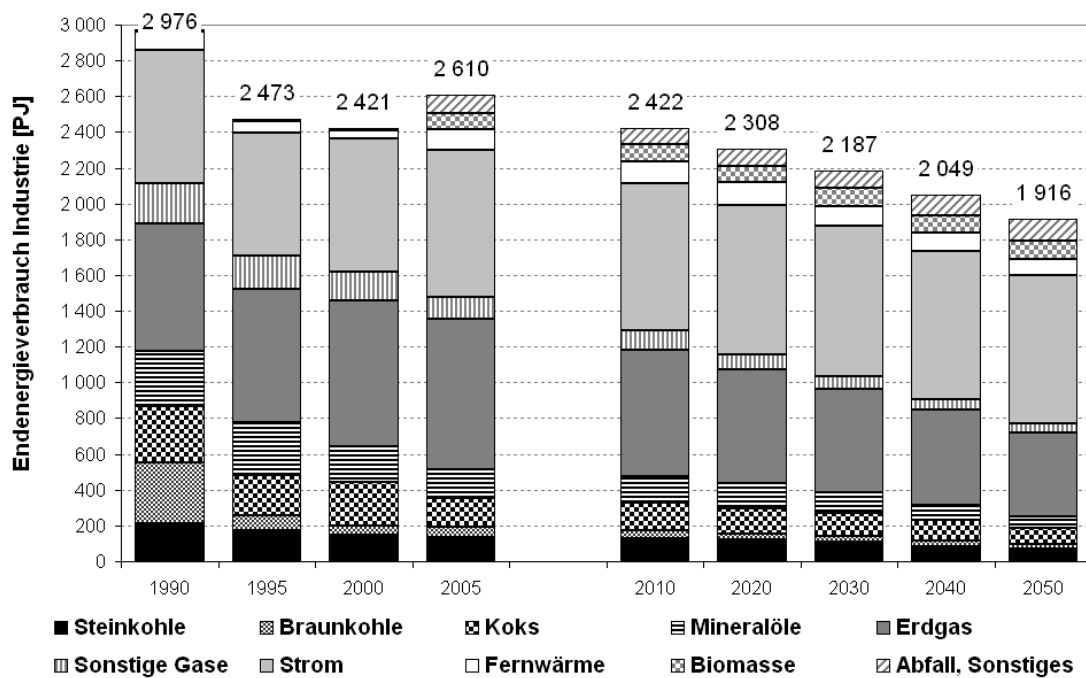


Abb. 5.6.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Industriesektors nach Energieträger im Referenzszenario /AGEB, 2010a/, eigene Berechnungen

In den Gemeindekategorien bleiben die Anteile des industriellen Endenergieverbrauchs der „Landstädte bis 5 500 Einwohner“, Mittelstädte und „Großstädte bis 400 000 Einwohnern“ am Gesamtverbrauch bis 2050 nahezu unverändert. Während die Anteile in „Kleinstädte bis 11 000 Einwohner“ um 0,9 % und in „Kleinstädte bis 24 000 Einwohner“ um 0,3 % zurückgehen, nehmen die Anteile des Endenergieverbrauchs der Industrie in „Großstädte bis 170 000 Einwohner“ um 0,4 % und in „Großstädte ab 400 000 Einwohner“ um 1,3 % zu. Absolut betrachtet sind die größten Abnahmen des industriellen Endenergieverbrauchs vor allem in Kleinstädten und in „Mittelstädte bis 50 000 Einwohner“ zu verzeichnen. In Großstädten erhöht sich dagegen der Endenergieverbrauch der Industrie.

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

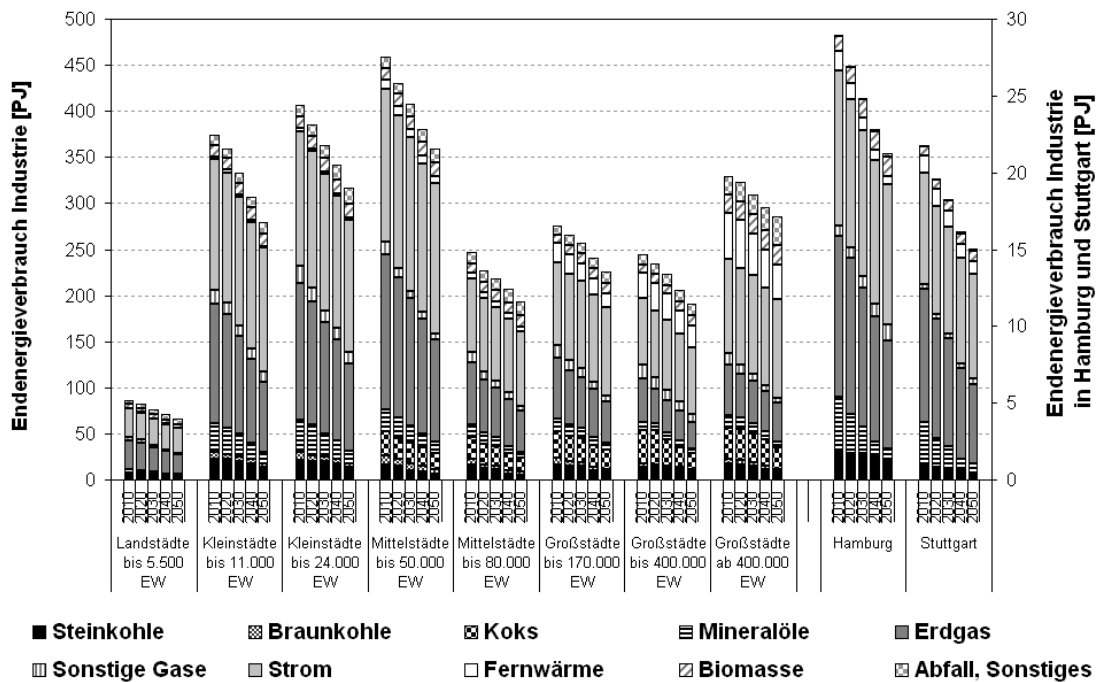


Abb. 5.7.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Industriesektors nach Energieträger in den Gemeindekategorien im Referenzszenario

Der dominierende Energieträger in der industriellen Fertigung ist Strom. Der Anteil des Stromverbrauchs am gesamten Endenergieverbrauch erhöht sich im Verlauf bis 2050 in allen Gemeindekategorien. In 2050 liegt der Stromanteil zwischen 37,3 % („Großstädte ab 400 000 Einwohner“) und 48,1 % („Kleinstädte bis 11 000 Einwohner“). Neben Strom ist Erdgas der bedeutendste Energieträger der Industrie, auch wenn z. T. große Verbrauchseinbußen vor allem in Kleinstädten und „Mittelstädte bis 50 000 Einwohner“ stattfinden. Während der Anteil der fossilen Energieträger am industriellen Endenergieverbrauch zurückgeht, steigt im gleichen Zeitraum der Anteil von Biomasse und der Abfälle an.

5.3.2. Fernwärmeverbrauch und -bereitstellung im Referenzszenario

Die Entwicklung der Fernwärmeversorgung in den Sektoren Haushalte, GHD und Industrie ist in Abb. 5.8 für den Referenzfall dargestellt. Aufgrund der abnehmenden Wärmenachfrage infolge des Bevölkerungsrückgangs und aufgrund der verbesserten Wärmedämmung an Wohn- und Nichtwohngebäuden, sowie von Effizienzsteigerungen bei der Wärmeübergabe, nimmt der Fernwärmeverbrauch von 465 PJ in 2005 um insgesamt 25,3 % auf 348 PJ in 2050 ab.

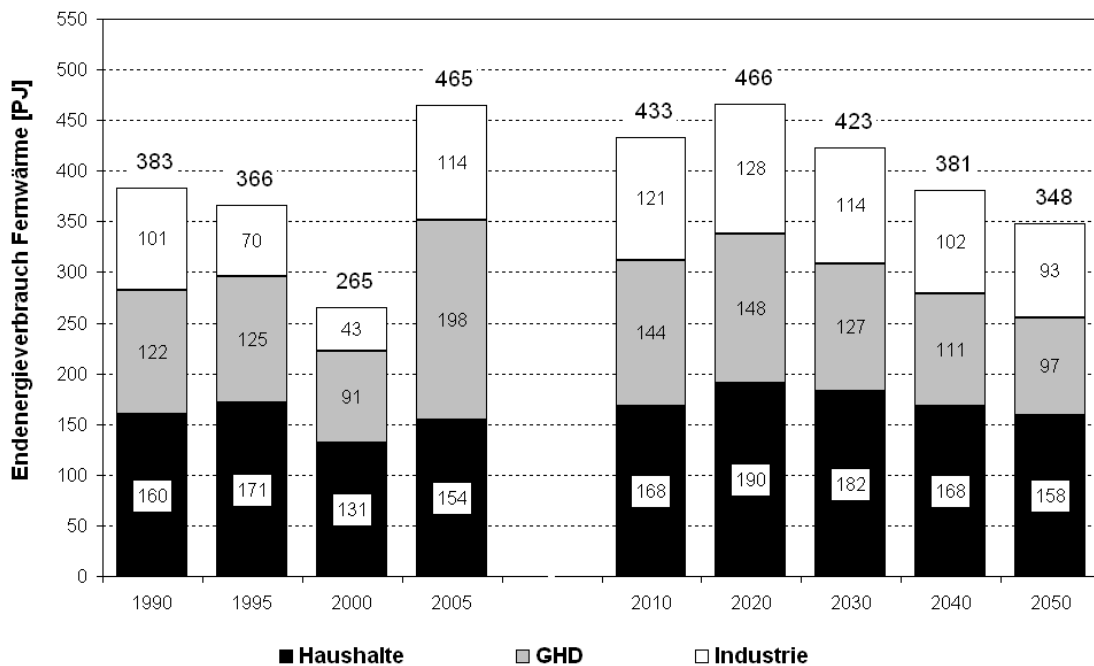


Abb. 5.8.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Fernwärme nach Sektoren im Referenzszenario /AGEB, 2010a/, eigene Berechnungen

Zwischen 2005 und 2050 ist eine Verschiebung der Verbrauchsanteile der Fernwärme in den Sektoren Haushalte und GHD zu beobachten. In 2005 betragen die Anteile am gesamten Fernwärmeverbrauch des GHD-Sektors 42,5 % und bei den Haushalten 33,0 %. Bis 2050 verringern sich die Anteile im GHD-Sektor auf 27,8 %, während die Anteile in den Haushalten auf 45,5 % zunehmen. Die Anteile der Fernwärme der Industrie erhöhen sich im gleichen Zeitraum von 24,5 % (2005) auf 26,7 % (2050). Fernwärme wird vor allem als Niedertemperaturwärme in Gebäuden zur Raumwärme und Warmwasserbereitung eingesetzt. Der Fernwärmeabsatz in den Haushalten steigt bis 2020 auf 190 PJ an, verursacht unter anderem als geförderte Kompensationsmaßnahme im EEWärmeG (vgl. Abschnitt 2.4.3, Seite 22). Anschließend fällt die Fernwärmeversorgung bis 2050 auf 158 PJ. Im GHD-Sektor ist der statistische Sprung in den Werten von 2000 und 2005 auffällig und hat seine Ursache in der Umstellung der Bilanzierung. Der Fernwärmeverbrauch im GHD-Sektor nimmt von 198 PJ (2005) auf 97 PJ (2050) und in der Industrie von 114 PJ (2005) auf 93 PJ (2050) ab. Die rückläufige Entwicklung der Fernwärme in beiden Sektoren ist durch die generelle Abnahme im Endenergieverbrauch durch Effizienzsteigerungen zu erklären.

Bis 2050 reduziert sich der Fernwärmeverbrauch in Landstädten, „Mittelstädte bis 50 000 Einwohner“ und Großstädten mit über 170 000 Einwohnern (vgl. Abb. 5.9).

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

Im sektoralen Vergleich der Fernwärmeverbräuche in den Gemeindekategorien ist auffällig, dass die Fernwärmeabnahmen vor allem in den Kategorien auftreten, die hohe Verbrauchsanteile im GHD- und Industriesektor aufweisen. Der rückläufige Fernwärmeverbrauch in diesen Sektoren wirkt sich auf das Gesamtergebnis in den Gemeindekategorien aus. In Landstädten ist aufgrund der überwiegend vorherrschenden Streusiedlung ein Aus- und Neubau der Fernwärmenetze mit zu hohen Investitionskosten nicht wirtschaftlich. In Großstädten werden Fernwärmenetze zusätzlich verdichtet. Diese Absatzsteigerungen der Fernwärme können allerdings langfristig den abnehmenden Endenergieverbrauch nicht kompensieren. In „Mittelstädte bis 50 000 Einwohner“ wirkt sich die Degression der Fernwärmeversorgung im GHD- und Industriesektor stärker auf das Gesamtergebnis aus, als der Ausbau der Fernwärmeversorgung in den Haushalten.

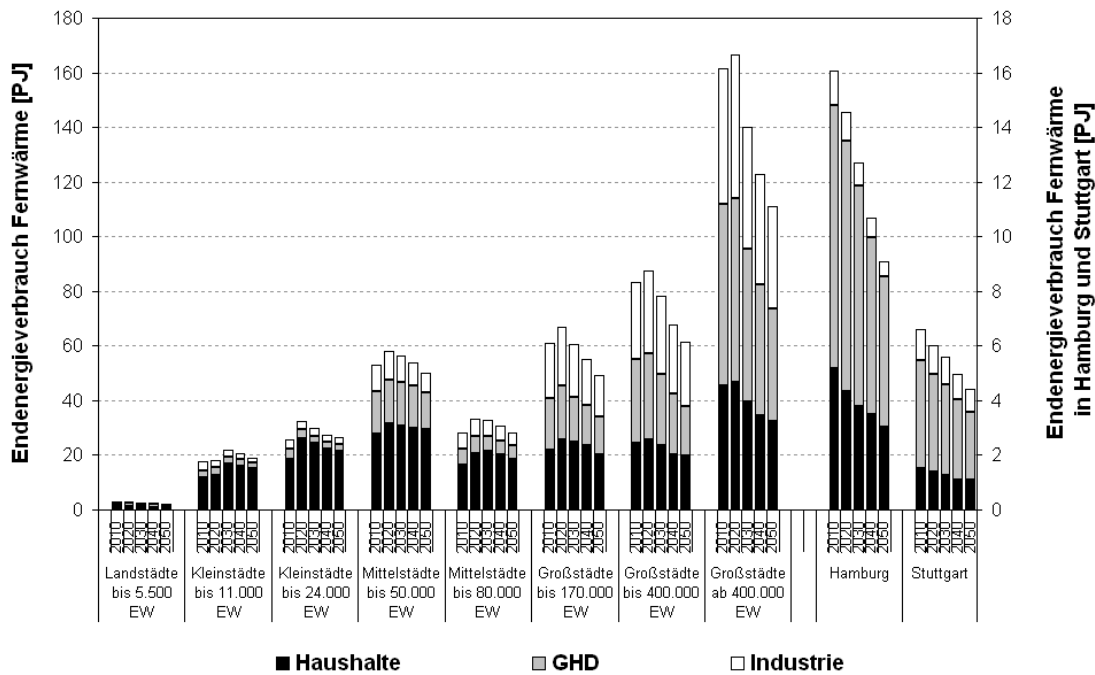


Abb. 5.9.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Fernwärme nach Sektoren in den Gemeindekategorien im Referenzszenario

In Klein- und Mittelstädten wird im Verlauf bis 2050 ein Ausbau der Fernwärmeversorgung vor allem im Haushaltssektor festgestellt. In 2050 beträgt der Fernwärmeanteil in „Großstädte ab 400 000 Einwohner“ 31,9 %, in „Großstädte bis 400 000 Einwohner“ 17,7 % und in „Großstädte bis 170 000 Einwohner“ 14,2 % bezogen auf den gesamten Fernwärmeverbrauch. Die Fernwärmeversorgung konzentriert sich mit einem Anteil von fast 64 % auf die Großstädte. In Hamburg und Stuttgart liegt der Anteil des Fernwärmeverbrauchs im GHD-Sektor bei etwa 60 %. Bis 2050

reduziert sich der Fernwärmeverbrauch in den Sektoren in Hamburg um 6,9 PJ und in Stuttgart um 2,2 PJ.

Die Entwicklung der Fernwärmeerzeugung nach Anlagentechnologie stellt Abb. 5.10 dar. Aufgrund statistischer Überschneidungen und teilweise uneinheitlicher Angaben ist der Anlagenbestand in 2000 und 2005 auf Grundlage unterschiedlicher Veröffentlichungen der AGFW und BMWi ermittelt. Es wird davon ausgegangen, dass in 2005 etwa 512 PJ Fernwärme aus KWK-Anlagen und Heizwerken, sowie als industrielle Abwärme zur Verfügung stand (vgl. Tabelle 5.6, Seite 96). Die Fernwärmeerzeugung geht im Referenzszenario bis 2010 etwas zurück und steigt danach bis 2020 auf 516 PJ an. Im weiteren Verlauf verringert sich die Fernwärmeerzeugung bis 2050 auf 397 PJ. Der überwiegende Anteil der Fernwärme wird in KWK-Anlagen erzeugt. Der Anteil der Fernwärmeerzeugung in KWK-Anlagen nimmt von 78,9 % (2005) auf 86,1 % (2050) zu. Heizwerke tragen 2005 mit 19,1 % und 2050 mit 12,2 % zur gesamten Fernwärmeerzeugung bei. Der Rest wird durch industrielle Abwärme gedeckt.

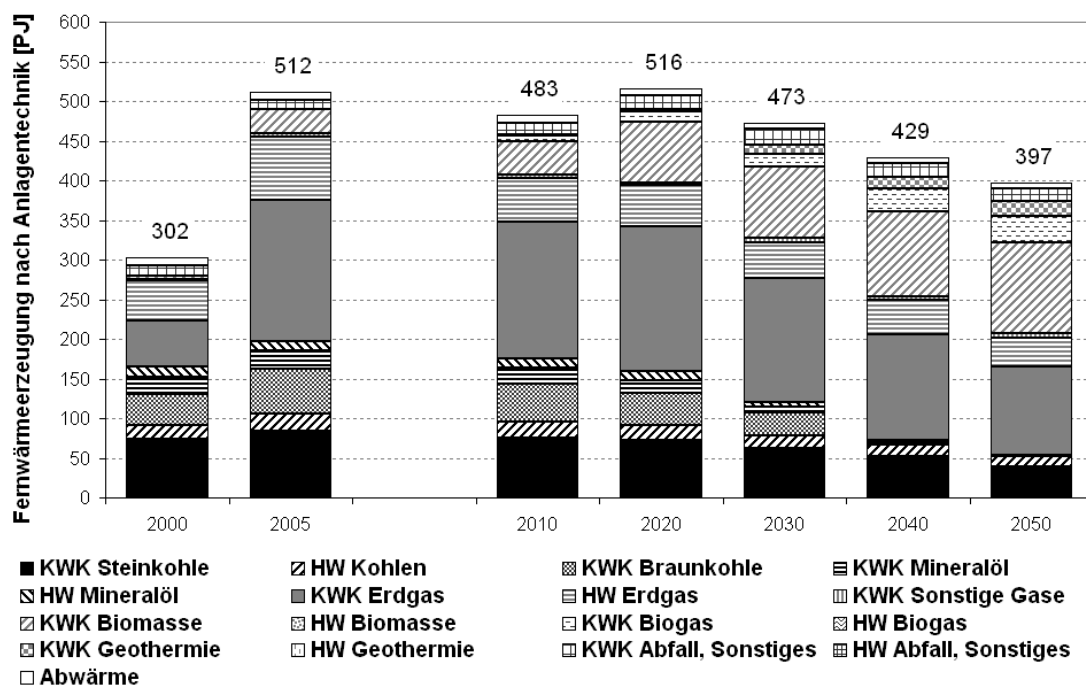


Abb. 5.10.: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung nach Anlagentechnologie im Referenzszenario /AGFW, 2001/, /AGFW, 2006/, /BMWi, 2011/, eigene Berechnungen

Den größten Anteil der Fernwärmeerzeugung haben die erdgasbefeuerten KWK-Anlagen, auch wenn deren Anteil von 34,8 % in 2005 auf 28,1 % in 2050 zurückgeht. In 2050 verlieren Erdgas-KWK-Anlagen ihre dominierende Rolle in der Fernwärme-

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

erzeugung zugunsten der Biomasse-KWK-Anlagen. KWK-Anlagen auf Basis von Biomasse werden bis 2050 sukzessive ausgebaut, sodass sich deren Anteil an der Fernwärmeerzeugung von 5,9 % (2005) auf 28,8 % (2050) erhöht. Auch Steinkohle-KWK-Anlagen tragen einen erheblichen Anteil zur Fernwärmeerzeugung bei. Während der Anteil der Fernwärmeerzeugung aus Steinkohle-KWK-Anlagen in 2005 mit 16,3 % den zweitgrößten Anteil einnimmt, reduziert sich deren Anteil bis 2050 auf 10,0 %. Die Wärmebereitstellung aus Braunkohle-KWK-Anlagen geht insgesamt stark zurück und kommt 2040 vollständig zum Erliegen. Neben der ansteigenden Wärmebereitstellung aus Biomasse-KWK-Anlagen erhöht sich zusätzlich der Anteil der Fernwärmeerzeugung aus KWK-Anlagen aus sonstigen biogenen Energien (Biogas, sonstige Gase) und aus Abfall. Die Fernwärmeerzeugung der Geothermieanlagen ist bis 2020 mit einem Anteil von unter 1 % sehr gering, allerdings erhöht sich deren Anteil bis 2050 auf etwa 4,6 %. KWK-Anlagen aus erneuerbaren Energien sind durch den Handel mit CO₂-Emissionszertifikaten begünstigt, der den Einsatz kohlenstoffhaltiger Energieträger durch Abgaben verteuert.

Die Fernwärmeerzeugung aus Heizwerken verringert sich. Innerhalb der Heizwerke tragen Erdgas (2005: 15,6 %; 2050: 9,1 %) und Steinkohle (2005: 4,3 %; 2050: 3,0 %) zur Fernwärmeerzeugung bei. Der Anteil der industriellen Abwärme geht von 2,0 % in 2005 auf 1,7 % in 2050 zurück.

In Landstädten überwiegen KWK-Anlagen, die Biomasse zur Fernwärmeerzeugung einsetzen (vgl. Abb. 5.11). Neben Biomasse ist dort Erdgas der zweitwichtigste Energieträger zur Fernwärmeerzeugung mit einem Anteil von 13,9 % in KWK-Anlagen und 9,0 % in Heizwerken. In Klein- und Mittelstädten dominieren bis 2020 Erdgas-KWK-Anlagen. Biomasse-KWK-Anlagen werden ab 2020 verstärkt zur Fernwärmeerzeugung verwendet. In 2050 werden in Kleinstädten etwa die Hälfte der erzeugten Fernwärme in Biomasse-KWK-Anlagen bereitgestellt. In „Mittelstädte bis 50 000 Einwohner“ beträgt der Fernwärmeanteil aus Biomasse-KWK-Anlagen in 2050 etwa 42,3 % und in „Mittelstädte bis 80 000 Einwohner“ etwa 35,1 %. In Mittelstädten werden zudem ab 2030 vermehrt Biogas in KWK-Anlagen zur Fernwärmeerzeugung genutzt. Der Biogasanteil an der Fernwärmeerzeugung erhöht sich bis 2050 in „Mittelstädte bis 50 000 Einwohner“ auf 14,5 % und in „Mittelstädte bis 80 000 Einwohner“ auf 13,5 %. Geothermie-KWK-Anlagen werden ab 2030 zunehmend in Mittelstädten zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt. Der Ausbau der Biomasse-, Biogas- und Geothermie-KWK-Anlagen geht vor allem zu Lasten der erdgasbefeuerten Anlagen.

In „Großstädte bis 170 000 Einwohnern“ liegt auch in 2050 der Anteil der Fernwärmeerzeugung aus Biomasse-KWK-Anlagen (28,9 %) unter dem der Erdgas-KWK-

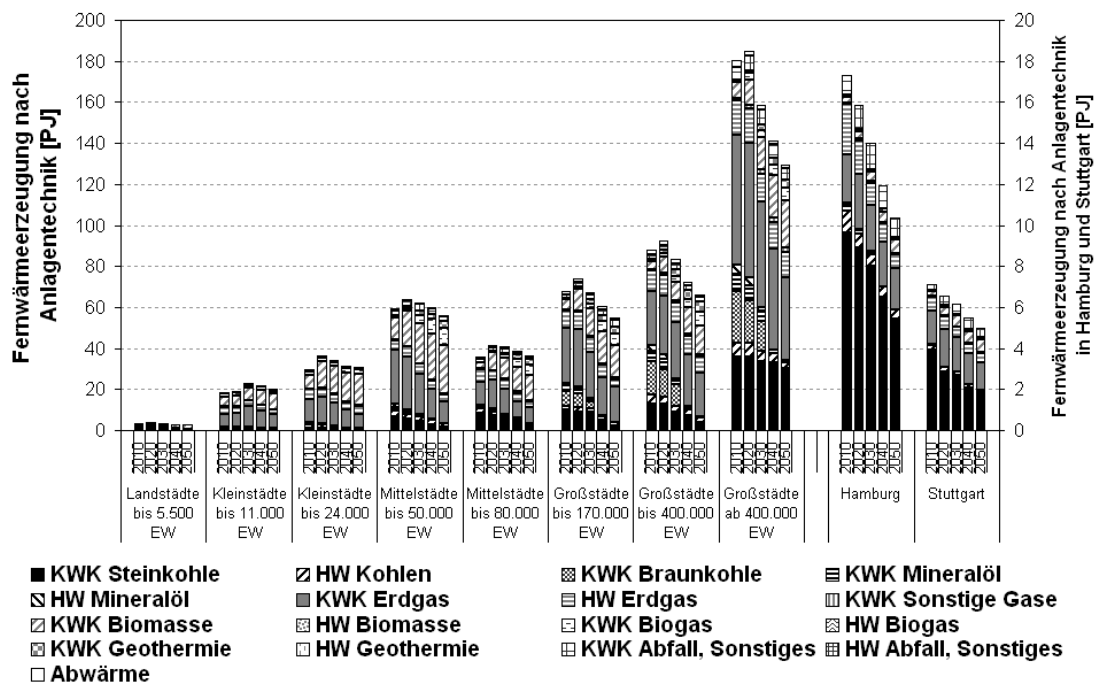


Abb. 5.11.: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung nach Anlagentechnologie in den Gemeindekategorien im Referenzszenario

Anlagen (30,8 %). In diesen Großstädten tragen Geothermie- und Biogas-KWK-Anlagen ab 2040 zunehmend zur Fernwärmeerzeugung bei. In Großstädten bis 400 000 und ab 400 000 Einwohner überwiegen die Erdgas-KWK-Anlagen bei der Fernwärmeerzeugung. Deren Anteil verkleinert sich zwar kontinuierlich bis 2050, allerdings behalten sie mit über 30 % ihre bedeutende Rolle der Wärmeerzeugung bei. Erdgas-KWK-Anlagen werden auch in Großstädten zunehmend durch Biomasse-KWK-Anlagen verdrängt. In 2050 beträgt der Anteil der Fernwärmeerzeugung aus Biomasse-KWK-Anlagen 21,4 % in „Großstädte bis 400 00 Einwohner“ und 17,5 % in „Großstädte ab 400 00 Einwohner“. In „Großstädte ab 400 000 Einwohner“ wird zudem ein hoher Anteil der Fernwärmeerzeugung aus Kohle-KWK-Anlagen erbracht. Die Fernwärmeerzeugung aus Braunkohle-KWK-Anlagen wird aufgrund des hohen CO₂-Ausstoßes bis 2040 stillgelegt. In Großstädten erhöht sich durch die Inbetriebnahme der zurzeit im Bau oder in Planung befindlichen Anlagen (z. B. Großkraftwerk Mannheim, Kohlekraftwerk Hamburg-Moorburg) bis 2020 der Einsatz der Steinkohle-KWK-Anlagen an der Fernwärmeerzeugung. In Hamburg und Stuttgart überwiegt bis 2050 die Fernwärmeerzeugung aus Steinkohle-KWK-Anlagen. In 2050 beträgt deren Anteil in Hamburg 52,5 % und in Stuttgart 37,2 %. Anschließend steuern vor allem Erdgas- und Biomasse-KWK-Anlagen zur Fernwärmeerzeugung bei.

5.4. Subventionsszenario (SUB)

Im Subventionsszenario wird angenommen, dass die Kosten für den Neu- und Ausbau von Fernwärmenetzen um 30 % unter den Kosten des Referenzszenarios liegen. Diese Reduktion ist als staatliche Unterstützung für die Fernwärmeversorgung zu interpretieren. Die Auswirkungen der Subvention auf die Entwicklung der Endenergieverbräuche und den Fernwärmeverbrauch sind im folgenden Abschnitt beschrieben.

5.4.1. Endenergieverbrauch im Subventionsszenario

Im Subventionsszenario nimmt der Endenergieverbrauch in 2050 verglichen zu 2005 in der Industrie um 27,4% auf 1 896 PJ, im GHD-Sektor um 34,6 % auf 950 PJ und in den Haushalten um 39,5 % auf 1 569 PJ ab (vgl. Tab. 5.9). Im Verkehrssektor verursacht die Förderung der Fernwärmenetze keine nennenswerten Veränderungen gegenüber der Entwicklung im Referenzfall.

Tab. 5.9.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Sektoren im Subventionsszenario /AGEB, 2010a/, eigene Berechnungen

Sektor	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Industrie	[PJ]	2 977	2 474	2 421	2 610	2 419	2 282	2 153	2 037	1 896
GHD	[PJ]	1 733	1 579	1 478	1 453	1 361	1 226	1 110	1 030	950
Haushalte	[PJ]	2 383	2 655	2 584	2 591	2 522	2 341	2 010	1 750	1 569
Verkehr	[PJ]	2 379	2 614	2 751	2 586	2 855	2 998	2 951	2 817	2 653
Summe	[PJ]	9 472	9 322	9 235	9 239	9 157	8 847	8 224	7 633	7 067

Erdgas bleibt auch in 2050 mit einem Anteil von 31,6 % der wichtigste Energieträger bei der Bedarfsdeckung der Haushalte (vgl. Abb. 5.12). Es folgen Strom mit 25,0 % und Fernwärme mit 14,1 % am Endenergieverbrauch. Durch die finanzielle Förderung kann die Fernwärmeversorgung ihren Anteil am Endenergieverbrauch der Haushalte bis 2050 um 8,1 % gegenüber 2005 erhöhen. Mit dem Anstieg des Fernwärmeverbrauchs geht überwiegend ein Rückgang des Heizölverbrauchs einher. Während in 2005 ein Anteil von 26,6 % der Endenergie in den Haushalten durch Heizöl bereitgestellt wird, sinkt dessen Anteil bis 2050 auf 12,3 %. Der Beitrag von solar- und geothermischen Anlagen am Endenergieverbrauch der Haushalte erhöht sich bis 2050 zusammen auf 141,3 PJ, einem Anteil von 9,0 %.

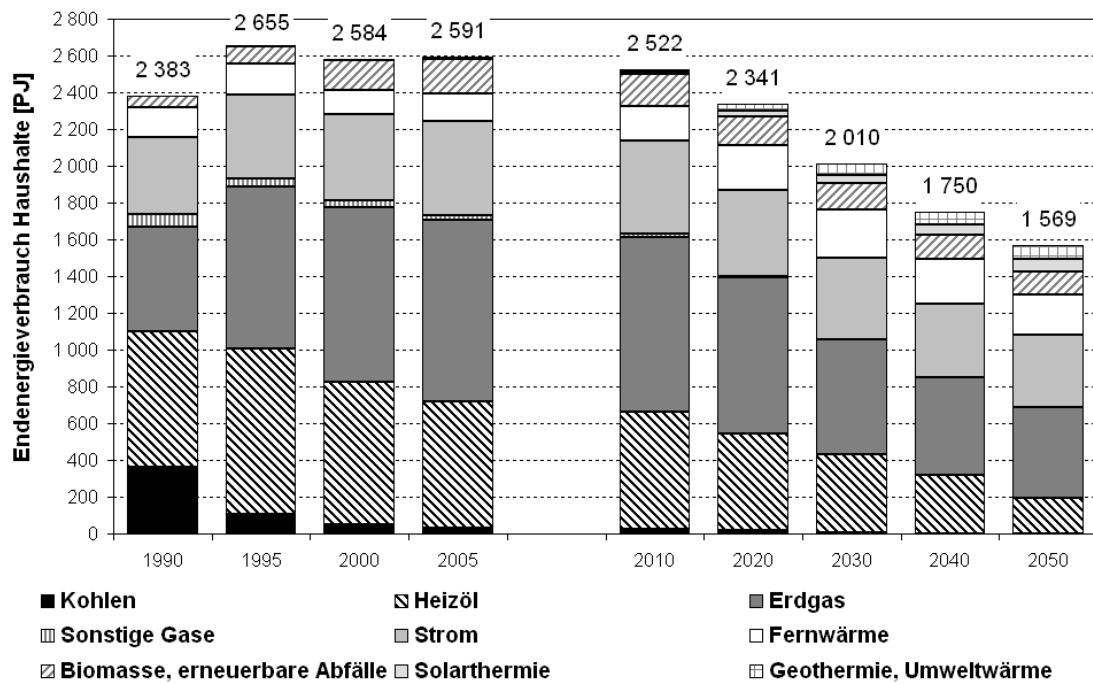


Abb. 5.12.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Haushaltssektors nach Energieträger im Subventionsszenario /AGEB, 2010a/, eigene Berechnungen

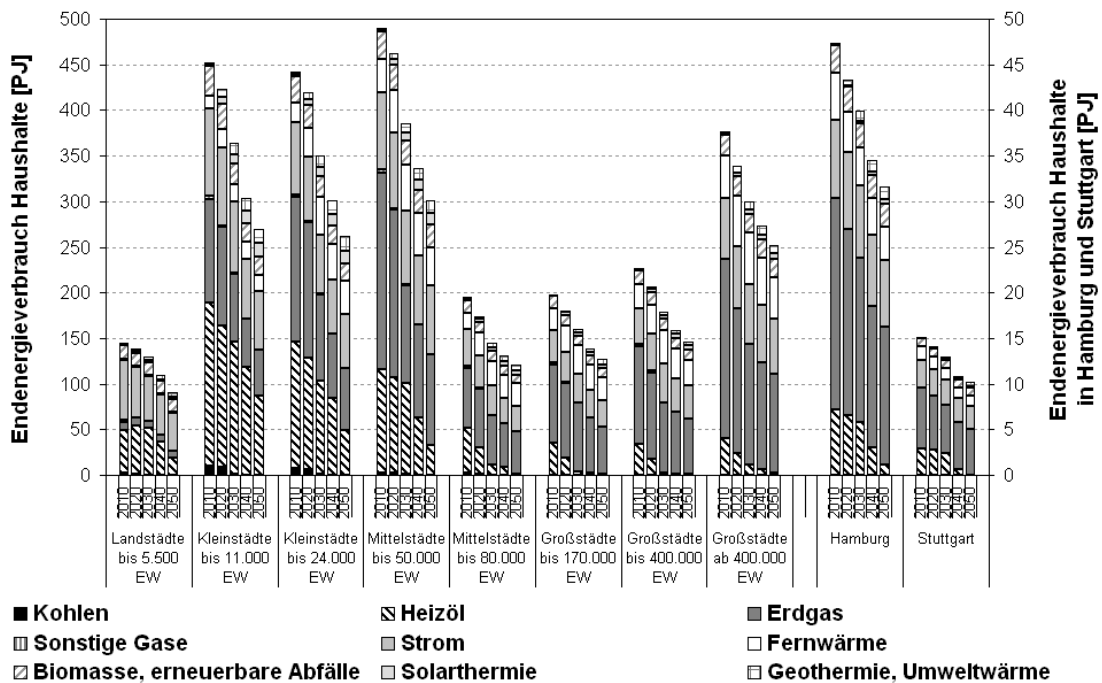


Abb. 5.13.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Haushaltssektors nach Energieträger in den Gemeindekategorien im Subventionsszenario

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

In 2050 haben die Haushalte der „Mittelstädte bis 50 000 Einwohner“ mit 19,2 % den größten Anteil am Endenergieverbrauch (vgl. Abb. 5.13). Es folgen die Haushalte der „Kleinstädte bis 11 000 Einwohner“ mit 17,2 % und „Kleinstädte bis 24 000 Einwohner“ mit 16,7 % jeweils in 2050. Der hohe Endenergieverbrauch dieser Gemeindekategorien ist durch die große Anzahl der Haushalte verursacht. Der Verbrauchsanteil der Haushalte in Großstädten erhöht sich bis 2050 um durchschnittlich 1,8 % des Endenergieverbrauchs. Deren absoluter Verbrauch reduziert sich gegenüber 2005 auf insgesamt 274,7 PJ. In 2050 liegt der Anteil des Energieverbrauchs der Haushalte von „Großstädte bis 170 000 Einwohner“ bei 8,1 % (2010: 7,8 %), von „Großstädte bis 400 000 Einwohner“ bei 9,3 % (2010: 9,0 %) und von „Großstädte ab 400 000 Einwohner“ bei 16,1 % (2010: 14,9 %). Während der Verbrauchsanteil der Haushalte in Großstädten ansteigt, nimmt im gleichen Zeitraum der Anteil des Endenergieverbrauchs der Haushalte in Klein- und Mittelstädten ab.

In „Landstädte bis 5 500 Einwohner“ und „Kleinstädte bis 11 000 Einwohner“ bleibt Heizöl für die Bereitstellung von Wärme in den Haushalten der wichtigste Energieträger. Grund dafür liegt in der weitläufigen Siedlungsstruktur, für deren Versorgung sich dezentrale Anlagen am wirtschaftlichsten eignen. Der Heizölanteil am Endenergieverbrauch beträgt in 2050 in Landstädten etwa 21,5 % und in „Kleinstädten bis 11 000 Einwohner“ etwa 32,2 %. Absolut betrachtet sind in beiden Gemeindekategorien große Abnahmen im Heizölverbrauch zu verzeichnen, die durch den zunehmenden Einsatz erneuerbarer Energien (Biomasse, Solarthermie und Geothermie) ausgeglichen werden. In „Kleinstädte bis 24 000 Einwohner“, als auch in Mittel- und Großstädten ist Erdgas der bedeutendste Energieträger mit dem höchsten Energieverbrauchswert. Die Fernwärmeversorgung erfährt aufgrund der Subvention vor allem in „Kleinstädte bis 24 000 Einwohner“ einen deutlichen Verbrauchsanstieg. Der Endenergieverbrauch der Fernwärme steigt im Zeitraum 2010 bis 2050 in allen Städten mit Ausnahme der Landstädte und „Großstädte ab 400 000 Einwohner“ an. Der Anteil der erneuerbaren Energien: Biomasse, inklusive des Anteils erneuerbarer Abfälle, Solarthermie und Geothermie am Endenergieverbrauch vergrößert sich in allen Gemeindekategorien zunehmend.

Im Subventionsszenario steigen die Anteile des Stroms, der Fernwärme und der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch des GHD-Sektors zusammen von 47,0 % (2005) auf 66,6 % (2050) an (vgl. Abb. 5.14). Der Anstieg geht vor allem zu Lasten fossiler Energieträger. Der Verbrauchsanteil der Mineralöle, der überwiegend in den Fuhrparks der Unternehmen anfällt, geht von 7,0 % (2005) auf 6,8 % (2050) leicht zurück. Den größten Anteil am Endenergieverbrauch im GHD-

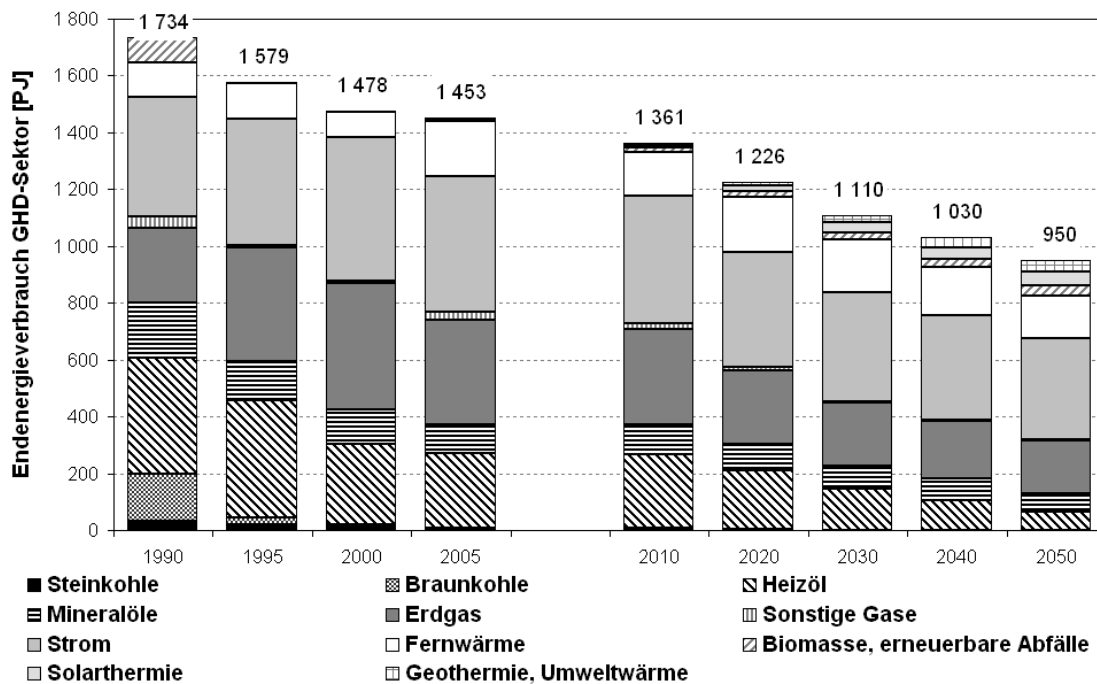


Abb. 5.14.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors nach Energieträger im Subventionsszenario /AGEB, 2010a/, eigene Berechnungen

Sektor nimmt in 2005 mit 32,6 % der Strom ein. Der Beitrag von Strom erhöht sich bis 2050 auf 37,7 %, verursacht durch die stete Nachfrage nach elektrischen Bürogeräten und steigender Nutzung von Klimageräten. Erdgas und Fernwärme sind in 2050 neben Strom die wichtigsten Energieträger im GHD-Sektor. Der höchste Fernwärmeverbrauch im GHD-Sektor in Höhe von 198 PJ tritt in 2020 auf.

Die Endenergieverbräuche des GHD-Sektors in „Großstädte ab 400 000 Einwohner“ und „Mittelstädte bis 50 000 Einwohner“ sind am höchsten (vgl. Abb. 5.15). Deren Anteile am Gesamtverbrauch nehmen bis 2050 um 1,1 % und 0,5 % zu und betragen in „Großstädte ab 400 000 Einwohner“ etwa 22,2 % und in „Mittelstädte bis 50 000 Einwohner“ etwa 20,0 %. In den übrigen Gemeindekategorien nimmt der Anteil des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors zwischen 0,1 % („Kleinstädte bis 11 000 Einwohner“) und 0,4 % („Großstädte bis 400 000 Einwohner“) geringfügig ab. Strom wird in dem betrachteten Zeitraum in allen Gemeindekategorien jeweils am meisten nachgefragt. In 2050 werden neben Strom vor allem Heizöl in Landstädten, Erdgas in Klein- und Mittelstädte und Fernwärme in Großstädten eingesetzt. Der Anteil der Fernwärme am Gesamtverbrauch entwickelt sich in den Großstädten von durchschnittlich 18,7 % (2010) auf 23,8 % (2050). In Großstädten, sowie in Mittelstädten sind gegenüber 2010 die größten Zunahmen des Fernwärmeverbrauchs festzustellen. In den separat ausgewiesenen Städten Hamburg und

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

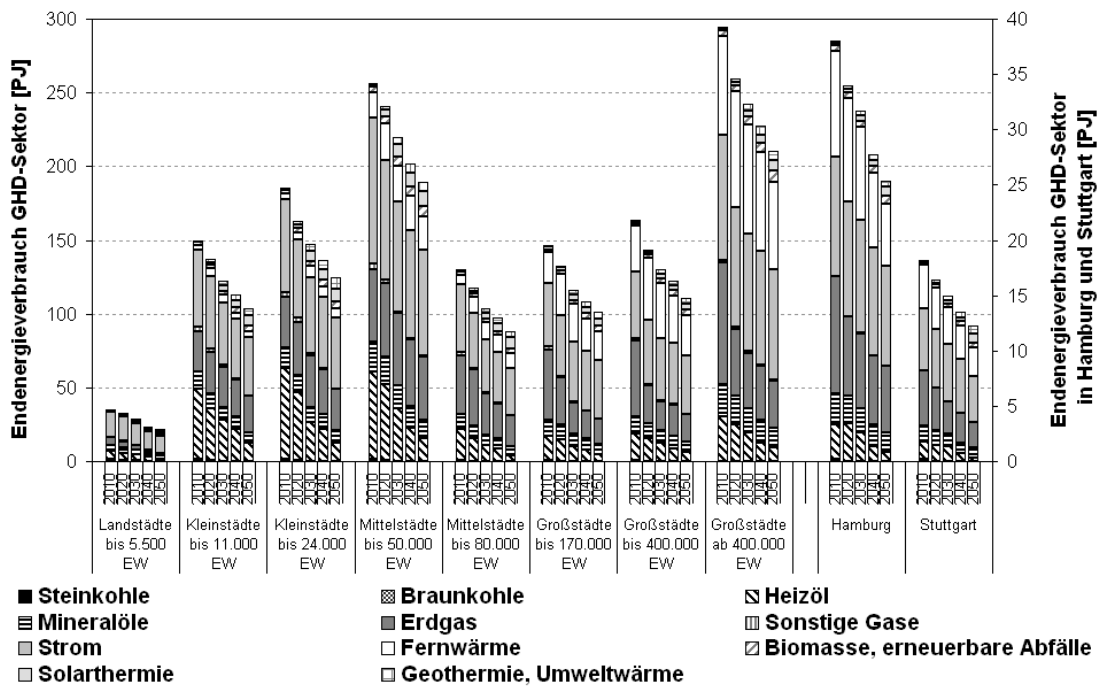


Abb. 5.15.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors nach Energieträger in den Gemeindekategorien im Subventionsszenario

Stuttgart können die Verbrauchsanteile der Fernwärme nicht weiter erhöht werden. Ein zusätzlicher Ausbau der Fernwärme zur Versorgung des GHD-Sektors erscheint dort trotz Förderung nicht wirtschaftlich. Allerdings liegen die Anteile des Fernwärmeverbrauchs bereits 2010 mit über 21 % in beiden Städten überdurchschnittlich hoch. In 2050 ist Fernwärme nach Strom der bedeutendste Energieträger im Endenergieverbrauch des GHD-Sektors der Städte Hamburg und Stuttgart.

Der Verlauf des Endenergieverbrauchs des Industriesektors ist für das Subventionsszenario in Abb. 5.16 dargestellt. Der Anteil von Strom, Biomasse, Abfall und Fernwärme am Gesamtverbrauch der Industrie erhöht sich zusammen von 43,4 % (2005) auf 61,1 % (2050). Im gleichen Zeitraum geht der Anteil fossiler Energieträger zurück: von 56,6 % in 2005 auf 38,9 % in 2050. Im Industriesektor wird Strom in 2050 mit über 43 % am meisten zur Verbrauchsdeckung eingesetzt. Daneben wird trotz starker Abnahmen Erdgas mit einem Anteil von 22,6 % benötigt. Die erneuerbaren Energien, Biomasse und Abfall, zuzüglich sonstiger Energieträger, umfassen im Industriesektor einen Anteil von 12,0 % in 2050.

Der höchste Endenergieverbrauch im Industriesektor fällt in Kleinstädten und „Mittelstädte bis 50 000 Einwohner“ an (vgl. Abb 5.17). In 2050 wird etwas mehr als die Hälfte des gesamten industriellen Endenergieverbrauchs in diesen Städten

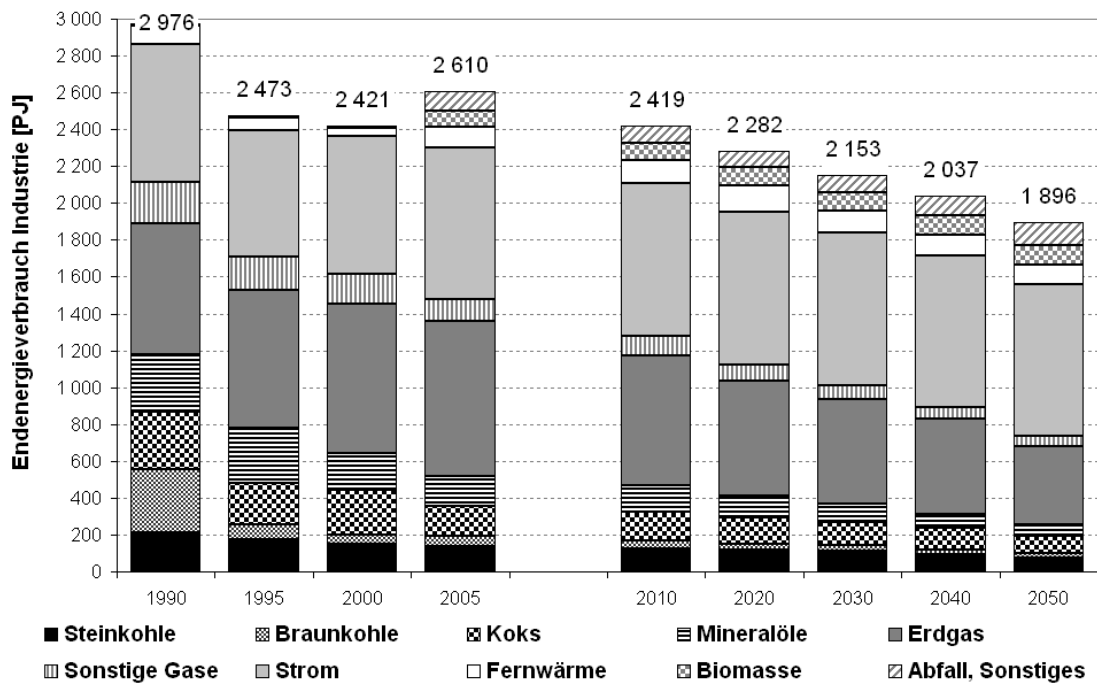


Abb. 5.16.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Industriesektors nach Energieträger im Subventionsszenario /AGEB, 2010a/, eigene Berechnungen

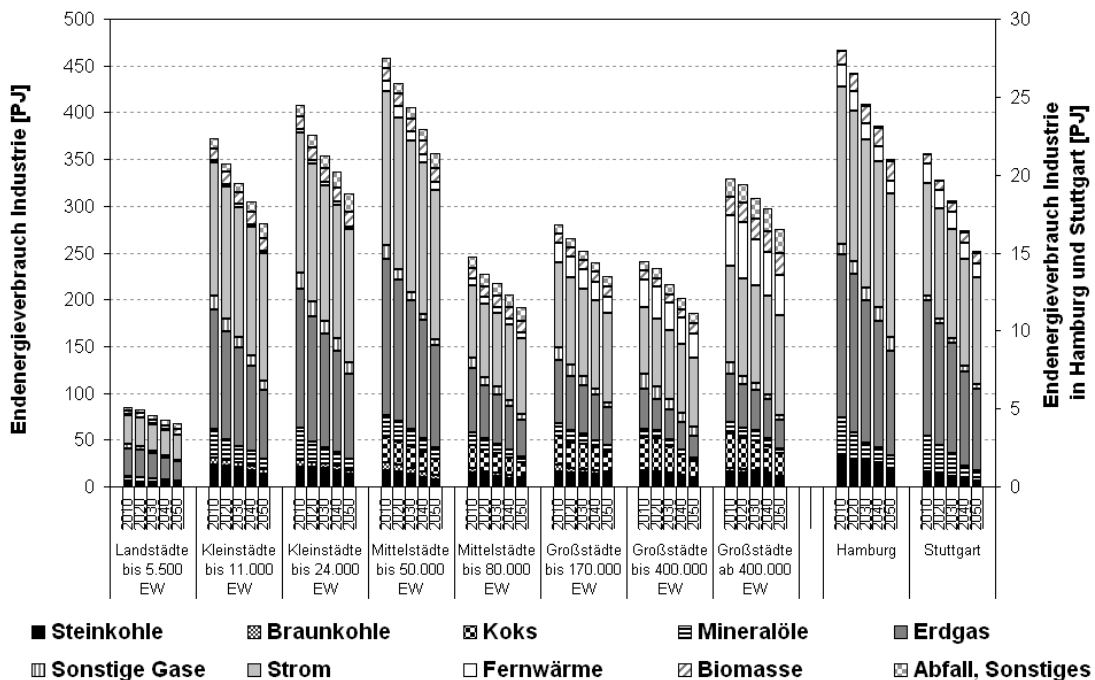


Abb. 5.17.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Industriesektors nach Energieträger in den Gemeindekategorien im Subventionsszenario

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

nachgefragt, was vor allem auf die große Anzahl der Städte in diesen Kategorien zurückzuführen ist.

Die Anteile von Strom, Biomasse und Abfall am industriellen Endenergieverbrauch erhöhen sich in allen Gemeindekategorien durchgängig bis 2050. Der Anteil des Stroms liegt in 2050 zwischen 39,0 % („Großstädte ab 400 000 Einwohner“) und 48,5 % („Kleinstädte bis 11 000 Einwohner“) und ist in den Gemeindekategorien der am meisten nachgefragteste Energieträger der Industrie. Während in den Städten bis einschließlich 170 000 Einwohner neben Strom vor allem Erdgas für die Deckung der industriellen Endenergienachfrage eingesetzt wird, ist dies in „Großstädte bis 400 000 Einwohner“ und „Großstädte ab 400 000 Einwohner“ überwiegend Fernwärme. Durch die Fernwärmeförderung nehmen die Verbrauchsanteile der Fernwärme am industriellen Endenergiebedarf der Mittel- und Großstädte zu. Keine Auswirkungen hat die Förderung auf den industriellen Endenergieverbrauch in Land- und Kleinstädten, da in diesen Gemeindekategorien der Anteil der Industrie sehr gering ausfällt.

5.4.2. Fernwärmeverbrauch und -bereitstellung im Subventionsszenario

Die unterstellte Förderung der Fernwärmeversorgung hat einen erheblichen Anstieg des Fernwärmeverbrauchs zur Folge. Der Bedarf an Fernwärme von 465 PJ in 2005 erhöht sich bis 2050 um 2,1 % auf 475 PJ (vgl. Abb. 5.18, darin veränderte Skalierung der Ordinatenachse gegenüber Abb. 5.8 der gleichen Darstellung im Referenzszenario).

Unter Berücksichtigung der allgemein rückläufigen Nutzwärmenachfrage fällt der Fernwärmeverbrauch zur Deckung des Nutzwärmebedarfs beträchtlich aus. Bis 2020 erfährt die Fernwärme in den Sektoren eine verstärkte Nachfrage. Während der Verbrauch an Fernwärme im GHD- und Industriesektor ab 2030 zurückgeht, steigt dieser in den Haushalten bis 2030 um etwa 20 PJ an. Zwischen 2005 und 2050 nimmt der Fernwärmeverbrauch in den Haushalten um 66,9 PJ zu, während dieser zugleich im GHD- und Industriesektor um 49,2 PJ bzw. 8,1 PJ abnimmt. In 2005 wird mit einem Anteil von 42,5 % die meiste Fernwärme im GHD-Sektor benötigt. Bis 2050 nimmt der Fernwärmeanteil des GHD-Sektors ab und der der Haushalte zu. In 2050 haben sich die Größenverhältnisse der Verbrauchsanteile der Fernwärme in den Sektoren Haushalte und GHD nahezu umgedreht. Die sektoralen Anteile des Fernwärmeverbrauchs liegen 2050 in den Haushalten bei 46,4 %, im GHD-Sektor bei 31,3 % und in der Industrie bei 22,3 %.

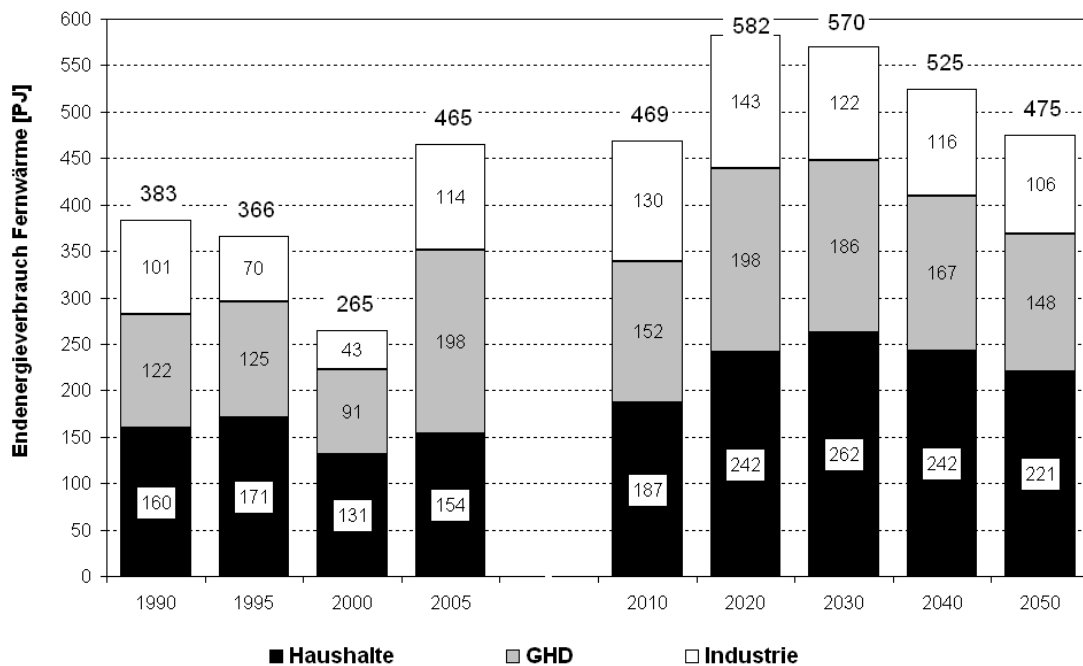


Abb. 5.18.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Fernwärme nach Sektoren im Subventionsszenario /AGEB, 2010a/, eigene Berechnungen

Die Fernwärmeversorgung nimmt durch die Förderung in Klein- und Mittelstädten zu. Innerhalb der Gemeindekategorien tritt die Kategorie „Kleinstädte bis 24 000 Einwohner“ deutlich hervor, dessen Fernwärmeverbrauch sich gegenüber 2010 um 3,1 % auf 45,5 PJ in 2050 erhöht. Während von 2010 bis 2050 der Anteil der Fernwärmeversorgung in Klein- und Mittelstädten ansteigt, geht dieser im gleichen Zeitraum in Großstädten leicht zurück. In Großstädten verringert sich der Fernwärmeverbrauch bis 2050 um 29,3 PJ. Mit einem Anteil von 61,0 % sind allerdings auch in 2050 der größte Fernwärmeabsatz in Großstädten zu verbuchen. Die Anteile am gesamten Fernwärmeverbrauch in 2050 betragen: 13,0 % in „Großstädte bis 170 000 Einwohner“, 16,8 % in „Großstädte bis 400 000 Einwohner“ und 31,2 % in „Großstädte ab 400 000 Einwohner“. Die höchsten Verbrauchszunahmen der Fernwärme bis 2050 sind in den Haushalten der „Kleinstädte bis 24 000 Einwohner“ (um 15,3 PJ) und im GHD-Sektor der „Mittelstädte bis 50 000 Einwohner“ (um 5,1 PJ) zu verzeichnen. Die Fernwärmenutzung der Industrie ist auf dem Niedertemperaturbereich stark beschränkt, weshalb trotz Förderung kein weiterer Ausbau stattfindet (vgl. Abb. 5.19).

Die Bereitstellung der Fernwärme nimmt im Subventionsszenario von 511,9 PJ (2005) um 2,3 % auf insgesamt 523,8 PJ (2050) zu (vgl. Abb. 5.20). In 2020 ist mit 632,6 PJ der höchste Betrag der Fernwärmeerzeugung erreicht und ist über-

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

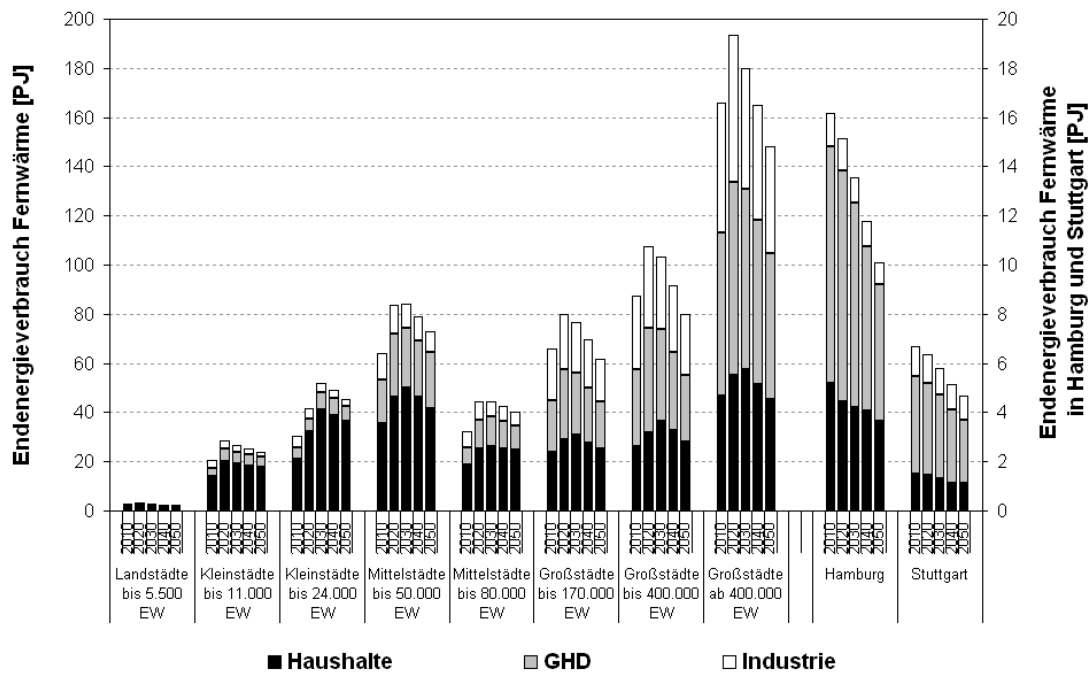


Abb. 5.19.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Fernwärme nach Sektoren in den Gemeindekategorien im Subventionsszenario

wiegend auf den verstärkten Einsatz der Erdgas- und Biomasse-KWK-Anlagen zurückführen. Während die Fernwärmeerzeugung der Erdgas-KWK-Anlagen anschließend bis 2050 auf 188,2 PJ leicht oberhalb des Niveaus aus 2005 zurückgeht, steigt die Fernwärmeerzeugung der Biomasse-KWK-Anlagen bis 2050 auf 135,0 PJ an. Erdgas-KWK-Anlagen tragen allerdings auch in 2050 mit 35,9 % den größten Anteil an der Fernwärmeerzeugung bei. Es folgen Biomasse-KWK-Anlagen mit 25,9 % der erzeugten Fernwärme und Steinkohle-KWK-Anlagen mit einem Anteil von 8,8 %. Ab 2030 werden zudem vermehrt Biogas- und Geothermie-KWK-Anlagen zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt. Deren Anteile an der Fernwärmeerzeugung erhöhen sich in 2050 auf 7,2 % bei Biogas-KWK-Anlagen und auf 3,8 % bei geothermischen KWK-Anlagen.

In der Erzeugung der Fernwärme ist hinsichtlich der Anlagentechnologie eine eindeutige Tendenz zu KWK-Anlagen und hinsichtlich der Energieträger eine Abkehr von kohlenstoffhaltigen zu kohlenstoffarmen bzw. erneuerbaren Energien zu erkennen (vgl. Abb. 5.21). Der Anteil der Fernwärmeerzeugung aus Biomasse-KWK-Anlagen nimmt in allen Gemeindekategorien zu und liegt in 2050 zwischen 13,7 % („Großstädte ab 400 000 Einwohner“) und 63,2 % („Landstädte bis 5 500 Einwohner“). In Städten bis 50 000 Einwohnern wird in 2050 die meiste Fernwärme in Biomasse-KWK-Anlagen erzeugt. Der Ausbau der Biomasse-Anlagen geht in

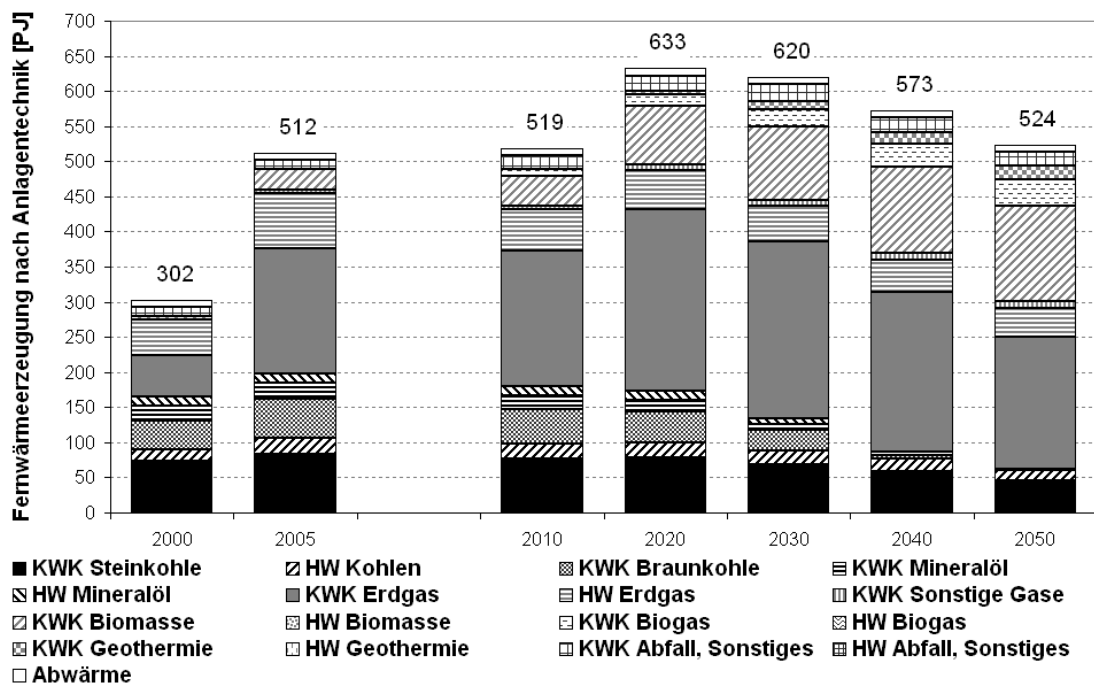


Abb. 5.20.: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung nach Anlagentechnologie im Subventionsszenario /AGFW, 2001/, /AGFW, 2006/, /BMWi, 2011/, eigene Berechnungen

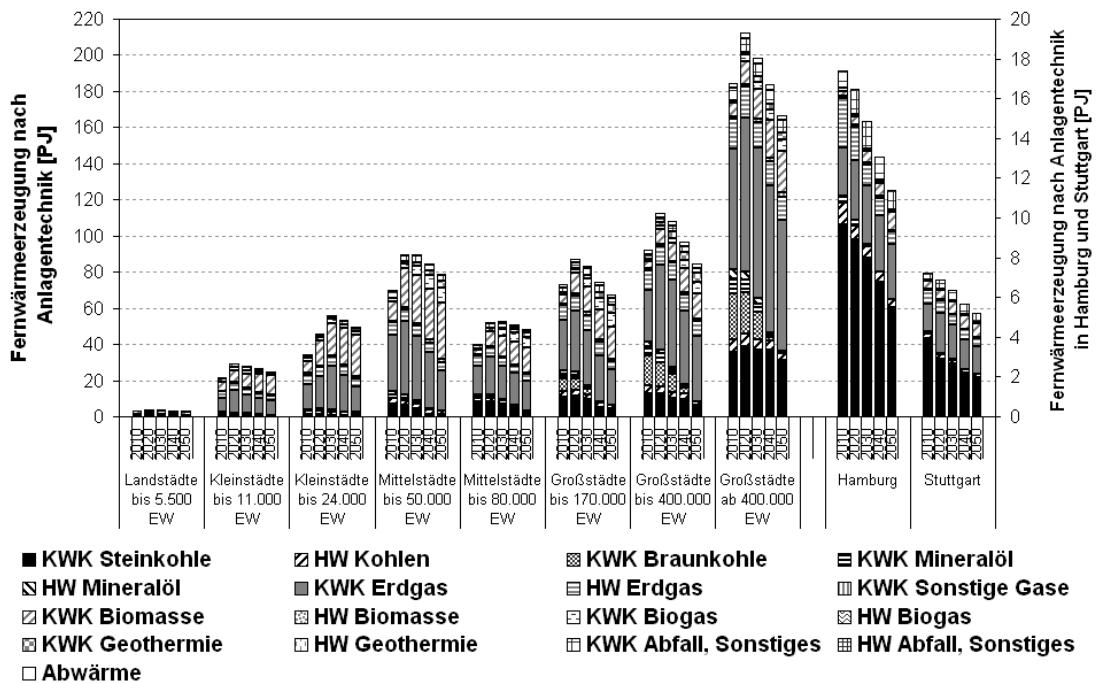


Abb. 5.21.: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung nach Anlagentechnologie in den Gemeindekategorien im Subventionsszenario

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

Kleinstädten auf Kosten der Fernwärmeerzeugung aus Erdgas-KWK-Anlagen und in Mittelstädten zusätzlich auf Kosten von Steinkohle-KWK-Anlagen. In Mittelstädten und in Großstädten setzt ab 2030 ein verstärkter Einsatz von Biogas- und Geothermie-KWK-Anlagen zur Fernwärmebereitstellung ein.

Obwohl auch in Großstädten die Fernwärmeerzeugung aus Biomasse-KWK-Anlagen stark zunimmt, bleiben Erdgas-KWK-Anlagen dort die ausschlaggebenden Anlagen zur Fernwärmeerzeugung. In Großstädten wird zudem auch in 2050 ein hoher Anteil der Fernwärme aus Steinkohle-KWK-Anlagen erbracht. In 2050 tragen in „Großstädte ab 400 000 Einwohner“ Steinkohle-KWK-Anlagen zu 18,8 % und Erdgas-KWK-Anlagen zu 43,2 % zur Fernwärmeerzeugung bei. In Hamburg und Stuttgart werden in 2050, trotz ansteigendem Zubau von Biomasse-KWK-Anlagen, die meiste Fernwärme durch Steinkohle-KWK-Anlagen bereitgestellt. Deren Anteil an der Fernwärmeerzeugung liegt in beiden Städten oberhalb 38 %.

5.5. Treibhausgasminderungsszenario (THG)

Dem Treibhausgasminderungsszenario ist ein Reduktionspfad für den maximalen Ausstoß von Treibhausgasen im Zeitraum von 2010 bis 2050 hinterlegt. Neben den Rahmenbedingungen des europäischen Emissionszertifikatehandels, der die CO₂-Emissionen in den ETS-Sektoren begrenzt (vgl. Abschnitt 5.1.5, Seite 92), liegt diesem Szenario eine zusätzliche Vorgabe zur Reduzierung von Treibhausgasen in allen Sektoren zugrunde. Im Vergleich zur Abbildung des Emissionszertifikatehandels, der allen Szenarien gleichermaßen zugrunde gelegt ist, gilt der Minderungspfad der gesamten Treibhausgase sektorübergreifend für alle Bereiche des Energiesystems ausschließlich für das Treibhausgasminderungsszenario.

5.5.1. Endenergieverbrauch im Treibhausgasminderungsszenario

Unter dem Regime der Treibhausgasminderung nimmt der Endenergieverbrauch der Sektoren von 9 239 PJ in 2005 um 23,6 % auf insgesamt 7 061 PJ in 2050 ab (vgl. Tab. 5.10). Im Vergleich zu den Endenergieverbräuchen des Referenz- und Subventionsszenarios fallen die Verbräuche im Treibhausgasminderungsszenario in 2050 in Haushalt-, GHD- und Industriesektor höher aus. Allerdings verringert sich im Treibhausgasminderungsszenario der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor gegenüber den beiden anderen Szenarien. Zwischen 2005 und 2050 reduziert sich

5.5. Treibhausgasminderungsszenario (THG)

der Endenergieverbrauch der Industrie um 26,1 %, des GHD-Sektors um 32,7 %, der Haushalte um 38,0 % und des Verkehrssektors um 1,5 %.

Tab. 5.10.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren im Treibhausgasminderungsszenario /AGEB, 2010a/, eigene Berechnungen

Sektor	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Industrie	[PJ]	2 977	2 474	2 421	2 610	2 416	2 279	2 178	2 058	1 929
GHD	[PJ]	1 733	1 579	1 478	1 453	1 359	1 197	1 098	1 048	978
Haushalte	[PJ]	2 383	2 655	2 584	2 591	2 519	2 303	2 007	1 826	1 606
Verkehr	[PJ]	2 379	2 614	2 751	2 586	2 860	2 986	2 925	2 797	2 548
Summe	[PJ]	9 472	9 322	9 235	9 239	9 154	8 765	8 208	7 730	7 061

Der Endenergieverbrauch der Haushalte nimmt von 2 591 PJ (2005) auf 1 606 PJ (2050) ab (vgl. Abb. 5.22). Der restriktive Minderungspfad der Treibhausgase bewirkt, dass bis 2050 vermehrt erneuerbare Energien aus Biomasse, inklusive der Anteile erneuerbarer Abfälle, Solarthermie, Geothermie und Umweltwärme zur Deckung des Endenergiebedarfs in den Haushalten eingesetzt werden. Deren gesamter Anteil am Endenergieverbrauch beträgt in 2050 etwa 48,9 % gegenüber 7,6 % in 2005. Zudem steigt die Fernwärmeversorgung in den Haushalten von 154 PJ (2005) um 29,3 % auf 199 PJ (2050) an. Die erneuerbaren Energien und Fernwärme werden zunehmend zur Deckung der Endenergienachfrage eingesetzt und ersetzen allmählich den Einsatz kohlenstoffreicher Energieträger. Der Anteil von Kohlen, Heizöl, Erdgas und sonstiger Gase am Endenergieverbrauch vermindert sich bis 2050 um fast 60 %. Kohlen werden ab 2040 in den Haushalten nicht mehr eingesetzt. Der Stromverbrauch erhöht sich bis 2030 zunächst auf 544 PJ und geht anschließend auf 506 PJ zurück. In 2050 ist Strom mit 31,5 % der wichtigste Energieträger am Endenergieverbrauch der Haushalte. Neben Strom haben überwiegend Geothermie und Umweltwärme mit 23,5 % und Solarthermie mit 16,8 % einen hohen Deckungsanteil am Endenergieverbrauch der Haushalte.

Grundsätzlich lässt sich im Treibhausgasminderungsszenario in allen Gemeindekategorien eine Abnahme der fossilen Energieträger und eine Zunahme der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch der Haushalte erkennen (vgl. Abb. 5.23). Der Anteil der fossilen Energien (Kohlen, Heizöl, Erdgas und sonstiger Gase) am Endenergieverbrauch liegt in 2050 in „Mittelstädte bis 24 000 Einwohner“ mit 5,7 % am niedrigsten und in „Mittelstädte bis 80 000 Einwohner“ mit 9,6 % am höchsten. Aufgrund des hohen Dachflächenangebots von Ein- und Zweifamilienhäusern steigt die Nutzung der Solarthermie zur Heizungsunterstützung und thermischen

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

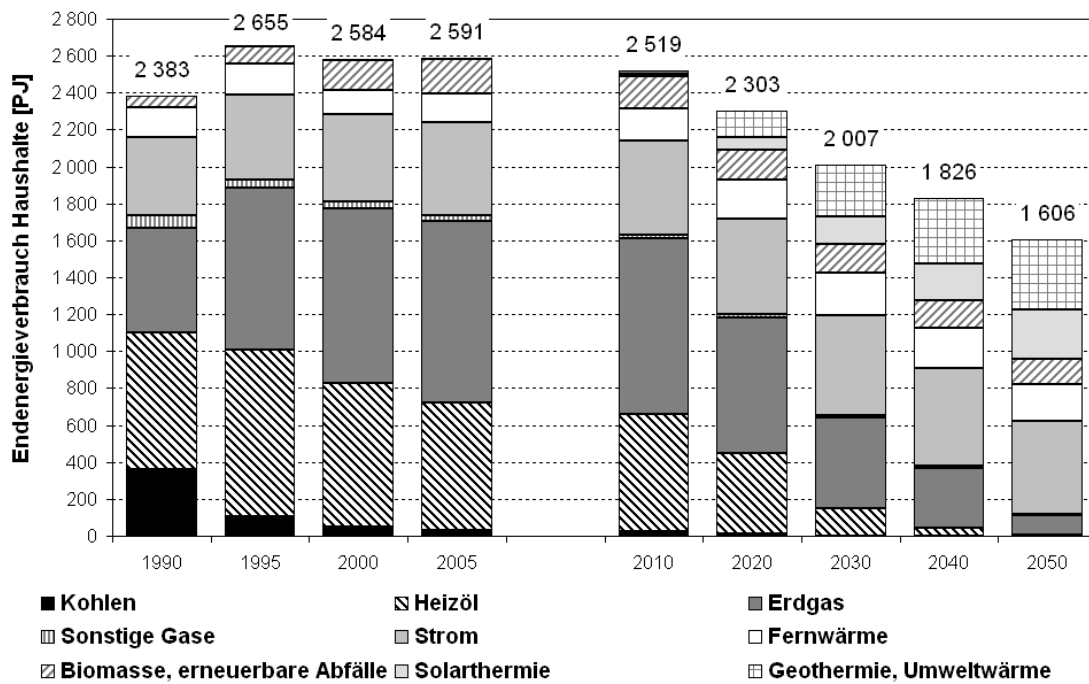


Abb. 5.22.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Haushaltssektors nach Energieträger im Treibhausgasminderungsszenario /AGEB, 2010a/, eigene Berechnungen

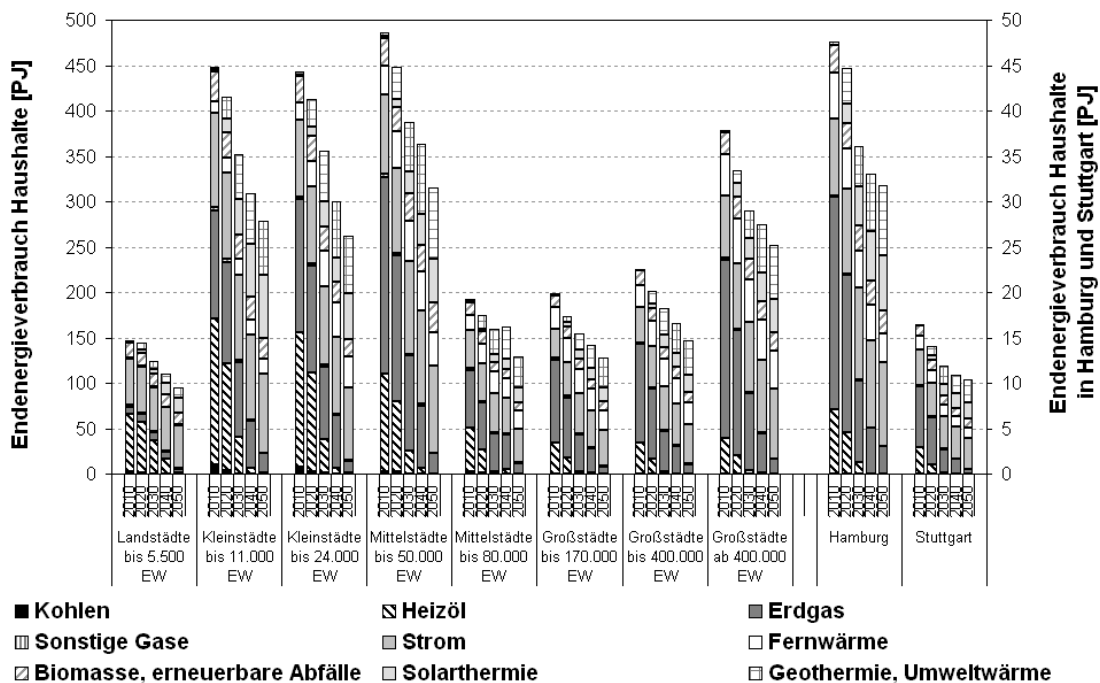


Abb. 5.23.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Haushaltssektors nach Energieträger in den Gemeindekategorien im Treibhausgasminderungsszenario

5.5. Treibhausgasminderungsszenario (THG)

Warmwasserbereitung stetig an. In 2050 werden in Landstädten und „Kleinstädte bis 11 000 Einwohner“ Solarthermie neben Strom am häufigsten zur Bedarfsdeckung in den Haushalte eingesetzt. In den restlichen Gemeindekategorien leisten vor allem Geothermie und Umweltwärme neben Strom einen hohen Beitrag zur Deckung des Endenergiebedarf. Der Anteil der Fernwärme am Endenergieverbrauch der Haushalte steigt bis 2050 insbesondere in „Kleinstädte bis 24 000 Einwohner“ und in „Mittelstädte bis 80 000 Einwohner“ stark an.

Auch im GHD-Sektor nimmt der Einsatz fossiler Energieträger aufgrund der Beschränkung an maximalen Treibhausgasen bis 2050 stark ab (vgl. Abb. 5.24). Der Anteil von Heiz- und Mineralölen, sowie von Erdgas und sonstiger Gase am Endenergieverbrauch des GHD-Sektors beträgt in 2050 zusammen 15,7 %. Darunter fällt der Mineralölanteil der Treibstoffe mit 6,6 % (2050) stark ins Gewicht. Strom wird im GHD-Sektor am häufigsten verwendet und deckt in 2050 einen Anteil von 37,2 % des Endenergieverbrauchs. Der Anteil der Solarthermie beträgt in 2050 etwa 14,9 %, der von Geothermie und Umweltwärme etwa 12,0 % und der von Fernwärme etwa 11,5 %.

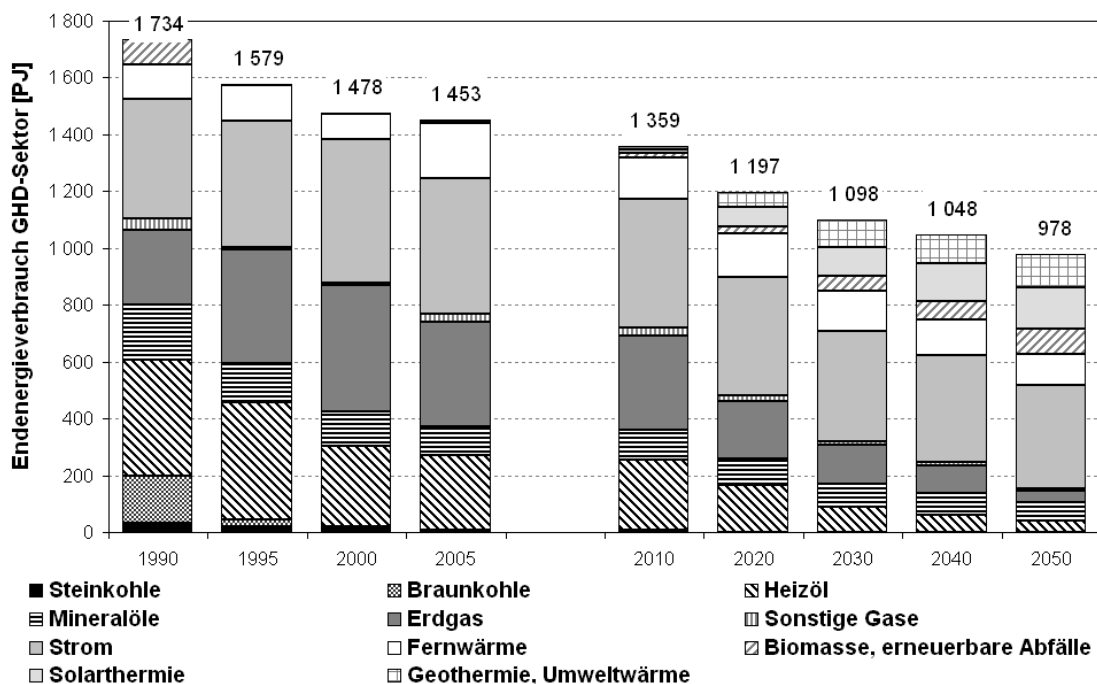


Abb. 5.24.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors nach Energieträger im Treibhausgasminderungsszenario /AGEB, 2010a/, eigene Berechnungen

In 2050 werden in den Städten der kleinen Gemeindekategorien bis einschließlich „Mittelstädte bis 80 000 Einwohner“ neben Strom vor allem Solarthermie und Geo-

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

thermie bzw. Umweltwärme zur Energiebedarfsdeckung eingesetzt (vgl. Abb. 5.25). Die Anteile der Solarthermienutzung im GHD-Sektor liegen in 2050 zwischen 9,8 % („Großstädte ab 400 000 Einwohner“) und 23,0 % („Landstädte bis 5 500 Einwohner“). In Großstädten tragen neben Strom überwiegend Fernwärme zur Deckung des Endenergieverbrauchs bei. Der Einsatz von Solarthermie und Geothermie steigt auch im GHD-Sektor von Großstädten bis 2050 zunehmends an.

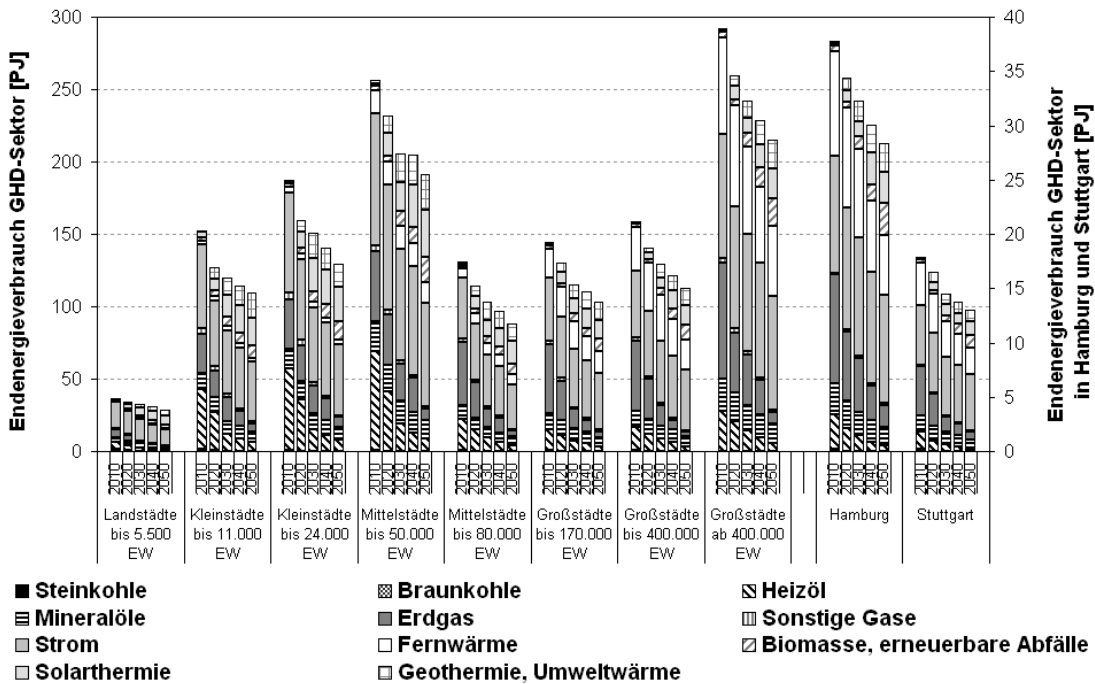


Abb. 5.25.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors nach Energieträger in den Gemeindekategorien im Treibhausgasminderungsszenario

Im Industriesektor verringert sich bis 2050 der Verbrauch kohlenstoffhaltiger Energieträger im Treibhausgasminderungsszenario (vgl. Abb. 5.26). Der Anteil fossiler Energieträger am Endenergieverbrauch der Industrie beträgt in 2050 zusammen 23,2 % gegenüber 56,6 % in 2005. Die größten Abnahmen betreffen den Einsatz der Kohlen (Stein- und Braunkohle) und der Mineralöle. Bis 2050 reduziert sich der Endenergieverbrauch der Braunkohle um 93,3 %, der Steinkohle um 83,1 % und der Mineralöle um 80,3 %. Kompensiert werden die Abnahmen der fossilen Energieträger durch den zunehmenden Einsatz der Biomasse, der Abfälle und des Stroms. Mit einem Anteil von 47,9 % am Endenergieverbrauch wird Strom bis 2050 der bedeutendste Energieträger in der Industrie. In 2050 beträgt der Anteil der Biomasse, des Abfalls, inklusive der sonstigen Energieträger am industriellen Endenergieverbrauch etwa 13,7 %. Im Treibhausgasminderungsszenario geht

der Fernwärmeverbrauch der Industrie von 114 PJ (2005) um 11,8 % auf 101 PJ (2050) zurück.

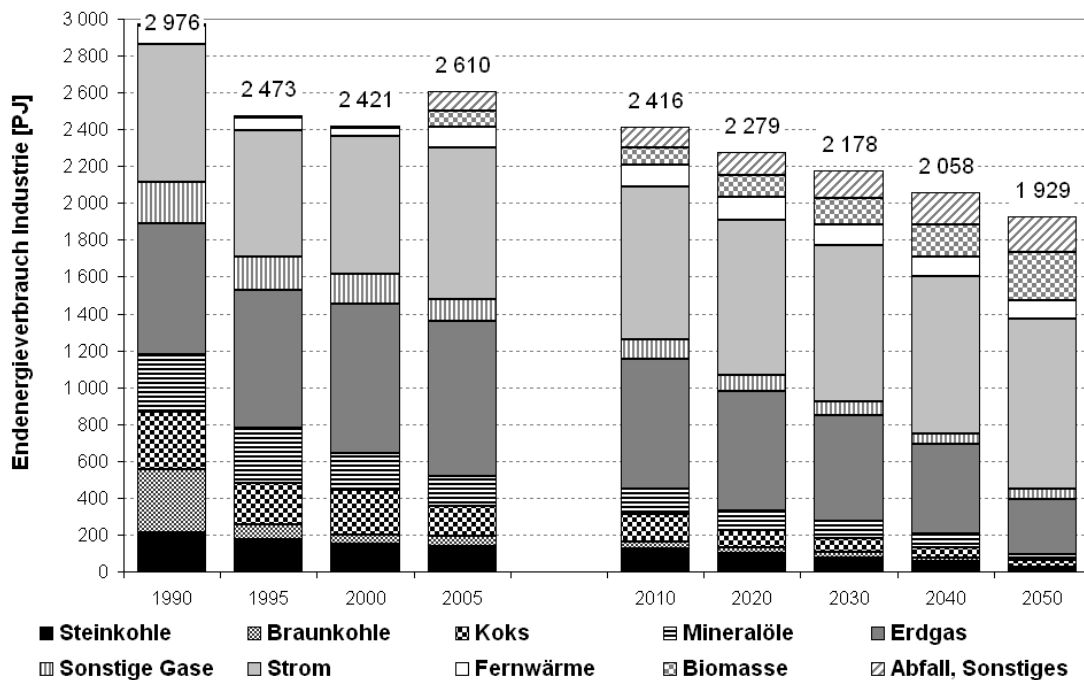


Abb. 5.26.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Industriesektors nach Energieträger im Treibhausgasminderungsszenario /AGEB, 2010a/, eigene Berechnungen

Die Anteile der Biomasse, der Abfälle und des Stroms am industriellen Endenergieverbrauch steigen in allen Gemeindekategorien bis 2050 an (vgl. Abb. 5.27). Der Stromanteil in 2050 liegt zwischen 39,9 % („Großstädte ab 400 000 Einwohner“) und 53,0 % („Kleinstädte bis 11 000 Einwohner“). In 2050 sind in „Landstädte bis 5 500 Einwohner“ und „Kleinstädte bis 11 000 Einwohner“ Strom und Biomasse die bedeutendsten Energieträger. Die Zusammensetzung der Energieträger zur Bedarfsdeckung des industriellen Endenergieverbrauchs unterscheidet sich darin zu den übrigen Städten. In „Kleinstädte bis 24 000 Einwohner“ bis einschließlich der „Großstädte bis 170 000 Einwohner“ werden vor allem Erdgas neben Strom eingesetzt. In Großstädten über 170 000 Einwohnern tragen Strom und Fernwärme die Hauptlast zur Deckung des Endenergieverbrauchs in der Industrie.

In Hamburg und Stuttgart bleibt Erdgas neben Strom der wichtigste Energieträger zur Deckung des industriellen Endenergieverbrauchs. In 2050 beträgt der Erdgasanteil in Hamburg etwa 26,7 % und in Stuttgart etwa 33,6 % des Gesamtverbrauchs der Industrie. Der Fernwärmeverbrauch geht in beiden Städten bis 2050 zurück und liegt in 2050 unter den Verbrauchsanteilen der Biomasse.

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

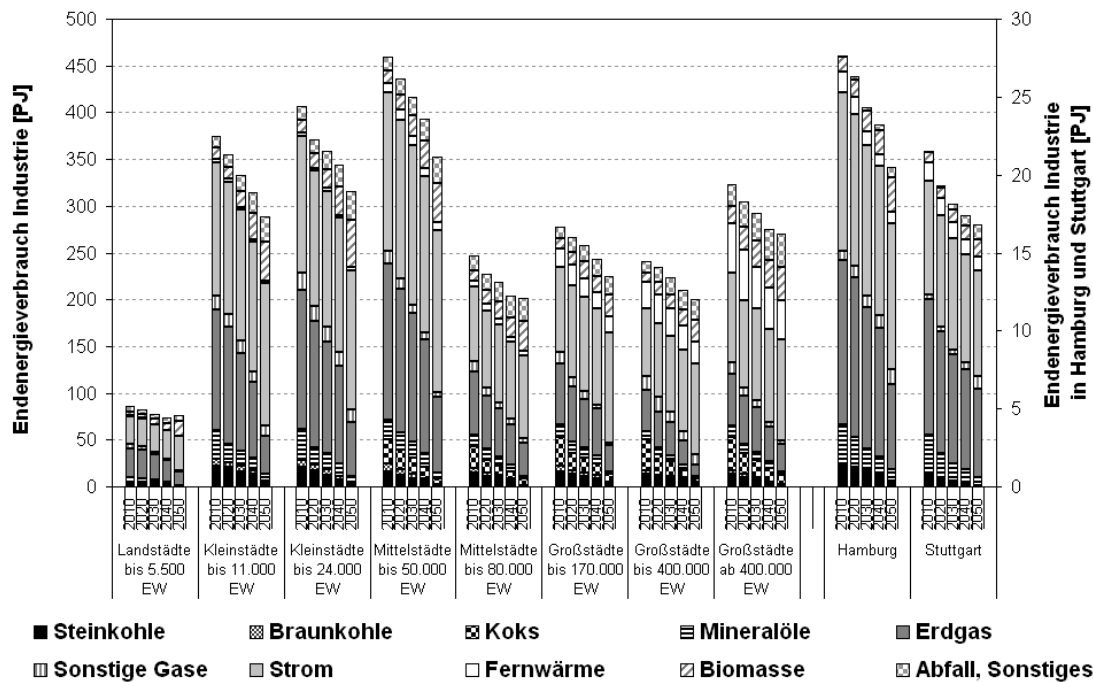


Abb. 5.27.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Industriesektors nach Energieträger in den Gemeindekategorien im Treibhausgasminderungsszenario

5.5.2. Fernwärmeverbrauch und -bereitstellung im Treibhausgasminderungsszenario

Der Fernwärmeeinsatz in den Sektoren verringert sich im Treibhausgasminderungsszenario von 465 PJ in 2005 um 11,6 % auf 411 PJ in 2050 (vgl. Abb. 5.28). Während 2050 der Fernwärmeverbrauch in den Haushalten gegenüber 2005 um 29,3 % ansteigt, werden zeitgleich sowohl im GHD-Sektor, als auch in der Industrie weniger Fernwärme zur Bedarfsdeckung eingesetzt. Im Haushaltssektor fällt der höchste Fernwärmeverbrauch von 230 PJ in 2030 auf den Zeitpunkt der unterstellten maximalen Bevölkerungsgröße. Im GHD- und Industriesektor ist der höchste Fernwärmeverbrauch in 2020 erreicht. Anschließend fällt in beiden Sektoren der Verbrauch an Fernwärme bis 2050 auf unter das Niveau von 2005.

Vor allem in den Haushalten der Klein- und Mittelstädten erhöht sich der Endenergieverbrauch der Fernwärme (vgl. Abb. 5.29). Zwischen 2010 und 2050 ist der größte Verbrauchsanstieg der Fernwärme in Höhe von 15,2 PJ in „Kleinstädte bis 24 000 Einwohner“ zu verzeichnen. Im GHD- und Industriesektor nimmt der Endenergieverbrauch der Fernwärme in 2050 gegenüber 2010 in allen Gemeindekategorien ab, auch wenn in 2020 der Fernwärmeverbrauch kurzfristig leicht ansteigt.

5.5. Treibhausgasminderungsszenario (THG)

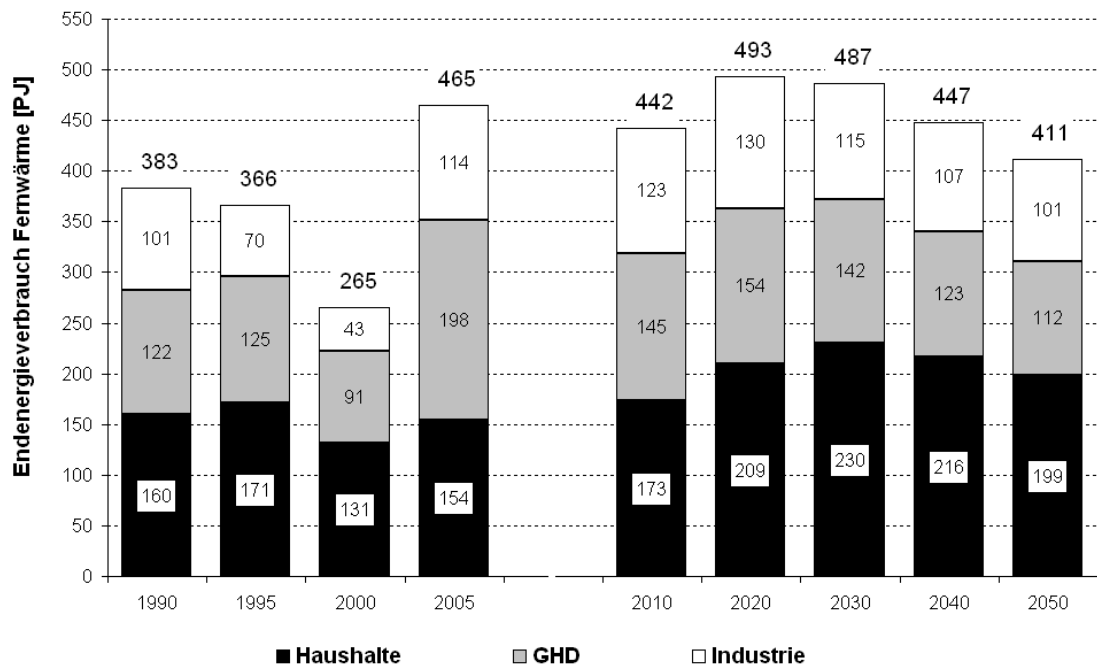


Abb. 5.28.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Fernwärme nach Sektoren im Treibhausgasminderungsszenario /AGEB, 2010a/, eigene Berechnungen

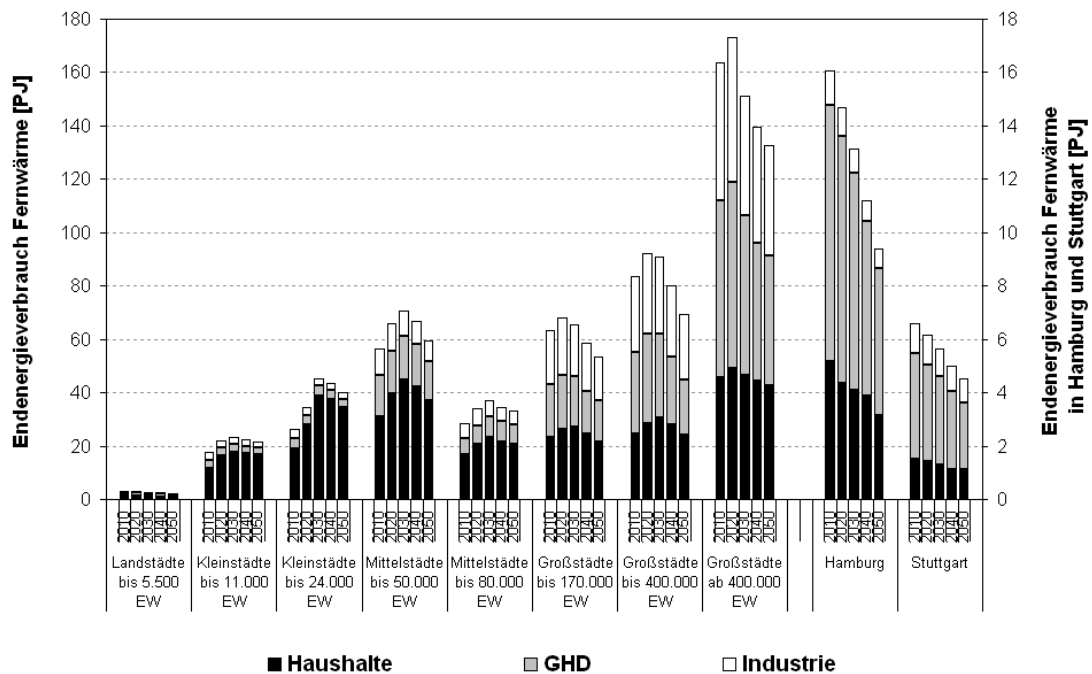


Abb. 5.29.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Fernwärme nach Sektoren in den Gemeindekategorien im Treibhausgasminderungsszenario

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

Der Fernwärmeeinsatz bleibt auch in 2050 mit einem Anteil von 62,1 % am gesamten Fernwärmeverbrauch vor allem auf die Großstädte konzentriert. In 2050 beträgt der durchschnittliche Anteil der Fernwärme in Mittelstädten 22,5 %, in Kleinstädten 14,9 % und in Landstädten 0,5 %. Auch in Hamburg und Stuttgart verringert sich bis 2050 der Fernwärmeverbrauch aufgrund des abnehmenden Nutzwärmebedarfs.

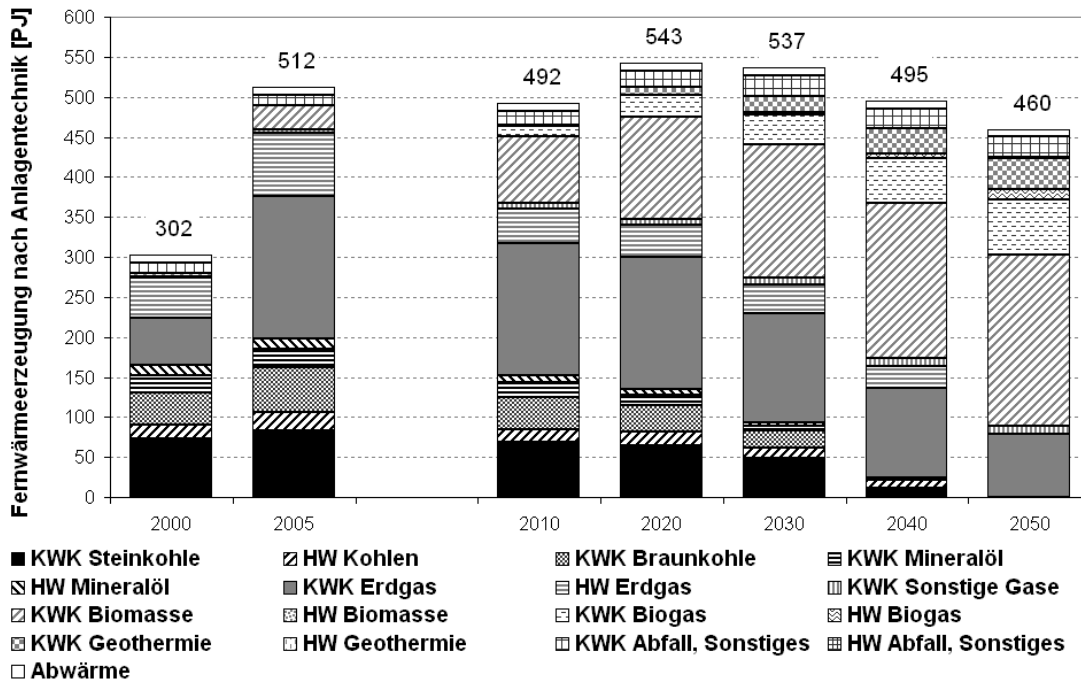


Abb. 5.30.: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung nach Anlagentechnologie im Treibhausgasminderungsszenario /AGFW, 2001/, /AGFW, 2006/, /BMWi, 2011/, eigene Berechnungen

Im Treibhausgasminderungsszenario nimmt die Fernwärmeerzeugung von 511,9 PJ in 2005 um 10,1 % auf 460,0 PJ in 2050 ab (vgl. Abb. 5.30). Der Rückgang der Fernwärmeerzeugung ist auf den Rückbau der Anlagen mit kohlenstoffhaltigen Brennstoffen zurückzuführen. Während in 2005 die fossilen Energieträger (Braun-, Steinkohle, Mineralöle und Erdgas) zusammen noch zu 89,0 % (KWK-Anlagen: 66,7 %; Heizwerke: 22,3 %) an der Fernwärmeerzeugung beitragen, vermindert sich deren Anteil bis 2050 auf 17,2 % (KWK-Anlagen: 17,0 %; Heizwerke: 0,2 %). In 2050 spielen im Treibhausgasminderungsszenario Kohle und Mineralöle bei der Fernwärmeerzeugung keine Rolle. Die fossilen Anteile werden ausschließlich durch erdgasbefeuerte Anlagen erbracht. Den größten Anstieg in der Fernwärmeerzeugung erfahren KWK-Anlagen auf Basis von Biomasse. Diese stellen in 2050 mit 46,2 % den größten Anteil der Fernwärmeerzeugung. Daneben werden Erdgas-

KWK-Anlagen (17,0 %) und Biogas-KWK-Anlagen (15,2 %) zur Erzeugung der Fernwärme eingesetzt. Ab 2030 tragen vermehrt Geothermie-KWK-Anlagen zur Fernwärmeerzeugung bei. Deren Anteil an der Fernwärmeerzeugung liegt in 2050 bei etwa 8,3 %.

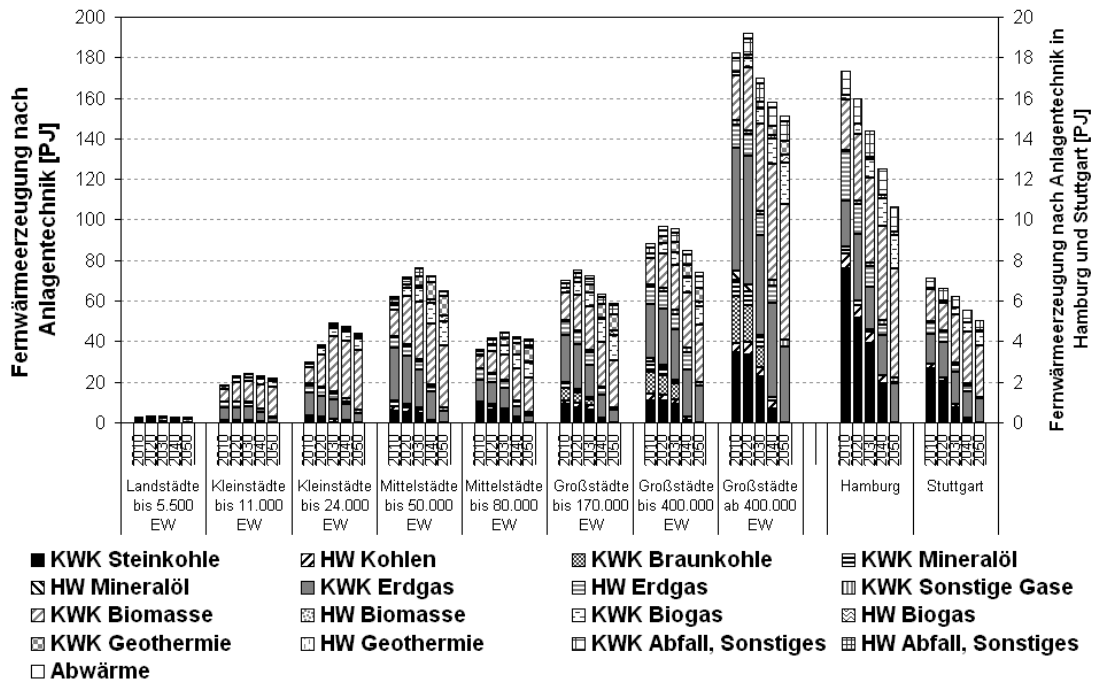


Abb. 5.31.: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung nach Anlagentechnologie in den Gemeindekategorien im Treibhausgasminderungsszenario

Um den vorgegebenen Reduktionspfad aller Treibhausgase um 80,0 % in 2050 gegenüber 1990 einzuhalten, werden in allen Gemeindekategorien die Fernwärmeerzeugung aus Kohlen und Mineralölen eingestellt (vgl. Abb. 5.31). Als Ersatz werden vermehrt Biomasse- und Biogas-KWK-Anlagen in Form kompakter Blockheizkraftwerke zugebaut. In 2050 wird in allen Gemeindekategorien Fernwärme vor allem in Biomasse-KWK-Anlagen erzeugt. Der Anteil der Fernwärme aus Biomasse-KWK-Anlagen an der gesamten Fernwärmeerzeugung liegt in 2050 zwischen 38,1 % („Großstädte bis 400 000 Einwohner“) und 67,5 % („Kleinstädte bis 24 000 Einwohner“). In Land- und Kleinstädten beträgt der Anteil der Fernwärme aus Biomasse-KWK-Anlagen in 2050 über 65 %. Neben Biomasse werden in Städten bis 170 000 Einwohnern auch Biogas und Geothermie zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt. In „Großstädte bis 400 000 Einwohner“ und in „Großstädte ab 400 000 Einwohner“ steigt bis 2050 die Erzeugung der Fernwärme in KWK-Anlagen aus Biomasse, Biogas und Geothermie an. In diesen Gemeindekategorien tragen Erdgas-KWK-Anlagen nur noch zu etwa einem Viertel zur Fernwärmeerzeugung bei.

gung bei. Unter der Voraussetzung des angestrebten Treibhausgasminderungsziels werden auch in Hamburg und Stuttgart die meiste Fernwärme in 2050 in Biomasse-KWK-Anlagen erzeugt (Hamburg: 50,4 %; Stuttgart: 51,1 %). Neben Biomasse werden Erdgas- und Biogas-KWK-Anlagen zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt.

5.6. Szenarienvergleich

Die Ergebnisse der Szenarien sind im vorliegenden Abschnitt einander gegenübergestellt. Ein Szenarienvergleich dient dazu Unterschiede in den Energiesystemen aufzuzeigen, die durch Änderung einzelner Eingabeparameter hervorgerufen werden. Dazu sind neben dem Endenergieverbrauch der Sektoren, die Unterschiede im Fernwärmeverbrauch und in der Bereitstellung der Fernwärme beschrieben. Zusätzlich ist die KWK-Stromerzeugung der Heizkraftwerke nach Gemeindekategorien und die Nettostromerzeugung, einschließlich des Stromanteils aus Kondensationskraftwerken und des Importsaldos, in den Szenarien dargestellt. Der Abschnitt endet mit einem Vergleich der Emissionen und Systemkosten in den Szenarien.

5.6.1. Endenergieverbrauch im Szenarienvergleich

In den Szenarien findet der höchste Endenergieverbrauch der Haushalte jeweils in 2020 statt und beträgt im Referenzszenario 2 344 PJ (vgl. Abb. 5.32). Dieser Wert liegt um 0,1 % über dem Verbrauch der Haushalte des Subventions- und um 1,7 % über dem des Treibhausgasminderungsszenarios. Auch in 2030 stellt sich der höchste Endenergieverbrauch der Haushalte im Referenzszenario ein, allerdings sind die Unterschiede zu den Ergebnissen im Subventions- und Treibhausgasminderungsszenario sehr gering. Die unterschiedlichen Endenergieverbräuche der Haushalte in den Szenarien resultieren bis 2030 in erster Linie aus den unterschiedlichen Aufwendungen in die Energieeinsparmaßnahmen, z. B. durch verstärkte Dämmmaßnahmen an Wohngebäuden um den Energiebedarf zu senken. Ab 2040 verändert sich das Verhältnis der Verbräuche in den Haushalten der Szenarien: Während nun der Verbrauch im Treibhausgasminderungsszenario über den der beiden anderen Szenarien steigt, findet der niedrigste Verbrauch der Haushalte im Subventionsszenario statt. Der Verbrauchsanstieg der Haushalte im Treibhausgasminderungsszenario wird dadurch verursacht, dass ab 2040 die Umsetzung von Einsparmöglichkeiten zunehmend teurer wird und zur Minderung von Treibhausgasen vermehrt erneuerbare Energien bei der Energieerzeugung eingesetzt werden. Da der Nutzungsgrad

der Technologien, die erneuerbare Energien einsetzen in der Regel unter dem der Anlagen mit fossilen Energien liegt, muss im Verhältnis dazu, mehr Brennstoff aufgewandt werden. Der niedrigere Verbrauch des Subventionsszenarios resultiert aus der zunehmenden Fernwärmeversorgung, die über Wärmetauschern mit hohen Nutzungsgraden bei der Wärmeübergabe zu einem geringeren Endenergieeinsatz führen. In 2050 liegt der Referenzverbrauch der Haushalte um 0,6 % über dem Verbrauch der Haushalte des Subventionsszenarios und um 1,8 % unter dem des Treibhausgasminderungsszenarios.

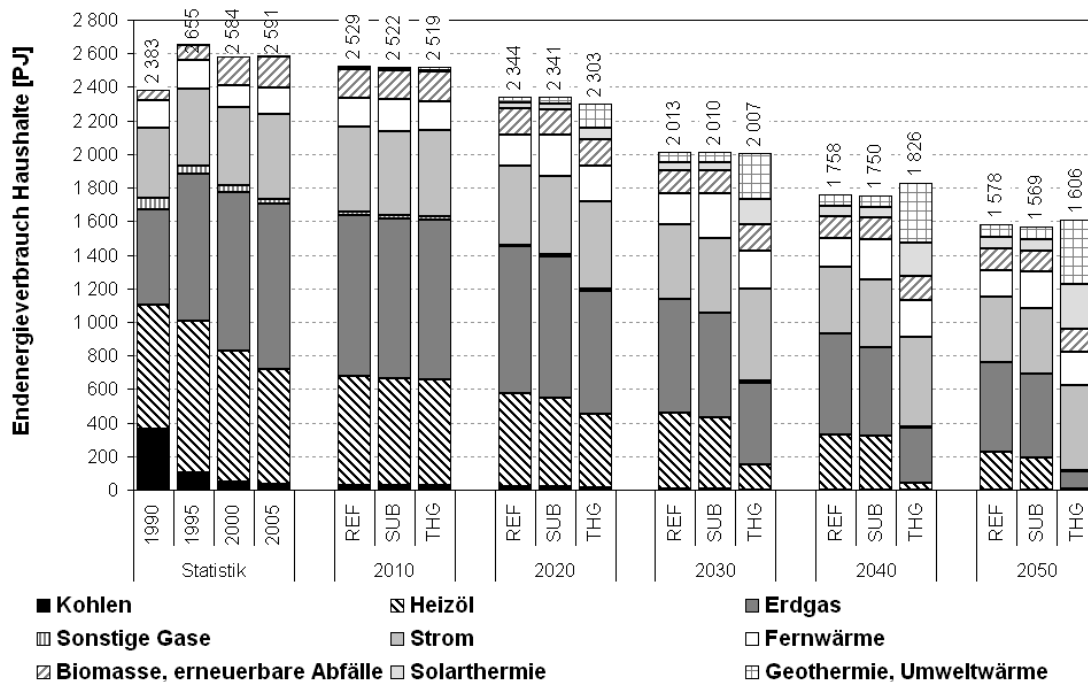


Abb. 5.32.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Haushaltssektors nach Energieträger in den Szenarien

Zur Deckung des Endenergiebedarfs wird in den Haushalten bis 2030 vor allem Erdgas eingesetzt. Während im Referenz- und Subventionsszenario bis 2050 der Erdgaseinsatz gegenüber dem Einsatz alternativer Energien nach wie vor am höchsten ausfällt, geht im Treibhausgasminderungsszenario der Erdgaseinsatz aufgrund dessen Treibhausgasbilanz zurück. Im Treibhausgasminderungsszenario wird ab 2040 zunehmend Solarthermie, Geothermie und Umweltwärme zur Energiebedarfsdeckung genutzt. Der Anteil des Stroms am Endenergieverbrauch bleibt im Referenz- und Subventionsszenario bis 2050 annähernd gleich, während dieser im Treibhausgasminderungsszenario durch den zunehmenden Einsatz der Wärmepumpen ansteigt. In 2050 liegt der Stromanteil am Endenergieverbrauch der Haushalte im Treibhausgasminderungsszenario um 6,7 Prozentpunkte über dem

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

der Referenz. Große Unterschiede lassen sich in den Szenarien in der Entwicklung des Endenergieverbrauchs der fossilen Energien (Heizöl, Gase, Kohlen) erkennen. Im Treibhausgasminderungsszenario geht der Anteil der fossilen Energieträger bis 2050 auf 7,2 % zurück und wird hauptsächlich durch erneuerbare Energien kompensiert. Im Referenzszenario beträgt der Anteil der fossilen Energien in 2050 etwa 48,2 % und im Subventionsszenario etwa 43,9 %. Die Differenz des Endenergieeinsatzes zwischen Referenz- und Subventionsszenario resultiert aus dem vermehrten Fernwärmeeinsatz im Subventionsszenario und aus dem höheren Nutzungsgrad der Wärmetauscher in den Übergabestationen der Fernwärme, wodurch insgesamt weniger Endenergie benötigt wird.

Bezüglich des Endenergieverbrauchs im GHD-Sektor lassen sich im Vergleich der Szenarien ähnliche Entwicklungen wie in den Haushalten feststellen: das höchste Niveau stellt sich bis einschließlich 2030 im Referenzszenario und das niedrigste im Treibhausgasminderungsszenario ein (vgl. Abb. 5.33). Für den geringen Verbrauch im Treibhausgasminderungsszenario sind Energieeinsparmaßnahmen im GHD-Sektor bei den Produktionsabläufen in den Unternehmen und an Nichtwohngebäuden verantwortlich. Um den Ausstoß an Treibhausgasen zu reduzieren, werden vermehrt Energieeinsparmöglichkeiten erschlossen, die zu einer Verminderung des Endenergieverbrauchs im GHD-Sektor führen. Sind die wirtschaftlichen Einsparmaßnahmen ausgeschöpft, werden anschließend erneuerbare Energien und übergangsweise Erdgas zur Bedarfsdeckung eingesetzt. Dies führt zu einem Verbrauchsanstieg im Treibhausgasminderungsszenario bis 2050. Der Endenergieverbrauch im GHD-Sektor des Subventionsszenarios bleibt aufgrund der besseren Brennstoffausnutzung bei der Wärmeübertragung und der Fernwärmennutzung jeweils unter dem Verbrauchsniveau des Referenzfalls. In 2050 liegt der Endenergieverbrauch des GHD-Sektors im Subventionsszenario um 1,1 % unter und im Treibhausgasminderungsszenario um 1,8 % über dem Verbrauch des Referenzszenarios.

Der GHD-Sektor ist durch einen hohen Stromverbrauch von elektrischen Geräten gekennzeichnet. Die Anzahl von elektrischen Bürogeräten und Klimaanlage wird künftig zunehmen, sodass Strom auch weiterhin der am häufigsten verwendete Energieträger im GHD-Sektor bleibt. Diese Entwicklung lässt sich unabhängig von den Szenarien bis 2050 feststellen. Neben Strom wird im Referenz- und Subventionsszenario vor allem Erdgas eingesetzt. Im Referenzszenario liegen die Erdgasanteile über denen des Subventionsszenarios und zwar um fast den Beitrag, der im Subventionsszenario durch zusätzlicher Fernwärme bei der Bedarfsdeckung aufgewendet wird. Die Förderung der Fernwärme im GHD-Sektor schlägt

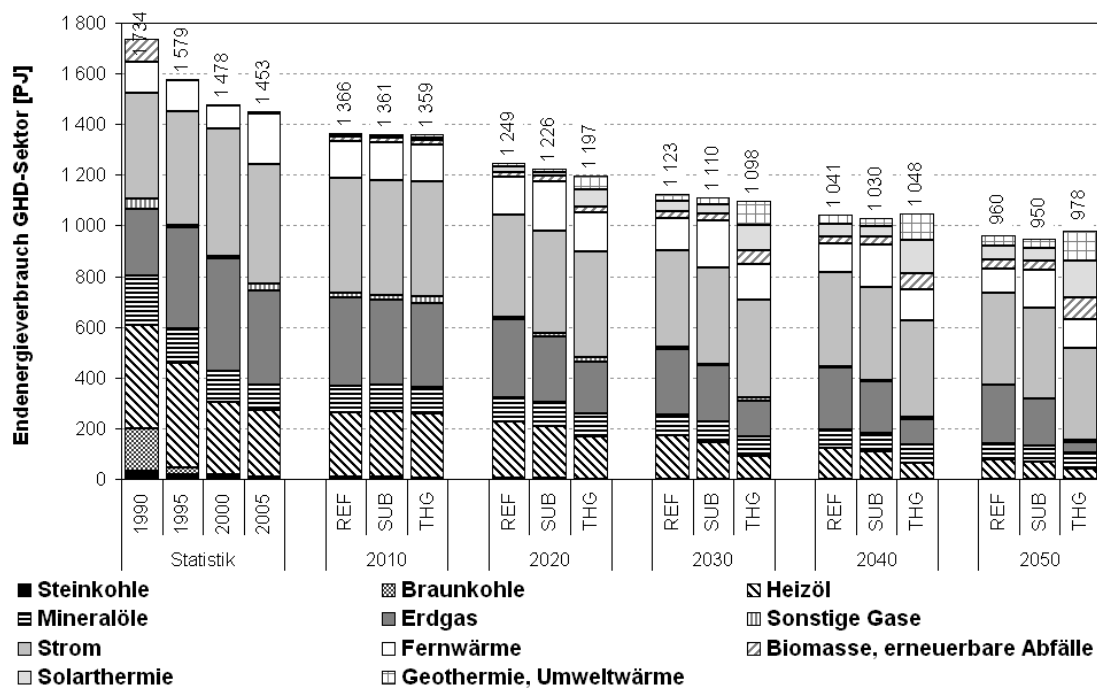


Abb. 5.33.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors nach Energieträger in den Szenarien

sich vor allem in einer Verbrauchsabsenkung des Erdgases nieder. Im Treibhausgas-minderungsszenario steigt in 2030 der Fernwärmeverbrauch kurzfristig an, während langfristig ab 2040 vor allem Solarthermie, Geothermie und Umweltwärme zur Bedarfsdeckung ausgebaut werden. Im Vergleich zu der Verbrauchsentwicklung in den Haushalten lässt sich im GHD-Sektor ein hoher Anteil an Solarthermie beobachten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass im GHD-Sektor viel Brauchwarmwasser, insbesondere in Großküchen und im Gastgewerbe benötigt wird, das durch die Nutzung der Solarthermie abgedeckt wird. Der Anteil an der Nutzung der Solarthermie steigt in allen Szenarien an, ist aber im Treibhausgas-minderungsszenario aufgrund des unterstellten Minderungspfads der Treibhausgase am größten. Zudem geht im Treibhausgas-minderungsszenario der Einsatz fossiler Energieträger zu Gunsten des Ausbaus an erneuerbaren Energien am stärksten zurück. Der Bedarf an Mineralölen als Treibstoff für Unternehmensfuhrparke verringert sich um den Anteil, der durch Elektrofahrzeuge substituiert werden kann.

Im Industriesektor sind die wirtschaftlichen Energieeinsparmaßnahmen bereits 2020 ausgeschöpft, sodass zur Deckung des industriellen Energiebedarfs erneuerbare Energien eingesetzt und ein Anstieg des Endenergieverbrauchs zu verzeichnen ist (vgl. Abb. 5.34). Ähnlich wie in den Haushalten und im GHD-Bereich, liegt der industrielle Endenergieverbrauch im Referenzszenario bis einschließlich

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

2030 am höchsten. Danach steigt der Verbrauch der Industrie im Treibhausgasminderungsszenario über den der Referenz an. In 2050 liegt der industrielle Endenergieverbrauch im Subventionsszenario um 1,1 % unter und im Treibhausgasminderungsszenarios um 0,7 % über dem Verbrauch des Referenzszenarios.

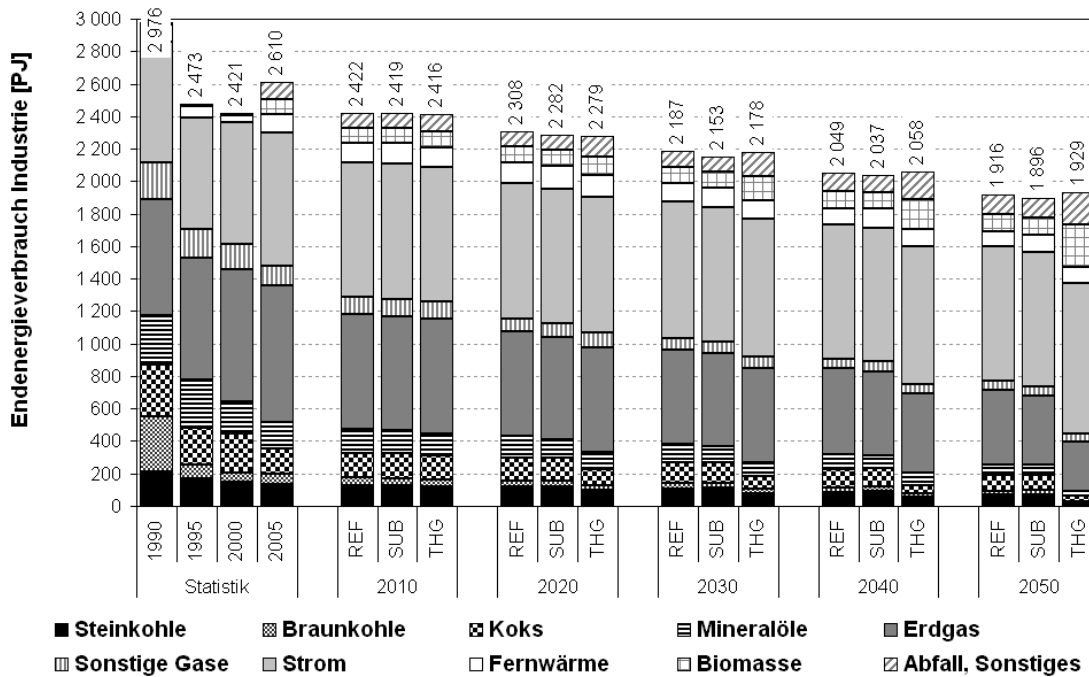


Abb. 5.34.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Industriesektors nach Energieträger in den Szenarien

Auch in der Industrie nimmt Strom eine zunehmend bedeutendere Rolle bei der Deckung des Endenergieverbrauchs ein. Während in 2010 die Anteile von Strom am Endenergieverbrauch in den Szenarien bei durchschnittlich 34,3 % liegen, steigen diese bis 2050 auf einen Anteil von durchschnittlich 44,8 % an. Der höchste Anteil des Stromverbrauchs in der Industrie wird im Treibhausgasminderungsszenario erreicht und erfolgt dort als Ausgleich zum Einsatz fossiler Energien. Der zusätzliche Einsatz von Fernwärme, insbesondere im Subventionsszenario und der Anstieg der erneuerbaren Energien in den Szenarien haben vor allem eine Minderung des Erdgaseinsatzes zur Folge. Erdgas bleibt allerdings neben Strom unabhängig vom Szenario ein wichtiger Energieträger der Industrie. Bedingt durch industriespezifische Fertigungsprozesse, vor allem in der Eisenerz- und Metallherzeugung, können Kohle und Koks nicht vollständig durch alternative Energieträger substituiert werden. Deren Anteil am Endenergieverbrauch vermindert sich zunehmend bedingt durch die Einschränkungen des Emissionszertifikatehandels.

5.6.2. Fernwärmeverbrauch und -bereitstellung im Szenarienvergleich

Durch die finanzielle Förderung des Netzaus- und -neubaus von Fernwärme stellt sich im Subventionsszenario gegenüber dem Referenzszenario stets ein höherer Fernwärmeverbrauch ein (vgl. Abb. 5.35). In 2050 liegt der Anteil des Fernwärmeverbrauchs im Subventionsszenario um 36,6 % (127,1 PJ) über dem der Referenz. Im sektoralen Vergleich beträgt der zusätzliche Fernwärmeverbrauch in den Haushalten 39,4 %, im GHD-Sektor 53,6 % und in der Industrie 14,0 % gegenüber dem Referenzfall. Vor allem die Fernwärmenutzung in GHD- und Haushaltssektor profitieren durch die Förderung der Fernwärmeversorgung. Auch unter dem Regime der Treibhausgasminderung nimmt die Bedeutung der Fernwärme gegenüber dem Referenzfall zu. Im Vergleich zum Referenzszenario werden im Treibhausgasminderungsszenario 63,5 PJ (18,3 %) mehr Fernwärme genutzt. Die zusätzliche Fernwärmefachfrage gegenüber der Referenz liegt im Haushaltssektor mit 25,6 % am höchsten und in der Industrie mit 8,3 % am niedrigsten. Mit dem Ziel den Ausstoß an Treibhausgasen zu vermindern ergibt sich im Treibhausgasminderungsszenario durch Substitution fossiler Energien durch Fernwärme eine wirtschaftliche Möglichkeit.

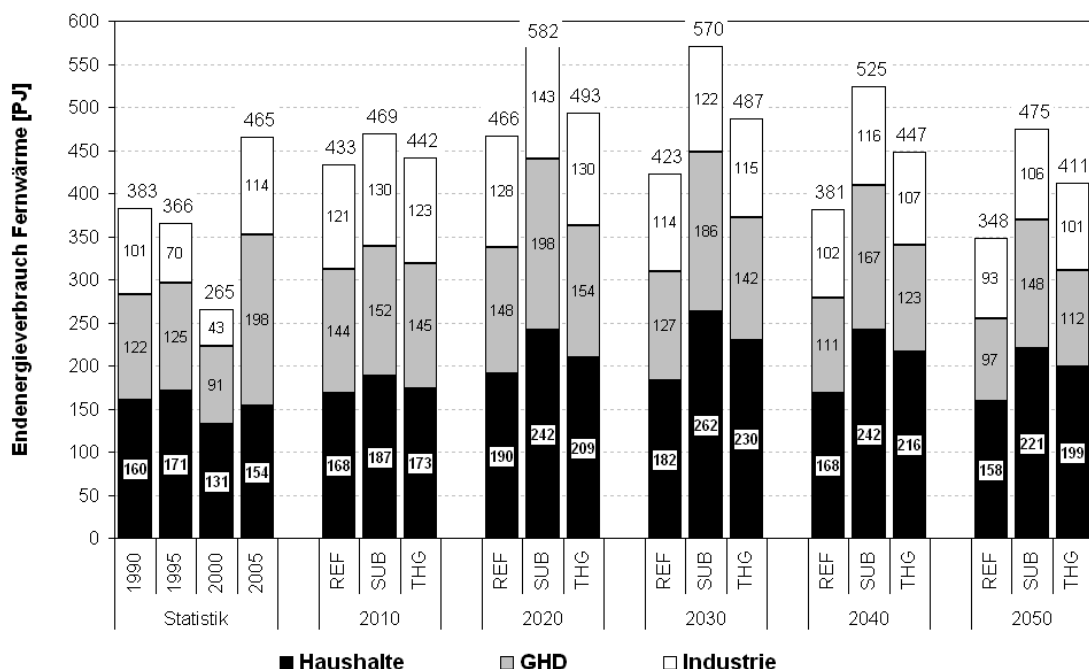


Abb. 5.35.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Fernwärme nach Sektoren in den Szenarien

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

Die unterschiedliche Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs in den Gemeindekategorien lässt sich aus Abb. 5.36 und in den Städten Hamburg und Stuttgart aus Abb. 5.37 entnehmen.

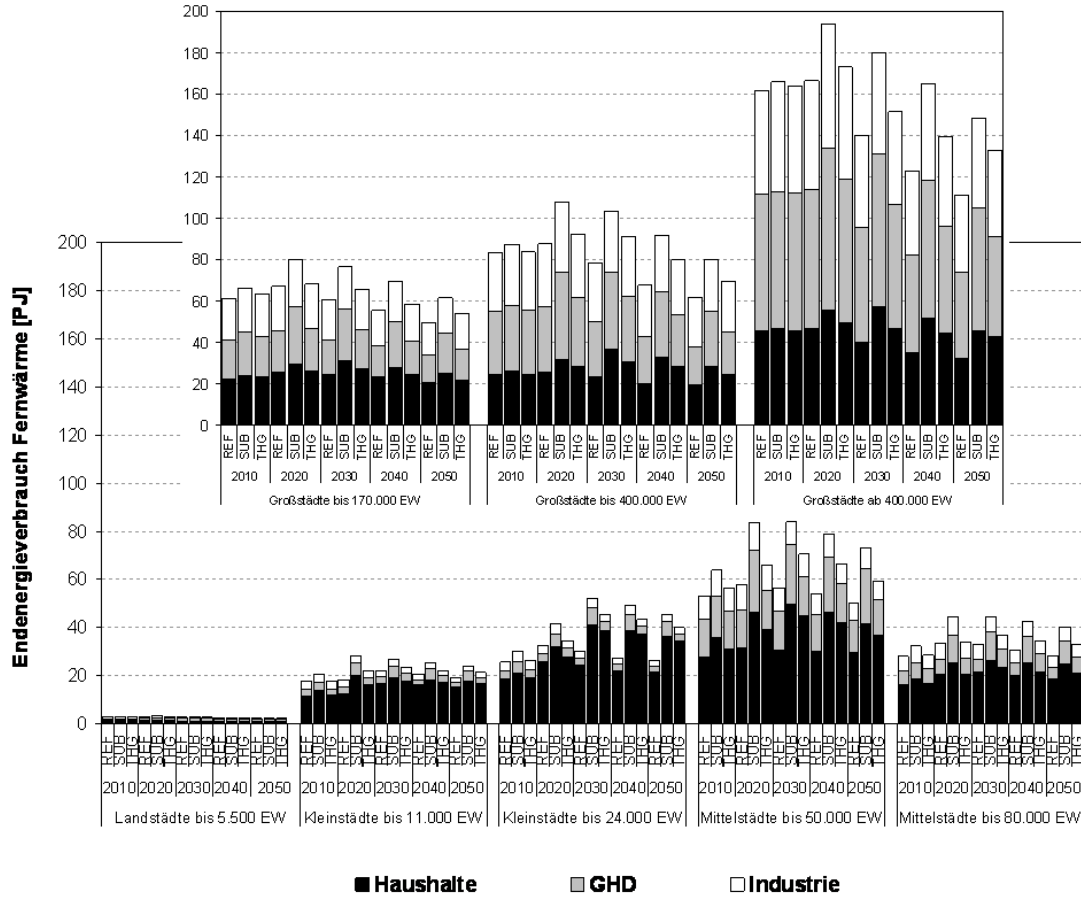


Abb. 5.36.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Fernwärme nach Sektoren in den Gemeindekategorien in den Szenarien

In „Landstädte bis 5 500 Einwohner“ fällt das wirtschaftliche Potenzial der Fernwärmeversorgung aufgrund der großflächigen Siedlungsstruktur sehr gering aus. Eine Fernwärmeversorgung findet in Landstädten nur durch einen erhöhten Investitionsaufwand statt und kommt als Insellösung bei größeren zu versorgenden Objekten zur Anwendung. Durch die Förderung der Fernwärmeversorgung lässt sich in 2050 der Fernwärmeabsatz in den Städten zwischen 3,2 % („Landstädte bis 5 500 Einwohner“) und 72,0 % („Kleinstädte bis 24 000 Einwohner“) erhöhen (vgl. Abb. 5.36). Im Subventionsszenario werden in den Gemeindekategorien durchschnittlich etwa 33,8 % (Haushalte), 67,9 % (GHD-Sektor) und 14,3 % (Industrie) mehr Fernwärme eingesetzt als im Referenzszenario. Die Anteile im GHD-Sektor lassen auf ein hohes Potenzial der Fernwärmeversorgung in den Betrieben und Unternehmen schließen, das durch die Förderung der Fernwärme erschlossen werden

kann. In 2050 beträgt der zusätzliche Fernwärmeverbrauch gegenüber der Referenz 127,1 PJ und verteilt sich zu 62,3 PJ auf die Haushalte, 51,8 PJ auf den GHD-Sektor und 13,0 PJ auf die Industrie. Den höchsten prozentualen Anstieg des Fernwärmeverbrauchs, mit über dem Doppelten verglichen zum Referenzverbrauch, lässt sich im GHD-Sektor in „Kleinstädte bis 24 000 Einwohner“ und in „Mittelstädte bis 80 000 Einwohner“ feststellen.

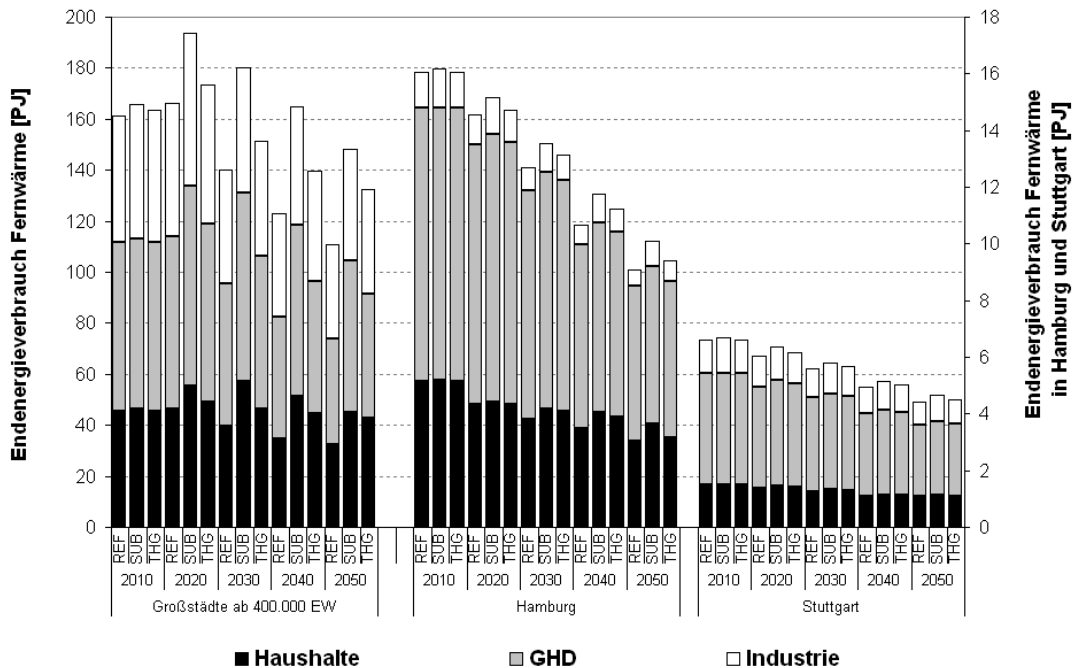


Abb. 5.37.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Fernwärme nach Sektoren in „Großstädte ab 400 00 Einwohner“ und Hamburg und Stuttgart

In 2050 liegt der Fernwärmeverbrauch des Treibhausgasminderungsszenarios in den Gemeindekategorien zwischen 0,9 % („Landstädte bis 5 500 Einwohner“) und 50,8 % („Kleinstädte bis 24 000 Einwohner“) über dem Verbrauch der Referenz. Insgesamt werden im Treibhausgasminderungsszenario etwa 63,5 PJ mehr Fernwärme zur Deckung der Wärmenachfrage eingesetzt. Gegenüber dem Referenzszenario wird 2050 in den Haushalten durchschnittlich 21,3 %, im GHD-Sektor 16,5 % und im Industriebereich 7,4 % mehr Fernwärme eingesetzt. Die meiste zusätzliche Fernwärme in Höhe von 12,8 PJ wird im Haushaltssektor von „Kleinstädte bis 24 000 Einwohner“ 2050 nachgefragt.

In 2050 werden in „Großstädte ab 400 000 Einwohner“ insgesamt 33,6 % (Subventionsszenario) und 19,4 % (Treibhausgasminderungsszenario) mehr Fernwärme als in der Referenz verbraucht. Während im Subventionsszenario gegenüber dem Vergleichsszenario in den Haushalten und im GHD-Sektor anteilig mehr Fernwärme

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

eingesetzt wird, beschränkt sich der zusätzliche Fernwärmeverbrauch im Treibhausgasminderungsszenario auf die Haushalte (vgl. Abb. 5.37).

Die Förderung der Fernwärmeversorgung wirkt sich in Hamburg und Stuttgart in einem leicht erhöhtem Fernwärmeverbrauch, insbesondere im Haushalts- und Industriesektor aus. Der Anteil der Fernwärmeversorgung im GHD-Sektor fällt in beiden Städten bereits 2010 überdurchschnittlich hoch aus, sodass eine zusätzliche Steigerung in der Fernwärmennutzung in diesem Bereich nur mit erheblichen finanziellen Aufwand verbunden ist. Die Fernwärmeversorgung wird in beiden Städten über eine Verdichtung der Fernwärmenetze gesteigert. In Hamburg liegt der Fernwärmeverbrauch des Subventionsszenarios in den Haushalten um 20,3 % und in der Industrie um 53,0 % über dem der Referenz und im Treibhausgasminderungsszenario wird in den Haushalten etwa 4,4 % und in der Industrie etwa 26,7 % mehr Fernwärme verbraucht. Im Subventionsszenario wird in Hamburg etwa 1,0 PJ und im Treibhausgasminderungsszenario etwa 0,3 PJ mehr Fernwärme als im Referenzszenario genutzt. In Stuttgart erhöht sich durch die Förderung der Fernwärmeverbrauch um 4,1 % in den Haushalten und um 14,4 % in der Industrie. Unter Einhaltung der Treibhausgasminderungsziele fällt der Fernwärmeverbrauch in den Haushalten um 1,6 % und in der Industrie um 12,0 % höher aus. Der zusätzliche Fernwärmeverbrauch liegt in Stuttgart 2050 bei 0,24 PJ (Subventionsszenario) und 0,08 PJ (Treibhausgasminderungsszenario) über dem der Referenz. Ein wirtschaftlicher Ausbau der Fernwärmeversorgung ist in Stuttgart aufgrund der Talkessellage stark eingeschränkt.

Die zusätzliche Fernwärmennachfrage wird im Subventionsszenario vor allem durch den erhöhten Einsatz erdgas- und kohlebefeuerter Anlagen, sowie durch Biomasse-KWK-Anlagen gedeckt (vgl. Abb. 5.38). In 2050 werden im Vergleich zum Referenzszenario etwa 16,0 % mehr Steinkohle- und 69,1 % mehr Erdgas-KWK-Anlagen eingesetzt. Deren Anteile an der Fernwärmeezeugung betragen zusammen 44,7 % (Steinkohle-KWK-Anlagen: 8,8 % und Erdgas-KWK-Anlagen: 35,9 %). In der Entwicklung von 2010 bis 2050 nimmt der Anteil der erzeugten Fernwärme aus Biomasse-KWK-Anlagen stark zu. In 2050 liegt im Subventionsszenario der Anteil der zusätzlich erzeugten Fernwärme aus Biomasse-KWK-Anlagen bei 18,9 % gegenüber der Referenz. Auch in Heizwerken wird durch die Förderung der Fernwärme mehr Wärme produziert. Gegenüber dem Referenzfall werden in Steinkohleanlagen etwa 16,5 % und in Erdgasanlagen etwa 12,9 % mehr Fernwärme erzeugt.

Im Subventionsszenario liegt der Anteil der Fernwärme aus KWK-Anlagen (87,5 %) 2050 um 1,4 Prozentpunkte und der Anteil der industriellen Abwärmenutzung

(2,0 %) um 0,3 Prozentpunkte über den der Fernwärmeerzeugung im Referenzszenario. Im Vergleich dazu ist der Anteil der erzeugten Fernwärme aus Heizwerken im Subventionsszenario (10,5 %) geringer als im Referenzszenario (12,2 %).

Im Treibhausgasminderungsszenario sind große Einbußen in der Fernwärmeerzeugung aus fossilen Anlagen zu erwarten: Kohle- und mineralölbefeuerte Anlagen spielen bis 2050 in der Fernwärmeerzeugung unter Beachtung der Treibhausgas-minderungsziele keine Rolle. Stattdessen werden gegenüber dem Vergleichsfall etwa 86,1 % mehr Fernwärme in Biomasse-KWK-Anlagen und mehr als doppelt so viel in Biogas-KWK-Anlagen erzeugt. Gegenüber dem Referenzszenario steigt im Treibhausgasminderungsszenario 2050 die Fernwärmeentwicklung aus Müllheizkraftwerken, Geothermie-KWK-Anlagen und KWK-Anlagen mit sonstigen Gasen (Deponiegas, Klärgas, u. a.) auf nahezu die zweifache Menge an. Der Anteil der Fernwärmeerzeugung in KWK-Anlagen fällt im Treibhausgasminderungsszenario mit 94,5 % (2050) gegenüber den beiden anderen Szenarien am höchsten aus.

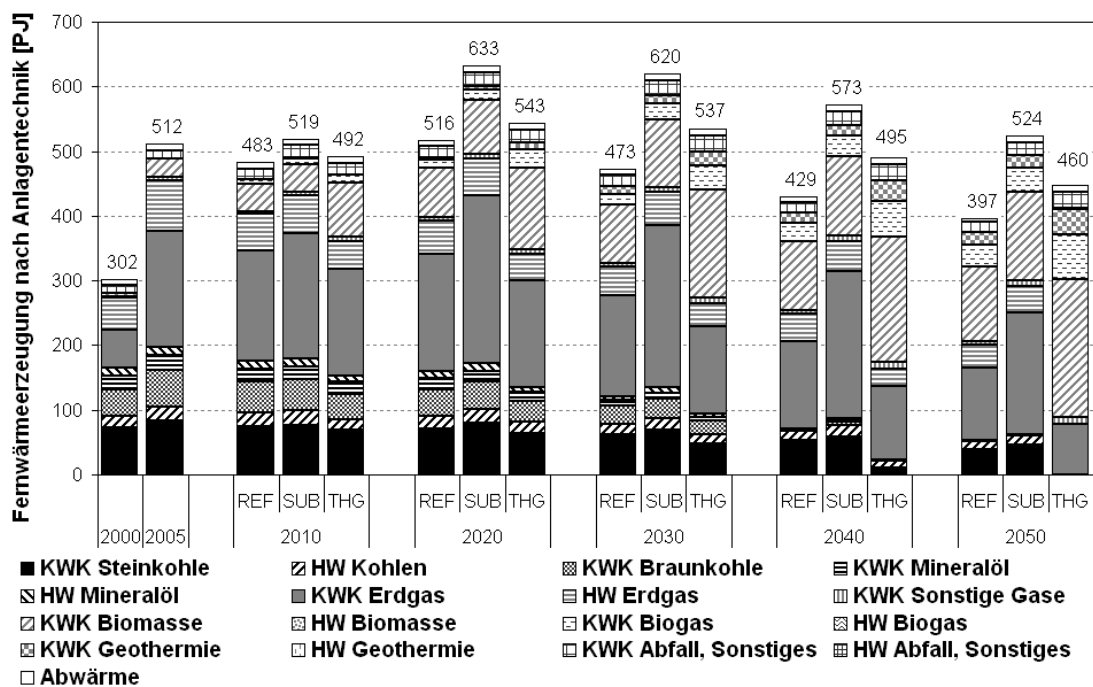


Abb. 5.38.: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung nach Anlagentechnologie in den Szenarien

Unabhängig vom Szenario überwiegt in Landstädten die Fernwärmeerzeugung aus Biomasse-KWK-Anlagen. Der Anteil liegt in 2050 bei über 63 %. Im Vergleich zur Referenz werden im Subventions- und Treibhausgasminderungsszenario mehr Fernwärme in Müllheizkraftwerken und Biogas-KWK-Anlagen produziert. In Kleinstädten und in Mittelstädten tragen bis 2030 vor allem Erdgas-KWK-Anlagen

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

und ab 2040 zusätzlich Biomasse-KWK-Anlagen zur Fernwärmeerzeugung bei. Der Fernwärmeanteil der Biomasse-KWK-Anlagen fällt bei kleinen Gemeindekategorien etwas höher aus und ist im Treibhausgasminderungsszenario gegenüber dem Referenz- und Subventionsszenario stärker ausgeprägt (vgl. Abb. 5.39). In 2050 liegt der in Biomasse-KWK-Anlagen erzeugte Fernwärmeanteil in „Mittelstädte bis 80 000 Einwohner“ bei über 30 %, in „Mittelstädte bis 50 000 Einwohner“ bei etwa 40 % und in Kleinstädten bei über 50 %. Ab 2040 werden in den Städten bis einschließlich 80 000 Einwohnern sowohl im Referenz- als auch im Subventionsszenario neben Erdgas-KWK-Anlagen auch Biomasse-KWK-Anlagen zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt. Die in Klein- und Mittelstädten gegenüber der Referenz zusätzlich erzeugte Fernwärme resultiert im Subventionsszenario hauptsächlich aus dem Einsatz von Erdgas- und Biomasse-KWK-Anlagen. Im Vergleich dazu tragen im Treibhausgasminderungsszenario vor allem Biomasse- und Biogas-KWK-Anlagen zur Fernwärmeerzeugung bei.

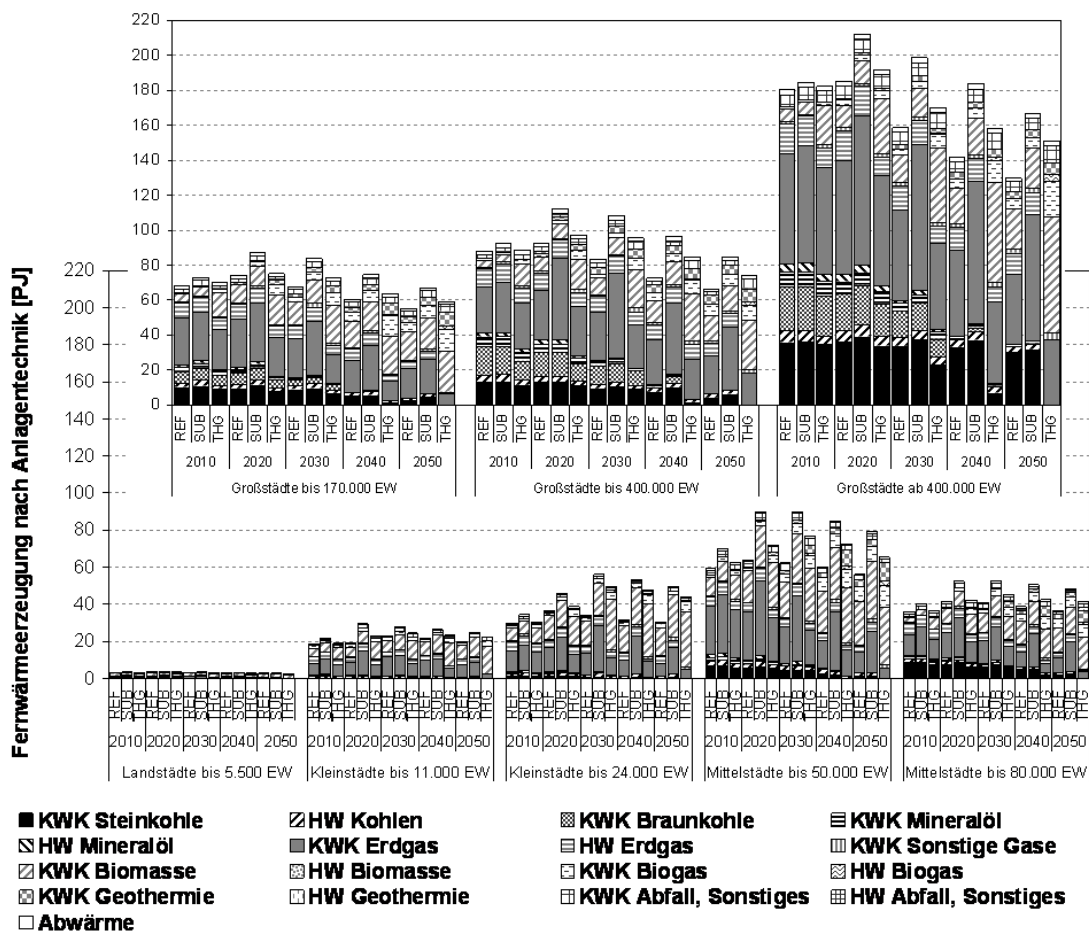


Abb. 5.39.: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung nach Anlagentechnik in den Gemeindekategorien in den Szenarien

In Großstädten stammt der größte Teil der Fernwärme im Referenz- und Subventionsszenarios aus Erdgas-KWK-Anlagen. Zusammen mit Biomasse-KWK-Anlagen werden darin etwas mehr als die Hälfte der 2050 nachgefragten Fernwärme erzeugt. Zusätzlich tragen Steinkohle-KWK-Anlagen zur Fernwärmeerzeugung bei. Im Subventionsszenario wird die gegenüber der Referenz zusätzlich genutzte Fernwärme in Großstädten durch Erdgas- und Steinkohle-KWK-Anlagen bereitgestellt.

Im Treibhausgasminderungsszenario nimmt in Großstädten bis 2050 die Fernwärmeerzeugung in Biomasse- und Biogas-KWK-Anlagen zu und übersteigt die Anteile im Referenzszenario, um etwa die Menge der Fernwärme aus fossilen Anlagen. Biomasse-KWK-Anlagen werden in „Großstädte bis 170 000 Einwohner“ ab 2030, in „Großstädte bis 400 000 Einwohner“ ab 2040 und in „Großstädte ab 400 000 Einwohner“ ab 2050 zur vorherrschenden Technologie der Fernwärmeerzeugung.

In Landstädten liegen die prozentualen Anteile der industriellen Abwärmenutzung am höchsten. In 2050 werden im Referenzszenario etwa 2,7 %, im Subventionsszenario etwa 3,6 % und im Treibhausgasminderungsszenario etwa 4,0 % der Fernwärmenachfrage durch Wärme aus industriellen Anlagen gedeckt. In den übrigen Städten liegen die Anteile der industriellen Abwärmenutzung bei durchschnittlich 1,4 % (Kleinstädte), 1,7 % (Mittelstädte) und 2,2 % (Großstädte). Die meiste industrielle Abwärme in den Szenarien wird im Treibhausgasminderungsszenario genutzt.

Während in „Großstädte ab 400 00 Einwohner“ im Referenz- und Subventionsszenario der Großteil der Fernwärme in Erdgas- und Steinkohle-KWK-Anlagen erzeugt wird, werden in Hamburg und Stuttgart der überwiegende Teil der Fernwärme durch Steinkohle-KWK-Anlagen erbracht (vgl. Abb. 5.40). Der Anteil, der in Steinkohle-KWK-Anlagen erzeugten Fernwärme liegt 2050 in Hamburg bei 50 % und in Stuttgart bei 38 %. Im Treibhausgasminderungsszenario werden zur Kompensation der Kohlekraftwerke überwiegend Biomasse- und Biogas-KWK-Anlagen zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt.

5.6.3. KWK-Stromerzeugung und Nettostromerzeugung im Szenarienvergleich

Die Auswirkungen einer staatlich geförderter Fernwärmeversorgung und einer restriktiven Treibhausgasminderung auf die KWK-Stromerzeugung sind im vorliegenden Abschnitt beschrieben. In Abb. 5.41 ist die KWK-Nettostromerzeugung

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

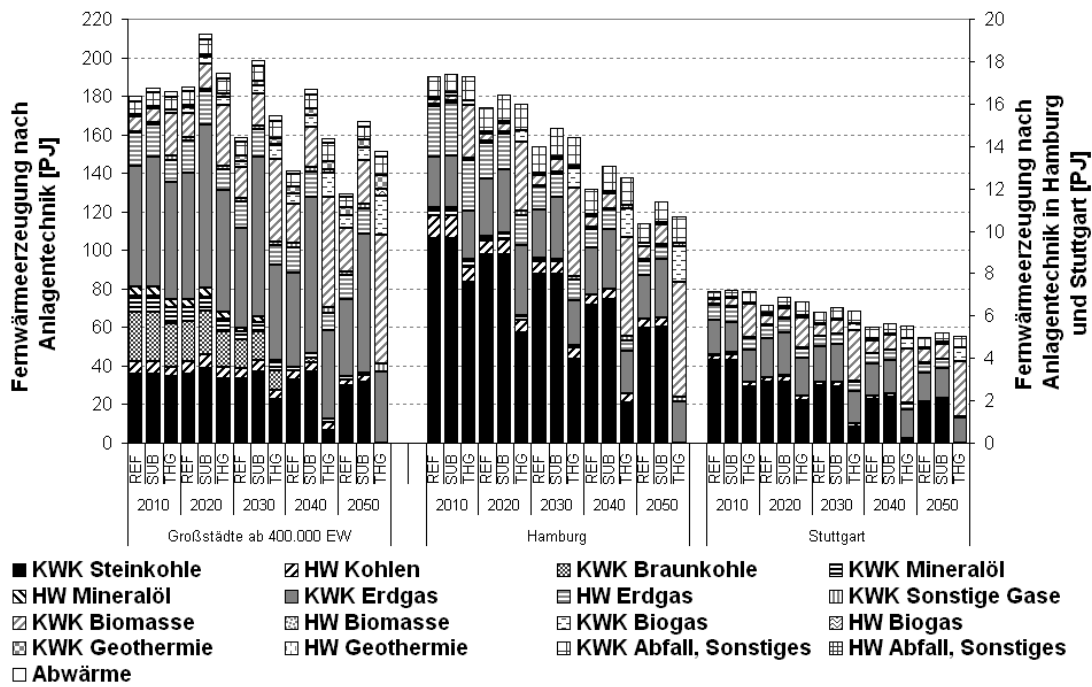


Abb. 5.40.: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung nach Anlagentechnologie in „Großstädte ab 400 00 Einwohner“ und Hamburg und Stuttgart

nach Energien in den Szenarien dargestellt. Darin sind die Beiträge der KWK-Anlagen mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS⁴⁶) an der Stromerzeugung berücksichtigt.

Im Referenzszenario ist vor allem als Folge des KWK-Gesetzes (vgl. Abschnitt 2.4.1, Seite 18) mit einem Anstieg der KWK-Stromerzeugung zu rechnen. Der höchste Wert an KWK-Strom von 102,8 TWh wird in der Referenz in 2020 erreicht und entspricht einer Steigerung von 49,0 % gegenüber dem Stand aus 2005. Danach nimmt die KWK-Stromerzeugung auf 85,8 TWh in 2050 ab. Erdgas-KWK-Anlagen tragen am meisten zur KWK-Stromerzeugung bei. Deren Anteil beträgt 2050 etwa 42,5 % des gesamten KWK-Stroms. Den größten Anstieg in der KWK-Stromerzeugung ist bei Biomasse-KWK-Anlagen zu verzeichnen: Bis 2050 erhöht sich deren Anteil auf 28,9 %. Heizkraftwerke, die mit erneuerbaren Energien beheizt werden (Biomasse-, Biogas- und Geothermie-KWK-Anlagen) tragen im Referenzszenario zu 40,8 % der KWK-Stromerzeugung bei. Während die Stromproduktion in KWK-Anlagen mit biogenen Energien zunimmt, geht diese in Kohle-KWK-Anlagen ständig zurück. In 2050 beträgt der KWK-Stromanteil der kohlebefeierten Anlagen (Stein- und Braunkohle) zusammen 12,9 %, wobei darin mit 7,0 % der Anteil der KWK-

⁴⁶ Carbon Capture and Storage

Stromerzeugung aus Anlagen mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung enthalten ist.

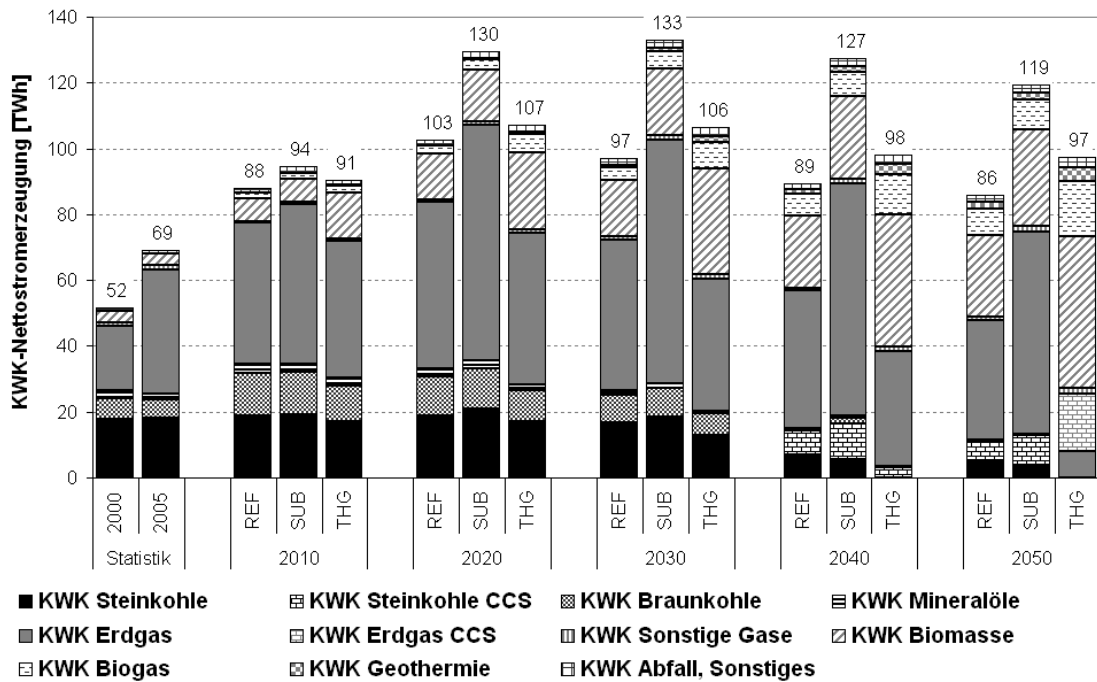


Abb. 5.41.: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Energieträger in den Szenarien

Auch im Treibhausgasminderungsszenario wird die höchste KWK-Stromerzeugung in 2020 erreicht, während im Subventionsszenario der höchste Beitrag der KWK-Anlagen an der Stromerzeugung mit einer zeitlichen Verzögerung von 10 Jahren erst in 2030 eintritt. Die zeitliche Differenz ergibt sich aus der durchschnittlichen Bauzeit der für die Fernwärmenetze unterstellt ist. Im Subventionsszenario steigt die KWK-Stromerzeugung bis 2030 auf 133,1 TWh an und verringert sich anschließend bis 2050 auf 119,4 TWh. Der prozentuale Anstieg der KWK-Stromerzeugung in 2050 beträgt 73,0 % gegenüber 2005. Bezüglich des Referenzszenarios wird durch die Förderung der Fernwärmeversorgung in 2050 etwa 39,1 % (33,6 TWh) zusätzlicher KWK-Strom erzeugt. Die erhöhte KWK-Stromerzeugung im Subventionsszenario ergibt sich zum Einem aus dem zusätzlichen Zubau von Erdgas- und Biomasse-KWK-Anlagen und zum Anderen aus der Erhöhung der anlagen-spezifischen Stromkennzahl von KWK-Anlagen. Im Subventionsszenario haben Erdgas- und Biomasse-KWK-Anlagen in 2050 mit 76,3 % den größten Anteil an der KWK-Stromerzeugung. Steinkohle-KWK-Anlagen erzeugen etwa 10,8 % und Biogas-KWK-Anlagen etwa 7,5 % des KWK-Stroms. Der Anteil aus Müllheizkraftwerken, Geothermie-KWK-Anlagen und KWK-Anlagen aus sonstigen

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

Gasen und Mineralölen an der KWK-Stromerzeugung beträgt zusammen 5,4 %. Ab 2040 werden im Subventionsszenario vermehrt Steinkohle-KWK-Anlagen mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung zur KWK-Stromerzeugung eingesetzt. Der Einsatz dieser Anlagen ist vornehmlich aus dem Kostendruck bei der Strom- und Wärmeerzeugung und auf die CO₂-Restriktionen im Umwandlungssektor zurückzuführen.

Im Treibhausgasminderungsszenario wird 2050 insgesamt etwa 97,4 TWh an KWK-Strom hergestellt. Gegenüber 2005 stellt dies eine Erhöhung von 41,2 % und verglichen zur Referenz eine zusätzliche Erzeugung von 13,5 % dar. Unter dem Regime der Treibhausgasminderung geht der Anteil der erdgasbefeuerten KWK-Anlagen an der KWK-Stromerzeugung auf 26,3 % (2050) zurück, wobei davon der Großteil von etwa 18,2 % aus Erdgas-KWK-Anlagen mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung erzeugt wird. Der höchste Beitrag an KWK-Strom von 46,1 TWh (47,3 %) wird im Treibhausgasminderungsszenario 2050 in KWK-Anlagen aus Biomasse gestellt. Zusammen mit Biogas-KWK-Anlagen beträgt der Anteil der biogenen Energien (Biomasse, Biogas) etwa 64,4 % der gesamten KWK-Stromerzeugung.

Im Betrachtungszeitraum wird unabhängig vom Szenario der größte Anteil des KWK-Stroms jeweils in Großstädten in Heizkraftwerken hergestellt (vgl. Abb. 5.42). Im Referenzszenario beträgt die KWK-Stromerzeugung in Großstädten 63,5 TWh (2010) und verringert sich danach um 12,8 % auf 55,4 TWh (2050). Verglichen dazu steigt die KWK-Stromerzeugung in Heizkraftwerken in Kleinstädten um durchschnittlich 42,6 % (2050: 10,5 TWh) und in Mittelstädten um 16,1 % (2050: 19,4 TWh) an.

Die Förderung der Fernwärmeversorgung führt im Subventionsszenario in den Städten zu einer Produktionserhöhung des KWK-Stroms. Den größten prozentualen Anstieg, um nahezu das Doppelte ist im Zeitraum 2010 bis 2050 bei KWK-Anlagen in „Kleinstädte bis 24 000 Einwohner“ zu verzeichnen. Aber auch die KWK-Stromerzeugung in den Anlagen von „Kleinstädte bis 11 000 Einwohner“ (67,1 %) und „Mittelstädte bis 80 000 Einwohner“ (56,3 %) weisen überdurchschnittlich hohe Steigerungsraten auf. Da die gesamten Großstädte in Deutschland in 2005/2006 über eine Fernwärmeversorgung verfügen und deren Wärmebereitstellung meist über Heizkraftwerke erfolgt, fällt in diesen Städten die zusätzliche Steigerung des KWK-Stromanteils im Verhältnis zu Klein- und Mittelstädten geringer aus. Im Subventionsszenario nimmt die KWK-Stromerzeugung in Großstädten bis 2050 gegenüber 2005 um durchschnittlich 13,7 % zu und wird vor allem durch die Netzverdichtung und periphere Erweiterung der Fernwärmeleitungen und den damit verbundenen Zu- und Ausbau von KWK-Anlagen begünstigt. Der Anstieg

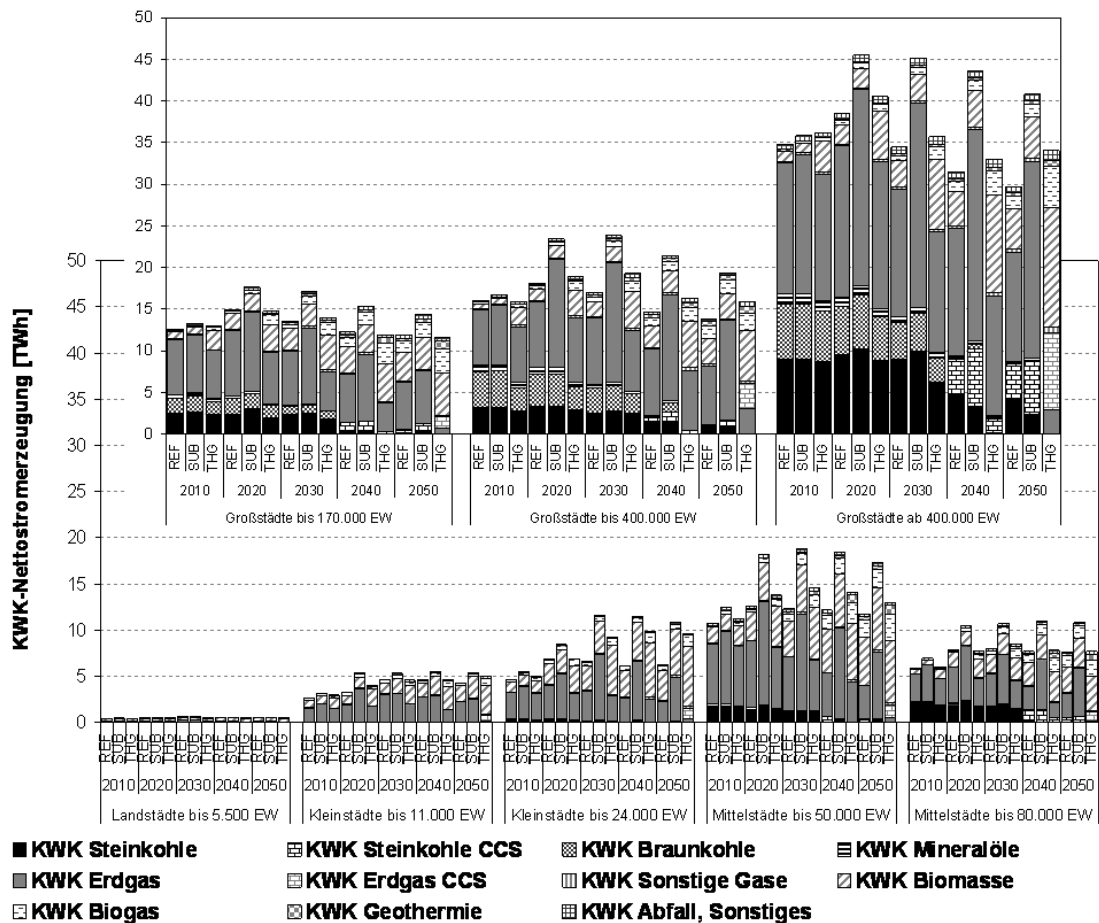


Abb. 5.42.: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Energieträger in den Gemeindekategorien in den Szenarien

der KWK-Stromerzeugung in Klein- und Mittelstädten geht überwiegend auf den Neubau von Heizkraftwerken in bislang nicht mit Fernwärme versorgten Städten zurück.

Der Minderungspfad der maximalen Treibhausgasemissionen bewirkt im Treibhausgasminderungsszenario einen Anstieg der KWK-Stromerzeugung vorzugsweise in Landstädte, Klein- und Mittelstädte. Die Ursache dafür liegt darin, dass gegenwärtig bei der Wärmeversorgung dieser Städte dezentrale und heizölbefeuerte Heizkessel überwiegen. Um den Ausstoß an Treibhausgasen zu senken wird bis 2050 die dezentrale Wärmeversorgung aus fossilen Brennstoffen in Heizkesseln allmählich durch Biomasse- und Biogas-KWK-Anlagen ersetzt. Die Inbetriebnahme dieser KWK-Anlagen führt zur Erhöhung des KWK-Stroms. Im Treibhausgasminderungsszenario steigt die Stromerzeugung in KWK-Anlagen in Kleinstädten von durchschnittlich 8,7 % (2010: 7,9 TWh) auf 14,9 % (2050: 14,6 TWh) und in Mittelstädten von 19,0 % (2010: 17,2 TWh) auf 21,2 % (2050: 20,7 TWh)

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

an. Während des gleichen Zeitraums vermindert sich die durchschnittliche KWK-Stromerzeugung in Großstädten mit einem Anteil von 71,8 % (2010: 65,1 TWh) um 5,3 % auf 63,3 % (2050: 61,6 TWh).

Im Vergleich zur KWK-Stromerzeugung im Referenzfall werden in Folge der Fernwärmeförderung und der restriktiven Treibhausgasminderung hauptsächlich in „Kleinstädte bis 24 000 Einwohner“ mehr KWK-Strom erzeugt. Im Subventionszenario profitieren zusätzlich die Anlagen in „Mittelstädte bis 50 000 Einwohner“ und „Großstädte ab 400 000 Einwohner“ von der erhöhten KWK-Stromerzeugung durch die Fernwärmeförderung.

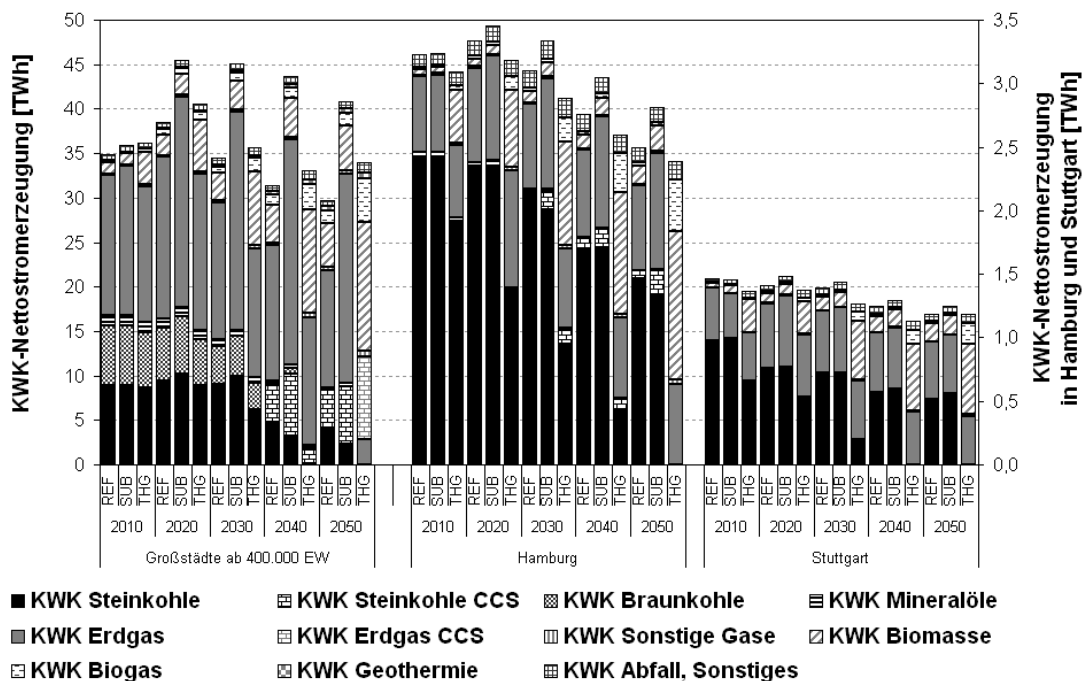


Abb. 5.43.: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Energieträger in „Großstädte ab 400 000 Einwohner“ und Hamburg und Stuttgart

Die KWK-Stromerzeugung in „Großstädte ab 400 000 Einwohnern“ geht 2050 gegenüber 2010 im Referenzszenario um 14,8 % und im Treibhausgasminderungsszenario um 6,0 % zurück, während diese Strommenge im Subventionsszenario um 13,8 % ansteigt (vgl. Abb. 5.43). In 2050 werden in „Großstädte ab 400 000 Einwohnern“ im Subventionsszenario 37,4 % und im Treibhausgasminderungsszenario 14,5 % mehr KWK-Strom als im Referenzszenario erzeugt. Während im Subventionsszenario vor allem Steinkohle- und Erdgas-KWK-Anlagen zur KWK-Stromerzeugung beitragen, werden im Treibhausgasminderungsszenario überwiegend erneuerbare Energien (Biomasse, Biogas, Geothermie und Abfälle) eingesetzt. In Hamburg und Stuttgart lassen sich im Vergleich zu 2010 weder durch eine Fern-

wärmeförderung, noch durch die Anforderung zur Treibhausgasminde- rung mehr KWK-Strom wirtschaftlich herstellen. Die KWK-Stromerzeugung ist in beiden Städten rückläufig. Während die KWK-Stromerzeugung 2050 im Subventionssze- nario in Hamburg um 12,7 % und in Stuttgart um 5,4 % über dem Ertrag der Städte im Referenzszenario liegt, fällt diese im Treibhausgasminde- rungsszenario in Hamburg um 4,2 % und in Stuttgart um 0,1 % geringer aus als der Vergleich im Referenzszenario.

Die Nettostromerzeugung ergibt sich als Summe aus der Stromerzeugung von Kon- densations- und KWK-Anlagen, abzüglich des Eigenbedarfs an Strom. Wird zu- sätzlich zu der Nettostromerzeugung der Saldo aus Stromimport und -export bilan- ziert, ergibt sich daraus die Nettostrombereitstellung. Deren Entwicklung in den Szenarien ist in Abb. 5.44 dargestellt. Auf der rechten Ordinate sind zusätzlich die Anteile des KWK-Stroms aufgetragen. Die Nettostrombereitstellung entwickelt sich im Referenzszenario rückläufig von 573 TWh (2005) um 10,5 % auf 513 TWh (2050). Im Subventionsszenario ist eine ähnliche Entwicklung mit einem Rückgang von insgesamt 8,5 % bis 2050 (524 TWh) zu verzeichnen. Einzig im Treibhaus- gasminde- rungsszenario erhöht sich die Nettostrombereitstellung gegenüber dem Betrag aus 2005 um etwa 1,0 % auf 579 TWh (2050).

Die abnehmende Strombereitstellung in Referenz- und Subventionsszenario ist auf die zurückgehende Nachfrage als Folge der degressiven Bevölkerungsentwicklung und der Effizienzsteigerungen in den elektrischen Geräten zurückzuführen. Im Treibhausgasminde- rungsszenario erhöht sich die Stromerzeugung, da viele Wär- mebedarfsanforderungen zunehmend durch elektrische Geräte gedeckt werden. So nimmt beispielsweise der Anteil fossiler Brennstoffe in den Anlagen der Wärmebe- reitstellung stark ab und wird vor allem durch elektrische Wärmepumpen ersetzt. In 2050 beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Strombereitstellung im Treibhausgasminde- rungsszenario etwa 73,2 %. Zusätzlich wird ein Saldoüber- schuss des zu importierenden Stroms in Höhe von 9,2 % benötigt.

In Referenz- und Subventionsszenario wird 2050 ein Anteil von etwa 60 % der Strombereitstellung durch Kraftwerke gedeckt, die erneuerbare Energien nutzen. Der Saldo aus Stromimport und -export ist in beiden Szenarien ausgeglichen. In- nerhalb der erneuerbaren Energien tragen vor allem Windkraftanlagen zur Strom- bereitstellung bei. Deren Anteil an der Nettostromerzeugung beträgt 2030 über 28 % und erhöht sich bis 2050 auf etwa 35 %. Ab 2030 liefern Wind-Offshore- Anlagen mehr Strom als Windkraftanlagen auf dem Land. Die CCS-Technologie wird im Treibhausgasminde- rungsszenario ab 2020 bei Erdgas-Kraftwerken und ab

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

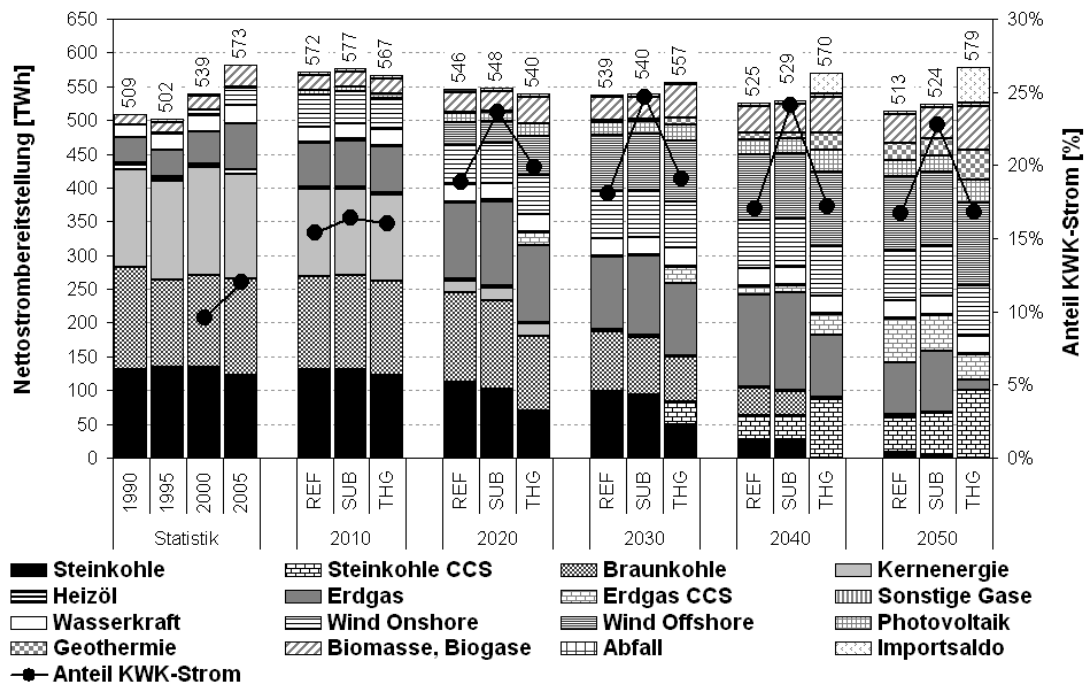


Abb. 5.44.: Entwicklung der gesamten Nettostrombereitstellung in den Szenarien /AGEB, 2010a/, eigene Berechnungen

2030 bei Steinkohle-Kraftwerken zur Abscheidung und Sequestrierung des Kohlenstoffdioxids eingesetzt. In Referenz- und Subventionsszenario gehen CCS-Anlagen erst ab 2040 zur Strombereitstellung und Minderung der CO₂-Emissionen in Betrieb. Der Anteil der Erdgas- und Steinkohle-Anlagen mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung steigt in 2050 im Treibhausgasminderungsszenario auf 23,9 % und im Referenz- und Subventionsszenario durchschnittlich auf 22,2 % der Strombereitstellung an.

Der KWK-Stromanteil erhöht sich von 12,0 % (2005) aufgrund des Einsatzes zusätzlicher KWK-Anlagen und aufgrund der Erhöhung der Stromkennzahl infolge des technologischen Fortschritts. In Referenz- und Treibhausgasminderungsszenario erreicht der KWK-Strom in 2020 mit 18,8 % (REF) und 19,8 % (THG) seinen höchsten Anteil an der Nettostrombereitstellung. Durch Förderung der Fernwärmeversorgung wird im Subventionsszenario 2020 ein KWK-Stromanteil von 23,6 % erreicht und liegt damit unter dem angestrebten Ziel der Bundesregierung von mindestens 25,0 %. Rund zehn Jahre später wird 2030 im Subventionsszenario der KWK-Stromanteil auf 24,6 % der Nettostrombereitstellung erhöht. Bis 2050 fällt allerdings dieser Anteil auf 22,8 % zurück. In Referenz- und Treibhausgasminderungsszenario wird der angestrebte Mindestanteil des KWK-Stroms nicht

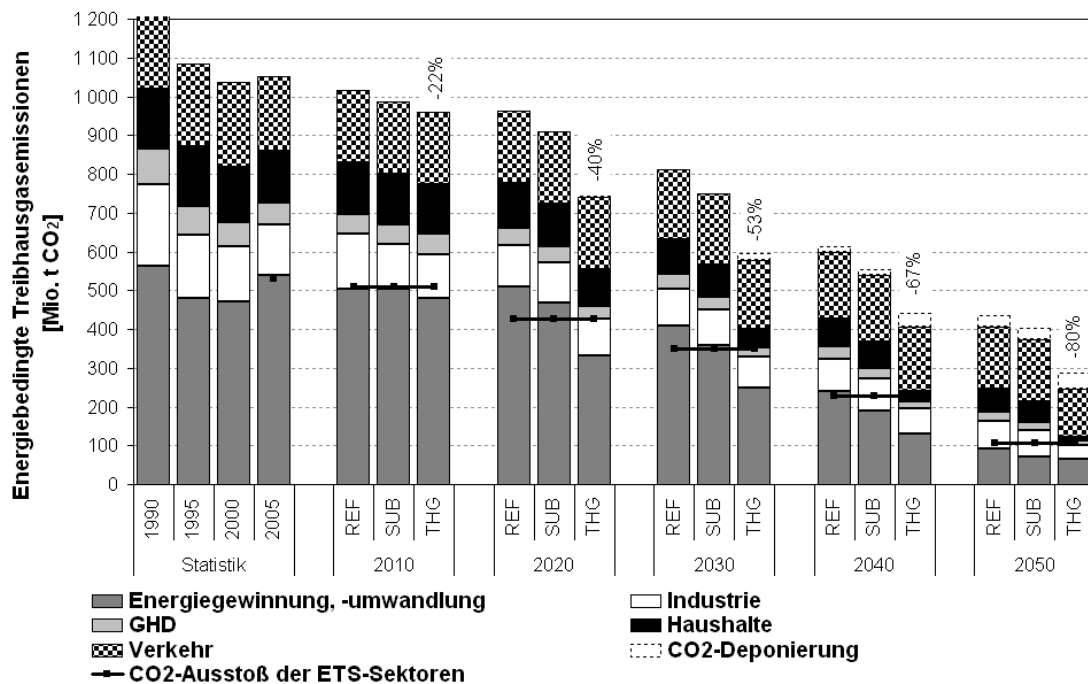


Abb. 5.45.: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in den Szenarien /BMW_i, 2011/, eigene Berechnungen

erreicht. Bis 2050 geht in beiden Szenarien der Anteil des KWK-Stroms auf 16,7 % (REF) und 16,8 % (THG) zurück.

5.6.4. Emissionen und Systemkosten im Szenarienvergleich

Die Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen in den Sektoren (Energiegewinnung und -umwandlung⁴⁷, Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistung, Haushalte und Verkehr) der Szenarien ist in Abb. 5.45 bis 2050 dargestellt. In der Grafik nachrichtlich eingezeichnet ist die Menge der CO₂-Deponierung von CCS-Anlagen sowie die maximal zulässige CO₂-Menge der am Emissionszertifikatehandel beteiligten ETS-Sektoren. Die Treibhausgasemissionen bestimmen sich mit Hilfe von CO₂-Äquivalenten. Das CO₂-Äquivalent beschreibt den Beitrag eines Treibhausgases im Verhältnis zum Beitrag von Kohlenstoffdioxid an der globalen Erwärmung über einen bestimmten Zeitraum.

Im Referenz- und Subventionsszenario nimmt der Ausstoß an Treibhausgasemissionen von 1990 in Höhe von 1.217 Mio. tCO₂⁴⁸ in der Entwicklung bis 2050 um 66,8 %

⁴⁷ Der Umwandlungssektor der Bundesrepublik Deutschland unterteilt sich in die Bereiche Mineralölverarbeitung, Kohleveredelung und Elektrizitätserzeugung.

⁴⁸ Bilanziert sind Treibhausgasemissionen ohne Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft. Der Emissionswert in 1990 weicht von dem Bezugswert des Kyoto-Abkommens von

5. Modellgestützte Analyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland

(REF) und 67,4 % (SUB) ab. Die Reduzierung der Treibhausgase im Treibhausgasminderungsszenario entspricht den Vorgaben nach Tabelle 5.7 auf Seite 98.

Im Umwandlungssektor sind Investitionen in Maßnahmen, die neben der Energieeinsparung Treibhausgasemissionen reduzieren, verglichen zu den Kosten von Energieeinsparmaßnahmen in anderen Sektoren günstiger. Dies liegt größtenteils daran, dass der Umwandlungssektor durch eine Vielzahl unterschiedlicher Anlagentechnologien mit verschiedensten Brennstoffen geprägt ist. Durch die große Anzahl an Anlagen und Brennstoffe ergeben sich viele unterschiedliche Energieeinsparmaßnahmen. So lassen sich im Umwandlungssektor Treibhausgasemissionen z. B. durch Substitution kohlenstoffreicher Energieträger durch kohlenstoffarme bzw. kohlenstofffreie Energieträger, durch Effizienzsteigerungen der technischen Prozesse bei der Energieumwandlung oder durch Maßnahmen zur Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoffdioxid von über 80,0 % gegenüber dem Ausgangswert in 1990 einsparen. Sind die wirtschaftlichen Maßnahmen im Umwandlungssektor ausgeschöpft werden anschließend Investitionen zur Verringerung von Treibhausgasen in den Sektoren GHD, Industrie und Haushalte vorgenommen. Am geringsten fällt die Reduktion an Treibhausgasen im Verkehrssektor aus und hat seine Ursache darin, dass ein Ersatz an Verbrennungsmotoren, die mit kohlenstoffreichen Brennstoffen betrieben werden, durch alternative Technologien mit kohlenstoffärmeren Brennstoffen, wie z. B. Gas- und Elektromotoren sowie solarbetriebener Antriebe sehr kostenintensiv ist. Bis 2050 ist im Referenz- und Subventionsszenario mit einer Abnahme der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor um 19,2 % (REF) und 18,8 % (SUB) zu rechnen. In 2050 trägt der Verkehrssektor mit einem Anteil von über 40 % am meisten zum Ausstoß von Treibhausgasen bei.

Im Treibhausgasminderungsszenario fallen gegenüber 1990 die höchsten Einsparungen von Treibhausgasen im Haushaltssektor (95 %) an, gefolgt von den Einsparungen im Umwandlungssektor (88,4 %), GHD-Sektor (87,5 %) und in der Industrie (83,0 %). Im Verkehrssektor des Treibhausgasminderungsszenarios wird 2050 gegenüber 1990 eine Einsparung von etwa 35,7 % an Treibhausgasemissionen erreicht. Durch die Förderung der Fernwärmeversorgung werden im Subventionsszenario 2050 gegenüber dem Referenzfall insgesamt etwa 7,8 % (32 Mio. tCO₂) weniger Treibhausgase emittiert. Im Treibhausgasminderungsszenario liegt die Differenz zum Treibhausgasausstoß der Referenz 2050 bei 33,9 % (158 Mio. tCO₂).

Während im Treibhausgasminderungsszenario ab 2030 verstärkt CCS-Anlagen zur Reduzierung von Treibhausgasen eingesetzt werden, werden diese im Referenz- und

1.232 Mio. tCO₂ leicht ab, da dort je nach emittierten Gas das Jahr 1990 bzw. 1995 zugrunde gelegt wird.

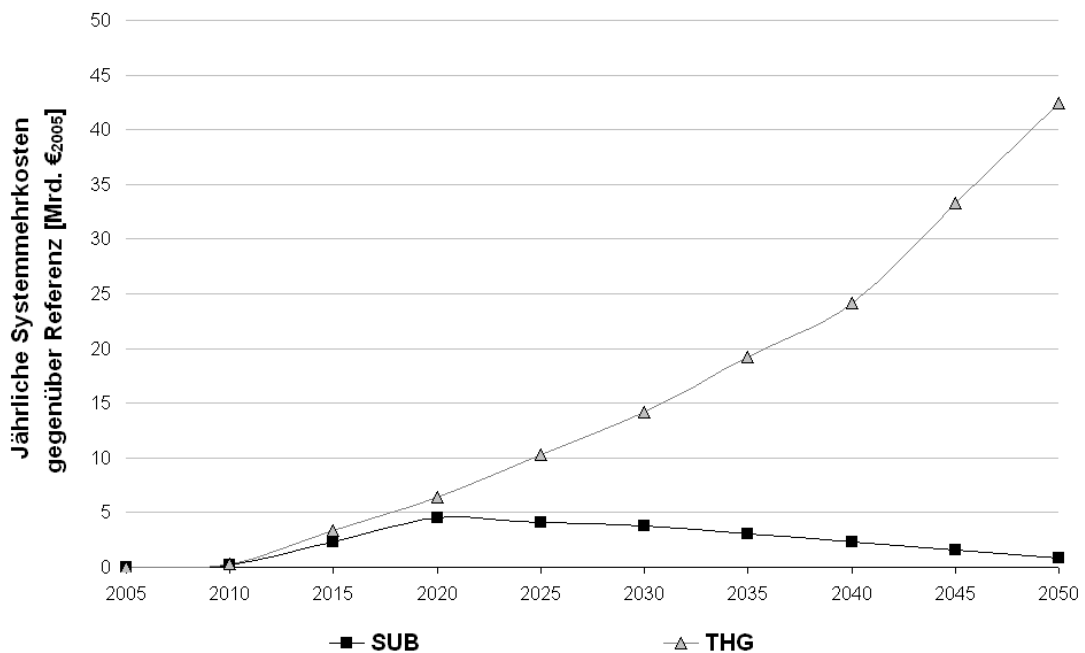


Abb. 5.46.: Entwicklung der Energiesystemmehrkosten in den Szenarien

Subventionsszenario erst ab 2040 genutzt. Durch die Nutzung von CCS-Anlagen werden bis 2050 im Referenzszenario etwa 45,0 Mio. tCO₂, im Subventionsszenario 45,3 Mio. tCO₂ und im Treibhausgasminderungsszenario 96,7 Mio. tCO₂ weniger Emissionen an Treibhausgasen freigesetzt.

Die Entwicklung der Mehrkosten der Energiesysteme in den Vergleichsszenarien gegenüber dem Referenzszenario ist in Abb. 5.46 dargestellt. Die Mehrkosten des Energiesystems im Treibhausgasminderungsszenario steigen sukzessive auf 42,5 Mrd. € in 2050 an. Der Grund für diese Entwicklung liegt darin, dass zunehmend in Technologien mit erneuerbare Energien investiert werden muss, um die Einschränkungen des vorgegebenen Minderungspfads an Treibhausgasen einzuhalten. Im Subventionsszenario steigen die Systemmehrkosten bis 2030 auf 4,5 Mrd. € an und gehen bis 2050 auf 0,9 Mrd. € zurück. Die Förderung der Fernwärmeversorgung verursacht im Energiesystem gegenüber dem Referenzszenario Mehrkosten. Diese liegen in 2020, dem Zeitpunkt der größten Fernwärmenutzung am höchsten, da zur Deckung der Fernwärmenachfrage vor allem in KWK-Anlagen investiert werden, die gegenüber den Anlagen zur getrennten Strom- und Wärmeerzeugung in Kondensationskraftwerken und Heizwerken höhere Investitions- und Betriebskosten aufweisen. Die Systemmehrkosten gehen im Subventionsszenario nach 2020, aufgrund der rückläufigen Fernwärmeentwicklung infolge der abnehmenden Nutzwärmenachfrage, ausgelöst durch den Bevölkerungsrückgang und der Weiterentwicklung in bessere Wärmedämmstandards, zurück.

6. Schlussbetrachtung

In der vorliegenden Arbeit werden regionale Entwicklungsmöglichkeiten von KWK-Anlagen und der Fernwärmeversorgung in Deutschland unter Berücksichtigung umwelt- und energiepolitischer Rahmenbedingungen bis 2050 dargestellt. Die Arbeit setzt sich aus einem analytischen und einem methodischen Teil zusammen: Im analytischen Teil wurde das technische Potenzial der regionalen Fernwärmenutzung zur Wärmebedarfsdeckung hergeleitet, während im methodischen Teil das Energiesystemmodell *TIMES-AREA* entwickelt wurde, um den Wärmemarkt unterschiedlicher Gemeindekategorien abzubilden. Mit Hilfe der modellgestützten Energiesystemanalyse wurden verschiedene Szenarien untersucht und die Entwicklungsmöglichkeit der Fernwärmeversorgung aufgezeigt.

Ein Teilaspekt der Untersuchung bestand darin, darzustellen, ob unter Fortschreibung der energiepolitischen Rahmenbedingungen das von der Bundesregierung angestrebte Ziel die Stromerzeugung von KWK-Anlagen bis 2020 auf mindestens 25 % zu steigern, erreicht werden kann. KWK-Anlagen zeichnen sich durch eine gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung und durch eine hohe Brennstoffausnutzung aus. Ein wirtschaftlicher Betrieb von KWK-Anlagen setzt allerdings Abnahmestrukturen mit ausreichend hohen Strom- und Wärmesenken voraus. Da die Wärmeverbrauchsstrukturen eng an regionale Gegebenheiten gebunden sind, ist die Ermittlung des regionalen Nutzwärmebedarfs und des Potenzials der Fernwärmenutzung zur Deckung des Wärmebedarfs wesentlicher Teil der Arbeit.

Anhand geeigneter Indikatoren wurde zunächst die Entwicklung des Nutzwärmebedarfs in den Gemeinden Deutschlands bestimmt, um darauf aufbauend das Potenzial der Fernwärmenutzung zur Wärmebedarfsdeckung abzuleiten. Wichtige Einflussfaktoren, wie z. B. die Bevölkerungsentwicklung und die Fortführung gesetzlicher Vorgaben zur Energieeinsparung und Nutzung erneuerbarer Energien fließen in die Analyse ein. Im Haushaltssektor beruht die Ermittlung des Nutzwärmebedarfs auf der Gebäudetypmethode. Dazu wurde der Bestand an Wohngebäuden erfasst und in unterschiedliche Gebäudetypen klassifiziert. Über eine Wärmebedarfsanalyse verschiedener Wohngebäude und einem zugrunde gelegten jährlichen

6. Schlussbetrachtung

personenbezogenen Warmwasserverbrauch wurde ein spezifischer Wärmebedarf der Gebäudetypen ermittelt. Mit Hilfe von vorgegebenen Zubau- und Abrissquoten konnte die Entwicklung der Wohnflächen und der Verlauf des Nutzwärmebedarfs in den Haushalten der Gemeinden bestimmt werden. Der Nutzwärmebedarf in GHD- und Industriesektor basiert auf der Anzahl sozialversicherungspflichtig beschäftigter Arbeitnehmer und Erwerbstätigen. Anhand vergangener Verbrauchswerte wurden in den Branchen spezifische Wärmebedarfskennwerte je Beschäftigte ermittelt und mit Hilfe einer Abschätzung über die Entwicklung der Beschäftigten in den Gemeinden auf den Verlauf der Nutzwärmenachfrage in GHD- und Industriesektor geschlossen.

Das Potenzial der Fernwärmenutzung zur Deckung der Wärmenachfrage in den Gemeinden wurde über die Siedlungstypmethode und einer Analyse der Siedlungsflächen abgeleitet. Die Gemeinden Deutschlands wurden in acht unterschiedliche Gemeindekategorien unterteilt und in jeder Gemeindekategorie wurde bei einer exemplarischen Gemeinde die Siedlungsstruktur hinsichtlich der Siedlungsfläche und der Fernwärmenutzung detailliert erfasst. Die Ausbaupotenziale der Fernwärmenutzung zur Deckung des Wärmebedarfs wurden unter Beachtung topologischer Restriktionen in den Siedlungsflächen abgeschätzt. Das gesamte Potenzial der Fernwärmenutzung in den Gemeinden bestimmt sich aus der Übertragung eines Verteilungsschlüssels auf die Siedlungsflächen der Gemeinden. Über eine Prognose für den Verlauf der Siedlungsflächen wurde auf die Entwicklung des Potenzials der Fernwärmenutzung geschlossen. Das technisch erschließbare Potenzial der Fernwärmenutzung zur Deckung der Wärmenachfrage beträgt in Deutschland 2020 etwa 738 PJ und 2050 etwa 449 PJ.

Um Rückschlüsse auf das wirtschaftliche Potenzial der Fernwärmeversorgung und der KWK-Strommenge zu ziehen, wurde die modellgestützte Energiesystemanalyse verwendet. Derzeitige Energiesystemmodelle bilden den Wärmemarkt sowohl bei der Erzeugung als auch bei der Verteilung aggregiert ohne Berücksichtigung regionaler Siedlungsstrukturen ab. Mit dem Ziel eine detaillierte Analyse der Wärmeversorgung in den Gemeindekategorien zu ermöglichen wurde das regionalisierte Energiesystemmodell *TIMES-AREA* entwickelt. Bei der „regionalen“ Untersuchung der Wärmeverbrauchsstrukturen im Energiesystemmodell handelt es sich um eine vereinfachte regionalisierte Betrachtung des Wärmemarkts in den Gemeindekategorien. Die Struktur der Wärmeversorgung wurde in *TIMES-AREA* detailliert implementiert. Innerhalb der Gemeindekategorie „Großstädte ab 400 000 Einwohner“ werden Hamburg und Stuttgart als separate Stadtkategorien ausgewiesen. Das ermittelte technisch erschließbare Potenzial der Fernwärmenutzung wurde im Modell

als Obergrenze für die Fernwärmeversorgung vorgegeben. Die Ausbaumöglichkeiten der Fernwärmeversorgung wurden dabei über den Ansatz der gemischt ganzzahligen linearen Optimierung abgebildet. Zudem wird dem Modell *TIMES-AREA* eine kostenminimierende Zielfunktion hinterlegt, um als Ergebnis die Ausgestaltung des kostengünstigsten Energiesystems unter Vorgabe verschiedener wirtschaftspolitischer und ökologischer Rahmenbedingungen zu erhalten. Mit *TIMES-AREA* wurde ein geeignetes Hilfsmittel entwickelt, das den regionalisierten Wärmemarkt mit seinen Wechselwirkungen zum Strommarkt und Verkehrssektor darstellt. Damit lassen sich Auswirkungen von Maßnahmen, die den Wärmemarkt einer einzelnen Gemeindekategorie betreffen, auf das gesamte Energiesystem untersuchen.

Mit Hilfe der Szenarienanalyse wurden die Einflüsse einer Fernwärmeförderung und einer stringenten Treibhausgasminderung auf die Fernwärmeversorgung und KWK-Stromerzeugung untersucht. Es wurden drei verschiedene Szenarien miteinander verglichen, wobei das Referenzszenario (REF) als Vergleichsmaßstab für die Fortführung der Energiepolitik vom Ende des letzten Jahrzehnts dient. Das Subventionsszenario (SUB) unterstellt eine 30 %-ige Förderung der Investitionskosten für den Neu- und Ausbau der Fernwärmenetze und das Treibhausgasminderungsszenario (THG) stellt die Entwicklung des Energiesystems bei einem vorgegebenen Reduktionspfad an Treibhausgasen dar.

Aus der Modellanalyse geht hervor, dass die angestrebte Erhöhung der KWK-Stromerzeugung unter den bisherigen energiepolitischen Rahmenbedingungen nicht zu erreichen ist. Der KWK-Stromanteil liegt bei Fortschreibung der bisherigen Energiepolitik 2020 bei 18,8 % der Nettostromerzeugung. Selbst bei einer 30 %-igen Förderung für den Ausbau der Fernwärmenetze ist das anvisierte Ziel nicht umsetzbar. Im Subventionsszenario liegt in 2020 der Anteil des KWK-Stroms mit 23,6 % knapp unterhalb des angestrebten Ziels der Bundesregierung. Das Verfehlen der angestrebten Mindestanteile der KWK-Stromerzeugung liegt zum Einen in der Abnahme der Wärmenachfrage und dem daraus folgenden vermindertem Betrieb der KWK-Anlagen und zum Anderen in dem hohen Investitionsaufwand für den Neu- und Ausbau der Fernwärmenetze. Der Rückgang der Nutzwärmenachfrage ist vor allem auf die unterstellte rückläufige Bevölkerungsentwicklung und der Erhöhung der Wärmedämmstandards in den Gebäuden zurückzuführen. Aufgrund der hohen Erschließungskosten und dem zunehmenden Wettbewerb im Wärmemarkt wird die Fernwärmeversorgung ab 2020 nicht weiter ausgebaut werden können. Ausreichend hohe Potenziale zur Fernwärmenutzung liegen zum Teil in den Gemeinden vor, die allerdings wirtschaftlich nicht in vollem Umfang erschlossen werden können. Das technisch erschließbare Potenzial der Fernwärmenutzung

6. Schlussbetrachtung

ist dem Endenergieverbrauch von Fernwärme in den Szenarien in Abb. 6.1 gegenübergestellt. Um die Werte von Nutz- und Endenergie miteinander zu vergleichen, ist ein pauschaler Nutzungsgrad von 90 % unterstellt. Während sich zwischen 2020 und 2050 unter Fortsetzung der Energiepolitik vom Ende des letzten Jahrzehnts ein Endenergieverbrauch der Fernwärme einstellt, das einen Anteil von 57 % (2020) und 70 % (2050) des technischen Potenzials erschließt, ergibt die Förderung des Netzneu- und -ausbaus eine Fernwärmenutzung mit einem Anteil von 71 % (2020) und 95 % (2050) des technischen Potenzials. Durch die Vorgabe der Treibhausgas-minderung resultiert eine Fernwärmenutzung, die bei 60 % (2020) und 83 % (2050) des technisch erschließbaren Potenzials der Fernwärmenutzung liegt.

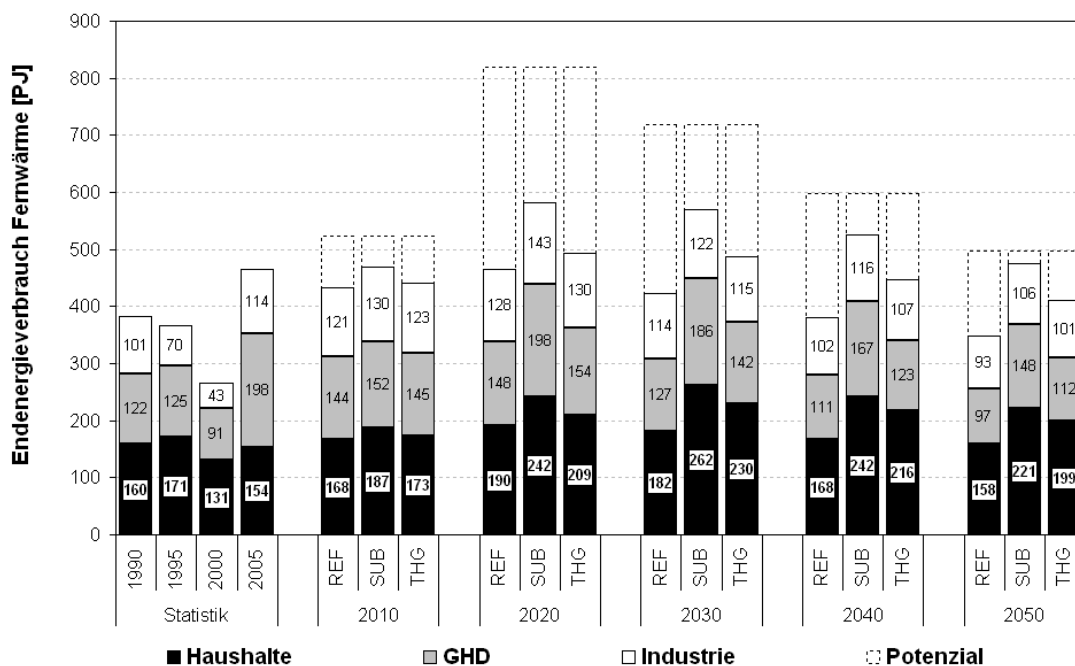


Abb. 6.1.: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Fernwärme in den Szenarien gegenüber dem ermittelten Potenzial der Fernwärmenutzung bei einem unterstellten Nutzungsgrad von 90 %

Der Ausbau der Fernwärmeversorgung konzentriert sich vor allem auf den Haushaltssektor in Klein- und Mittelstädten („Kleinstädte bis 24 000 Einwohner“ und „Mittelstädte bis 80 000 Einwohner“). Der Fernwärmeausbau dieser Städte erfolgt überwiegend durch Aufbau der Fernwärmeversorgung in bislang nicht mit Fernwärme versorgten Gemeinden. Großstädte tragen mit 64 % den höchsten Anteil an der Fernwärmeversorgung. In Großstädten wird die abnehmende Nutzwärmenachfrage teilweise durch zusätzliche Netzverdichtung und periphere Erweiterung der Fernwärmeversorgung ausgeglichen. Von der Förderung der Fernwärmenetze

profitiert vor allem der GHD-Sektor in Klein- und Mittelstädten. Neben der Fernwärmeförderung steigt durch die unterstellte Treibhausgasreduzierung die Fernwärmeversorgung als Ersatz für die Wärmeerzeugung aus fossilen Energien leicht an.

In der Entwicklung bis 2050 wird der meiste KWK-Strom von 133 TWh in 2030 bei Förderung der Fernwärmeversorgung erzeugt. Dieser Wert liegt um 22,8 % (REF) und 24,3 % (THG) über der Höchstmenge der erzeugten KWK-Strommenge in den beiden anderen Szenarien. Erdgas-KWK-Anlagen tragen am meisten zur KWK-Stromerzeugung bei. Deren Anteil an der gesamten KWK-Strommenge liegt zwischen 2010 und 2050 bei durchschnittlich 43,6 % (REF), 65,3 % (SUB) und 34,0 % (THG). Ab 2030 werden Erdgas-KWK-Anlagen zunehmend durch Biomasse- und Biogas-KWK-Anlagen verdrängt.

Ausblick auf weiterführende Arbeiten

Die Bedarfsanalyse der Nutzwärme im GHD- und Industriesektor der Gemeinden basiert auf beschäftigtenbezogenen Wärmebedarfskennwerten, die anhand statistischer Angaben für die Branchen hergeleitet wurden. Dieser Ansatz birgt Nachteile: So werden Handelsniederlassungen und Produktionsstätten gleicher Branchen mit demselben Kennwert bewertet. Um die Nachteile des pauschalen Ansatzes auszugleichen, wurden in dieser Arbeit Gewichtungsfaktoren eingeführt. Aussagekräftiger erscheint eine Vorgehensweise, die den Wärmebedarf auf Grundlage von Nutzflächen in den Unternehmen des GHD-Sektors analysiert. Im Industriebereich bietet sich für die Wärmebedarfsanalyse eine Untersuchung an, die sich detailliert an den Wärmeverbrauch einzelner industrieller Prozesse anlehnt.

In zukünftigen Untersuchungen könnte die KWK-Förderrate parametrisiert werden. In dieser Arbeit wurde die Förderung der Fernwärmeversorgung mit 30 % der Investitionskosten für den Neu- und Ausbau der Fernwärmenetze angenommen. Eine Untersuchung, die den Anteil der Förderung anhand unterschiedlicher Förderraten vorgibt, um auf die Fragestellung einzugehen, ab welcher Förderung sich ein KWK-Stromanteil von mindestens 25 % in 2020 ergibt, erscheint sinnvoll. Mit dem Modell *TIMES-AREA* wurde ein Hilfsmittel entwickelt um auf diese Fragestellungen einzugehen.

Literaturverzeichnis

- AGEB 2010a** AGEB: *Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2009*. AG Energiebilanzen e. V., 2010. – <http://www.ag-energiebilanzen.de>
- AGEB 2010b** AGEB: *Der Endenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2008 nach Sektoren, Energieträgern und Anwendungsbereichen*. AG Energiebilanzen e. V., 2010
- AGFW 1999** AGFW: *Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 1998*. Frankfurt am Main : AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., 1999
- AGFW 2001** AGFW: *Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 2000*. Frankfurt am Main : AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., 2001
- AGFW 2004a** AGFW: *Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien*. Bd. 2/3. Frankfurt am Main : AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., 2004
- AGFW 2004b** AGFW: *Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien*. AGFW-Hauptstudie. Bd. 1/3. Frankfurt am Main : AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., 2004
- AGFW 2006** AGFW: *Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 2005*. Frankfurt am Main : AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., 2006

- AGFW 2007** AGFW: *Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 2006*. Frankfurt am Main : AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., 2007
- AGFW 2009** AGFW: *Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 2007*. AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., 2009
- AGFW 2010a** AGFW: *Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 2008*. Frankfurt am Main : AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., 2010
- AGFW 2010b** AGFW: *Leistungs-Bilanz 2009*. Frankfurt am Main : AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., 2010. – <http://www.agfw.de>
- ASUE 2002** ASUE: *KWK-Gesetz 2002. Grundlagen, Fördermechanismus, praktische Hinweise*. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., 2002
- ASUE 2003** ASUE: *Optimierung von Wärmenetzen bei KWK-Anlagen*. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., 2003. – <http://www.asue.de>
- ASUE 2007** ASUE: *Der Energieausweis für den Gebäudebestand*. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., 2007
- Atomgesetz 2009** ATOMGESETZ: *Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren*. 2009. – <http://www.juris.de>
- BAFA 2008** BAFA: *Basis- und Bonusförderung im Marktanzreizprogramm 2008*. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2008. – <http://www.bafa.de>
- BBR 2006** BBR ; BUCHER, Hansjörg (Hrsg.) ; GATZWEILER, Hans-Peter (Hrsg.) ; GÖBEL, Nicole (Hrsg.) ; SCHLÖMER, Claus (Hrsg.) ; SCHÜRT, Alexander (Hrsg.) ; WALTERSBACHER, Matthias (Hrsg.): *Raumordnungsprognose 2020/2050*. Bonn : Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR), 2006
- BBR 2007** BBR: *Technologische Neuerungen im Bauen und Wohnen. Initiative "Kostengünstig qualitätsbewusst Bauen"*. Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, 2007
- BBR 2008** BBR: *Raumordnungsprognose 2025*. Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, 2008

- BDEW 2006** BDEW: *Endenergieverbrauch in Deutschland 2005*. Berlin : Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2006
- BDEW 2007** BDEW: *Endenergieverbrauch in Deutschland 2006*. Berlin : Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2007
- BDEW 2008** BDEW: *Endenergieverbrauch in Deutschland 2007*. Berlin : Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2008
- BDH 2007** BDH: *Pressemitteilung „Markteinbruch bei Modernisierungen gefährdet Klimaziele“*. Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik, 2007
- Becker 2000** BECKER, Rolf C.: *Auswirkungen des Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung auf die CO₂-Emissionen und die Beschäftigung*. Berlin : Logos Verlag, 2000
- Beckmann u. a. 1996** BECKMANN, Giesela ; BUCHER, Hansjörg ; GATZWEILER, Hans-Peter ; HECK, Birgit ; JACOBS, Petra ; KOCKS, Martina ; LOSCH, Siegfried ; OSENBERG, Hanno ; SIEDHOFF, Mathias: *Raumordnungsprognose 2010. Teilbereiche: Private Haushalte, Wohnungen, Wohnbauland. Materialien zur Raumentwicklung*. Bundesforschungsanstalt für Landeskunde und Raumordnung, 1996
- Besier 2008** BESIER, Rolf: *Veränderungen der Fernwärmerohrnetze in Deutschland 2007*. In: *EuroHeat & Power*, Heft 10 (2008), Nr. 37, S. 38–39
- BHKW-Infozentrum 2011** BHKW-INFOZENTRUM: *KWK-Zuschlag*. 2011. – <http://www.kwkg-novelle.de>
- BINE 2004** BINE: *Vakuum-Isolation in Fassadenelementen*. Bonn : BINE Informationsdienst, 2004. – <http://www.bine.info>
- Blesl 2002** BLESLE, Markus: *Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs*. Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, IER Forschungsbericht, Band 92, 2002
- Blesl 2007** BLESLE, Markus: *KWK-Anlagenbestand: Potenziale für weitere Modernisierungen*. In: *EuroHeat&Power* Heft 4 (2007), S. 40–44
- Blesl 2008** BLESLE, Markus: *Siedlungsstrukturen und leitungsgebundene Wärmeversorgung*. In: *AGFW-Seminar: Bioenergie als Impulsgeber für Nahwärme*. Oberhausen, 2008

- Blesl u. a. 2005** BLES�, Markus ; FAHL, Ulrich ; KEMPE, Stephan ; VOSS, Alfred: Wirtschaftlichkeit neuer Stromerzeugungstechniken im Hinblick auf eine nachhaltige Entwicklung. In: *ew - das magazin für die energie wirtschaft*, Heft 13 (2005), S. 32–37
- Blesl u. a. 2001** BLES�, Markus ; FAHL, Ulrich ; VOSS, Alfred: *Bestandsanalyse der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in der Bundesrepublik Deutschland*. Gutachten im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2001
- Blesl und Kempe 2010** BLES�, Markus ; KEMPE, Stephan: Erfassung des räumlich hoch aufgelösten Raumwärmebedarfs. In: *EuroHeat & Power*, Heft 1-2 (2010), Nr. 39, S. 28–33
- Blesl u. a. 2009** BLES�, Markus ; KEMPE, Stephan ; OHL, Michael ; KÖNIG, Andreas ; JENSSEN, Till ; ELTROP, Ludger: *Wärmeatlas Baden-Württemberg. Erstellung eines Leitfadens und Umsetzung für Modellregionen*. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, 2009
- BMU 2010** BMU: *Erneuerbare Energie in Zahlen*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2010
- BMVBS 2007a** BMVBS: *CO₂ Gebäudereport 2007*. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, 2007. – <http://www.bmvbs.de>
- BMVBS 2007b** BMVBS: *Programme der Städtebauförderung*. Berlin : Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, 2007
- BMVBS 2007c** BMVBS: *Wohnen und Bauen in Zahlen 2007*. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, 2007. – <http://www.bmvbs.de>
- BMWi 2007** BMWi: *Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm*. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2007. – <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie>
- BMWi 2008** BMWi: *Eckpunkte von Meseberg für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm*. 2008
- BMWi 2011** BMWi: *Energiedaten - nationale und internationale Entwicklung*. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2011. – <http://www.bmwi.de>

- Brooke u. a. 2003** BROOKE, Anthony ; KENDRICK, David ; MEERAUS, Alexander ; RAMAN, Ramesh: *GAMS. A User's Guide*. Washington, DC : GAMS Development Corporation, 2003
- Broydo 2007** BROYDO, Michael: *Planung und Bewertung der Fernwärmeversorgung am Beispiel einer Großstadt*, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Diplomarbeit, 2007
- David u. a. 2002** DAVID, R. ; ROUVEL, L. ; WENNING, M.: *Kostenermittlung für wärmetechnische Maßnahmen an der Gebäudehülle bei Nichtwohngebäuden*. Bd. Teil 1, IKARUS. Instrumente für Klimagas-Reduktionsstrategien. Forschungszentrum Jülich GmbH, 2002
- dena 2003** DENA: *Modernisierungsratgeber Energie*. Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2003
- DIN EN 12831 2003** DIN EN 12831: *Deutsche Norm: Heizungssysteme in Gebäuden. Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast*. Berlin : Beuth Verlag GmbH, 2003
- Doll u. a. 2008** DOLL, Claus ; EICHHAMMER, Wolfgang ; FLEITER, Tobias ; SCHADE, Wolfgang ; SCHLEICH, Joachim ; SCHLOMANN, Barbara ; SENFUSS, Frank ; WALZ, Rainer ; WIETSCHEL, Martin ; HANSEN, Patrick ; KLEEMANN, Manfred ; MARKEWITZ, Peter ; MARTINSEN, Dag ; HARTHAN, Ralph ; MATTHES, Felix ; JAKOB, Martin ; ZIESING, Hans-Joachim: *Wirtschaftliche Bewertung von Maßnahmen des integrierten Energie- und Klimaprogramms (IEKP)*. Umweltbundesamt, 2008
- Dötsch u. a. 2008** DÖTSCH, Christian ; POHLIG, Astrid ; JENTSCH, Andrej ; RICHTER, Stephan ; BOHN, Kerstin: *Handbuch zur Entscheidungsunterstützung - Fernwärme in der Fläche*. Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT und GEF Ingenieur AG, 2008
- Ebel u. a. 2000** EBEL, W. ; EICKE-HENNIG, W. ; FEIST, W. ; GROSCURTH, H.-M.: *Energieeinsparung bei Alt- und Neubauten*. Heidelberg : C.F. Müller Verlag, 2000
- EEWärmeG 2008** EEWÄRMEG: *Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG)*. 2008. – <http://www.bmu.de>
- Eikmeier u. a. 2006** EIKMEIER, Bernd ; GABRIEL, Jürgen ; KREWITT, Wolfgang ; NAST, Michael ; SCHULZ, Wolfgang: *Analyse des nationalen Potenzials*

für den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung. Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH, 2006

EnEV 2001 ENEV: *Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden.* Bundesgesetzblatt, 2001

EnEV 2007 ENEV: *Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden.* Bundesgesetzblatt, 2007

EnEV 2009 ENEV: *Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung.* Bonn : Bundesgesetzblatt, 2009

ETSAP 2002 ETSAP: *Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP): International Energy Agency Energy Technology Systems Analysis Programme: Contributing to the Kyoto Protocol, Summary of Annex VII (1999-2002).* IEA, 2002

ewi und EEFA 2008 ewi ; EEFA: *Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030.* Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2008

EWärmeG 2007 EWÄRMEG: *Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg (Erneuerbare-Wärme-Gesetz - EWärmeG).* 2007. – <http://www.landesrecht-bw.de>

Fahl u. a. 2005 FAHL, Ulrich ; KOSCHEL, Henrike ; LÖSCHEL, Andreas ; RÜHLE, Bastian ; WOLF, Helmut: *Regionale Klimaschutzprogramme - Zur integrierten Analyse von Kosten des Klimawandels und des Klimaschutzes auf regionaler Ebene.* In: *Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung*, Heft 74 (2005), Nr. 2, S. 286–309

Feist u. a. 1998 FEIST, Wolfgang ; BORSCH-LAAKS, Robert ; WERNER, Johannes ; LOGA, Tobias ; EBEL, Witta: *Das Niedrigenergiehaus. Neuer Standard für energiebewußtes Bauen.* Bd. 5. Heidelberg : C.F. Müller, 1998

Fishedick u. a. 2007 FISCHEDICK, Manfred ; SCHÜWER, Dietmar ; VENJAKOB, Johannes ; MERTEN, Frank ; MITZE, Dirk ; NAST, Michael ; SCHILINGS, Christoph ; KREWITT, Wolfram ; BOHNENSCHÄFER, Werner ; LINDNER, Klaus: *Potenziale von Nah- und Fernwärmenetzen für den Klimaschutz bis zum Jahr 2020.* Umweltbundesamt, 2007

Fishbone u. a. 1983 FISHBONE, L.G. ; GIESEN, G. ; GOLDSTEIN, G.A. ; HYMMEN, H.A. ; STOCKS, K.J. ; VOS, H. ; WILDE, D. ; ZÖLCHER, R. ; BALZER,

- C. ; ABILOCK, H.: *Users's guide for MARKAL - A Muliperiod, linear programming model for energy systes analysis*. Brookhaven National Laboratory und Kernforschungsanlage Jülich, 1983
- Förderbank 2009** FÖRDERBANK, KfW: *CO₂-Gebäudesanierungsprogramm*. Kreditanstalt für Wiederaufbau, 2009. – <http://www.kfw.de>
- Frondel u. a. 2008** FRONDEL, Manuel ; GRÖSCHE, Peter ; TAUCHMANN, Harald ; VANCE, Colin ; CHRISTIANSEN, Gerhard ; MÜLLER, Ute: *Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für das Jahr 2005*. Forschungsprojekt Nr. 15/06 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, 2008
- Gierga und Erhorn 1993** GIERGA, Michael ; ERHORN, Hans: *Bestand und Typologie beheizter Nichtwohngebäude in Westdeutschland. IKARUS Teilprojekt 5: Haushalte und Kleinverbraucher*. Forschungszentrum Jülich, 1993
- Gülec u. a. 1994** GÜLEC, T. ; KOLMETZ, S. ; ROUVEL, L.: *Energieeinsparungspotential im Gebäudebestand durch Maßnahmen an der Gebäudehülle. IKARUS Instrumente für Klimagas-Reduktionsstrategien. Teilprojekt 5: Haushalte und Kleinverbraucher*. Forschungszentrum Jülich, 1994
- Hackner 2004** HACKNER, Johannes: *Energiewirtschaftlich optimale Ausbauplanung kommunaler Fernwärmesysteme*, Technische Universität Wien, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Dissertation, 2004
- Hastings u. a. 2005** HASTINGS, Robert ; HOFFMANN, Caroline ; VOSS, Karsten: *Wohnbauten mit geringem Energieverbrauch*. C. F. Müller Verlag, 2005
- Hille 2002** HILLE, Maren: *Strategieoptionen für Energieversorgungsunternehmen als Reaktion auf einen rückläufigen Absatz im Wärmemarkt*, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg - Fachbereich 4 / Wirtschaft- und Rechtswissenschaften, Dissertation, 2002
- IER u. a. 2009** IER ; RWI ; ZEW ; IE: *Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030. Energieprognose 2009*. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart und Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Essen und Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, Mannheim und Institut für Energietechnik an der Technischen Universität (TU) Berlin, 2009
- IWU 2003** IWU: *Deutsche Gebäudetypologie*. Institut Wohnen und Umwelt, 2003. – <http://www.iwu.de>

- IWU 2007** IWU: *Basisdaten für Hochrechnungen mit der Deutschen Gebäudetypologie*. Darmstadt : Institut Wohnen und Umwelt, 2007
- IWU 2008** IWU: *Klimadaten deutscher Stationen. Gradtagszahlen*. Darmstadt : Institut Wohnen und Umwelt, 2008. – <http://www.iwu.de>
- Jank 2000** JANK, R.: *A Guidebook for Advanced Local Energy Planning*. Fachinstitut Gebäude Klima e.V. (FGK), 2000
- Jäger und Theis 2003** JÄGER, G. ; THEIS, K.A.: Kraftwerkstechnologien für die zukünftige Stromerzeugung. In: *VGB PowerTech 7* (2003), S. 27–31
- Kister 2005** KISTER: *Neufert Bauentwurfslehre*. Bd. 38. Wiesbaden : Friedrich Vieweg & Sohn Verlag, 2005
- Kleemann u. a. 2000** KLEEMANN, M. ; HECKLER, R. ; KOLB, G. ; HILLE, M.: *Die Entwicklung des Energiebedarfs zur Wärmebereitstellung in Gebäuden - Ergebnisse*. bremer energie institut, 2000
- Kleemann und Hansen 2005** KLEEMANN, Manfred ; HANSEN, Patrik: *Evaluierung der CO₂-Minderungsmaßnahmen im Gebäudebereich*. Bonn : Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, 2005
- Korda 2005** KORDA, Martin: *Städtebau. Technische Grundlagen*. Bd. 5. Teubner, 2005
- Krey 2006** KREY, Volker: *Vergleich kurz- und langfristig ausgerichteter Optimierungsansätze mit einem multi-regionalen Energiesystemmodell unter Berücksichtigung stochastischer Parameter*. Bochum, Fakultät für Maschinenbau der Ruhr-Universität Bochum, Dissertation, 2006
- KWK-Gesetz 2002** KWK-GESETZ: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz). In: *Bundesgesetzblatt*, Teil I (2002), Nr. 19
- KWK-Gesetz 2008** KWK-GESETZ: Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung. In: *Bundesgesetzblatt*, Teil I (2008), Nr. 49
- Loulou u. a. 2004** LOULOU, Richard ; GOLDSTEIN, Gary ; NOBLE, Ken: *Documentation for the MARKAL Family of Models*. Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP), 2004
- Loulou u. a. 2005a** LOULOU, Richard ; REMME, Uwe ; KANUDIA, Amit ; LEHTILA, Antti ; GOLDSTEIN, Gary: *Documentation for the TIMES Model*. Bd. I. Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP), 2005

- Loulou u. a. 2005b** LOULOU, Richard ; REMME, Uwe ; KANUDIA, Amit ; LEHTILA, Antti ; GOLDSTEIN, Gary: *Documentation for the TIMES Model - Part II*. Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP), 2005. – <http://www.etsap.org/tools.htm>
- Loulou u. a. 2005c** LOULOU, Richard ; REMME, Uwe ; KANUDIA, Amit ; LEHTILA, Antti ; GOLDSTEIN, Gary: *Documentation for the TIMES Model - Part III*. Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP), 2005. – <http://www.etsap.org/tools.htm>
- Lutsch und Witterhold 2005** LUTSCH, Werner ; WITTERHOLD, Franz-Georg: *Perspektiven der Fernwärme und der Kraft-Wärme-Kopplung. Ergebnisse und Schlussfolgerungen aus der AGFW-Studie "Pluralistische Wärmeversorgung"*. AGFW, 2005
- OECD 2005** OECD: *Projected Costs of Generating Electricity. 2005 Update*. Organisation for Economic Co-operation and Development, 2005
- Palme 1999** PALME, Peter: *Siedlungstypabhängige Wärmebedarfsanalyse und Kostenabschätzung für eine Versorgung von Stuttgart mit Fernwärme*, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Diplomarbeit, 1999
- prognos 2001** PROGNOSES: *Energiapolitische und gesamtwirtschaftliche Bewertung eines 40 %-Reduktionsszenarios*. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2001
- prognos 2007** PROGNOSES: *Potenziale für Energieeinsparung und Energieeffizienz im Lichte aktueller Preisentwicklungen*. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2007
- Pruschek und Bock 1991** PRUSCHEK ; BOCK: *Energieeinsparung durch Kraft-Wärme-Kopplung Potentiale und Grenzen*. Düsseldorf : VDI, 1991
- Quaschnig 2000** QUASCHNING, Volker: *Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert*. Düsseldorf : VDI Verlag, 2000
- Remme u. a. 2003** REMME, U. ; GOLDSTEIN, G. ; SCHLENZIG, C. ; SCHELLMANN, U.: *MESAP/TIMES - Advanced decision support for energy and environmental planning*. Berlin : Chamoni, P. and Leisten, R., 2003

- Remme 2006** REMME, Uwe: *Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell*. Stuttgart, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, IER Forschungsbericht, Band 99, 2006
- Rüffler 2001** RÜFFLER, Wolfgang: *Integrierte Ressourcenplanung für Baden-Württemberg*. Stuttgart, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, IER Forschungsbericht, Band 77, 2001
- Richter 2004** RICHTER, Stephan: *Entwicklung einer Methode zur integralen Beschreibung und Optimierung urbaner Energiesysteme. Erste Anwendung am Beispiel Augsburg*, Universität Augsburg, Lehrstuhl für Experimentelle Plasmaphysik, Wissenschaftszentrum Umwelt, Dissertation, 2004
- Roth u. a. 1980** ROTH, Ueli ; HÄUBI, Fritz ; ALBRECHT, Joachim ; BISCHOFF, Mathias ; DEUCHER, Annemarie ; HARDER, Lucius ; LANGRAF, Beatrice ; PAPE, Gisela: *Wechselwirkungen zwischen der Siedlungsstruktur und Wärmeversorgungssystemen*. Bundesministerium für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau, 1980
- Ruth u. a. 2002** RUTH, David ; ROUVEL, Lothar ; WENNING, Martin: *Kostenermittlung für wärmetechnische Maßnahmen an der Gebäudehülle bei Nichtwohngebäuden. Teilprojekt 5: Endenergie Haushalte und Kleinverbraucher*. Forschungszentrum Jülich GmbH, 2002
- Schaumann 1997** SCHAUMANN, Peter: *Klimaverträgliche Wege der Entwicklung der deutschen Strom- und Fernwärmeversorgung: Systemanalyse mit einem regionalisierten Energiemodell*. Stuttgart, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, IER Forschungsbericht, Band 36, 1997
- Schäfer 2001** SCHÄFER, Norbert: *Fernwärmeversorgung. Hausanlagentechnik in Theorie und Praxis*. Berlin, Heidelberg : Springer, 2001
- Schiffer 2005** SCHIFFER, Hans-Wilhelm: *Energiemarkt Deutschland*. Bd. 9. TÜV-Verlag, 2005
- Schlomann u. a. 2008** SCHLOMANN, Barbara ; GRUBER, Edelgard ; GEIGER, Bernd ; KLEEBERGER, Heinrich ; WEHMHÖRNER, Urs ; HERZOG, Till ; KONOPKA, Daria-Maria: *Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) für die Jahre 2004 bis 2006*. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) und Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE) und GfK Marketing Services GmbH & Co. KG, 2008

- Schneider 2003** SCHNEIDER, Jörg: Der deutsche Kraftwerkspark. In: *BWK* Bd. 55, Nr. 7/8 (2003), S. 50 – 55
- Schrader u. a. 2004** SCHRADER, K. ; HARTMANN, M. ; KRZIKALLA, N: *Praxishandbuch Kraft-Wärme-Kopplung. Markt und Wettbewerb, Rahmenbedingungen, Wirtschaftliche Optionen*. Köln : Deutscher Wirtschaftsdienst, 2004
- Schuler 2000** SCHULER, Andreas: *Entwicklung eines Modells zur Analyse des Endenergieeinsatzes in Baden-Württemberg*, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Dissertation, 2000
- Schulze Darup 2009** SCHULZE DARUP, Burkhard: *Energieeffiziente Wohngebäude*. Bd. 3. Karlsruhe : BINE Informationsdienst, 2009
- StaBuA 2005** STABUA: *Statistisches Jahrbuch 2005. Für die Bundesrepublik Deutschland*. Wiesbaden : Statistisches Bundesamt, 2005
- StaBuA 2006a** STABUA: *Statistik lokal 2006*. Statistisches Bundesamt, 2006. – CD-ROM
- StaBuA 2006b** STABUA: *Statistisches Jahrbuch 2006. Für die Bundesrepublik Deutschland*. Statistisches Bundesamt, 2006
- StaBuA 2007** STABUA: *Regionaldatenbank Deutschland*. Statistisches Bundesamt, 2007. – <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online>
- StaBuA 2008a** STABUA: *Bautätigkeit und Wohnungen. Mikrozensus - Zusatzerhebung 2006. Bestand und Struktur der Wohneinheiten..* Bd. Fachserie 5, Heft 1. Wiesbaden, 2008
- StaBuA 2008b** STABUA: *Bewohnte Wohneinheiten in Wohngebäuden nach überwiegender Beheizungs- und Energieart 2006*. Statistisches Bundesamt, 2008. – <http://www.destatis.de>
- StaBuA 2008c** STABUA: *Gebäude und Wohnungen*. Statistisches Bundesamt, 2008
- StaBuA 2008d** STABUA: *Klassifikation der Wirtschaftszweige*. Statistisches Bundesamt, 2008
- StaBuA 2008e** STABUA: *Statistisches Jahrbuch 2008. Für die Bundesrepublik Deutschland*. Wiesbaden : Statistisches Bundesamt, 2008
- StaBuA 2010** STABUA: *Gebäude und Wohnungen*. Wiesbaden : Statistisches Bundesamt, 2010

- Starrmann 2000** STARRMANN, Frank: Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland - Analyse und Simulation. In: *ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft* 2 (2000), S. 69–102
- Tzscheutschler u. a. 2007** TZSCHEUTSCHLER, Peter ; NICKEL, Michael ; WERNICKE, Ingrid: Energieverbrauch in Deutschland. In: *BWK* Bd. 59 (2007), Nr. 5, S. 6–13
- Tzscheutschler u. a. 2008** TZSCHEUTSCHLER, Peter ; NICKEL, Michael ; WERNICKE, Ingrid: Energieverbrauch in Deutschland. In: *BWK* Bd. 60 (2008), Nr. 3, S. 46–51
- Tzscheutschler u. a. 2009** TZSCHEUTSCHLER, Peter ; NICKEL, Michael ; WERNICKE, Ingrid ; BUTTERMANN, Hans G.: Energieverbrauch in Deutschland. In: *BWK* Bd. 61 (2009), Nr. 6, S. 6–14
- Tzscheutschler u. a. 2006** TZSCHEUTSCHLER, Peter ; NICKEL, Michael ; WITTKÉ, Franz: Energieverbrauch in Deutschland. In: *BWK* Bd. 58 (2006), Nr. 1/2, S. 46–51
- UBA 2009** UBA: *Datenbank "Kraftwerke in Deutschland"*. Umweltbundesamt, 2009. – <http://www.umweltbundesamt.de>
- UMBW 2010** UMBW: *Klimaschutz Plus Förderprogramm*. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, 2010. – <http://www.um.baden-wuerttemberg.de>
- VDI 2067 2006** VDI 2067: *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung. Blatt 1: Witterungsbereinigung*. Verein Deutscher Ingenieure e.V., 2006
- Voß 2008** VOSS, Alfred: *Systemmechanische Planungsgrundlagen in Wirtschaft und Technik*. Vorlesungsskript an der Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, 2008
- Voß und Blesl 2005** VOSS, Alfred ; BLESL, Markus: Wachstumspotenzial der Nah-/Fernwärme in Deutschland bis 2020. In: *EuroHeat&Power* Heft 4 (2005), S. 18–30
- van de Voort u. a. 1984** VOORT, E. van de ; DONNI, E. ; THONET, C. ; BOIS D'ENGHIEN, E. ; DECHAMPS, C. ; GUILOMT, J.F.: *Energy Supply Modelling Package EFOM - 12C Mark I. Mathematical description for the Commission of the European Communities*. Louvain-la-Neuve, 1984

- Winkens 1994** WINKENS, Hans P.: *Fernwärmespeicherung, -transport und -verteilung. Teilprojekt 4: Umwandlungssektor. Forschungsvorhaben IKARUS.* Bd. 4-15. Stuttgart, Jülich : Bundesministerium für Forschung und Technologie, 1994
- Winkens 1999** WINKENS, Hans P.: *Heizkraftwirtschaft und Fernwärmeversorgung. Ein Kompendium.* Frankfurt am Main, 1999
- Zahoransky 2004** ZAHORANSKY, Richard A.: *Energietechnik.* Bd. 2. Auflage. Wiesbaden : Vieweg, 2004
- Ziesing 2008** ZIESING, Hans-Joachim: KWK-Potenziale in Deutschland und ihre Erschließung. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (2008), Nr. 3, S. 50–59
- ZIV 2007** ZIV: Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks für 2007. In: *Zentralinnungsverband - Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks* (2007)
- Zschernig 2001** ZSCHERNIG, Jo: Kraft-Wärme-Kopplung im pluralistischen Wärmemarkt. In: *BWK* Bd. 53 (2001), Nr. 3

Anhang

A. Annahmen für die Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

Tab. A.1.: Baualtersstruktur der Wohngebäude in den alten Bundesländern

Gebäude	bis 1918	1919- 1948	1949- 1957	1958- 1968	1969- 1978	1979- 1984	1985- 1995	1996- 2000	2001- 2005
	[%]								
EFH	13,1	12,5	12,7	15,5	14,1	6,4	13,2	6,7	5,8
RDH	14,7	14,4	14,7	18,0	16,4	5,2	10,6	3,6	2,4
KMH	13,8	14,5	15,1	18,4	16,8	4,3	10,5	4,3	2,3
GMH	7,7	8,4	18,0	22,1	20,0	5,6	12,2	4,0	2,0

Tab. A.2.: Baualtersstruktur der Wohngebäude in den neuen Bundesländern

Gebäude	bis 1918	1919- 1948	1949- 1968	1969- 1978	1979- 1984	1985- 1995	1996- 2000	2001- 2005
	[%]							
EFH	26,6	26,9	9,2	4,6	4,1	10,8	11,5	6,3
RDH	40,0	30,0	7,7	3,8	2,2	7,2	6,1	3,0
KMH	32,1	28,9	14,3	7,2	1,9	6,3	7,2	2,1
GMH	17,2	12,2	26,3	13,1	9,0	15,9	4,8	1,5

Tab. A.3.: Neubauquoten der Wohngebäude in den alten Bundesländern

Gebäude	2006-	2011-	2016-	2021-	2026-	2031-	2036-	2041-	2046-
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
[%]									
Neubauggebiete									
EFH	0,50	0,75	1,00	1,20	1,25	0,50	0,20	0,10	0,08
RDH	0,25	0,40	0,40	0,30	0,30	0,15	0,10	0,08	0,04
KMH	0,06	0,10	0,20	0,20	0,20	0,10	0,08	0,05	0,05
GMH	0,06	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,05	0,05
Bestandsgebiete									
EFH	0,50	0,55	0,70	1,00	1,00	0,08	0,08	0,05	0,05
RDH	0,08	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,08	0,05	0,03
KMH	0,06	0,08	0,10	0,12	0,20	0,15	0,15	0,10	0,10
GMH	–	–	–	–	–	–	0,10	0,10	0,10

Tab. A.4.: Neubauquoten der Wohngebäude in den neuen Bundesländern

Gebäude	2006-	2011-	2016-	2021-	2026-	2031-	2036-	2041-	2046-
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
[%]									
Neubauggebiete									
EFH	0,60	0,75	1,00	1,20	1,25	0,50	0,20	0,10	0,08
RDH	0,10	0,25	0,40	0,40	0,40	0,15	0,10	0,08	0,04
KMH	0,08	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,08	0,05	0,03
GMH	0,06	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,05	0,03
Bestandsgebiete									
EFH	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,03	0,02
RDH	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,03	0,02
KMH	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,12
GMH	–	–	–	–	–	–	0,04	0,04	0,04

A. Annahmen für die Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

Tab. A.5.: Umbauquoten der Wohngebäude in den alten Bundesländern

Gebäude	2006-	2011-	2016-	2021-	2026-	2031-	2036-	2041-	2046-
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	[%]								
EFH	1,80	2,50	2,50	2,50	2,50	2,25	2,00	1,80	1,60
RDH	1,20	2,00	2,00	2,00	2,00	1,80	1,60	1,50	1,30
KMH	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,90	0,80	0,70	0,70
GMH	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,90	0,80	0,70	0,70

Tab. A.6.: Umbauquoten der Wohngebäude in den neuen Bundesländern

Gebäude	2006-	2011-	2016-	2021-	2026-	2031-	2036-	2041-	2046-
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	[%]								
EFH	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	2,70	2,40	2,20	2,00
RDH	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,80	1,60	1,50	1,30
KMH	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,70	0,65	0,60	0,50
GMH	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,30	0,30	0,30

Tab. A.7.: Abrissquoten der Wohngebäude in den alten Bundesländern

Wohngebäude der alten Bundesländer								
Periode	bis 1918	1919- 1948	1949- 1957	1958- 1968	1969- 1978	1979- 1984	1985- 1995	1996- 2000
	[%]							
2006-2010	25,0	30,0	25,0	20,0	–	–	–	–
2011-2015	25,0	30,0	25,0	20,0	–	–	–	–
2016-2020	25,0	25,0	20,0	20,0	15,0	–	–	–
2021-2025	20,0	25,0	20,0	20,0	15,0	–	–	–
2026-2030	–	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	–	–
2031-2035	–	20,0	20,0	15,0	15,0	15,0	15,0	–
2036-2040	–	20,0	20,0	15,0	15,0	15,0	15,0	–
2041-2045	–	20,0	20,0	15,0	15,0	15,0	15,0	–
2046-2050	–	15,0	20,0	15,0	15,0	15,0	10,0	10,0

Tab. A.8.: Abrissquoten der Wohngebäude in den neuen Bundesländern

Wohngebäude der neuen Bundesländer							
Periode	bis 1918	1919- 1948	1949- 1968	1969- 1978	1979- 1984	1985- 1995	1996- 2000
	[%]						
2006-2010	32,0	34,0	34,0	–	–	–	–
2011-2015	32,0	34,0	34,0	–	–	–	–
2016-2020	25,0	25,0	25,0	25,0	–	–	–
2021-2025	25,0	25,0	25,0	25,0	–	–	–
2026-2030	–	25,0	25,0	25,0	25,0	–	–
2031-2035	–	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	–
2036-2040	–	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	–
2041-2045	–	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	–
2046-2050	–	20,0	20,0	15,0	15,0	15,0	10,0

A. Annahmen für die Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

Tab. A.9.: Berechnungsverfahren zur Bestimmung des Heizwärmebedarfs des Einfamiliengebäudes „EFH 1979-1984“

Pos.	Bezeichnung	Einheit	Zustand 2005
A.	Nutzung		
[A1]	Fläche pro Person	[m ² /Per]	45
[A2]	Personenanzahl	[Per]	3
[A3]	Tägl. Aufenthaltszeit Personen	[h/d]	12
[A4]	Durchschnittliche Wärmeabgabe pro Person	[\dot{Q} /Per]	80
[A5]	Jährl. Stromverbrauch pro Person	[kWh/a]	163
[A6]	Energetisch wirksamer Luftwechsel	[1/h]	0,60
[A7]	Spez. Wärmespeicherfähigkeit Luft	[Wh/(m ³ K)]	0,33
B.	Klimadaten		
[B1]	Länge der Heizperiode	[d/a]	242
[B2]	Heizgradtage	[Kd/a]	3 461
[B3]	Globalstrahlung Süd	[kWh/(m ² /a)]	370
[B4]	Globalstrahlung Ost	[kWh/(m ² /a)]	220
[B5]	Globalstrahlung West	[kWh/(m ² /a)]	230
[B6]	Globalstrahlung Nord	[kWh/(m ² /a)]	140
C.	Geometrische Daten		
[C1]	Dachfläche gegen außen	[m ²]	123,2
[C2]	Wandfläche gegen außen	[m ²]	213,3
[C3]	Wandfläche gegen Keller	[m ²]	75,3
[C4]	Fensterfläche Süd	[m ²]	12,7
[C5]	Fensterfläche Ost	[m ²]	14,8
[C6]	Fensterfläche West	[m ²]	12,8
[C7]	Fensterfläche Nord	[m ²]	2,1
[C8]	Fensterfläche gesamt	[m ²]	29,7
[C9]	Energiebezugsfläche	[m ²]	173,1
[C10]	Beheiztes Gebäudevolumen	[m ³]	513,4
[C11]	Wärmeübertragende Umfassungsfläche	[m ²]	441,5
[C12]	A/V-Verhältnis	[1/m]	0,86
[C13]	Energiebezugsfläche	[Wh/(m ² K)]	1,16
D.	Materialdaten		
[D1]	U-Wert: Dachfläche gegen außen	[W/(m ² K)]	0,37
[D2]	U-Wert: Wandfläche gegen außen	[W/(m ² K)]	0,42
[D3]	U-Wert: Fläche gegen Keller	[W/(m ² K)]	0,66

Fortsetzung

Tab. A.9.: Berechnungsverfahren zur Bestimmung des Heizwärmebedarfs des Einfamiliengebäudes „EFH 1979-1984“

Pos.	Bezeichnung	Einheit	Zustand 2005
[D4]	U-Wert: Fenster	[W/(m ² K)]	2,60
[D5]	g-Wert: Fenster	[-]	0,60
[D6]	Glasanteil Fenster	[-]	0,80
[D7]	Faktor Beschattung und Verschmutzung	[-]	0,95
E.	Transmission		
[E1]	Dach gegen außen	[kWh/a]	3 853
[E2]	Wand gegen außen	[kWh/a]	7 573
[E3]	Wand gegen Keller	[kWh/a]	2 101
[E4]	Fenster Süd gegen außen	[kWh/a]	2 798
[E5]	Fenster Ost gegen außen	[kWh/a]	3 261
[E6]	Fenster West gegen außen	[kWh/a]	462
[E7]	Fenster Nord gegen außen	[kWh/a]	0
[E8]	Transmissionsverluste	[kWh/a]	20 048
F.	Lüftung		
[F1]	Lüftungsverluste	[kWh/a]	8 592
G.	Brutto-Nutzwärmebedarf		
[G1]	Brutto-Nutzwärmebedarf Heizung	[kWh/a]	28 640
H.	Freie Wärme		
[H1]	Abwärme Elektrizität	[kWh/a]	305
[H2]	Abwärme Personen	[kWh/a]	654
[H3]	Wärmegewinne durch Sonneneinstrahlung		
[H3.1]	- durch Süd-Fenster	[kWh/a]	2 148
[H3.2]	- durch Ost-Fenster	[kWh/a]	1 489
[H3.3]	- durch West-Fenster	[kWh/a]	0
[H3.4]	- durch Nord-Fenster	[kWh/a]	134
[H4]	Summe Strahlung	[kWh/a]	3 771
[H5]	Freie Wärme	[kWh/a]	4 729
[H6]	Verhältnis freie Wärme / Verluste	[kWh/a]	0,165
[H7]	Gewinnfaktor	[kWh/a]	0,950
[H8]	Wärmegewinn	[kWh/a]	4 495
I.	Energiekennwert		
[I1]	Absolute Heizwärmebedarf	[kWh/a]	24 145

Fortsetzung

A. Annahmen für die Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

Tab. A.9.: Berechnungsverfahren zur Bestimmung des Heizwärmebedarfs des Einfamiliengebäudes „EFH 1979-1984“

Pos.	Bezeichnung	Einheit	Zustand 2005
[I2]	Järl. spezifischer Heizwärmebedarf	[kWh/(m ² a)]	139,5

Tab. A.10.: Beschreibung der Siedlungstypen (ST) nach /Roth u. a., 1980/, /Winkens, 1999/, /Blesl, 2002/, eigene Darstellung

ST	Bezeichnung	Beschreibende Merkmale
ST 0	Freistehende Gebäude	Einzelgebäude oder Gebäudekomplexe in Wald- oder landwirtschaftlicher Nutzfläche bzw. in größerer Entfernung (≥ 250 m) zu besiedeltem Gebiet
ST 1	Lockere offene Bebauung (Streusiedlung)	Lockere unregelmäßige Bebauung, vor allem an Stadträndern und lang gezogenen Straßendörfer
ST 2	Einfamilienhäuser- und Zweifamilienhäusersiedlung	Vorortgemeinde, häufig mit dichtem geometrisch angelegtem Erschließungsnetz
ST 3a	Städtischer Dorfkern	Dorfkernstrukturen ohne Zentrum, die in mittelgroßen Städten oder in Teilorten von Großstädten erhalten sind
ST 3b	Ländlicher Dorfkern	Dorfkern im ländlichen Raum oder in kleinen Eingemeindungen von Städten
ST 4	Reihenhäuser	Reihenhaussiedlung, engmaschig geometrisch erschlossen, oft an Stadträndern und in Vororten
ST 5a	Siedlung kleiner Mehrfamilienhäuser	Kleine Mehrfamilienhäuser, häufig mit dichtem geometrisch angelegtem Erschließungsnetz entstanden nach 1978
ST 5b	Zeilenbebauung mit kleinen und großen Mehrfamilienhäusern	Überwiegend mittelgroße Wohnbebauung, relativ geringer Gebäudeabstand, Erschließungsnetz relativ grobmaschig, typische Nachkriegsbauten
ST 6	Zeilenbebauung mit großen Mehrfamilienhäusern oder Hochhäusern	Große Mehrfamilienhäuser / Hochhäuser gekennzeichnet durch große Gebäudeabstände
ST 7a	Blockbebauung niedriger Dichte	Städtische Mehrfamilienhäuser meist in Großstädten, oft Stadtrandbebauung, regelmäßiges Straßennetz, <u>freie</u> Innenhöfe
ST 7b	Blockbebauung hoher Dichte	Gebäude unterschiedlicher Nutzung, in Großstädten, oft Stadtrandbebauung, regelmäßiges Straßennetz, mit <u>überbauten</u> Innenhöfen

Fortsetzung

A. Annahmen für die Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

ST	Bezeichnung	Beschreibende Merkmale
ST 8	Citybebauung	Citybebauung meist aus der Zeit der Jahrhundertwende, mit überbauten Innenhöfen
ST 9	Historische Altstadt	Mittelalterlicher Stadtkern, hohe Dichte, geschlossene Bebauung, verwinkelte Straßen
ST 10a	Öffentliche Sonderbauten (groß)	Große Einzelbauten, ungewöhnliche Grundrissformen, meistens freistehend, oft in Großstädten (z. B. Krankenhäuser, Universität), Gebäudegrundfläche $\geq 2\,500\text{ m}^2$
ST 10b	Öffentliche Sonderbauten (klein)	Kleinere Einzelbauten (z. B. Schulen, Kindergärten, Stadtverwaltung), Gebäudegrundfläche $\leq 2\,500\text{ m}^2$
ST 11a	Industriebauten	Industriebauten mit unregelmäßigen Grundrissen, <u>mit</u> Prozesswärmebedarf
ST 11b	Gewerbliche Sonderbauten / Dienstleistungsbauten	Nichtwohngebäude mit unregelmäßigen Grundrissen <u>ohne</u> Prozesswärmebedarf (Supermärkte, Hotels in Wohngebieten)
ST 12	Sonstige Versorgungsbäude	Meist Einzelgebäude in Stadtrandlage mit zugehöriger großer Sonderfläche (z. B. Sportgelände, Gärtnerei)

Tab. A.11.: Anteil der Siedlungstypen (ST0 bis ST6) an der Siedlungsfläche exemplarischer Gemeinden (*Teil 1*)

GK ¹	Beispiel- gemeinde	ST0	ST1	ST2	ST3a	ST3b	ST4	ST5a	ST5b	ST6
		[%]								
GK1	Deckenpfronn	0,2	7,4	31,3	18,5	0,0	1,2	7,9	0,0	0,4
GK2	Endingen a. K. ²	0,0	14,0	22,0	5,0	0,0	8,1	5,6	1,4	2,0
GK3	Denkendorf	1,0	4,1	17,2	10,4	8,0	2,3	6,9	6,4	2,2
GK4	Rottenburg a. N. ³	0,2	12,5	15,0	2,0	10,0	22,0	0,6	4,0	2,0
GK5	Aalen	0,9	2,9	8,1	9,8	7,4	2,2	5,5	7,8	2,0
GK6	Esslingen a. N. ⁴	0,2	12,5	12,0	4,0	12,0	18,3	5,3	2,0	4,2
GK7	Karlsruhe	1,0	5,5	18,6	5,4	0,0	2,3	2,5	18,0	3,7
GK8	Stuttgart	1,0	5,6	18,5	3,0	2,4	2,3	2,6	17,9	3,6

¹ Gemeindekategorie nach Tab. 3.7, Seite 42.

² Endingen am Kaiserstuhl.

³ Rottenburg am Neckar.

⁴ Esslingen am Neckar.

Tab. A.12.: Anteil der Siedlungstypen (ST7 bis ST12) an der Siedlungsfläche exemplarischer Gemeinden (*Teil 2*)

GK ¹	Beispiel- gemeinde	ST7a	ST7b	ST8	ST9	ST10a	ST10b	ST11a	ST11b	ST12
		[%]								
GK1	Deckenpfronn	0,0	0,0	0,0	12,6	2,7	1,0	1,3	18,7	0,8
GK2	Endingen a. K. ²	2,3	2,0	2,0	0,5	0,7	7,2	17,0	5,0	5,2
GK3	Denkendorf	5,9	4,2	1,3	0,7	1,8	6,8	10,0	10,0	0,8
GK4	Rottenburg a. N. ³	3,5	2,0	1,5	1,5	1,9	3,8	5,1	5,0	7,4
GK5	Aalen	5,8	3,5	1,3	0,6	1,8	6,8	16,4	11,6	5,6
GK6	Esslingen a. N. ⁴	2,3	2,0	1,6	1,1	1,6	3,8	5,1	5,0	7,0
GK7	Karlsruhe	3,6	2,9	1,3	0,1	0,4	8,0	14,5	5,0	7,2
GK8	Stuttgart	3,4	2,9	1,3	0,6	0,9	9,0	10,0	4,0	11,0

¹ Gemeindekategorie nach Tab. 3.7, Seite 42.

² Endingen am Kaiserstuhl.

³ Rottenburg am Neckar.

⁴ Esslingen am Neckar.

A. Annahmen für die Bestimmung regionaler Wärmebedarfsstrukturen

Tab. A.13.: Anteil der Fernwärmeversorgung in den Siedlungstypen (ST0 bis ST6)
(Teil 1)

GK ¹	Beispiel- gemeinde	ST0	ST1	ST2	ST3a	ST3b	ST4	ST5a	ST5b	ST6
		[%]								
GK1	Deckenpfromm	0,0	0,0	0,5	1,0	0,0	0,0	5,0	0,0	10,0
GK2	Endingen a. K. ²	0,0	0,0	1,0	1,1	0,0	5,0	5,5	11,0	10,0
GK3	Denkendorf	0,0	0,0	1,1	1,0	0,6	5,5	6,1	12,1	11,0
GK4	Rottenburg a. N. ³	0,0	0,0	1,2	1,3	0,7	6,1	6,7	13,3	12,1
GK5	Aalen	0,0	0,0	1,3	1,5	0,7	6,7	7,3	14,6	14,5
GK6	Esslingen a. N. ⁴	0,0	0,0	1,5	1,6	0,8	7,3	8,1	16,1	17,4
GK7	Karlsruhe	0,0	0,0	1,6	1,8	0,0	8,1	8,9	17,7	22,7
GK8	Stuttgart	0,0	0,0	1,8	1,9	1,0	8,9	9,7	19,5	29,4

¹ Gemeindekategorie nach Tab. 3.7, Seite 42.

² Endingen am Kaiserstuhl.

³ Rottenburg am Neckar.

⁴ Esslingen am Neckar.

Tab. A.14.: Anteil der Fernwärmeversorgung in den Siedlungstypen (ST7 bis ST12)
(Teil 2)

GK ¹	Beispiel- gemeinde	ST7a	ST7b	ST8	ST9	ST10a	ST10b	ST11a	ST11b	ST12
		[%]								
GK1	Deckenpfromm	0,0	0,0	0,0	15,0	10,0	5,0	5,0	5,0	5,0
GK2	Endingen a. K. ²	10,0	0,0	0,0	15,0	11,0	5,5	5,5	5,5	5,5
GK3	Denkendorf	11,0	15,0	20,0	16,5	13,2	6,6	6,6	6,6	6,6
GK4	Rottenburg a. N. ³	12,1	16,5	22,0	18,2	15,8	7,9	7,9	7,9	7,9
GK5	Aalen	15,7	21,5	28,6	23,6	19,0	9,5	9,5	9,5	9,5
GK6	Esslingen a. N. ⁴	20,4	27,9	37,2	30,7	24,7	12,4	12,4	12,4	12,4
GK7	Karlsruhe	26,6	39,0	52,1	42,9	32,1	16,1	16,1	16,1	16,1
GK8	Stuttgart	34,6	54,7	72,9	60,1	45,0	22,5	22,5	22,5	22,5

¹ Gemeindekategorie nach Tab. 3.7, Seite 42.

² Endingen am Kaiserstuhl.

³ Rottenburg am Neckar.

⁴ Esslingen am Neckar.

Anhang

Tab. A.15.: Anteil der Fernwärmeversorgung in den Siedlungstypen von Neubausiedlungen

Gemeinde- kategorie	STNeu2	STNeu4	STNeu5a	STNeu5b
	[%]			
GK1	40,0	–	10,0	10,0
GK2	40,0	15,0	12,5	12,5
GK3	35,0	15,0	15,0	15,0
GK4	30,0	20,0	17,5	15,0
GK5	30,0	20,0	20,0	15,0
GK6	30,0	20,0	22,5	15,0
GK7	30,0	20,0	22,5	15,0
GK8	30,0	20,0	20,0	15,0

Tab. A.16.: Korrekturfaktoren der spezifischen Prozesswärmennachfrage nach Gemeindekategorien

Industrie	Gemeindekategorie (GK) ¹							
	GK1	GK2	GK3	GK4	GK5	GK6	GK7	GK8
	[%]							
je Branche	2	3	5	8	12	17	23	30

¹ Gemeindekategorie nach Tab. 3.7, Seite 42.

B. Kostenannahmen

Tab. A.17.: Spezifische Erschließungskosten der Siedlungstypen ST1 bis ST7a in 2010 (Teil 1)

Kennwert	Einheit	ST1	ST2	ST3a	ST3b	ST4	ST5a	ST5b	ST6	ST7a
Kurzbeschreibung der Gebäude										
Ø Gebäudegrundfläche	[m ²]	174	136	175	175	90	224	156	323	276
Gebäudeanzahl der Siedlungsfläche	[1/km ²]	766	1 257	1 555	1 555	1 767	1 524	1 172	550	1 541
Wärmebedarf										
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	2 000	2 000	2 000	1 900	2 000	1 900	1 900	1 900	1 900
Gleichzeitigkeitsfaktor	[-]	0,90	0,85	0,80	0,80	0,85	0,80	0,75	0,70	0,80
Ø Wärmebedarfsdichte	[MW/km ²]	8,4	10,9	14,6	19,5	14,1	29,5	32,2	40,9	43,6
Ø Wärmeverbrauchsichte	[GWh/km ²]	18,6	25,7	36,5	46,4	33,3	70,1	81,7	111,1	103,5
Spezifische Erschließungskosten										
Anzahl Anschlussleitungen	[1/km ²]	574	812	943	943	1 031	929	773	455	937
Nennweite der Hausanschlussleitungen	[mm]	25	25	25	25	25	25	25	25	32
Kosten pro Meter Hausanschluss	[€/m]	29	29	29	29	29	29	29	29	31
Länge der Hausanschlussleitungen	[m]	5	4	3	3	4	7	7	9	4
Spezifische Investitionskosten	[€/MWh]	4,5	3,7	2,3	1,8	3,6	2,7	1,9	1,1	1,1
Hausanschluss										
Leitungslänge der Verteilungsleitungen	[m/km ²]	14 864	15 281	15 421	15 421	15 495	15 408	15 230	14 493	15 415
Ø Durchmesser der KMR-Leitungen	[mm]	50	60	60	60	60	70	70	70	75
Ø Kosten pro Meter KMR-Leitung	[€/m]	47	52	52	52	55	55	55	55	56
Spezifische Investitionskosten	[€/MWh]	37,6	31,0	22,0	17,3	25,6	12,1	10,3	7,2	8,3
Verteilungsleitungen										
Spezifische Erzeugungskosten	[€/MWh]	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Anteil des Wärmeverlustes	[%]	20	17	17	17	13	13	11	11	11
Betriebsstunden	[h/a]	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Spezifische Betriebskosten der Wärmeverluste	[€/MWh]	5,4	4,3	4,1	4,3	3,3	3,3	2,6	2,4	2,8
Spezifische Verwaltungskosten	[€/MWh]	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0

Tab. A.18.: Spezifische Erschließungskosten der Siedlungstypen ST7b bis ST5bNeu in 2010 (*Teil 2*)

Kennwert	Einheit	ST7b	ST8	ST9	ST10a	ST11b	ST2N	ST4N	ST5aN	ST5bN
Kurzbeschreibung der Gebäude										
Ø Gebäudegrundfläche	[m ²]	335	843	166	1 550	1 450	164	108	269	187
Gebäudeanzahl der Siedlungsfläche	[1/km ²]	1 484	901	2 293	226	340	147	121	127	120
Wärmebedarf										
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1 900	1 800	2 000	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700
Gleichzeitigkeitsfaktor	[-]	0,80	0,70	0,80	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
Ø Wärmebedarfsdichte	[MW/km ²]	46,6	54,0	46,7	40,1	49,2	7,4	8,9	10,4	11,0
Ø Wärmeverbrauchsichte	[GWh/km ²]	110,8	138,9	116,8	97,3	119,5	18,1	21,7	25,4	26,6
Spezifische Erschließungskosten										
Anzahl Anschlussleitungen	[1/km ²]	912	643	1 237	244	325	232	339	390	371
Nennweite der Hausanschlussleitungen	[mm]	32	32	32	32	32	25	25	25	32
Kosten pro Meter Hausanschluss	[€/m]	31	31	31	31	31	29	29	29	31
Länge der Hausanschlussleitungen	[m]	4	3	2	2	2	12	12	12	12
Spezifische Investitionskosten	[€/MWh]	1,0	0,4	0,7	0,2	0,2	4,5	5,4	5,4	4,9
Hausanschluss										
Leitungslänge der Verteilungsleitungen	[m/km ²]	15 391	15 017	15 626	12 942	13 775	12 769	13 879	14 194	14 087
Ø Durchmesser der KMR-Leitungen	[mm]	75	75	80	75	75	60	60	60	60
Ø Kosten pro Meter KMR-Leitung	[€/m]	47	52	52	52	55	55	55	55	56
Spezifische Investitionskosten	[€/MWh]	7,8	6,1	8,0	7,5	6,5	36,7	33,2	29,1	27,5
Verteilungsleitungen										
Spezifische Erzeugungskosten	[€/MWh]	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Anteil des Wärmeverlustes	[%]	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Betriebsstunden	[h/a]	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Spezifische Betriebskosten der Wärmeverluste	[€/MWh]	2,8	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Spezifische Verwaltungskosten	[€/MWh]	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0

Tab. A.19.: Spezifische Erschließungskosten der Siedlungstypen ST1 bis ST7a in 2020 (Teil 1)

Kennwert	Einheit	ST1	ST2	ST3a	ST3b	ST4	ST5a	ST5b	ST6	ST7a
Kurzbeschreibung der Gebäude										
Ø Gebäudegrundfläche	[m ²]	174	136	175	175	90	224	156	323	276
Gebäudeanzahl der Siedlungsfläche	[1/km ²]	766	1 257	1 555	1 555	1 767	1 524	1 172	550	1 541
Wärmebedarf										
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	2 000	2 000	2 000	1 900	2 000	1 900	1 900	1 900	1 900
Gleichzeitigkeitsfaktor	[-]	0,90	0,85	0,80	0,80	0,85	0,80	0,75	0,70	0,80
Ø Wärmebedarfsdichte	[MW/km ²]	7,8	10,6	13,6	17,7	13,3	27,5	27,8	38,3	37,2
Ø Wärmeverbrauchsichte	[GWh/km ²]	17,3	24,9	34,0	42,0	31,3	65,3	70,4	104,0	88,2
Spezifische Erschließungskosten										
Anzahl Anschlussleitungen	[1/km ²]	574	812	943	943	1 031	929	773	455	937
Nennweite der Hausanschlussleitungen	[mm]	25	25	25	25	25	25	25	25	32
Kosten pro Meter Hausanschluss	[€/m]	29	29	29	29	29	29	29	29	31
Länge der Hausanschlussleitungen	[m]	5	4	3	3	4	7	7	9	4
Spezifische Investitionskosten	[€/MWh]	4,8	3,8	2,4	1,9	3,8	2,9	2,2	1,1	1,3
Hausanschluss										
Leitungslänge der Verteilungsleitungen	[m/km ²]	14 864	15 281	15 421	15 421	15 495	15 408	15 230	14 493	15 415
Ø Durchmesser der KMR-Leitungen	[mm]	50	60	60	60	60	70	70	70	75
Ø Kosten pro Meter KMR-Leitung	[€/m]	47	52	52	52	55	55	55	55	56
Spezifische Investitionskosten	[€/MWh]	40,5	31,9	23,6	19,1	27,2	13,0	12,0	7,7	9,8
Verteilungsleitungen										
Spezifische Erzeugungskosten	[€/MWh]	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Anteil des Wärmeverlustes	[%]	20	17	17	17	13	13	11	11	11
Betriebsstunden	[h/a]	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Spezifische Betriebskosten der Wärmeverluste	[€/MWh]	5,4	4,3	4,1	4,3	3,3	3,3	2,6	2,4	2,8
Spezifische Verwaltungskosten	[€/MWh]	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0

Tab. A.20.: Spezifische Erschließungskosten der Siedlungstypen ST7b bis ST5bNeu in 2020 (Teil 2)

Kennwert	Einheit	ST7b	ST8	ST9	ST10a	ST11b	ST2N	ST4N	ST5aN	ST5bN
Kurzbeschreibung der Gebäude										
Ø Gebäudegrundfläche	[m ²]	335	843	166	1 550	1 450	164	108	269	187
Gebäudeanzahl der Siedlungsfläche	[1/km ²]	1 484	901	2 293	226	340	147	121	127	120
Wärmebedarf										
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1 900	1 800	2 000	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700
Gleichzeitigkeitsfaktor	[-]	0,80	0,70	0,80	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
Ø Wärmebedarfsdichte	[MW/km ²]	39,8	48,6	40,7	36,6	45,0	6,8	8,2	9,5	10,0
Ø Wärmeverbrauchsichte	[GWh/km ²]	94,5	124,9	101,8	89,0	109,2	16,5	19,9	23,2	24,3
Spezifische Erschließungskosten										
Anzahl Anschlussleitungen	[1/km ²]	912	643	1 237	244	325	232	339	390	371
Nennweite der Hausanschlussleitungen	[mm]	32	32	32	32	32	25	25	25	32
Kosten pro Meter Hausanschluss	[€/m]	31	31	31	31	31	29	29	29	31
Länge der Hausanschlussleitungen	[m]	4	3	2	2	2	12	12	12	12
Spezifische Investitionskosten	[€/MWh]	1,2	0,5	0,8	0,2	0,2	4,9	6,0	5,9	5,3
Hausanschluss										
Leitungslänge der Verteilungsleitungen	[m/km ²]	15 391	15 017	15 626	12 942	13 775	12 769	13 879	14 194	14 087
Ø Durchmesser der KMR-Leitungen	[mm]	75	75	80	75	75	60	60	60	60
Ø Kosten pro Meter KMR-Leitung	[€/m]	47	52	52	52	55	55	55	55	56
Spezifische Investitionskosten	[€/MWh]	9,1	6,7	9,2	8,1	7,1	40,2	36,4	31,8	30,1
Verteilungsleitungen										
Spezifische Erzeugungskosten	[€/MWh]	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Anteil des Wärmeverlustes	[%]	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Betriebsstunden	[h/a]	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Spezifische Betriebskosten der Wärmeverluste	[€/MWh]	2,8	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Spezifische Verwaltungskosten	[€/MWh]	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0

Tab. A.21.: Spezifische Erschließungskosten der Siedlungstypen ST1 bis ST7a in 2030 (Teil 1)

Kennwert	Einheit	ST1	ST2	ST3a	ST3b	ST4	ST5a	ST5b	ST6	ST7a
Kurzbeschreibung der Gebäude										
Ø Gebäudegrundfläche	[m ²]	174	136	175	175	90	224	156	323	276
Gebäudeanzahl der Siedlungsfläche	[1/km ²]	766	1 257	1 555	1 555	1 767	1 524	1 172	550	1 541
Wärmebedarf										
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	2 000	2 000	2 000	1 900	2 000	1 900	1 900	1 900	1 900
Gleichzeitigkeitsfaktor	[-]	0,90	0,85	0,80	0,80	0,85	0,80	0,75	0,70	0,80
Ø Wärmebedarfsdichte	[MW/km ²]	7,2	10,3	12,7	16,0	12,5	25,6	24,0	35,9	31,7
Ø Wärmeverbrauchsichte	[GWh/km ²]	16,1	24,2	31,7	38,0	29,5	60,8	60,8	97,3	75,2
Spezifische Erschließungskosten										
Anzahl Anschlussleitungen	[1/km ²]	574	812	943	943	1 031	929	773	455	937
Nennweite der Hausanschlussleitungen	[mm]	25	25	25	25	25	25	25	25	32
Kosten pro Meter Hausanschluss	[€/m]	29	29	29	29	29	29	29	29	31
Länge der Hausanschlussleitungen	[m]	5	4	3	3	4	7	7	9	4
Spezifische Investitionskosten	[€/MWh]	5,2	3,9	2,6	2,2	4,1	3,1	2,6	1,2	1,6
Hausanschluss										
Leitungslänge der Verteilungsleitungen	[m/km ²]	14 864	15 281	15 421	15 421	15 495	15 408	15 230	14 493	15 415
Ø Durchmesser der KMR-Leitungen	[mm]	50	60	60	60	60	70	70	70	75
Ø Kosten pro Meter KMR-Leitung	[€/m]	47	52	52	52	55	55	55	55	56
Spezifische Investitionskosten	[€/MWh]	43,5	32,9	25,3	21,1	28,9	13,9	13,8	8,2	11,5
Verteilungsleitungen										
Spezifische Erzeugungskosten	[€/MWh]	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Anteil des Wärmeverlustes	[%]	20	17	17	17	13	13	11	11	11
Betriebsstunden	[h/a]	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Spezifische Betriebskosten der Wärmeverluste	[€/MWh]	5,4	4,3	4,1	4,3	3,3	3,3	2,6	2,4	2,8
Spezifische Verwaltungskosten	[€/MWh]	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0

Tab. A.22.: Spezifische Erschließungskosten der Siedlungstypen ST7b bis ST5bNeu in 2030 (*Teil 2*)

Kennwert	Einheit	ST7b	ST8	ST9	ST10a	ST11b	ST2N	ST4N	ST5aN	ST5bN
Kurzbeschreibung der Gebäude										
Ø Gebäudegrundfläche	[m ²]	335	843	166	1 550	1 450	164	108	269	187
Gebäudeanzahl der Siedlungsfläche	[1/km ²]	1 484	901	2 293	226	340	147	121	127	120
Wärmebedarf										
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1 900	1 800	2 000	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700
Gleichzeitigkeitsfaktor	[-]	0,80	0,70	0,80	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
Ø Wärmebedarfsdichte	[MW/km ²]	34,06	43,7	35,5	33,5	41,1	6,2	7,5	8,7	9,2
Ø Wärmeverbrauchsichte	[GWh/km ²]	80,6	112,3	88,8	81,4	99,9	15,1	18,2	21,2	22,3
Spezifische Erschließungskosten										
Anzahl Anschlussleitungen	[1/km ²]	912	643	1 237	244	325	232	339	390	371
Nennweite der Hausanschlussleitungen	[mm]	32	32	32	32	32	25	25	25	32
Kosten pro Meter Hausanschluss	[€/m]	31	31	31	31	31	29	29	29	31
Länge der Hausanschlussleitungen	[m]	4	3	2	2	2	12	12	12	12
Spezifische Investitionskosten	[€/MWh]	1,4	0,5	0,9	0,2	0,2	5,3	6,5	6,4	5,8
Hausanschluss										
Leitungslänge der Verteilungsleitungen	[m/km ²]	15 391	15 017	15 626	12 942	13 775	12 769	13 879	14 194	14 087
Ø Durchmesser der KMR-Leitungen	[mm]	75	75	80	75	75	60	60	60	60
Ø Kosten pro Meter KMR-Leitung	[€/m]	47	52	52	52	55	55	55	55	56
Spezifische Investitionskosten	[€/MWh]	10,7	7,5	10,6	8,9	7,7	44,0	39,8	34,8	32,9
Verteilungsleitungen										
Spezifische Erzeugungskosten	[€/MWh]	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Anteil des Wärmeverlustes	[%]	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Betriebsstunden	[h/a]	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Spezifische Betriebskosten der Wärmeverluste	[€/MWh]	2,8	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Spezifische Verwaltungskosten	[€/MWh]	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0

Tab. A.23.: Spezifische Erschließungskosten der Siedlungstypen ST1 bis ST7a in 2040 (Teil 1)

Kennwert	Einheit	ST1	ST2	ST3a	ST3b	ST4	ST5a	ST5b	ST6	ST7a
Kurzbeschreibung der Gebäude										
Ø Gebäudegrundfläche	[m ²]	174	136	175	175	90	224	156	323	276
Gebäudeanzahl der Siedlungsfläche	[1/km ²]	766	1 257	1 555	1 555	1 767	1 524	1 172	550	1 541
Wärmebedarf										
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	2 000	2 000	2 000	1 900	2 000	1 900	1 900	1 900	1 900
Gleichzeitigkeitsfaktor	[-]	0,90	0,85	0,80	0,80	0,85	0,80	0,75	0,70	0,80
Ø Wärmebedarfsdichte	[MW/km ²]	6,7	10,0	11,8	14,5	11,8	23,8	20,7	33,6	27,0
Ø Wärmeverbrauchsichte	[GW _h /km ²]	14,9	23,5	29,5	34,4	27,8	56,6	52,4	91,1	64,2
Spezifische Erschließungskosten										
Anzahl Anschlussleitungen	[1/km ²]	574	812	943	943	1 031	929	773	455	937
Nennweite der Hausanschlussleitungen	[mm]	25	25	25	25	25	25	25	25	32
Kosten pro Meter Hausanschluss	[€/m]	29	29	29	29	29	29	29	29	31
Länge der Hausanschlussleitungen	[m]	5	4	3	3	4	7	7	9	4
Spezifische Investitionskosten	[€/MWh]	5,6	4,0	2,8	2,4	4,3	3,3	3,0	1,3	1,8
Hausanschluss										
Leitungslänge der Verteilungsleitungen	[m/km ²]	14 864	15 281	15 421	15 421	15 495	15 408	15 230	14 493	15 415
Ø Durchmesser der KMR-Leitungen	[mm]	50	60	60	60	60	70	70	70	75
Ø Kosten pro Meter KMR-Leitung	[€/m]	47	52	52	52	55	55	55	55	56
Spezifische Investitionskosten	[€/MWh]	46,8	33,8	27,2	23,3	30,7	15,0	16,0	8,8	13,4
Verteilungsleitungen										
Spezifische Erzeugungskosten	[€/MWh]	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Anteil des Wärmeverlustes	[%]	20	17	17	17	13	13	11	11	11
Betriebsstunden	[h/a]	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Spezifische Betriebskosten der Wärmeverluste	[€/MWh]	5,4	4,3	4,1	4,3	3,3	3,3	2,6	2,4	2,8
Spezifische Verwaltungskosten	[€/MWh]	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0

Tab. A.24.: Spezifische Erschließungskosten der Siedlungstypen ST7b bis ST5bNeu in 2040 (Teil 2)

Kennwert	Einheit	ST7b	ST8	ST9	ST10a	ST11b	ST2N	ST4N	ST5aN	ST5bN
Kurzbeschreibung der Gebäude										
Ø Gebäudegrundfläche	[m ²]	335	843	166	1 550	1 450	164	108	269	187
Gebäudeanzahl der Siedlungsfläche	[1/km ²]	1 484	901	2 293	226	340	147	121	127	120
Wärmebedarf										
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1 900	1 800	2 000	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700
Gleichzeitigkeitsfaktor	[-]	0,80	0,70	0,80	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
Ø Wärmebedarfsdichte	[MW/km ²]	29,0	39,3	31,0	30,6	37,6	5,7	6,8	8,0	8,4
Ø Wärmeverbrauchsichte	[GWh/km ²]	68,8	101,0	77,4	74,4	91,3	13,8	16,6	19,4	20,4
Spezifische Erschließungskosten										
Anzahl Anschlussleitungen	[1/km ²]	912	643	1 237	244	325	232	339	390	371
Nennweite der Hausanschlussleitungen	[mm]	32	32	32	32	32	25	25	25	32
Kosten pro Meter Hausanschluss	[€/m]	31	31	31	31	31	29	29	29	31
Länge der Hausanschlussleitungen	[m]	4	3	2	2	2	12	12	12	12
Spezifische Investitionskosten	[€/MWh]	1,7	0,6	1,0	0,2	0,2	5,9	7,1	7,0	6,3
Hausanschluss										
Leitungslänge der Verteilungsleitungen	[m/km ²]	15 391	15 017	15 626	12 942	13 775	12 769	13 879	14 194	14 087
Ø Durchmesser der KMR-Leitungen	[mm]	75	75	80	75	75	60	60	60	60
Ø Kosten pro Meter KMR-Leitung	[€/m]	47	52	52	52	55	55	55	55	56
Spezifische Investitionskosten	[€/MWh]	12,5	8,3	12,1	9,7	8,4	48,1	43,5	38,1	36,0
Verteilungsleitungen										
Spezifische Erzeugungskosten	[€/MWh]	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Anteil des Wärmeverlustes	[%]	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Betriebsstunden	[h/a]	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Spezifische Betriebskosten der Wärmeverluste	[€/MWh]	2,8	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Spezifische Verwaltungskosten	[€/MWh]	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0

Tab. A.25.: Spezifische Erschließungskosten der Siedlungstypen ST1 bis ST7a in 2050 (Teil 1)

Kennwert	Einheit	ST1	ST2	ST3a	ST3b	ST4	ST5a	ST5b	ST6	ST7a
Kurzbeschreibung der Gebäude										
Ø Gebäudegrundfläche	[m ²]	174	136	175	175	90	224	156	323	276
Gebäudeanzahl der Siedlungsfläche	[1/km ²]	766	1 257	1 555	1 555	1 767	1 524	1 172	550	1 541
Wärmebedarf										
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	2 000	2 000	2 000	1 900	2 000	1 900	1 900	1 900	1 900
Gleichzeitigkeitsfaktor	[-]	0,90	0,85	0,80	0,80	0,85	0,80	0,75	0,70	0,80
Ø Wärmebedarfsdichte	[MW/km ²]	6,2	9,7	11,0	13,1	11,1	22,2	17,8	31,4	23,0
Ø Wärmeverbrauchsichte	[GWh/km ²]	13,9	22,8	27,5	31,2	26,1	52,7	45,2	85,2	54,7
Spezifische Erschließungskosten										
Anzahl Anschlussleitungen	[1/km ²]	574	812	943	943	1 031	929	773	455	937
Nennweite der Hausanschlussleitungen	[mm]	25	25	25	25	25	25	25	25	32
Kosten pro Meter Hausanschluss	[€/m]	29	29	29	29	29	29	29	29	31
Länge der Hausanschlussleitungen	[m]	5	4	3	3	4	7	7	9	4
Spezifische Investitionskosten	[€/MWh]	6,0	4,1	3,0	2,6	4,6	3,6	3,5	1,4	2,2
Hausanschluss										
Leitungslänge der Verteilungsleitungen	[m/km ²]	14 864	15 281	15 421	15 421	15 495	15 408	15 230	14 493	15 415
Ø Durchmesser der KMR-Leitungen	[mm]	50	60	60	60	60	70	70	70	75
Ø Kosten pro Meter KMR-Leitung	[€/m]	47	52	52	52	55	55	55	55	56
Spezifische Investitionskosten	[€/MWh]	50,3	34,8	29,2	25,7	32,6	16,1	18,5	9,4	15,8
Verteilungsleitungen										
Spezifische Erzeugungskosten	[€/MWh]	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Anteil des Wärmeverlustes	[%]	20	17	17	17	13	13	11	11	11
Betriebsstunden	[h/a]	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Spezifische Betriebskosten der Wärmeverluste	[€/MWh]	5,4	4,3	4,1	4,3	3,3	3,3	2,6	2,4	2,8
Spezifische Verwaltungskosten	[€/MWh]	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0

Tab. A.26.: Spezifische Erschließungskosten der Siedlungstypen ST7b bis ST5bNeu in 2050 (Teil 2)

Kennwert	Einheit	ST7b	ST8	ST9	ST10a	ST11b	ST2N	ST4N	ST5aN	ST5bN
Kurzbeschreibung der Gebäude										
Ø Gebäudegrundfläche	[m ²]	335	843	166	1 550	1 450	164	108	269	187
Gebäudeanzahl der Siedlungsfläche	[1/km ²]	1 484	901	2 293	226	340	147	121	127	120
Wärmebedarf										
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1 900	1 800	2 000	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700
Gleichzeitigkeitsfaktor	[-]	0,80	0,70	0,80	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
Ø Wärmebedarfsdichte	[MW/km ²]	24,7	35,3	27,0	28,0	34,4	5,2	6,2	7,3	7,7
Ø Wärmeverbrauchsichte	[GWh/km ²]	58,7	90,8	67,5	68,0	83,5	12,6	15,2	17,7	18,6
Spezifische Erschließungskosten										
Anzahl Anschlussleitungen	[1/km ²]	912	643	1 237	244	325	232	339	390	371
Nennweite der Hausanschlussleitungen	[mm]	32	32	32	32	32	25	25	25	32
Kosten pro Meter Hausanschluss	[€/m]	31	31	31	31	31	29	29	29	31
Länge der Hausanschlussleitungen	[m]	4	3	2	2	2	12	12	12	12
Spezifische Investitionskosten	[€/MWh]	1,9	0,7	1,2	0,2	0,2	6,4	7,8	7,7	6,9
Hausanschluss										
Leitungslänge der Verteilungsleitungen	[m/km ²]	15 391	15 017	15 626	12 942	13 775	12 769	13 879	14 194	14 087
Ø Durchmesser der KMR-Leitungen	[mm]	75	75	80	75	75	60	60	60	60
Ø Kosten pro Meter KMR-Leitung	[€/m]	47	52	52	52	55	55	55	55	56
Spezifische Investitionskosten	[€/MWh]	14,7	9,3	13,9	10,7	9,2	52,6	47,6	41,7	39,4
Verteilungsleitungen										
Spezifische Erzeugungskosten	[€/MWh]	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Anteil des Wärmeverlustes	[%]	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Betriebsstunden	[h/a]	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Spezifische Betriebskosten der Wärmeverluste	[€/MWh]	2,8	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Spezifische Verwaltungskosten	[€/MWh]	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0

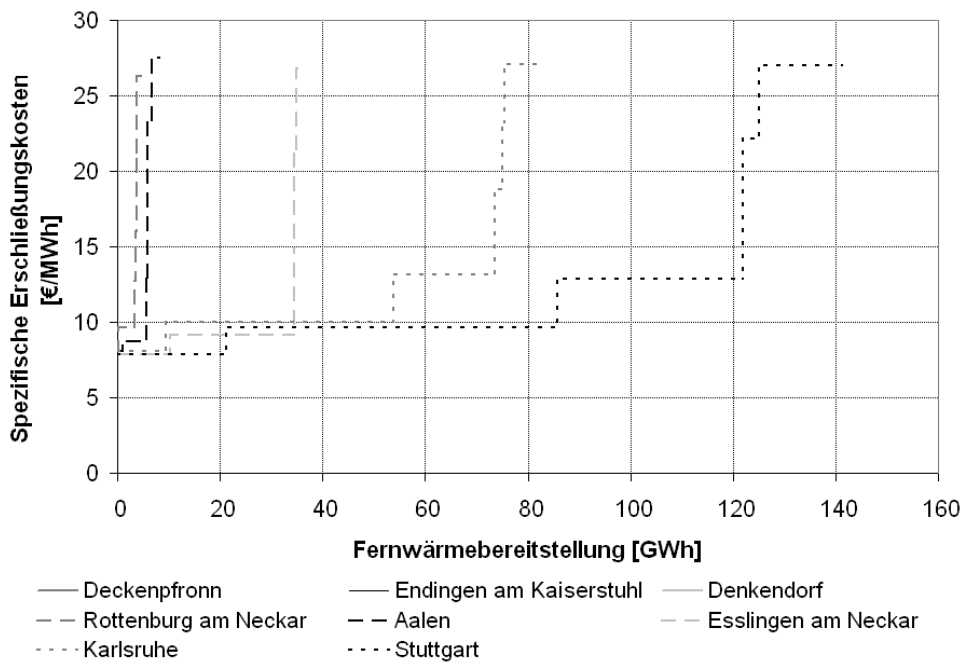


Abb. A.1.: Kosten-Potenzial-Kurven zur Abbildung der Ausbaustufen der Fernwärmeversorgung in 2010 exemplarischer Gemeinden

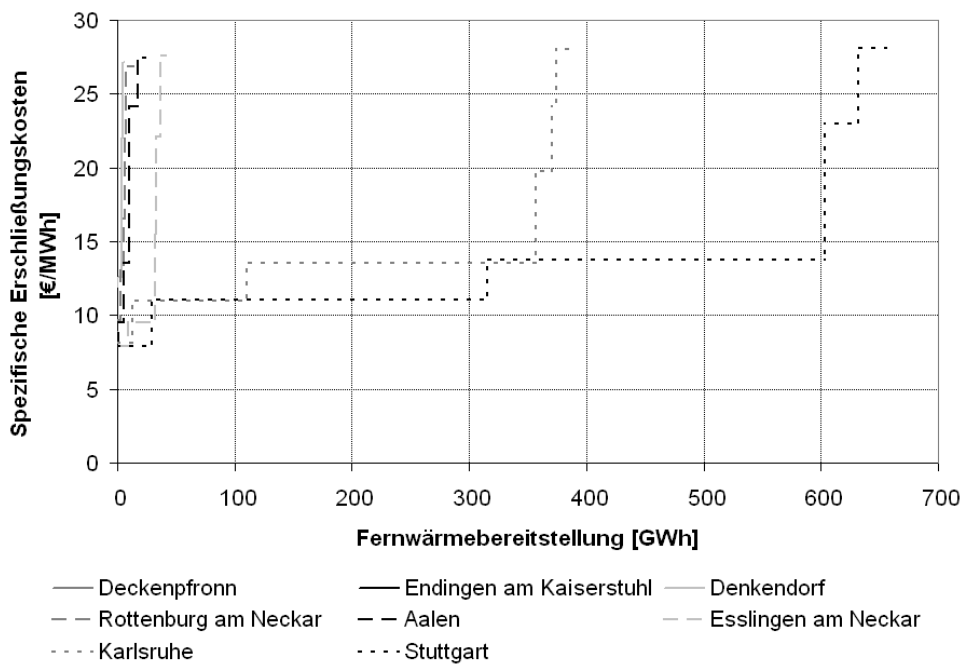


Abb. A.2.: Kosten-Potenzial-Kurven zur Abbildung der Ausbaustufen der Fernwärmeversorgung in 2020 exemplarischer Gemeinden

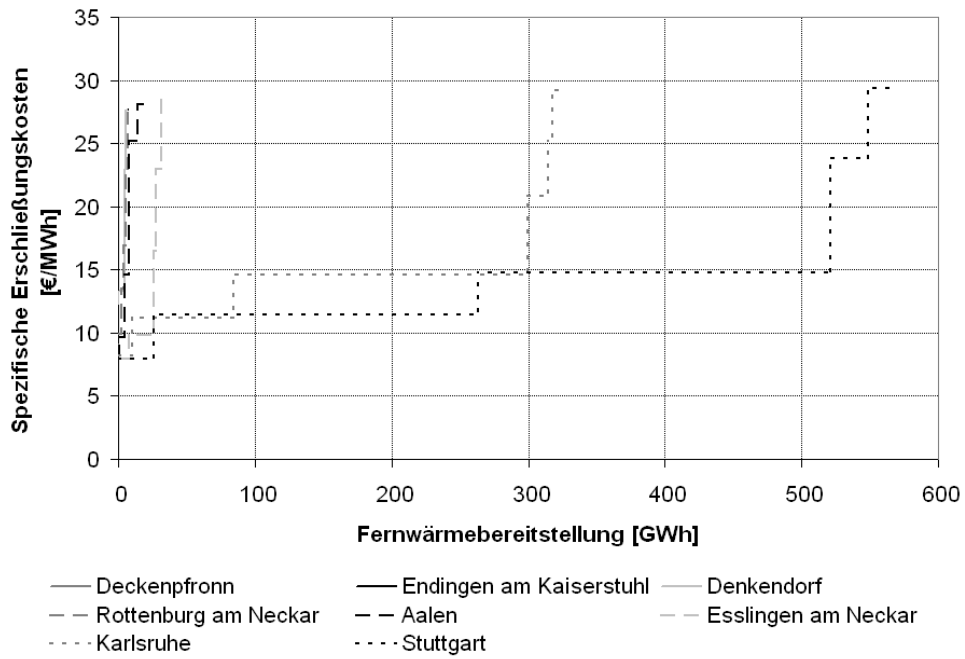


Abb. A.3.: Kosten-Potenzial-Kurven zur Abbildung der Ausbaustufen der Fernwarmeverorgung in 2030 exemplarischer Gemeinden

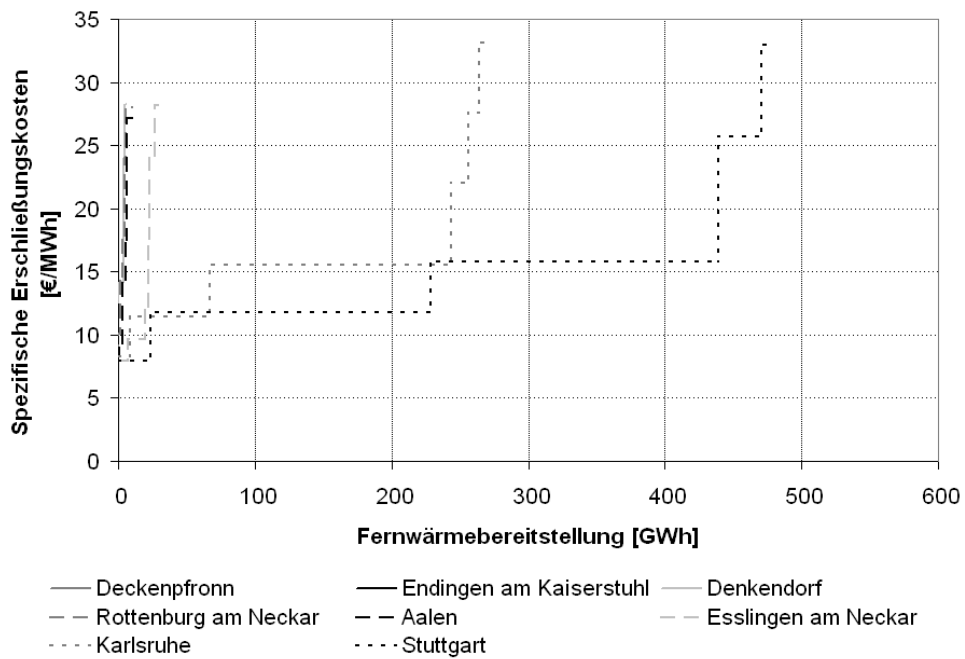


Abb. A.4.: Kosten-Potenzial-Kurven zur Abbildung der Ausbaustufen der Fernwarmeverorgung in 2040 exemplarischer Gemeinden

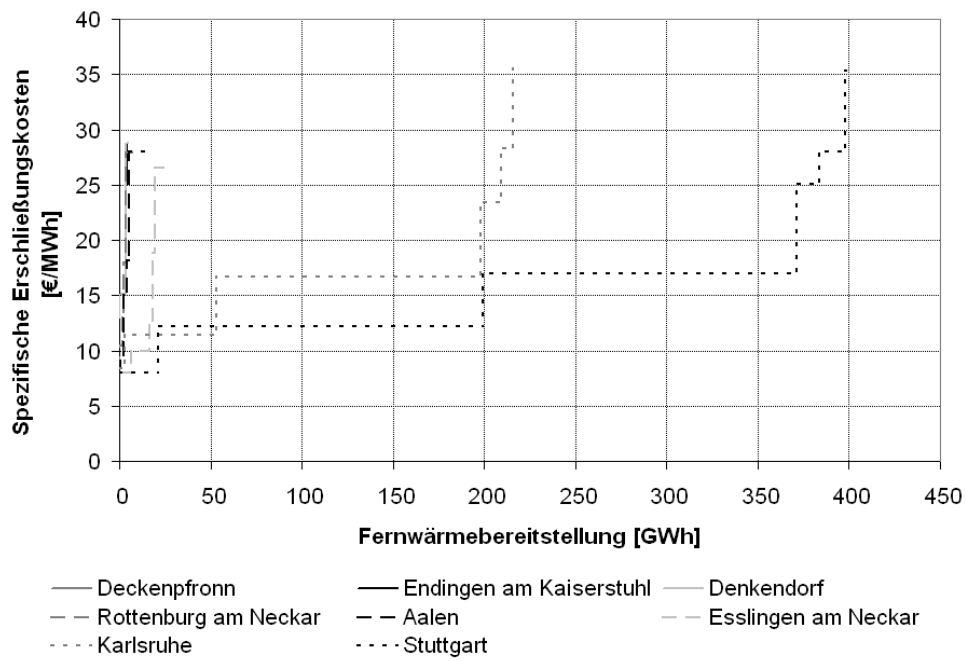


Abb. A.5.: Kosten-Potenzial-Kurven zur Abbildung der Ausbaustufen der Fernwärmeversorgung in 2050 exemplarischer Gemeinden

C. Modellannahmen

Tab. A.27.: Entwicklung der technischen und ökonomischen Kenndaten von KWK-Anlagen nach /IER u. a., 2009/, eigene Berechnungen

Bezeichnung	Einheit	2005	2010	2020	2030	2040
Steinkohle Gegendruck-KWK (200 MW)						
El. Nettoleistung	[MW _{el}]	200	200	200	200	200
Max. el. Wirkungsgrad	[%]	–	–	–	–	–
El. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	35,0	36,0	37,0	38,0	38,0
Therm. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	55,0	54,0	53,0	52,0	52,0
Spez. Investitionskosten	[€ ₂₀₀₅ /kW]	1 435	2 025	1 950	1 915	1 875
Fixe Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /kWa]	57	57	57	57	57
Variable Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /MWh]	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
Steinkohle Entnahmekondensation-KWK (500 MW)						
El. Nettoleistung	[MW _{el}]	500	500	500	500	500
Max. el. Wirkungsgrad	[%]	42,5	43,3	44,0	44,0	44,0
El. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	35,0	35,0	36,0	37,0	37,0
Therm. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	53,0	53,0	52,0	51,0	51,0
Spez. Investitionskosten	[€ ₂₀₀₅ /kW]	1 215	1 620	1 680	1 590	1 560
Fixe Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /kWa]	53	53	53	53	53
Variable Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /MWh]	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
Erdgas Gegendruck-KWK (200 MW)						
El. Nettoleistung	[MW _{el}]	200	200	200	200	200
Max. el. Wirkungsgrad	[%]	–	–	–	–	–
El. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	45,0	46,0	47,0	48,0	48,0
Therm. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	45,0	44,0	43,0	42,0	42,0
Spez. Investitionskosten	[€ ₂₀₀₅ /kW]	660	800	760	720	700
Fixe Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /kWa]	28	28	28	28	28
Variable Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /MWh]	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Erdgas Entnahmekondensation-KWK (100 MW)						
El. Nettoleistung	[MW _{el}]	100	100	100	100	100
Max. el. Wirkungsgrad	[%]	51,0	52,0	53,0	54,0	54,0
El. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	42,0	42,0	43,0	44,0	44,0
Therm. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	46,0	46,0	45,0	44,0	44,0
Spez. Investitionskosten	[€ ₂₀₀₅ /kW]	760	900	860	820	800
Fixe Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /kWa]	41	41	41	41	41
Variable Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /MWh]	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2

Fortsetzung

Bezeichnung	Einheit	2005	2010	2020	2030	2040
Holz Entnahmekondensation-KWK (20 MW)						
El. Nettoleistung	[MW _{el}]	20	20	20	20	20
Max. el. Wirkungsgrad	[%]	22,0	24,0	26,0	27,0	28,0
El. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	18,0	18,0	19,0	19,0	19,0
Therm. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	58,0	59,0	60,0	61,0	61,0
Spez. Investitionskosten	[€ ₂₀₀₅ /kW]	2 500	2 450	2 400	2 350	2 300
Fixe Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /kWa]	146	146	146	146	146
Variable Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /MWh]	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2

¹ Wirkungsgrad im Gegendruckpunkt bei maximaler Wärmeauskopplung.

Tab. A.28.: Entwicklung der technischen und ökonomischen Kenndaten von KWK-Anlagen mit CO₂-Abscheidung nach /IER u. a., 2009/

Bezeichnung	Einheit	2005	2010	2020	2030	2040
Erdgas Entnahmekondensation-KWK mit CO₂-Abscheidung (200 MW)						
El. Nettoleistung	[MW _{el}]	–	–	200	200	200
Max. el. Wirkungsgrad	[%]	–	–	49,0	50,0	52,0
El. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	–	–	37,0	38,0	40,0
Therm. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	–	–	43,0	42,0	42,0
Spez. Investitionskosten	[€ ₂₀₀₅ /kW]	–	–	1 535	1 445	1 425
Fixe Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /kWa]	–	–	61	61	61
Variable Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /MWh]	–	–	3,6	3,6	3,6
Steinkohle Entnahmekondensation-KWK mit CO₂-Abscheidung (425 MW)						
El. Nettoleistung	[MW _{el}]	–	–	425	425	425
Max. el. Wirkungsgrad	[%]	–	–	36,0	37,0	39,0
El. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	–	–	30,0	31,0	31,0
Therm. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	–	–	52,0	51,0	51,0
Spez. Investitionskosten	[€ ₂₀₀₅ /kW]	–	–	2 100	2 025	2 000
Fixe Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /kWa]	–	–	71	71	71
Variable Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /MWh]	–	–	5,6	5,6	5,6

¹ Wirkungsgrad im Gegendruckpunkt bei maximaler Wärmeauskopplung.

Tab. A.29.: Entwicklung der technischen und ökonomischen Kenndaten von Blockheizkraftwerken nach /IER u. a., 2009/

Bezeichnung	Einheit	2005	2010	2020	2030	2040
Erdgas BHKW (0,01 MW)						
El. Nettoleistung	[MW _{el}]	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Max. el. Wirkungsgrad	[%]	–	–	–	–	–
El. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Therm. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
Spez. Investitionskosten	[€ ₂₀₀₅ /kW]	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500
Fixe Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /kWa]	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
Variable Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /MWh]	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
Erdgas BHKW (0,20 MW)						
El. Nettoleistung	[MW _{el}]	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Max. el. Wirkungsgrad	[%]	–	–	–	–	–
El. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
Therm. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0
Spez. Investitionskosten	[€ ₂₀₀₅ /kW]	850	850	850	850	850
Fixe Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /kWa]	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Variable Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /MWh]	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Diesel BHKW (0,01 MW)						
El. Nettoleistung	[MW _{el}]	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Max. el. Wirkungsgrad	[%]	–	–	–	–	–
El. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	30,0	30,0	31,0	31,0	32,0
Therm. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0
Spez. Investitionskosten	[€ ₂₀₀₅ /kW]	1 250	1 250	1 250	1 250	1 250
Fixe Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /kWa]	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
Variable Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /MWh]	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
Diesel BHKW (0,20 MW)						
El. Nettoleistung	[MW _{el}]	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Max. el. Wirkungsgrad	[%]	–	–	–	–	–
El. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	36,0	36,0	37,0	37,0	38,0
Therm. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	54,0	54,0	53,0	53,0	52,0
Spez. Investitionskosten	[€ ₂₀₀₅ /kW]	700	700	700	700	700
Fixe Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /kWa]	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Variable Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /MWh]	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0

Fortsetzung

Bezeichnung	Einheit	2005	2010	2020	2030	2040
Pflanzenöl BHKW (0,11 MW)						
El. Nettoleistung	[MW _{el}]	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Max. el. Wirkungsgrad	[%]	–	–	–	–	–
El. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	36,0	36,0	37,0	37,0	38,0
Therm. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	46,0	46,0	47,0	47,0	48,0
Spez. Investitionskosten	[€ ₂₀₀₅ /kW]	1 150	1 100	1 100	1 050	1 000
Fixe Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /kWa]	138	138	138	138	138
Variable Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /MWh]	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Biogas BHKW (0,15 MW)						
El. Nettoleistung	[MW _{el}]	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Max. el. Wirkungsgrad	[%]	–	–	–	–	–
El. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	33,0	33,0	34,0	34,0	35,0
Therm. Wirkungsgrad im Gegendruck ¹	[%]	49,0	50,0	51,0	52,0	52,0
Spez. Investitionskosten	[€ ₂₀₀₅ /kW]	950	900	900	850	850
Fixe Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /kWa]	165	165	165	165	165
Variable Betriebskosten	[€ ₂₀₀₅ /MWh]	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4

¹ Wirkungsgrad im Gegendruckpunkt bei maximaler Wärmeauskopplung.

Forschungsberichte des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Bezugsadresse: Universität Stuttgart
 Institut für Energiewirtschaft
 und Rationelle Energieanwendung
 - Bibliothek -
 D-70550 Stuttgart

Tel.: 0711 / 685 87861
Fax: 0711 / 685 87873
E-Mail: bib@ier.uni-stuttgart.de

Bestellungen sind auch über Internet möglich:

<http://www.ier.uni-stuttgart.de>

- Band 119 S. Kempe
Räumlich detaillierte Potenzialanalyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland mit einem hoch aufgelösten Energiesystemmodell
Juli 2014, 204 Seiten, 15 €
- Band 118 B. Thiruchittampalam
Entwicklung und Anwendung von Methoden und Modellen zur Berechnung von räumlich und zeitlich hochaufgelösten Emissionen in Europa
April 2014, 238 Seiten, 15 €
- Band 117 T. Kober
Energiewirtschaftliche Anforderungen an neue fossil befeuerte Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt
März 2014, 158 Seiten, 15 €
- Band 116 S. Wissel
Ganzheitlich-integrierte Betrachtung der Kernenergie im Hinblick auf eine nachhaltige Energieversorgung
Februar 2014, 230 Seiten, 15 €
- Band 115 R. Kuder
Energieeffizienz in der Industrie – Modellgestützte Analyse des effizienten Energieeinsatzes in der EU-27 mit Fokus auf den Industriesektor
Februar 2014, 286 Seiten, 15 €
- Band 114 J. Tomaschek
Long-term optimization of the transport sector to address greenhouse gas reduction targets under rapid growth – Application of an energy system model for Gauteng province, South Africa
Dezember 2013, 263 Seiten, 15 €

- Band 113 B. Rühle
Kosten regionaler Energie- und Klimapolitik - Szenarioanalysen mit einem Energiesystemmodell auf Bundesländerebene
November 2013, 196 Seiten, 15 €
- Band 112 N. Sun
Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes - Kraftwerkeinsatzplanung und -investitionen
August 2013, 173 Seiten, 15 €
- Band 111 J. Lambauer
Auswirkungen von Basisinnovationen auf die Energiewirtschaft und die Energienachfrage in Deutschland - Am Beispiel der Nano und Biotechnologie
März 2013, 303 Seiten, 15 €
- Band 110 R. Barth
Ökonomische und technisch-betriebliche Auswirkungen verteilter Elektrizitätserzeugung in Verteilungsnetzen - eine modellgestützte Analyse am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes
März 2013, 234 Seiten, 15 €
- Band 109 D. Bruchof
Energiewirtschaftliche Verkehrsstrategie - Möglichkeiten und Grenzen alternativer Kraftstoffe und Antriebe in Deutschland und der EU-27
März 2012, 226 Seiten, 15 €
- Band 108 E. D. Özdemir
The Future Role of Alternative Powertrains and Fuels in the German Transport Sector - A model based scenario analysis with respect to technical, economic and environmental aspects with a focus on road transport
Januar 2012, 194 Seiten, 15 €
- Band 107 U. Kugler
Straßenverkehrsemissionen in Europa - Emissionsberechnung und Bewertung von Minderungsmaßnahmen
Januar 2012, 236 Seiten, 15 €
- Band 106 M. Blesl, D. Bruchof, U. Fahl, T. Kober, R. Kuder, B. Götz, A. Voß
Integrierte Szenarioanalysen zu Energie- und Klimaschutzstrategien in Deutschland in einem Post-Kyoto-Regime
Februar 2011, 200 Seiten, 15 €
- Band 105 O. Mayer-Spohn
Parametrised Life Cycle Assessment of Electricity Generation in Hard-Coal-Fuelled Power Plants with Carbon Capture and Storage
Dezember 2009, 210 Seiten, 15 €

- Band 104 A. König
Ganzheitliche Analyse und Bewertung konkurrierender energetischer Nutzungspfade für Biomasse im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2030
 Juli 2009, 194 Seiten, 15 €
- Band 103 C. Kruck
Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft-Speicherkraftwerken
 Mai 2008, 162 Seiten, 13 €
- Band 102 U. Fahl, B. Rühle, M. Blesl, I. Ellersdorfer, L. Eltrop, D.-C. Harlinghausen, R. Küster, T. Rehrl, U. Remme, A. Voß
Energieprognose Bayern 2030
 Oktober 2007, 296 Seiten, 18 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 101 U. Remme, M. Blesl, U. Fahl
Global resources and energy trade: An overview for coal, natural gas, oil and uranium
 Juli 2007, 108 Seiten, 10 €
- Band 100 S. Eckardt
Energie- und Umweltmanagement in Hotels und Gaststätten: Entwicklung eines Softwaretools zur systematischen Prozessanalyse und Managementunterstützung
 Mai 2007, 152 Seiten, 13 €
- Band 99 U. Remme
Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell
 August 2006, 336 Seiten, 20 €
- Band 98 L. Eltrop, J. Moerschner, M. Härdtlein, A. König
Bilanz und Perspektiven der Holzenergienutzung in Baden-Württemberg
 Mai 2006, 102 Seiten, 10 €
- Band 97 B. Frey
Modellierung systemübergreifender Energie- und Kohlenstoffbilanzen in Entwicklungsländern
 Mai 2006, 148 Seiten, 13 €
- Band 96 K. Sander
Potenziale und Perspektiven stationärer Brennstoffzellen
 Juni 2004, 256 Seiten, 18 €
- Band 95 M. A. dos Santos Bernardes
Technische, ökonomische und ökologische Analyse von Aufwindkraftwerken
 März 2004, 228 Seiten, 15 €

- Band 94 J. Bagemihl
Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im b6rslichen Strom- und Gasterminmarkt
Februar 2003, 138 Seiten, 10 €
- Band 93 A. Stuible
Ein Verfahren zur graphentheoretischen Dekomposition und algebraischen Reduktion von komplexen Energiesystemmodellen
November 2002, 156 Seiten, 13 €
- Band 92 M. Blesl
R6umlich hoch aufgel6ste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturw6rmebedarfs
August 2002, 282 Seiten, 18 €
- Band 91 S. Briem, M. Blesl, M. A. dos Santos Bernardes, U. Fahl, W. Krewitt, M. Nill, S. Rath-Nagel, A. Voß
Grundlagen zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen in Baden-W6rttemberg
August 2002, 138 Seiten, 10 €
- Band 90 B. Frey, M. Neubauer
Energy Supply for Three Cities in Southern Africa
Juli 2002, 96 Seiten, 8 €
- Band 89 A. Heinz, R. Hartmann, G. Hitzler, G. Baumbach
Wissenschaftliche Begleitung der Betriebsphase der mit Raps6lmethylester befeuerten Energieversorgungsanlage des Deutschen Bundestages in Berlin
Juli 2002, 212 Seiten, 15 €
- Band 88 M. Sawillion
Aufbereitung der Energiebedarfsdaten und Einsatzanalysen zur Auslegung von Blockheizkraftwerken
Juli 2002, 136 Seiten, 10 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 87 T. Marheineke
Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken
Juli 2002, 222 Seiten, 15 €
- Band 86 B. Leven, C. Hoeck, C. Schaefer, C. Weber, A. Voß
Innovationen und Energiebedarf - Analyse ausgew6hlter Technologien und Branchen mit dem Schwerpunkt Stromnachfrage
Juni 2002, 224 Seiten, 15 €
- Band 85 E. Laege
Entwicklung des Energiesektors im Spannungsfeld von Klimaschutz und 6konomie - Eine modellgest6tzte Systemanalyse
Januar 2002, 254 Seiten, 15 €

- Band 84 S. Molt
Entwicklung eines Instrumentes zur Lösung großer energiesystem-analytischer Optimierungsprobleme durch Dekomposition und verteilte Berechnung
 Oktober 2001, 166 Seiten, 13 €
- Band 83 D. Hartmann
Ganzheitliche Bilanzierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien
 September 2001, 228 Seiten, 15 € (z. Zt. vergriffen)
- Band 82 G. Kühner
Ein kosteneffizientes Verfahren für die entscheidungsunterstützende Umweltanalyse von Betrieben
 September 2001, 210 Seiten, 15 €
- Band 81 I. Ellersdorfer, H. Specht, U. Fahl, A. Voß
Wettbewerb und Energieversorgungsstrukturen der Zukunft
 August 2001, 172 Seiten, 13 €
- Band 80 B. Leven, J. Neubarth, C. Weber
Ökonomische und ökologische Bewertung der elektrischen Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Heizungssystemen
 Mai 2001, 166 Seiten, 13 € (z. Zt. vergriffen)
- Band 79 R. Krüger, U. Fahl, J. Bagemihl, D. Herrmann
Perspektiven von Wasserstoff als Kraftstoff im öffentlichen Straßenpersonenverkehr von Ballungsgebieten und von Baden-Württemberg
 April 2001, 142 Seiten, 13 € (z. Zt. vergriffen)
- Band 78 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Greenhouse Gas Emissions from Agriculture in Europe
 Februar 2001, 248 Seiten, 15 € (z. Zt. vergriffen)
- Band 77 W. Rüffler
Integrierte Ressourcenplanung für Baden-Württemberg
 Januar 2001, 284 Seiten, 18 € (z. Zt. vergriffen)
- Band 76 S. Rivas
Ein agro-ökologisches regionalisiertes Modell zur Analyse des Brennholzversorgungssystems in Entwicklungsländern
 Januar 2001, 200 Seiten, 15 € (z. Zt. vergriffen)
- Band 75 M. Härdtlein
Ansatz zur Operationalisierung ökologischer Aspekte von "Nachhaltigkeit" am Beispiel der Produktion und Nutzung von Triticale (×*Triticosecale* Wittmack)-Ganzpflanzen unter besonderer Berücksichtigung der luftgetragenen N-Freisetzen
 September 2000, 168 Seiten, 13 € (z. Zt. vergriffen)

- Band 74 T. Marheineke, W. Krewitt, J. Neubarth, R. Friedrich, A. Voß
Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken
 August 2000, 118 Seiten, 10 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 73 J. Sontow
Energiewirtschaftliche Analyse einer großtechnischen Windstromerzeugung
 Juli 2000, 242 Seiten, 15 €
- Band 72 H. Hermes
Analysen zur Umsetzung rationeller Energieanwendung in kleinen und mittleren Unternehmen des Kleinverbrauchersektors
 Juli 2000, 188 Seiten, 15 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 71 C. Schaefer, C. Weber, H. Voss-Uhlenbrock, A. Schuler, F. Oosterhuis, E. Nieuwlaar, R. Angioletti, E. Kjellsson, S. Leth-Petersen, M. Togeby, J. Munksgaard
Effective Policy Instruments for Energy Efficiency in Residential Space Heating - an International Empirical Analysis (EPISODE)
 Juni 2000, 146 Seiten, 13 €
- Band 70 U. Fahl, J. Baur, I. Ellersdorfer, D. Herrmann, C. Hoeck, U. Remme, H. Specht, T. Steidle, A. Stuible, A. Voß
Energieverbrauchsprognose für Bayern
 Mai 2000, 240 Seiten, 15 €
 Kurzfassung, 46 Seiten, 5 €
- Band 69 J. Baur
Verfahren zur Bestimmung optimaler Versorgungsstrukturen für die Elektrifizierung ländlicher Gebiete in Entwicklungsländern
 Mai 2000, 154 Seiten, 13 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 68 G. Weinrebe
Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen Turmkraftwerken
 April 2000, 212 Seiten, 15 €
- Band 67 C.-O. Wene, A. Voß, T. Fried (eds.)
Experience Curves for Policy Making - The Case of Energy Technologies
 April 2000, 282 Seiten, 18 €
- Band 66 A. Schuler
Entwicklung eines Modells zur Analyse des Endenergieeinsatzes in Baden-Württemberg
 März 2000, 236 Seiten, 15 €
- Band 65 A. Schäfer
Reduction of CO₂-Emissions in the Global Transportation Sector
 März 2000, 290 Seiten, 18 €

- Band 64 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Emissions of Greenhouse Gases Caused by Arable and Animal Agriculture - Processes, Inventories, Mitigation -
 März 2000, 148 Seiten, 13 €
- Band 63 A. Heinz, R. Stülpnagel, M. Kaltschmitt, K. Scheffer, D. Jezierska
Feucht- und Trockengutlinien zur Energiegewinnung aus biogenen Festbrennstoffen. Vergleich anhand von Energie- und Emissionsbilanzen sowie anhand der Kosten
 Dezember 1999, 308 Seiten, 20 €
- Band 62 U. Fahl, M. Blesl, D. Herrmann, C. Kemfert, U. Remme, H. Specht, A. Voß
Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg - Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs
 November 1999, 146 Seiten, 13 €
- Band 61 A. Greßmann, M. Sawillion, W. Krewitt, R. Friedrich
Vergleich der externen Effekte von KWK-Anlagen mit Anlagen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme
 September 1999, 138 Seiten, 10 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 60 R. Lux
Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme
 September 1999, 162 Seiten, 13 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 59 M. Kayser
Energetische Nutzung hydrothermalen Erdwärmevorkommen in Deutschland - Eine energiewirtschaftliche Analyse -
 Juli 1999, 184 Seiten, 15 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 58 C. John
Emissionen von Luftverunreinigungen aus dem Straßenverkehr in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung - Untersuchung von Emissionsszenarien am Beispiel Baden-Württembergs
 Juni 1999, 214 Seiten, 15 €
- Band 57 T. Stelzer
Biokraftstoffe im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen - Lebensweganalysen von Umweltwirkungen
 Mai 1999, 212 Seiten, 15 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 56 R. Lux, J. Sontow, A. Voß
Systemtechnische Analyse der Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark
 Mai 1999, 322 Seiten, 20 € (*z. Zt. vergriffen*)
 Kurzfassung, 48 Seiten, 5 €

- Band 55 B. Biffar
Messung und Synthese von Wärmelastgängen in der Energieanalyse
 Mai 1999, 236 Seiten, 15 €
- Band 54 E. Fleißner
Statistische Methoden der Energiebedarfsanalyse im Kleinverbraucher-
sektor
 Januar 1999, 306 Seiten, 20 € (z. Zt. vergriffen)
- Band 53 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (Hrsg.)
Approaches to Greenhouse Gas Inventories of Biogenic Sources in Agricul-
ture
 Januar 1999, 252 Seiten, 18 €
- Band 52 J. Haug, B. Gebhardt, C. Weber, M. van Wees, U. Fahl, J. Adnot, L. Cauret,
 A. Pierru, F. Lantz, J.-W. Bode, J. Vis, A. van Wijk, D. Staniaszek, Z. Zavody
Evaluation and Comparison of Utility's and Governmental DSM-
Programmes for the Promotion of Condensing Boilers
 Oktober 1998, 156 Seiten, 13 €
- Band 51 M. Blesl, A. Schweiker, C. Schlenzig
Erweiterung der Analysemöglichkeiten von NetWork - Der Netzwerkeditor
 September 1998, 112 Seiten, 10 €
- Band 50 S. Becher
Biogene Festbrennstoffe als Substitut für fossile Brennstoffe - Energie- und
Emissionsbilanzen
 Juli 1998, 200 Seiten, 15 €
- Band 49 P. Schaumann, M. Blesl, C. Böhringer, U. Fahl, R. Kühner, E. Läge, S. Molt,
 C. Schlenzig, A. Stuble, A. Voß
Einbindung des ECOLOG-Modells 'E³Net' und Integration neuer methodi-
scher Ansätze in das IKARUS-Instrumentarium (ECOLOG II)
 Juli 1998, 110 Seiten, 10 €
- Band 48 G. Poltermann, S. Berret
ISO 14000ff und Öko-Audit - Methodik und Umsetzung
 März 1998, 184 Seiten, 15 €
- Band 47 C. Schlenzig
PlaNet: Ein entscheidungsunterstützendes System für die Energie- und
Umweltplanung
 Januar 1998, 230 Seiten, 15 €
- Band 46 R. Friedrich, P. Bickel, W. Krewitt (Hrsg.)
External Costs of Transport
 April 1998, 144 Seiten, 13 €

- Band 45 H.-D. Hermes, E. Thöne, A. Voß, H. Desprez, G. Weimann, G. Kamelander, C. Ureta
Tools for the Dissemination and Realization of Rational Use of Energy in Small and Medium Enterprises
 Januar 1998, 352 Seiten, 20 €
- Band 44 C. Weber, A. Schuler, B. Gebhardt, H.-D. Hermes, U. Fahl, A. Voß
Grundlagenuntersuchungen zum Energiebedarf und seinen Bestimmungsfaktoren
 Dezember 1997, 186 Seiten, 15 €
- Band 43 J. Albiger
Integrierte Ressourcenplanung in der Energiewirtschaft mit Ansätzen aus der Kraftwerkseinsatzplanung
 November 1997, 168 Seiten, 13 €
- Band 42 P. Berner
Maßnahmen zur Minderung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen aus der Lackanwendung - Vergleich zwischen Abluftreinigung und primären Maßnahmen am Beispiel Baden-Württembergs
 November 1997, 238 Seiten, 15 €
- Band 41 J. Haug, M. Sawillion, U. Fahl, A. Voß, R. Werner, K. Weiß, J. Rösch, W. Wölflé
Analysis of Impediments to the Rational Use of Energy in the Public Sector and Implementation of Third Party Financing Strategies to improve Energy Efficiency
 August 1997, 122 Seiten, 10 €
- Band 40 U. Fahl, R. Krüger, E. Läge, W. Ruffler, P. Schaumann, A. Voß
Kostenvergleich verschiedener CO₂-Minderungsmaßnahmen in der Bundesrepublik Deutschland
 August 1997, 156 Seiten, 13 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 39 M. Sawillion, B. Biffar, K. Hufendiek, R. Lux, E. Thöne
MOSAİK - Ein EDV-Instrument zur Energieberatung von Gewerbe und mittelständischer Industrie
 Juli 1997, 172 Seiten, 13 €
- Band 38 M. Kaltschmitt
Systemtechnische und energiewirtschaftliche Analyse der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland
 April 1997, 108 Seiten, 10 €
- Band 37 C. Böhringer, T. Rutherford, A. Pahlke, U. Fahl, A. Voß
Volkswirtschaftliche Effekte einer Umstrukturierung des deutschen Steuersystems unter besonderer Berücksichtigung von Umweltsteuern
 März 1997, 82 Seiten, 8 €

- Band 36 P. Schaumann
Klimaverträgliche Wege der Entwicklung der deutschen Strom- und Fernwärmeversorgung - Systemanalyse mit einem regionalisierten Energiemodell -
Januar 1997, 282 Seiten, 18 €
- Band 35 R. Kühner
Ein verallgemeinertes Schema zur Bildung mathematischer Modelle energiewirtschaftlicher Systeme
Dezember 1996, 262 Seiten, 18 €
- Band 34 U. Fahl, P. Schaumann
Energie und Klima als Optimierungsproblem am Beispiel Niedersachsen
November 1996, 124 Seiten, 10 €
- Band 33 W. Krewitt
Quantifizierung und Vergleich der Gesundheitsrisiken verschiedener Stromerzeugungssysteme
November 1996, 196 Seiten, 15 €
- Band 32 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, T. Schulze, U. Fahl, A. Voß, A. Perrels, W. van Arkel, W. Pellekaan, M. O'Connor, E. Schenk, G. Ryan
Consumers' Lifestyles and Pollutant Emissions
September 1996, 118 Seiten, 10 €
- Band 31 W. Röffler, A. Schuler, U. Fahl, H.W. Balandynowicz, A. Voß
Szenariorechnungen für das Projekt *Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg*
Juli 1996, 140 Seiten, 13 €
- Band 30 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, U. Fahl, A. Voß
Energy Consumption and Air-Borne Emissions in a Consumer Perspective
September 1996, 264 Seiten, 18 €
- Band 29 M. Hanselmann
Entwicklung eines Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
August 1996, 138 Seiten, 13 €
- Band 28 G. Schmid
Die technisch-ökonomische Bewertung von Emissionsminderungsstrategien mit Hilfe von Energiemodellen
August 1996, 184 Seiten, 15 €
- Band 27 A. Obermeier, J. Seier, C. John, P. Berner, R. Friedrich
TRACT: Erstellung einer Emissionsdatenbasis für TRACT
August 1996, 172 Seiten, 13 €

- Band 26 T. Hellwig
OMNIUM - Ein Verfahren zur Optimierung der Abwärmenutzung in Industriebetrieben
 Mai 1998, 118 Seiten, 10 €
- Band 25 R. Laing
CAREAIR - ein EDV-gestütztes Instrumentarium zur Untersuchung von Emissionsminderungsstrategien für Dritte-Welt-Länder dargestellt am Beispiel Nigerias
 Februar 1996, 221 Seiten, 20 €
- Band 24 P. Mayerhofer, W. Krewitt, A. Trukenmüller, A. Greßmann, P. Bickel, R. Friedrich
Externe Kosten der Energieversorgung
 März 1996, Kurzfassung, 40 Seiten, 3 €
- Band 23 M. Blesl, C. Schlenzig, T. Steidle, A. Voß
Entwicklung eines Energieinformationssystems
 März 1996, 76 Seiten, 3 €
- Band 22 M. Kaltschmitt, A. Voß
Integration einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung in den konventionellen Kraftwerksverbund
 Juni 1995, Kurzfassung, 51 Seiten, 3 €
- Band 21 U. Fahl, E. Läge, W. Rüffler, P. Schaumann, C. Böhringer, R. Krüger, A. Voß
Emissionsminderung von energiebedingten klimarelevanten Spurengasen in der Bundesrepublik Deutschland und in Baden-Württemberg
 September 1995, 454 Seiten, 26 €
 Kurzfassung, 48 Seiten, 3 €
- Band 20 M. Fishedick
Erneuerbare Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund - Technische Effekte, Kosten, Emissionen
 Dezember 1995, 196 Seiten, 15 €
- Band 19 A. Obermeier
Ermittlung und Analyse von Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen in Baden-Württemberg
 Mai 1995, 208 Seiten, 15 €
- Band 18 N. Kalume
Strukturmodule - Ein methodischer Ansatz zur Analyse von Energiesystemen in Entwicklungsländern
 Dezember 1994, 113 Seiten, 10 €

- Band 17 Th. Müller
Ermittlung der SO₂- und NO_x-Emissionen aus stationären Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung
November 1994, 142 Seiten, 10 €
- Band 16 A. Wiese
Simulation und Analyse einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland
Juni 1994, 223 Seiten, 15 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 15 M. Sawillion, T. Hellwig, B. Biffar, R. Schelle, E. Thöne
Optimierung der Energieversorgung eines Industrieunternehmens unter Umweltschutz- und Wirtschaftlichkeitsaspekten - Wertanalyse-Projekt
Januar 1994, 154 Seiten, 13 €
- Band 14 M. Heymann, A. Trukenmüller, R. Friedrich
Development prospects for emission inventories and atmospheric transport and chemistry models
November 1993, 105 Seiten, 10 €
- Band 13 R. Friedrich
Ansatz zur Ermittlung optimaler Strategien zur Minderung von Luftschadstoffemissionen aus Energieumwandlungsprozessen
Juli 1992, 292 Seiten, 18 €
- Band 12 U. Fahl, M. Fishedick, M. Hanselmann, M. Kaltschmitt, A. Voß
Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Minderungspotentiale energiebedingter CO₂-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten
August 1992, 471 Seiten, 26 €
Kurzfassung, 45 Seiten, 5 €
- Band 11 M. Kaltschmitt, A. Wiese
Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg
April 1992, 320 Seiten, 20 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 10 A. Reuter
Entwicklung und Anwendung eines mikrocomputergestützten Energieplanungsinstrumentariums für den Einsatz in Entwicklungsländern
November 1991, 170 Seiten, 13 €
- Band 9 T. Kohler
Einsatzmöglichkeiten für Heizreaktoren im Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland
Juli 1991, 162 Seiten, 13 €

- Band 8 M. Mattis
Kosten und Auswirkungen von Maßnahmen zur Minderung der SO₂- und NO_x-Emissionen aus Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg
Juni 1991, 188 Seiten, 13 €
- Band 7 M. Kaltschmitt
Möglichkeiten und Grenzen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung am Beispiel Baden-Württembergs
Dezember 1990, 178 Seiten, 13 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 6 G. Schmid, A. Voß, H.W. Balandynowicz, J. Cofala, Z. Parczewski
Air Pollution Control Strategies - A Comparative Analysis for Poland and the Federal Republic of Germany
Juli 1990, 92 Seiten, 8 €
- Band 5 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Neckar-Alb
Juli 1990, 484 Seiten, 28 €
- Band 4 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Hochrhein-Bodensee
Juni 1990, 498 Seiten, 28 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 3 D. Kluck
Einsatzoptimierung von Kraftwerkssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung
Mai 1990, 155 Seiten, 10 €
- Band 2 M. Fleischhauer, R. Friedrich, S. Häring, A. Haugg, J. Müller, A. Reuter, A. Voß, H.-G. Wystrcil
Grundlagen zur Abschätzung und Bewertung der von Kohlekraftwerken ausgehenden Umweltbelastungen in Entwicklungsländern
Mai 1990, 316 Seiten, 20 €
- Band 1 U. Fahl
KDS - Ein System zur Entscheidungsunterstützung in Energiewirtschaft und Energiepolitik
März 1990, 265 Seiten, 18 €