

Endbericht im Projekt

Kopplung von Strom- und Wärmemarkt vor dem Hintergrund eines steigenden Anteils erneuerbarer Energien

Gerda Schubert, Frank Sensfuß, (ISI)
Unter Mitarbeit von: Michael Nast (DLR), Max Fette (IFAM), Bernd Eikmeier (IFAM)



Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0325178 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Karlsruhe, Stuttgart, Bremen Dezember 2014

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN	2. type of document (e.g. report, publication) final report
3. title Kopplung von Strom- und Wärmemarkt vor dem Hintergrund eines steigenden Anteils erneuerbarer Energien Coupling of electricity and heating market in light of an increasing share of renewable Energy	
4. author(s) (family name, first name(s)) Schubert, Gerda; Sensfuß, Frank; Nast, Michael; Fette, Max; Eikmeier, Bernd	5. end of project December 2014
	6. publication date
	7. form of publication
8. performing organization(s) (name, address) Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe Fraunhofer Institute for Manufacturing Technology and Advanced Materials IFAM Wiener Straße 12, 28359 Bremen German Aerospace Center (DLR) Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart	9. originator's report no.
	10. reference no. 0325178
	11. no. of pages 200
12. sponsoring agency (name, address) Federal Ministry for Economic Affairs and Energy 53107 Bonn	13. no. of references 18
	14. no. of tables 35
	15. no. of figures 35
16. supplementary notes	
17. presented at (title, place, date)	
18. abstract An increasing share of renewable energies, especially from fluctuating sources as wind and photovoltaic, poses new challenges to the electricity system. The use of renewable electricity offers a low-emission energy source to provide heat. An enhanced coupling of the electricity and the heating market is possible using combined heat and power production, heat pumps and other power to heat technologies. Flexibility and storage options on the heating market can be made available to the electricity market using these technologies. This study determines the interactions between electricity and heating market from a long-term perspective using a model-based scenario analysis. On the way to a decarbonisation of the heat and electricity sector, a stronger coupling of both sectors offers several advantages. Combined heat and power technologies as well as heat pumps using highly renewable electricity offer low emission heat sources for the heating market. Especially in the field of combined heat and power production there is a risk of displacement of electricity that is even lower in its emissions resulting in less decarbonisation. With increasing shares of renewable electricity, shares of combined heat and power production decrease. The usage of power to heat technologies is limited in the assessed scenarios und the given assumptions. The utilization of flexibility and storage options from the heating market can help to integrate renewable electricity on the electricity market.	
19. keywords CHP, combined heat and power, power to heat, heat pumps, least cost optimization of the electricity system, long-term scenarios	
20. publisher	21. price

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht
3. Titel Kopplung von Strom- und Wärmemarkt vor dem Hintergrund eines steigenden Anteils erneuerbarer Energien	
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] Schubert, Gerda; Sensfuß, Frank; Nast, Michael; Fette, Max; Eikmeier, Bernd	5. Abschlussdatum des Vorhabens Dezember 2014
	6. Veröffentlichungsdatum
	7. Form der Publikation
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung IFAM Wiener Straße 12, 28359 Bremen Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart	9. Ber. Nr. Durchführende Institution
	10. Förderkennzeichen 0325178
	11. Seitenzahl 200
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) 53107 Bonn	13. Literaturangaben 18
	14. Tabellen 35
	15. Abbildungen 35
16. Zusätzliche Angaben	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum)	
18. Kurzfassung Ein steigender Anteil Erneuerbarer Energien, insbesondere aus den fluktuierenden Energiequellen Wind und Sonne, stellt neue Herausforderungen an das Elektrizitätssystem, gleichzeitig bietet die Nutzung von erneuerbar erzeugtem Strom eine emissionsarme Energiequelle zur Bereitstellung von Wärme. Eine verstärkte Kopplung von Strom- und Wärmemarkt ist beispielsweise durch KWK-Anlagen, Wärmepumpen und Elektrodenheizkessel möglich. Durch diese Technologien können Flexibilitäts- und Speicheroptionen auf dem Wärmemarkt für den Strommarkt erschlossen werden. Diese Studie untersucht im Rahmen einer modellgestützten Szenarioanalyse die Interaktionen zwischen Strom- und Wärmemarkt in einer langfristigen Perspektive. Auf dem Weg zu einer Dekarbonisierung des Strom- und Wärmesektors bietet eine stärkere Kopplung beider Sektoren viele Vorteile. Sowohl die KWK als auch Wärmepumpen mit entsprechendem Strommix stellen emissionsarme Energiequellen für den Wärmemarkt dar. Allerdings besteht insbesondere im Bereich der KWK die Gefahr, dass noch emissionsärmere Technologien verdrängt werden - zu Lasten der CO ₂ -Einsparungen. Mit steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien auf dem Strommarkt sinken die optimalen KWK-Anteile deutlich ab, die Bedeutung von Power To Heat ist in den Modellrechnungen unter den getroffenen Annahmen begrenzt. Durch die Nutzung von Flexibilitätsoptionen auf dem Wärmemarkt können Erneuerbare Energien auf dem Strommarkt besser integriert werden.	
19. Schlagwörter KWK, Power To Heat, Strommarktoptimierung, Wärmepumpen, Langfristszenarien	
20. Verlag	21. Preis

Ansprechpartner:



Kontakt
Dr. Frank Sensfuß
Frank.Sensfuss@isi.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut für
System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe
Telefon +49 721 6809-133
Fax +49 721 6809-77-133

Weitere Autoren: Gerda Schubert

Projektpartner:



Kontakt
Dr. Bernd Eikmeier
bernd.eikmeier@ifam.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik
und Angewandte Materialforschung
IFAM
Wiener Straße 12
28359 Bremen
Telefon: +49 421 2246-7023
Fax: +49 421 2246-300



Kontakt
Michael Nast
Michael.Nast@dlr.de

Deutsches Zentrum für Luft- und
Raumfahrt (DLR)
Pfaffenwaldring 38-40
70569 Stuttgart
Telefon: +49 711 6862-424
Fax: +49 711 6862-747

Inhalt

1	Einleitung	12
1.1	Zielsetzung	12
1.2	Vorgehensweise	12
2	Modellierung der gekoppelten Strom- und Wärmemärkte	14
2.1	PowerACE	14
2.1.1	Beschreibung Struktur PowerACE Optimierung	14
2.1.2	Eingangsdaten	15
2.1.3	Ergebnisse	16
2.2	Modellierung Wärmepumpen	16
2.2.1	Technische Parameter	17
2.2.2	Integration der Wärmepumpen in die Systemoptimierung	24
2.3	Modellierung KWK-Anlagen	25
2.3.1	Technische Parameter	25
2.3.2	Integration der KWK in die Systemoptimierung	30
2.4	Vollständige Modellierung	31
3	Entwicklung der Rahmenbedingungen bis 2050	32
3.1	CO ₂ -Preise	32
3.2	Brennstoffpreise	32
3.3	Energiebedarfsentwicklung	33
3.4	Diskontierung	34
3.5	Investitionen für erneuerbare Energien	34
3.6	Zentrale Parameter konventioneller Kraftwerke	35

4	Szenarien	37
4.1	Beschreibung der Szenariowelten	38
4.1.1	Referenz	38
4.1.2	CCS-Referenz	41
4.1.3	Referenz mit niedrigen CO ₂ -Preisen	45
4.2	Szenarien der integrierten Wärmepumpenoptimierung	47
4.2.1	Basisszenario	48
4.2.2	Sensitivität SpeichergroÙe	51
4.2.3	Sensitivität Luftwärmepumpe	58
4.2.4	Szenariowelt CCS	61
4.2.5	Szenariowelt CO ₂ -Preis	65
4.3	Szenarien der integrierten KWK-Berechnung	68
4.3.1	Szenario ungekoppelte Wärmeerzeugung	69
4.3.2	Basisszenario KWK	70
4.3.3	Sensitivität fixe Anteile Erneuerbarer Energien	78
4.3.4	Sensitivität Gas	81
4.3.5	Szenariowelt CCS	86
4.3.6	Szenariowelt niedrige CO ₂ -Preise	92
4.4	Integrierte KWK- und Wärmepumpenoptimierung	97
4.4.1	Szenariowelt Referenz	97
4.4.2	Szenariowelt CCS	104
4.4.3	Szenariowelt niedrige CO ₂ -Preise	111
5	Fazit	118
6	Literatur	121
7	Anhang	123

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Arbeitspakete.....	13
Abbildung 2 PowerACE Eingabedaten und Ergebnisse.....	15
Abbildung 3 Wärmepumpensystem im Modell.....	17
Abbildung 4 Durch Wärmepumpen gedeckte Endenergienachfrage der betrachteten Gebäudetypen.....	20
Abbildung 5 Leistungszahlen verschiedener Wärmepumpen nach (DIN V 18599, 2011).....	22
Abbildung 6 Lineare Regression des Wärmebedarfsprofils von Fernwärmenetzen.....	26
Abbildung 7 Fehleranalyse des Näherungsverfahrens.....	26
Abbildung 8 Stündliche Wärmebedarfszeitreihe für Fernwärmenetze.....	27
Abbildung 9 Typtage zur Ermittlung des Wärmeprofiles der Industrie (eigene Erhebungen).....	30
Abbildung 10 Entwicklung der Brennstoffpreise (Europäische Kommission, 2013).....	33
Abbildung 11 Entwicklung der Stromnachfrage in TWh.....	34
Abbildung 12 Entwicklung der spezifischen Investitionen für erneuerbare Energien.....	35
Abbildung 13 Strommix und installierte Leistung im Referenzszenario.....	39
Abbildung 14 Entwicklung der CO ₂ -Emissionen im Referenzszenario.....	41
Abbildung 15 Strommix und installierte Leistung im Referenzszenario CCS.....	43
Abbildung 16 Entwicklung der CO ₂ -Emissionen im Referenzszenario CCS.....	45
Abbildung 17 Strommix und installierte Leistung im Referenzszenario mit niedrigen CO ₂ -Preisen.....	46
Abbildung 18 Entwicklung der CO ₂ -Emissionen im Referenzszenario mit niedrigen CO ₂ -Preisen.....	47
Abbildung 19 Strommix des Wärmepumpenstroms und Änderung der installierten Leistung im Vergleich zum Referenzszenario.....	50
Abbildung 20 Strommix des Wärmepumpenstroms ohne Wärmespeicher und Änderung der installierten Leistung im Vergleich zum Referenzszenario.....	53

Abbildung 21 Strommix des Wärmepumpenstroms mit 12-Stunden-Wärmespeicher und Änderung der installierten Leistung im Vergleich zum Referenzszenario.....	55
Abbildung 22 Veränderung des EE-Anteils durch die zusätzliche Stromnachfrage von Wärmepumpen.....	56
Abbildung 23 Spezifische Emissionen der Wärmepumpen.....	57
Abbildung 24 Veränderung des EE-Anteils durch die zusätzliche Stromnachfrage von Luftwärmepumpen.....	60
Abbildung 25 Spezifische Emissionen der Luftwärmepumpen	61
Abbildung 26 Strommix des Wärmepumpenstroms und Änderung der installierten Leistung im Vergleich zur Referenz CCS	62
Abbildung 27 Veränderung des EE-Anteils durch die zusätzliche Stromnachfrage von Wärmepumpen (CCS).....	63
Abbildung 28 Spezifische Emissionen der Wärmepumpen (CCS).....	63
Abbildung 29 Strommix des Wärmepumpenstroms und Änderung der installierten Leistung im Vergleich zur Referenz niedrige CO ₂ -Preise.....	65
Abbildung 30 Veränderung des EE-Anteils durch die zusätzliche Stromnachfrage von Wärmepumpen (niedriger CO ₂ -Preis).....	66
Abbildung 31 Spezifische Emissionen der Wärmepumpen (niedriger CO ₂ -Preis)	67
Abbildung 32 Wärmeerzeugung in Industrie und Fernwärme bei ungekoppelter Wärmeerzeugung	69
Abbildung 33 Änderungen der Stromerzeugung durch Elektrodenheizkessel bei ungekoppelter Wärmeerzeugung im Vergleich zum Referenzszenario.....	70
Abbildung 34 Wärmebereitstellung in der Industrie im Basisszenario KWK.....	71
Abbildung 35 Wärmebereitstellung in der Fernwärme im Basisszenario KWK	73
Abbildung 36 Änderungen der Stromerzeugung, Basisszenario KWK im Vergleich zum Referenzszenario.....	74
Abbildung 37 KWK-Anteil an der Stromerzeugung im Basisszenario KWK	75
Abbildung 38 EE-Anteil im Basisszenario KWK.....	76
Abbildung 39 CO ₂ -Emissionen im Basisszenario KWK	77

Abbildung 40 Systemkosten im Basisszenario KWK und bei ungekoppelter Erzeugung	78
Abbildung 41 Änderungen der Stromerzeugung, Szenario Mindest-EE-Quote im Vergleich zum Referenzszenario	79
Abbildung 42 KWK-Anteile im Szenario Mindest-EE-Quote.....	79
Abbildung 43 EE-Anteile im Szenario Mindest-EE-Quote	80
Abbildung 44 CO ₂ -Emissionen im Szenario Mindest-EE-Quote.....	80
Abbildung 45 Systemkosten im Basisszenario KWK und bei ungekoppelter Erzeugung	81
Abbildung 46 Wärmebereitstellung in Industrie und Fernwärme im Szenario Gas-KWK	82
Abbildung 47 Änderungen der Stromerzeugung, Szenario Gas-KWK im Vergleich zum Referenzszenario	83
Abbildung 48 KWK-Anteile an der Stromversorgung im Szenario Gas-KWK	84
Abbildung 49 EE-Anteile im Szenario Gas-KWK.....	84
Abbildung 50 CO ₂ -Emissionen im Szenario Gas-KWK	85
Abbildung 51 Systemkosten im Szenario Gas-KWK.....	85
Abbildung 52 Wärmebereitstellung in der Industrie im CCS-Basisszenario KWK.....	87
Abbildung 53 Wärmebereitstellung in der Fernwärme im CCS-Basisszenario KWK.....	87
Abbildung 54 Änderungen der Stromerzeugung, Basisszenario KWK im Vergleich zum Referenzszenario in der Szenariowelt CCS.....	88
Abbildung 55 KWK- Anteile in der Szenariowelt CCS	90
Abbildung 56 EE-Anteile in der Szenariowelt CCS	90
Abbildung 57 CO ₂ -Emissionen in der Szenariowelt CCS	91
Abbildung 58 Systemkosten in der Szenariowelt CCS.....	91
Abbildung 59 Wärmebereitstellung in der Industrie im „niedrige CO ₂ -Preise-Basisszenario KWK“	92
Abbildung 60 Wärmebereitstellung in der Fernwärme im „niedrige CO ₂ -Preise-Basisszenario KWK“	93

Abbildung 61 Änderungen der Stromerzeugung Basisszenario KWK im Vergleich zum Referenzszenario in der Szenariowelt niedrige CO ₂ -Preise	94
Abbildung 62 KWK- Anteile in der Szenariowelt „niedrige CO ₂ -Preise“	95
Abbildung 63 EE-Anteile in der Szenariowelt „niedrige CO ₂ -Preise“	95
Abbildung 64 CO ₂ -Emissionen in der Szenariowelt „niedrige CO ₂ -Preise“	96
Abbildung 65 Systemkosten in der Szenariowelt „niedrige CO ₂ -Preise“	96
Abbildung 66 Wärmebereitstellung in der Industrie bei vollständiger Optimierung	97
Abbildung 67 Wärmebereitstellung in der Fernwärme bei vollständiger Optimierung	98
Abbildung 68 Änderungen der Stromerzeugung bei vollständiger Optimierung im Vergleich zum Referenzszenario	99
Abbildung 69 Strommix der Wärmepumpen bei vollständiger Optimierung im Vergleich zum Basisszenario KWK	100
Abbildung 70 KWK-Anteil im Basisszenario KWK und bei vollständiger Optimierung	101
Abbildung 71 EE-Anteile im Basisszenario KWK und bei getrennter und vollständiger Optimierung	101
Abbildung 72 CO ₂ -Emissionen im Basisszenario KWK und bei getrennter und vollständiger Optimierung	102
Abbildung 73 Spezifische Emissionen der Industrie (100°C-500°C), Fernwärme und Wärmepumpen im vollständig optimierten Szenario	103
Abbildung 74 Wärmebereitstellung in der Industrie bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt CCS	105
Abbildung 75 Wärmebereitstellung in der Fernwärme bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt CCS	106
Abbildung 76 Änderungen der Stromerzeugung, bei vollständiger Optimierung im Vergleich zum Referenzszenario in der Szenariowelt CCS	107
Abbildung 77 Strommix der Wärmepumpen bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt CCS	107
Abbildung 78 KWK-Anteil im Basisszenario KWK und bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt CCS	108

Abbildung 79 EE-Anteil im Basisszenario KWK und bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt CCS	109
Abbildung 80 CO ₂ -Emissionen im Basisszenario KWK und bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt CCS	110
Abbildung 81 Spezifische Emissionen der Industrie (100°C-500°C), Fernwärme und Wärmepumpen im vollständig optimierten Szenario in der Szenariowelt CCS.....	111
Abbildung 82 Wärmebereitstellung in der Industrie bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt „niedrige CO ₂ -Preise“	112
Abbildung 83 Wärmebereitstellung in der Fernwärme bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt niedrige CO ₂ -Preise.....	112
Abbildung 84 Änderungen der Stromerzeugung, bei vollständiger Optimierung im Vergleich zum Referenzszenario in der Szenariowelt niedrige CO ₂ -Preise.....	113
Abbildung 85 Strommix der Wärmepumpen bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt niedrige CO ₂ -Preise.....	114
Abbildung 86 KWK-Anteil im Basisszenario KWK und bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt niedrige CO ₂ -Preise.....	115
Abbildung 87 EE-Anteil im Basisszenario KWK (40_CHP) und bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt niedrige CO ₂ -Preise	115
Abbildung 88 CO ₂ -Emissionen im Basisszenario KWK und bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt niedrige CO ₂ -Preise.....	116
Abbildung 89 Spezifische Emissionen der Wärmepumpen im vollständig optimierten Szenario in der Szenariowelt niedrige CO ₂ -Preise	117

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Technische Gebäudeparameter	19
Tabelle 2 Gewichtung der Gebäudetypen und Modernisierungsstufen.....	19
Tabelle 3 Anteile des Warmwasserbedarfs in den Szenariojahren	21
Tabelle 4 Gewichtung der Wärmepumpen nach Wärmequellen	21
Tabelle 5 Entwicklung des durch Wärmepumpen gedeckten Heizwärmebedarfs	23
Tabelle 6 Zubauoptionen KWK.....	28
Tabelle 7 Zubauoptionen Heizkessel	28
Tabelle 8 Entwicklung des Wärmebedarfs in Fernwärmenetzen	29
Tabelle 9 angenommene Entwicklung des Wärmebedarfs in der Industrie.....	30
Tabelle 10 CO ₂ -Preisfad (Preise in EUR ₂₀₁₀)	32
Tabelle 11 Übersicht zentrale Kraftwerkparameter (eigene Annahmen)	36
Tabelle 12 Übersicht der berechneten Szenarien.....	37
Tabelle 13 Anteil Erneuerbarer Stromerzeugung im Referenzszenario ohne Wärmepumpen	40
Tabelle 14 Anteil fossiler Stromerzeugung im Referenzszenario ohne Wärmepumpen	40
Tabelle 15 Übersicht zentrale Kraftwerkparameter CCS (eigene Annahmen).....	42
Tabelle 16 Anteil erneuerbarer Stromerzeugung im Referenzszenario mit CCS	43
Tabelle 17 Anteil fossiler Stromerzeugung im Referenzszenario mit CCS.....	43
Tabelle 18 CO ₂ -Preisfad in der Sensitivitätsanalyse (Preise in EUR ₂₀₁₀)	45
Tabelle 19 Anteil Erneuerbarer Stromerzeugung im Referenzszenario mit niedrigen CO ₂ -Preisen	46
Tabelle 20 Anteil fossiler Stromerzeugung im Referenzszenario mit niedrigen CO ₂ -Preisen.....	46
Tabelle 21 Szenarien der Wärmepumpenoptimierung.....	48
Tabelle 22 Entwicklung von Heizstrombedarf und Jahresarbeitszahlen mit zwei Stunden Wärmespeicher.....	49
Tabelle 23 Strommix des Wärmepumpenstroms im Basisszenario	51

Tabelle 24 Entwicklung von Heizstrombedarf und Jahresarbeitszahlen ohne Wärmespeicher	51
Tabelle 25 Strommix des Wärmepumpenstroms ohne Wärmespeicher	53
Tabelle 26 Entwicklung von Heizstrombedarf und Jahresarbeitszahlen mit 12 Stunden Wärmespeicher	54
Tabelle 27 Strommix des Wärmepumpenstroms mit 12-Stunden-Wärmespeicher	55
Tabelle 28 Entwicklung von Heizstrombedarf und Jahresarbeitszahlen von Luft-Wasser-Wärmepumpen mit 2-Stunden-Wärmespeicher	58
Tabelle 29 Entwicklung von Heizstrombedarf und Jahresarbeitszahlen von Luft-Wasser-Wärmepumpen ohne Wärmespeicher	59
Tabelle 30 Entwicklung von Heizstrombedarf und Jahresarbeitszahlen von Luft-Wasser-Wärmepumpen mit 12-Stunden-Wärmespeicher	59
Tabelle 31 Strommix des Wärmepumpenstroms im Szenario Luftwärmepumpen mit 2-Stunden-Wärmespeicher	60
Tabelle 32 Strommix des Wärmepumpenstroms bei Verfügbarkeit von CCS-Technologien	62
Tabelle 33 Strommix des Wärmepumpenstroms bei niedrigem CO ₂ -Preis	66
Tabelle 34 Szenarien der KWK-Optimierung	68
Tabelle 35 Minimale EE-Anteile im Szenario Mindest-EE-Quote	78

1 Einleitung

1.1 Zielsetzung

Der Ausbau erneuerbarer Energien wird national und international als wesentlicher Bestandteil einer Nachhaltigkeitsstrategie angesehen. Die EEG-Novelle aus dem Jahre 2013 sieht in Deutschland einen Beitrag Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Höhe von 40 bis 45% im Jahr 2025 und 55 bis 60% im Jahr 2035 vor (EEG, 2013). Im Bereich der erneuerbaren Wärme wird durch das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz ein Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme- und Kälte von 14% bis zum Jahr 2020 angestrebt (EEWärmeG, 2014). Gleichzeitig ist durch das KWK-Gesetz ein Ausbauziel für die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen von 25% definiert worden (KWKG, 2014).

Ein solcher dynamischer Ausbau erneuerbarer Energien und der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen stellt nicht nur erhebliche Anforderungen an die technische und ökonomische Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien, sondern insbesondere auch an das Energiesystem insgesamt. Das übrige Energiesystem unterliegt angebots- wie nachfrageseitig in einem solchen Szenario einem sehr starken Anpassungsdruck, welcher neben dem Stromsektor auch den Wärmesektor tangieren wird.

Die hohen Ausbauziele für erneuerbare Energien im Stromsektor werfen zunehmend die Frage auf, welche Situationen im Stromversorgungssystem bei sehr hoher Einspeisung erneuerbarer Energien entstehen und welche Rückwirkungen dies auf den Betrieb von KWK-Anlagen ausübt. Mittelfristig kann über KWK-Anlagen und Wärmeerzeugung mit Hilfe elektrischer Energie (z.B. in Elektrodenheizkesseln und Wärmepumpen) eine verstärkte Kopplung von Strommarkt und Wärmemarkt entstehen.

Für einen weiteren Ausbau und eine verstärkte Marktdiffusion erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmemarkt sowie von KWK-Anlagen ist eine integrierte Betrachtung der beiden Märkte daher unerlässlich. Eine Besonderheit im Rahmen dieses Projektes ist eine zeitlich hoch aufgelöste Analyse des Strom- und Wärmemarktes und eine integrierte Modellierung, die die Wechselwirkungen zwischen den beiden Märkten berücksichtigt.

1.2 Vorgehensweise

Um eine detaillierte Analyse der Zusammenhänge zwischen Strom- und Wärmemarkt zu ermöglichen, wurde das Strommarktmodell PowerACE um eine Abbildung des Wärmemarktes, insbesondere der KWK-Anlagen in Fernwärmenetzen und Industrie

und der Wärmepumpen-Heizungen in Wohngebäuden, erweitert. In diesem Zusammenhang ist eine zeitlich hoch aufgelöste Abbildung der Wärmenachfrage von großer Bedeutung, um Auswirkungen auf den Strommarkt abbilden zu können. Mit Hilfe des entwickelten Modells werden Szenarien analysiert (AP3.1) und Maßnahmen für eine verbesserte Zielerreichung und Systemintegration erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmemarkt analysiert (AP3.2). Im letzten Arbeitspaket (AP4) werden dann aus den vorangegangenen Analysen Handlungsempfehlungen abgeleitet. Eine Übersicht zur Struktur der Arbeitspakete findet sich in Abbildung 1.

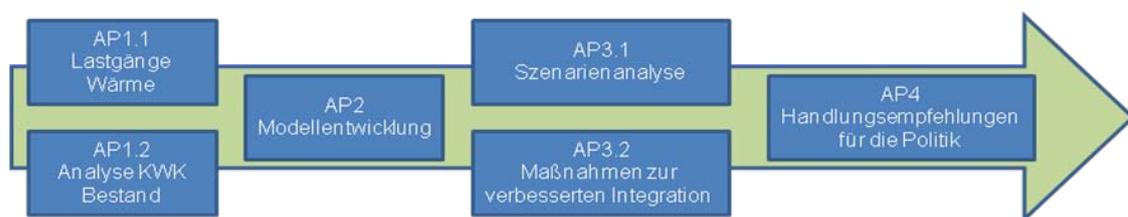


Abbildung 1 Arbeitspakete

Der hier vorliegende Bericht dokumentiert den abschließenden Stand der entwickelten Modellerweiterungen und beschreibt die untersuchten Szenarien sowie die Ergebnisse der Szenarioanalysen. Aufbauend auf den gewonnenen Erkenntnissen werden kostenoptimale Pfade zur verbesserten Integration von Erneuerbaren Energien sowie von Strom- und Wärmemarkt aufgezeigt. Die Verantwortung für die Darstellung der Modellentwicklung und Szenarioanalysen liegt bei Fraunhofer ISI.

2 Modellierung der gekoppelten Strom- und Wärmemärkte

2.1 PowerACE

PowerACE ist eine leistungsstarke Plattform zur modellgestützten Analyse des Stromsektors. Die Plattform besteht aus verschiedenen Modulen. Hierzu gehören ein Simulationsmodell zur Analyse von Preisentwicklungen und für den blockscharfen Kraftwerkeinsatz sowie ein Optimierungsmodell zur Analyse langfristiger Entwicklungen der Infrastruktur. Im Rahmen der hier vorgestellten Szenarioanalysen wurde das Optimierungsmodell erweitert und angewendet.

2.1.1 Beschreibung Struktur PowerACE Optimierung

PowerACE Opt ist ein Modell zur detaillierten Optimierung des Elektrizitätssystems. Es wird eingesetzt, um zu gegebenen Rahmenbedingungen kosteneffiziente Entwicklungspfade des Systems bis zum Jahr 2050 zu untersuchen. Zu einer exogenen Stromnachfrage berechnet PowerACE für jeden Zeitschritt den kostenminimalen Erzeugung- und Infrastrukturmix. Dieser umfasst den Ausbau und Einsatz der Kapazitäten an Erneuerbaren Energien, konventionellen Kraftwerken, Stromnetzen und Energiespeichern.

In einem Stromversorgungssystem mit hohen Anteilen fluktuierender Erzeugung beeinflusst die Stochastik wetterabhängiger Wind- und Solarstromerzeugung die Auslegung des Systems signifikant. Aus diesem Grund besitzt PowerACE eine stündliche Auflösung und berücksichtigt jeweils 8.760 Stunden pro Jahr. Geographisch umfasst es aktuell die 27 EU-Mitgliedsstaaten sowie die Schweiz, Norwegen, den Balkan und die Staaten der MENA-Region. In diesem Projekt erfolgt die Optimierungsrechnung der Szenarien nur für Deutschland.

Für eine bestimmte Anzahl an Stützjahren, typischerweise die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050, wird ein lineares Optimierungsproblem aufgestellt und gelöst. Dabei werden der Ausbau und der Einsatz der Infrastrukturen über den gesamten Zeitraum simultan optimiert. Dies erlaubt es, die Wechselwirkungen und Komplementaritäten zwischen Systemkomponenten zu erfassen und so den optimalen Mix von Erzeugungs-, Übertragungs- und Speicherkapazitäten zu bestimmen.

Neben der durchgehend stündlichen Auflösung ist der hohe Detailgrad in der Darstellung der Erneuerbaren Energien eine zentrale Stärke des Modells. Für diese werden mit Hilfe von GIS-basierten Modellen räumlich hochaufgelöste und techno-ökonomisch detaillierte Potenziale berechnet. Während der Laufzeit des Modells wird die Stromer-

zeugung auf der Basis von echten Wetterdaten des Jahres 2008 berechnet. Dadurch werden stochastische Zusammenhänge zwischen Standorten und Technologien (bspw. Windenergie und Photovoltaik) implizit berücksichtigt.

Das Modell ist modular aufgebaut, sodass neue Technologien und Entwicklungen, wie bspw. Wärmepumpen und die Abbildung der KWK in das Modell integriert werden können (siehe Abbildung 2). Als Nebenbedingung können globale oder regionale CO₂-Minderungsziele oder CO₂ Preise vorgegeben, sowie ein Mindestanteil an regenerativer Erzeugung als Zielgröße definiert werden.

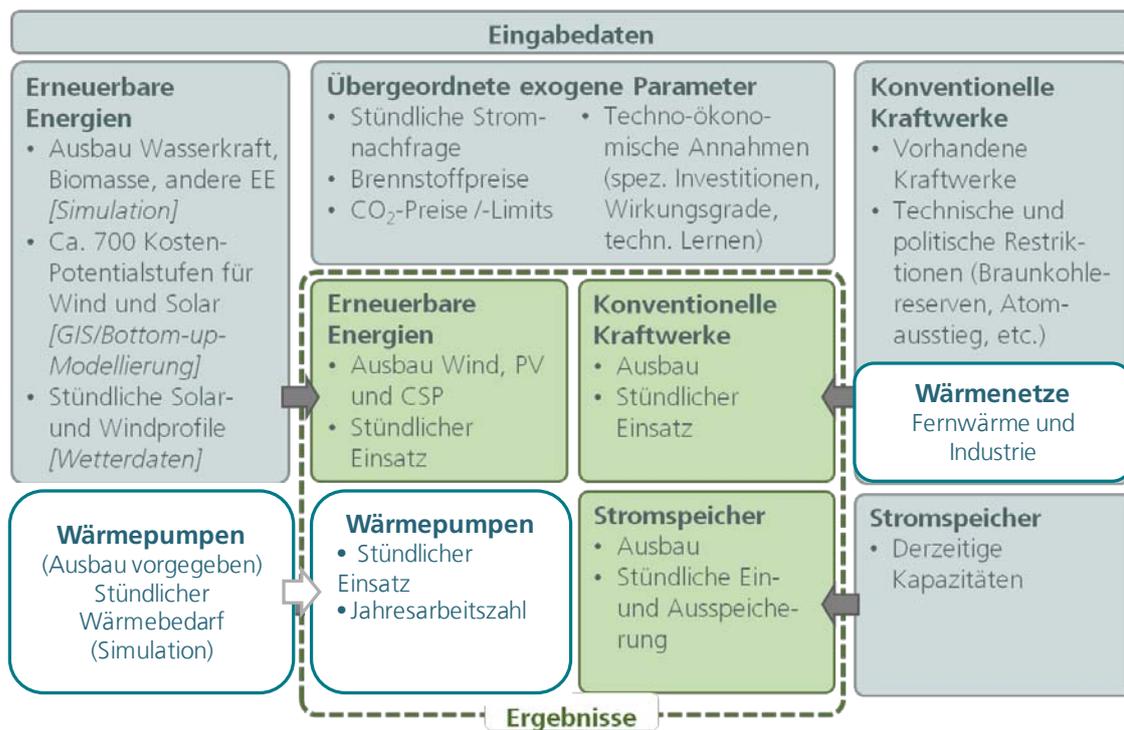


Abbildung 2 PowerACE Eingabedaten und Ergebnisse

2.1.2 Eingangsdaten

PowerACE benötigt verschiedene technische und wirtschaftliche Eingangsdaten zur Berechnung des kostenminimalen Infrastrukturmixes. Die konventionellen Erzeugungstechnologien werden anhand von spezifischen Investitionen, Kapazität, Wirkungsgrad, technischer Verfügbarkeit, Energieträger und Technologie parametrisiert. Zusätzlich fließen Energieträger- und CO₂-Preise als Eingangswerte in die Berechnungen ein.

Für die Abbildung der regenerativen Stromerzeugung sind für jede Technologie regionale Kostenpotenzialkurven im Modell hinterlegt, die aus hochaufgelösten GIS-Daten gewonnen werden. Diese enthalten Informationen darüber, wie hoch das regenerative

Stromerzeugungspotenzial für die Region ist und welche Kosten für das Ausschöpfen einzelner Potenzialstufen anfallen. Hierbei gehen neben technischen Informationen, wie z. B. den Leistungskennlinien und Nabenhöhen von Windenergieanlagen oder der Ausrichtung der PV-Module, auch Naturschutzregelungen ein. Zudem enthält PowerACE stündliche, regional spezifische Stromerzeugungsprofile für die unterschiedlichen Energietechnologien, die mithilfe dezidierter Modelle aus historischen Wetterdaten und Anlagenparametern generiert werden.

2.1.3 Ergebnisse

Zentrale Ergebnisse der Optimierung sind Zubau und stündlicher Einsatz von EE-Technologien, konventionellen Kraftwerken, Energiespeichern und Übertragungsnetzen. Das Modell berechnet, welche regenerativen oder konventionellen Technologien zugebaut werden, um die vorgegeben Ziele z. B. bezüglich Emissionsminderung oder EE-Anteilen kosteneffizient zu erreichen.

Weiterhin ermöglicht die hohe zeitliche Auflösung einen realitätsnahen Einblick in die Struktur der Stromerzeugung. Damit kann visualisiert werden, auf welche Weise der Strombedarf gedeckt wird, d. h. welche regenerativen oder konventionellen Energieträger eingesetzt werden. Das Modell wurde bereits erfolgreich in einer Vielzahl von Projekten im nationalen und internationalen Kontext eingesetzt.

2.2 Modellierung Wärmepumpen

Im Rahmen dieses Projektes wurde das bestehende Modell um die Modellierung der Wärmepumpen innerhalb der Systemoptimierung erweitert.

Wärmepumpen nutzen Umgebungswärme unterschiedlicher Wärmequellen zur Bereitstellung von Heizwärme und Warmwasser. Die Nutzung von Wärmepumpen nimmt stetig zu, im Jahr 2012 wurden bereits 6730 GWh Umweltwärme genutzt (BMU, 2013). Die Struktur des im Modell abgebildeten Wärmepumpensystems ist in Abbildung 3 dargestellt.

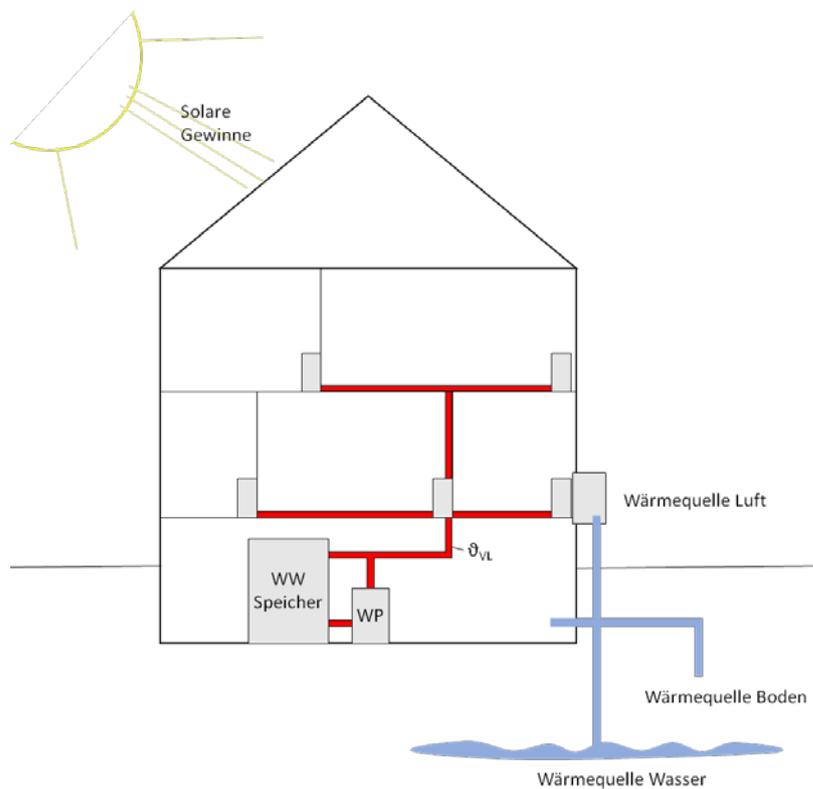


Abbildung 3 Wärmepumpensystem im Modell

2.2.1 Technische Parameter

Ein modelliertes Wärmepumpensystem besteht aus dem zu beheizenden Haus, der Wärmepumpe und einem Wärmespeicher. Der Dämmstandard und die Architektur des zu beheizenden Hauses bestimmen die Höhe und die zeitliche Verteilung des Heizwärmebedarfs. Die technischen Parameter der Wärmepumpen unterscheiden sich nach Vorlauftemperatur des Heizsystems und der genutzten Wärmequelle. Typische Wärmequellen zur Nutzung von erneuerbarer Umgebungswärme sind die Außenluft, das Erdreich oder das Grundwasser. Ein Wärmespeicher dient traditionell zur Überbrückung von Sperrzeiten, welche üblicherweise in den kostengünstigen Stromtarifen vereinbart werden. Er kann jedoch über das übliche Maß hinaus vergrößert und zur weiteren Flexibilisierung der Stromnachfrage der Wärmepumpen eingesetzt werden.

Die Parametrisierung der drei Hauptkomponenten Gebäude, Wärmepumpe und Wärmespeicher wird im nächsten Abschnitt erläutert.

2.2.1.1 Gebäude

Zur Abbildung des Heizwärmebedarfes in Wohnhäusern wurde ein Verfahren entwickelt, um den stündlichen Wärmebedarf modellintern zu berechnen. Die notwendigen Inputparameter werden der IWU-Gebäudetechnologie (IWU, 2011) entnommen. Die wichtigsten Parameter der im Modell verwendeten drei Gebäudeklassen sind in Tabelle 1 dargestellt. Es wurde je ein Mehrfamilienhaus der Baualtersklasse 3 (1919-1948) (MFH.03) und der Baualtersklasse 10 (2002-2009) (MFH.10) sowie je ein Einfamilienhaus der Baualtersklasse 8 (1984-1994) (EFH.08) und 10 (2002-2009) (EFH.10) gewählt. Für das ältere Einfamilienhaus (EFH.08) und das jüngere Mehrfamilienhaus (EFH.10) werden die Sanierungsstufen konventionell und zukunftsweisend saniert berücksichtigt. Für das jüngere Einfamilienhaus (EFH.10) wird nur der Sanierungstyp zukunftsweisend berücksichtigt. Dieser Haustyp wird genutzt, um Neubauten und ambitionierte Sanierungen abzubilden. Das ältere Mehrfamilienhaus (MFH.03) mit konventionellem Sanierungsstand repräsentiert den Raumwärmebedarf und die Nachfragestruktur von Wärmepumpen in Bestandsgebäuden.

Die Gewichtung erfolgt für die Szenariojahre nach Gebäudeklassen und Sanierungsständen, wobei sich die Gewichtung auf den Anteil am gesamten Wärmebedarf bezieht. Der Anteil der Mehrfamilienhäuser erhöht sich von 15% im Jahr 2020 auf 45% im Jahr 2050, der Anteil der Einfamilienhäuser sinkt von 85% im Jahr 2020 auf 55% im Jahr 2050, wie in Tabelle 2 und Abbildung 4 ersichtlich wird.

Tabelle 1 Technische Gebäudeparameter

	MFH.03	MFH.10	EFH.08	EFH.10
Baujahr	1919-1948	2002-2009	1984-1994	2002-2009
Beheizte Wohnfläche [m²]	385	2190	150	147
Beheiztes Raumvolumen[m³]	963	5475	376	366
Gebäudehülle [m²]	745	3208	442	385
Mittlere interne Gewinne [W/m²]²	3	3	3	3
Angaben zu den Sanierungsständen (k = konventionell, z = zukunftsweisend)				
	k	k/z	k/z	z
Mittlerer U-Wert der Außenflächen[W/(m²K)]¹	0,40	0,37/0,22	0,35/0,18	0,20
Spez. Transmissionswärmeverluste [W/m²]²	0,89	0,56/0,36	1,22/0,63	0,61
Spez. Wärmeverluste durch Ventilation [W/m²]²	0,51	0,42/0,42	0,51/0,42	0,42
Spez. solare Gewinne in der Heizperiode [kWh/(m²a)]²	12,6	9,5/7,9	14,1/11,8	12,2
Spez. Heizwärmebedarf [kWh/(m²a)]²	84	54/39	100/53	51

Tabelle 2 Gewichtung der Gebäudetypen und Modernisierungsstufen

Jahr	MFH (1919-1948)	MFH (2002-2009)	MFH (2002-2009)	EFH (1984-1994)	EFH (1984-1994)	EFH (2002-2009)
	konventionell	konventionell	zukunftsweisend	konventionell	zukunftsweisend	zukunftsweisend
2010	10%	0%	5%	75%	0%	10%
2020	20%	0%	10%	40%	5%	25%
2030	15%	0%	20%	25%	15%	25%
2040	10%	5%	30%	15%	15%	25%
2050	0%	10%	35%	15%	15%	25%

¹ bezogen auf die Gebäudehülle

² bezogen auf die beheizte Wohnfläche

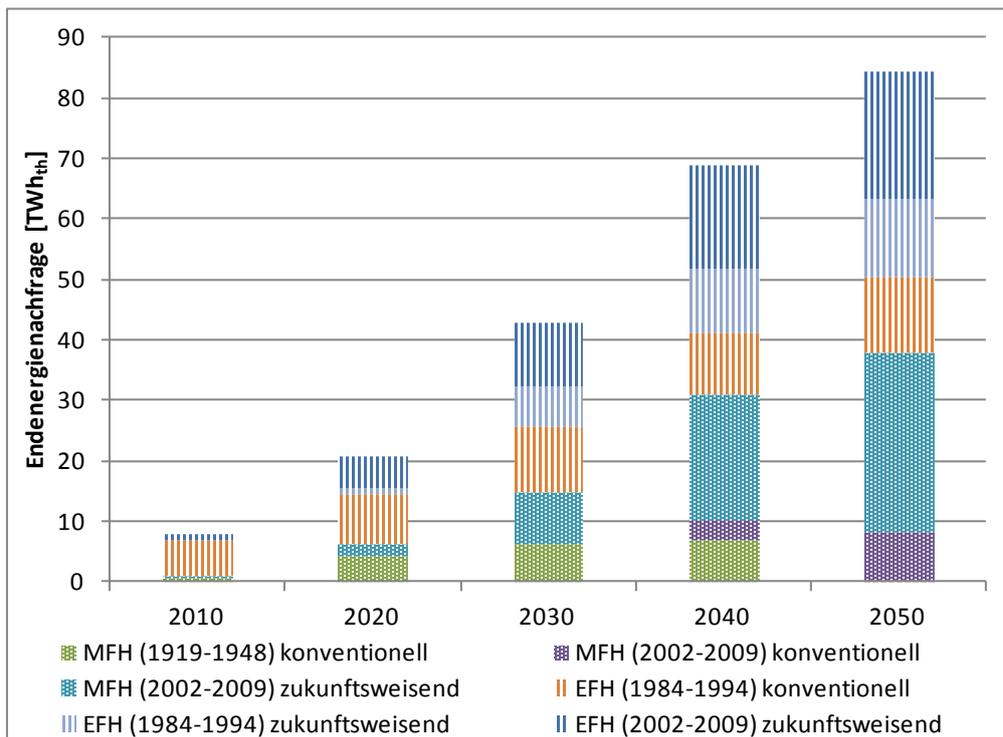


Abbildung 4 Durch Wärmepumpen gedeckte Endenergienachfrage der betrachteten Gebäudetypen

Zur Berechnung des stündlichen Wärmebedarfs werden die Wärmegewinne und Wärmeverluste jeder Stunde auf Grundlage der Außentemperatur und der gebäudetechnischen Parameter der IWU-Gebäudetypologie (siehe Tabelle 1 und (IWU, 2011)) ermittelt.

Die Berechnung des stündlichen Heizwärmebedarfs erfolgt auf Grundlage der Außentemperatur und der in Tabelle 1 dargestellten spezifischen Transmissions- und Ventilationsverluste sowie der internen und solaren Gewinne. Es wird eine Nachtabsenkung der Solltemperatur im Gebäude berücksichtigt. Es wird weiterhin berücksichtigt, dass die Heizung nach einer warmen Periode ohne Heizwärmebedarf erst eingeschaltet wird, wenn die Außentemperatur länger als einen Tag unter 15°C fällt, bzw. nach einer kalten Periode erst ausgeschaltet wird, wenn die Außentemperatur mindestens für die Dauer eines Tages 15°C übersteigt. Eine weitergehende modellendogene Berücksichtigung der thermischen Trägheit des Gebäudes erfolgt nicht. In der Realität kann die Ausnutzung der thermischen Speicherfähigkeit des Gebäudes jedoch eine begrenzt flexible Fahrweise der Wärmepumpen auch ohne die Nutzung eines Warmwasserspeichers ermöglichen.

Zur Ermittlung des Warmwasserbedarfs werden mittlere Typtage nach VDI 4655 (VDI 4655, 2008) verwendet. Es wird angenommen, dass der Warmwasserbedarf in den mit

Wärmepumpen beheizten Gebäuden im Jahr 2020 21%³ beträgt und der Anteil in den folgenden Szenariojahren aufgrund des sinkenden Heizwärmebedarfs um je drei Prozentpunkte steigt (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3 Anteile des Warmwasserbedarfs in den Szenariojahren

Jahr	WW-Anteil
2020	21%
2030	24%
2040	27%
2050	30%

2.2.1.2 Wärmepumpen

Die Effizienz von Wärmepumpen ist abhängig von der Wärmequelle und der Wärmequellentemperatur sowie der Vorlauftemperatur des Heizsystems.

Während die Grundwassertemperatur und auch die Bodentemperatur in tieferen Erdschichten (ab 10 Meter) zwischen 10°C und 12°C liegen und im Jahresverlauf lediglich um 1°C bis 2°C schwanken, ändert sich die Bodentemperatur in etwa 2 Metern Tiefe im Jahresverlauf bereits deutlich. Die Außentemperatur weist zusätzlich noch einen starken Tagesverlauf auf. Um die Effekte der durch diese Temperaturschwankungen bedingten Effizienzschwankungen der Wärmepumpen zu berücksichtigen werden sowohl Luft- als auch Solewärmepumpen abgebildet. Die Anteile der Wärmequellen an der Deckung des Wärmebedarfs sind in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4 Gewichtung der Wärmepumpen nach Wärmequellen

Jahr	Luft	Wasser	Erdreich
2020	22%	0%	78%
2030	14%	0%	86%
2040	15%	0%	85%
2050	15%	0%	85%

Zur Bestimmung der Effizienz der Wärmepumpen wurden die relativen Leistungszahlen in Abhängigkeit der Wärmequellentemperatur nach VDI 18599 genutzt (DIN V 18599, 2011), welche in Abbildung 5 dargestellt sind. Es wird angenommen, dass alle Wärmepumpen in Heizsystemen mit einer Vorlauftemperatur von 45°C installiert sind.

³ Dieser Anteil wird in sehr gut gedämmten Häusern erreicht, die sich auch für die Beheizung mit Wärmepumpen mit niedrigen Vorlauftemperaturen eignen. In schlechter gedämmten Häusern ist der Anteil des Warmwasserbedarfs deutlich niedriger.

Für die Nutzung von Wärmepumpen zur Bereitstellung von Warmwasser wird technologieübergreifend eine Leistungszahl von 1,5 angenommen. Diese Annahme basierte auf Überlegungen, dass ein Großteil des Warmwasserbedarfs durch Heizstäbe bereitgestellt wird. Feldversuche (Miara, et al., 2011) zeigen jedoch in den Sommermonaten, in denen kein Heizwärmebedarf vorliegt, deutlich höhere Arbeitszahlen, die im Bereich von 2,8 bis 3 liegen. Die Annahme einer zu geringen Leistungszahl für die Warmwasserbereitstellung führt zu einer Überschätzung des zur Warmwassererzeugung notwendigen Strombedarfs.

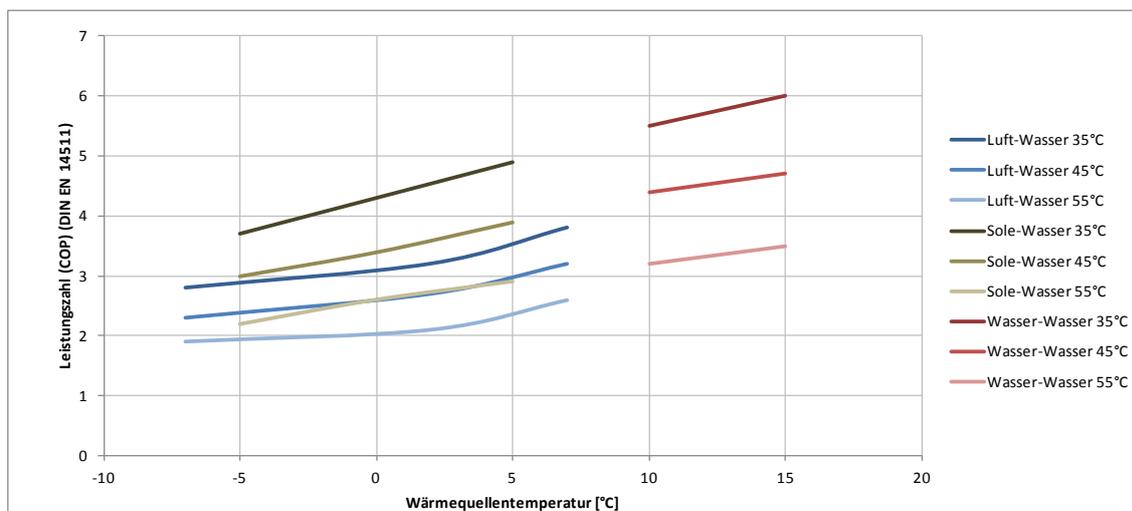


Abbildung 5 Leistungszahlen verschiedener Wärmepumpen nach (DIN V 18599, 2011)

2.2.1.3 Wärmespeicher

Als Standardspeicher wird ein Speicher angenommen, der 2 Stunden den Wärmeinput der Wärmepumpe aufnehmen kann, ohne dass gleichzeitig Wärme entnommen werden muss. Die Reichweite des gefüllten Speichers kann insbesondere bei geringem Wärmebedarf deutlich mehr als 2 Stunden betragen. In einem Einfamilienhaus (EFH.08) ergibt sich für einen 2 Stunden Wärmespeicher mit einer Speicherkapazität von 17 kWh ein Speichervolumen von 1 m³. Es handelt sich bei einem 2-Stunden-Wärmespeicher also um einen relativ großen Speicher, der allerdings noch im Keller eines Einfamilienhauses untergebracht werden kann. Ein in den Sensitivitätsrechnungen analysierter 12-Stundenspeicher ist mit knapp 6 m³ nicht mehr im Keller unterzubringen. Gleiches gilt für große Mehrfamilienhäuser (2-Stunden-Wärmespeicher ca. 7 m³, 12-Stundenspeicher 42 m³). Höhere Dämmstandards reduzieren die benötigte Wärmepumpenleistung und somit auch den Raumbedarf für den Wärmespeicher. Wird die thermische Trägheit des Gebäudes zur Flexibilisierung genutzt, kann das Speichervolumen um etwa 1-2 m³ reduziert werden.

Die Abbildung des Speichers im Modell erfolgt über einen prozentualen Wärmeverlust. Für einen 800 Liter-Speicher mit einem Innendurchmesser von 80 cm und einer Innenhöhe von 160 cm sowie einer 10 cm starken Dämmung mit einem U-Wert von $0,04 \text{ W/m}^2\text{K}$ betragen die stündlichen Speicherverluste etwa 0,6% bei einer nutzbaren Temperaturspreizung von 35°C bis 50°C (Temperaturdifferenz 15 K) und einer Umgebungstemperatur von 10°C . Durch Wärmebrücken und Wärmeverluste an den Rohrleitungsanschlüssen können die Wärmeverluste auch um 50-100% höher ausfallen (Drück, 2012(1)) (Fisch, et al., 2007) (Hauer, et al., 2013). In der Modellierung wurde zur Berücksichtigung der Wärmebrücken ein stündlicher Speicherverlust von 1% des aktuellen Speicherinhalts angenommen.

2.2.1.4 Ausbaupfade der Technologien

Der Ausbau der Wärmepumpen wird als Eingangsparameter für die Optimierung vorgegeben. Auf eine integrierte Optimierung des Ausbaus von Wärmepumpen wurde verzichtet, da Investitionsentscheidungen im Haushaltsbereich neben wirtschaftlichen Aspekten von vielen anderen Faktoren (z.B. Infrastruktur Gas, Fern- und Nahwärme, Eigentümerstruktur) abhängig sind. Weiterhin soll gerade der Einfluss eines ambitionierten Wärmepumpenausbaus untersucht werden. Als Eingangsparameter wurde der jährliche, durch Wärmepumpen gedeckte Heizwärmebedarf gewählt, wodurch höhere Jahresarbeitszahlen durch die Nutzung günstigerer Wärmequellen in den Szenarioergebnissen eine geringere Stromnachfrage zur Folge haben.

Tabelle 5 Entwicklung des durch Wärmepumpen gedeckten Heizwärmebedarfs

	2020	2030	2040	2050
Heizwärmebedarf [TWh]	18	37	57	71
Anteil des Wärmebedarfs in Haushalten und GHD	3%	8%	16%	25%
Heizwärmebedarf [TWh]	26	58	-	-
(Bundesverband Wärmepumpe, 2013) Szenario 2				

Der in den Szenarioberechnungen zugrunde gelegte über Wärmepumpen gedeckte Heizwärmebedarf ist in Tabelle 5 dargestellt.⁴

Unter den getroffenen Annahmen wird im Jahr 2050 etwa ein Viertel des Wärmebedarfs in Haushalten und im GHD-Sektor durch Wärmepumpen gedeckt. Dieses Szenario unterstellt somit gewollt einen ambitionierten Ausbau von Wärmepumpen, bleibt jedoch deutlich hinter dem ambitionierten Szenario des Bundesverbandes Wärmepumpe (2013) zurück.

2.2.2 Integration der Wärmepumpen in die Systemoptimierung

Zur Integration der Wärmepumpen in die Systemoptimierung werden zusätzliche Nebenbedingungen in das PowerACE Optimierungsmodell eingefügt. Der absolute, durch Wärmepumpen gedeckte Jahreswärmebedarf wird dem Modell exogen vorgegeben, ebenso die Gewichtung der Häusertypen und Wärmepumpen. Die stündlichen Wärmebedarfsverläufe werden im Modell endogen berechnet und stehen anschließend zur Formulierung des Optimierungsproblems zur Verfügung.

Mit einer ersten Nebenbedingung wird sichergestellt, dass der im Haus anfallende Wärmebedarf vollständig über die Wärmepumpe gedeckt wird. Der Wärmebedarf muss in jeder Stunde mit der Wärmebereitstellung durch die Wärmepumpe hp_{out} abzüglich der in den Wärmespeicher eingespeicherten s_{in} , zuzüglich der aus dem Wärmespeicher ausgespeicherten Wärme s_{out} übereinstimmen.

$$\text{Wärmededarf}[h] = hp_{out}[h] + s_{out}[h] - s_{in}[h]$$

Die von der Wärmepumpe benötigte elektrische Energie in der Stunde h ergibt sich aus der produzierten Wärmemenge hp_{out} und der Arbeitszahl in Abhängigkeit von den aktuellen Quell- und Vorlauftemperaturen $\eta_{hp}[h]$. Sie muss auf dem Strommarkt kostenminimal erzeugt werden.

$$\text{Stromnachfrage}[h] = hp_{out}[h] / \eta_{hp}[h]$$

Zur Abbildung des Speichers wird eine zweite Nebenbedingung eingeführt. Der Speicherinhalt der Vorstunde $s_{content}[h-1]$ wird um die anfallenden Wärmeverluste η_s redu-

⁴ Als Grundlage zur Abschätzung der Entwicklung des Ausbaus der Wärmepumpen dienen Zwischenergebnisse der Wärmemarktsimulation mit dem Modell INVERT des durch das BMWi geförderten Projektes „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland unter besonderer Berücksichtigung der nachhaltigen Entwicklung sowie regionaler Aspekte“.

ziert, die Ein- und Ausspeicherung wird nicht mit Verlusten behaftet. Der Speicherinhalt darf die Speicherkapazität $s_{\text{content,max}}$ zu keiner Zeit übersteigen.

$$s_{\text{content}}[h] = s_{\text{content}}[h-1] \cdot (1 - \eta_s) - s_{\text{out}}[h] + s_{\text{in}}[h]$$
$$s_{\text{content}}[h] \leq s_{\text{content,max}}$$

2.3 Modellierung KWK-Anlagen

Die Modellierung der KWK-Anlagen erfolgt innerhalb der Stromsystemoptimierung. Im Gegensatz zum vorgegebenen Ausbauszenario bei den Wärmepumpen, wird bei der Modellierung der KWK-Anlagen nur die Entwicklung des Wärmebedarfs vorgegeben und die Wahl der Heiztechnologien zur Deckung des Wärmebedarfs erfolgt integriert in der Strommarktoptimierung.

Ein Wärmesystem ist definiert durch eine stündliche Wärmenachfrage, verschiedene Zubauoptionen für Wärmeerzeuger und Elektrodenheizkessel sowie im Niedertemperaturbereich zusätzlich durch einen Wärmespeicher.

Im Bereich der KWK wird aufgrund der deutlich unterschiedlichen Charakteristik der Wärmenachfrage zwischen Fernwärme und industriellen Anlagen unterschieden.

2.3.1 Technische Parameter

2.3.1.1 Fernwärme

Auf Basis der im 1. Zwischenbericht (im Anhang beigelegt) dargestellten Erhebung der Wärmelastprofile in Fernwärmenetzen wurde für die Verwendung innerhalb des PowerACE Modells eine Methodik abgeleitet, die eine synthetische Hochrechnung des Wärmeprofiles für verschiedene meteorologische Datensätze ermöglicht und gleichzeitig den Datenschutzerfordernissen der Fernwärmebetreiber genügt. Die Analyse wurde durch das Fraunhofer IFAM (ehemals Bremer Energie Institut) durchgeführt. Abbildung 6 zeigt die Regression von Außentemperatur und täglicher Wärmelast.

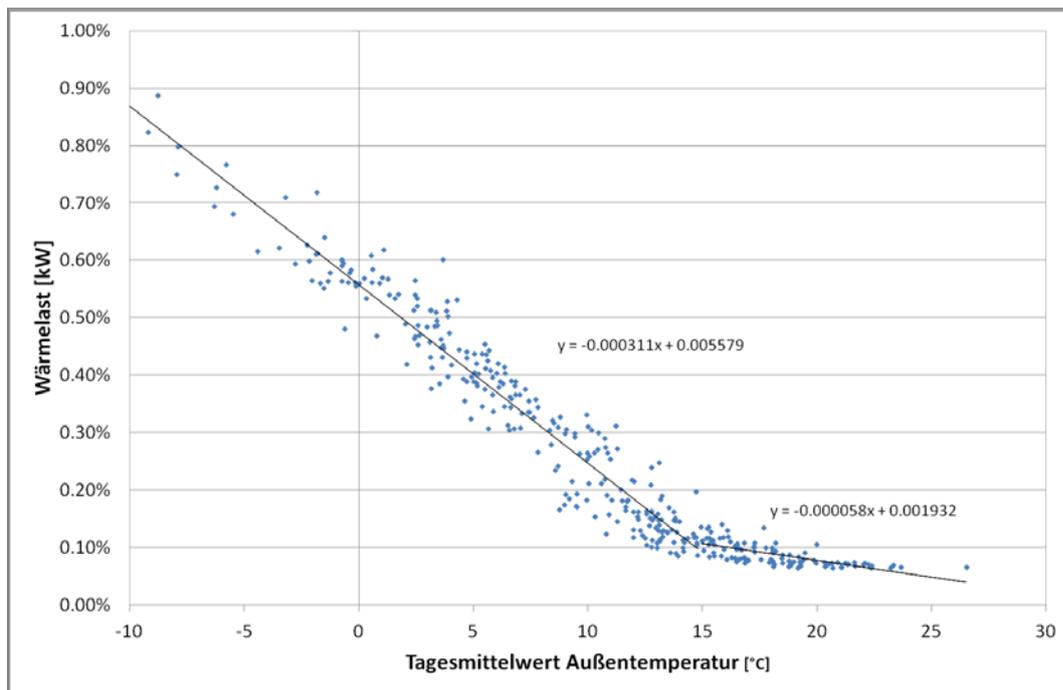


Abbildung 6 Lineare Regression des Wärmebedarfsprofils von Fernwärmenetzen

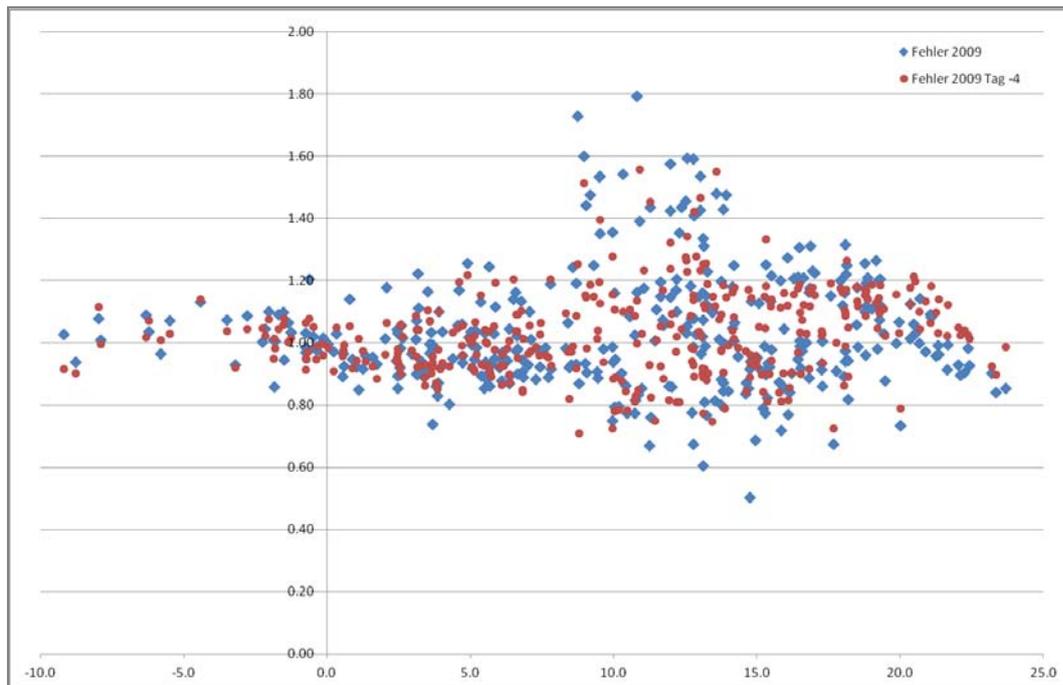


Abbildung 7 Fehleranalyse des Näherungsverfahrens

Die Fehleranalyse anhand realer Daten zeigt, dass die absolute Höhe der Fehler durch die Berücksichtigung der Temperaturen der letzten 4 Vortage deutlich reduziert werden kann (siehe Abbildung 7). Insgesamt bewegt sich ein Großteil der Fehler des Nähe-

rungsverfahrens deutlich unter 20%. Beachtet werden sollte allerdings, dass die Struktur des betrachteten Fernwärmenetzes eine erhebliche Auswirkung auf die Qualität der hier dargestellten Näherungsformel hat. Die hier dargestellte Formel weist für einige strukturell vergleichbare Fernwärmenetze eine gute Treffgenauigkeit auf. Für Fernwärmenetze mit deutlich veränderter Abnehmerstruktur, z.B. erhöhtem Industrieteil, muss mit einem größeren Fehler der hier verwendeten Näherungsformel gerechnet werden. Da jedoch nur für eine begrenzte Anzahl von Fernwärmenetzen Lastprofile und Strukturdaten vorliegen (siehe 1. Zwischenbericht) ist diese Fehlerquelle derzeit nicht vermeidbar.

Das Fraunhofer IFAM (ehemals Bremer Energie Institut) entwickelte auf der Grundlage realer historischer Lastzeitreihen verschiedener Fernwärmenetze außerdem Typtagesverläufe (siehe 1. Zwischenbericht im Anhang). Auf Grundlage dieser Arbeiten wurde für das Jahr 2008 die stündliche Wärmebedarfszeitreihe für Fernwärmenetze ermittelt (siehe Abbildung 8).

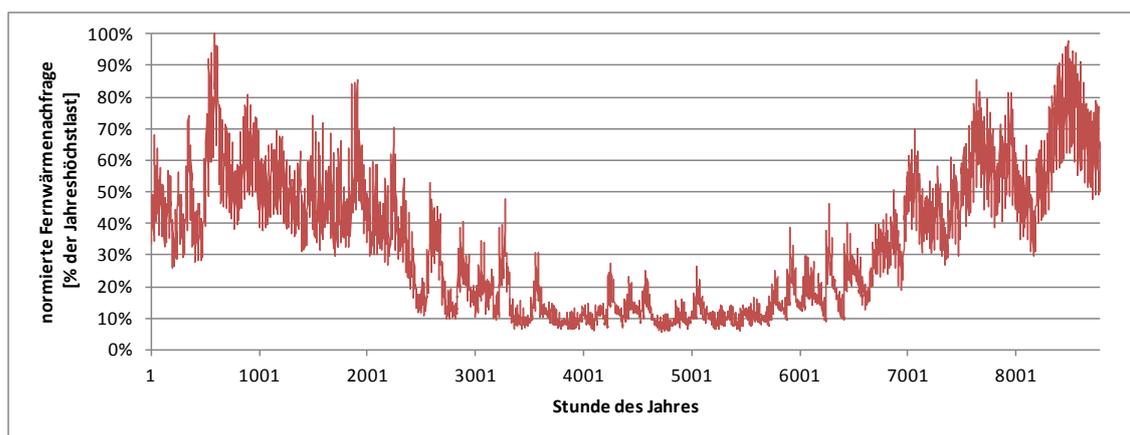


Abbildung 8 Stündliche Wärmebedarfszeitreihe für Fernwärmenetze

Tabelle 6 zeigt die berücksichtigten Erzeugungstechnologien für die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme. Ein Erdgas-BHKW mit 5,4 MW, eine Gasturbine mit 90 MW, ein Gas-GUD mit 400 MW und ein Steinkohledampfkraftwerk stellen die Zubauoptionen für KWK-Anlagen. Durch diese Anlagenauswahl sind die typischen KWK-Anlagen mit ihren charakteristischen Stromkennzahlen berücksichtigt.

Tabelle 6 Zubauoptionen KWK

	elekt- rische Leis- tung	Investi- tion	Le- bens- dau- er	Strom- kenn- zahl	Wirkungs- grad KWK	Wirkungs- grad el	O&M fix	O&M varia- bel
	MW	€/kW _{el}	a				€/kW	€/MWh _{el}
Erdgas- BHKW	5,4	825	20	0,97	86,0%	42,4%	17	8
Gas_GT	90	730	30	0,63	85,4%	33,0%	43	1,5
Gas_GUD	400	950	30	1,19	88,1%	47,8%	62	3
Stein- kohle_DT	600	1800	40	0,68	89,0%	36,0%	56	1,5

Neben den KWK-Technologien stehen auch Heizkessel mit ungekoppelter Wärmeerzeugung als Option zur Deckung des Wärmebedarfs zur Verfügung (vgl. Tabelle 7). Als mögliche Zubauoptionen werden ein Kohle-Heizkessel sowie ein Gas-Heizkessel als kostengünstige fossile Wärmeerzeuger sowie ein Elektrodenheizkessel zur Nutzung von Strom zur Wärmebereitstellung vorgegeben. Die Nutzung von Strom zur Wärmebereitstellung kann insbesondere in Zeiten geringer Stromnachfrage bei gleichzeitig hoher Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien sinnvoll sein. In Kombination mit Wärmespeichern und bei zeitlicher Übereinstimmung von Wärmebedarfsprofilen mit den Einspeiseprofilen Erneuerbarer Energien können auch zusätzliche erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten sinnvoll sein, um den Anteil Erneuerbarer Energien auf dem Wärmemarkt zu erhöhen.

Tabelle 7 Zubauoptionen Heizkessel

	thermische Leistung	Investiti- on	Lebensdau- er	Wirkungs- grad	O&M fix
	MW	€/kW _{th}	a		€/kW
Kohle-Heizkessel	5	32	20	90%	2,25
Gas-Heizkessel	5	54	20	94%	2,17
Elektrodenheiz- kessel	10	100	20	95%	5,54

Als Wärmespeicher wird ein druckloser Wasserspeicher mit 1% stündlichen Wärmeverlusten unterstellt. Die spezifische Investition betragen 1000 €/m³ (Wünsch, et al., 2011 S. 22). Mit einer Wärmespeicherkapazität von 45 kWh/m³ (Wünsch, et al., 2011 S. 21) ergibt sich eine spezifische Investition von 22,2 €/kW_{th}. Speicher mit Volumina über 100m³ können deutlich geringere Investitionen aufweisen, werden im Modell jedoch nicht explizit abgebildet. Der sich in den Modellergebnissen ergebende Ausbau von Wärmespeichern in Fernwärmenetzen ist somit eher als eine untere Abschätzung zu interpretieren.

Tabelle 8 Entwicklung des Wärmebedarfs in Fernwärmenetzen

	2020	2030	2040	2050
Wärmebedarf Fernwärme [TWh]	84	95	100	100

Die unterstellte Entwicklung des Fernwärmebedarfs ist in Tabelle 8 dargestellt. Es wurde angenommen, dass Fernwärmenetzausbau und –verdichtung bis 2040 stark voranschreiten und Neuanschlüsse den Nachfragerückgang durch Effizienzmaßnahmen in bestehenden Fernwärmenetzen übersteigen. Diese Annahmen wurden getroffen, um eine potentiell verstärkte Kopplung von Strom- und Wärmemarkt auch im Bereich der Fernwärme-KWK abzubilden.

2.3.1.2 Industrie

Die stündliche Nachfrage nach Prozesswärme in der Industrie wird durch die in Abbildung 9 dargestellten Typtage ermittelt. Der Tagesverlauf zeigt an Werktagen einen Anstieg während des Tages, die Grundlast des Wärmebedarfs ist im Winter höher als im Sommer.

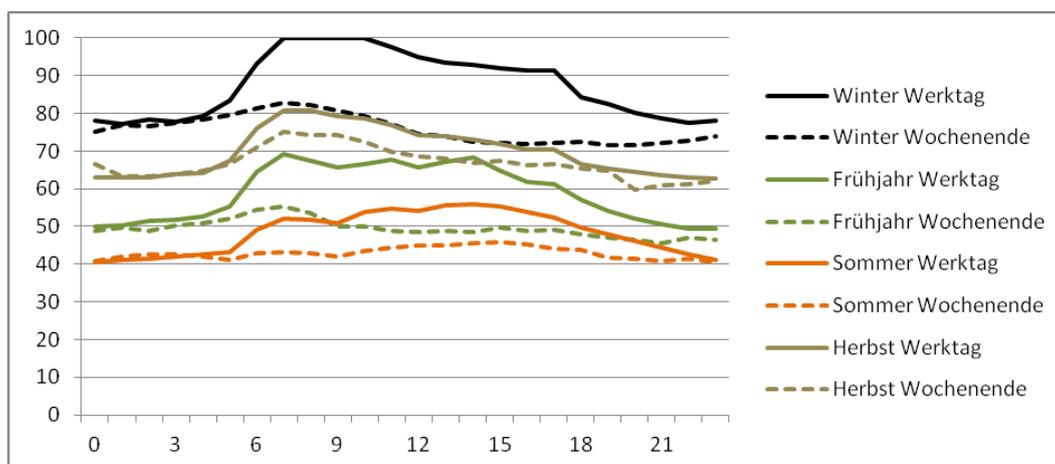


Abbildung 9 Typtage zur Ermittlung des Wärmeprofiles der Industrie (eigene Erhebungen)

Es wurde angenommen, dass sowohl die KWK-Technologien, als auch die zur ungekoppelten Wärmebereitstellung zur Verfügung stehenden Technologien, denen in Abschnitt 2.3.1.1 (siehe Tabelle 6 und Tabelle 7) entsprechen. Da die betrachtete Prozesswärme im Temperaturbereich von 100 bis 500°C auf höheren Druck- und Temperaturniveaus benötigt wird, wurde angenommen, dass diese nicht gespeichert wird.

Der für die Modellrechnungen angenommene Wärmebedarf der Industrie im Temperaturbereich von 100 bis 500°C ist in Tabelle 9 dargestellt⁵. Der Wärmebedarf im Temperaturbereich über 500°C wurde nicht im Modell berücksichtigt, da Hochtemperaturwärme nicht durch KWK bereitgestellt werden kann⁶.

Tabelle 9 angenommene Entwicklung des Wärmebedarfs in der Industrie

	2020	2030	2040	2050
Wärmebedarf Industrie 100°C - 500°C	180	169	165	171
[TWh]				

2.3.2 Integration der KWK in die Systemoptimierung

2.3.2.1 Ausbau der Wärmebereitstellungstechnologien

Zur Integration der KWK in die Systemoptimierung werden zusätzliche Nebenbedingungen in das PowerACE Optimierungsmodell eingefügt. Der absolute, durch alle Wärmeerzeugungstechnologien (KWK, fossile und Elektroden-Heizkessel) gedeckte Wärmebedarf wird dem Modell exogen vorgegeben (siehe Tabelle 9). Der Zubau der Wärmebereitstellungstechnologien wird im Modell endogen innerhalb der Kostenoptimierung festgelegt. Hierzu werden Nebenbedingungen im Optimierungsproblem ergänzt, welche die für den Zubau anfallenden annuisierten Investitionen und fixen Betriebskosten berücksichtigen. Für Fernwärmenetze werden auch die für den Zubau anfallenden annuisierten Investitionen der Wärmespeicher in einer Nebenbedingung berücksichtigt.

⁵ Als Grundlage zur Abschätzung der Entwicklung Wärmebedarfs in der Industrie dienten Zwischenergebnisse der Nachfragesimulation mit dem Modell FORECAST im Rahmen des durch das BMWi geförderten Projektes „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland unter besonderer Berücksichtigung der nachhaltigen Entwicklung sowie regionaler Aspekte“.

⁶ Gasturbinen können auch Wärme bis 600°C erzeugen.

2.3.2.2 Optimierter Einsatz der Wärmebereitstellungstechnologien

Die stündlichen Wärmebedarfsverläufe werden im Model endogen aus den Typtagen berechnet und stehen anschließend zur Formulierung des Optimierungsproblems zur Verfügung.

Der Wärmebedarf muss in jeder Stunde h mit der Wärmebereitstellung aller Wärmeerzeugungstechnologien abzüglich der in den Wärmespeicher eingespeicherten $s_{in}[h]$, zuzüglich der aus dem Wärmespeicher ausgespeicherten $s_{out}[h]$ Wärme übereinstimmen. Die aus KWK $k_{wk_{out}}[h]$, Heizkesseln $h_{k_{out}}[h]$ und Elektrodenheizkesseln $eh_{k_{out}}[h]$ bereitgestellte Wärme darf die jeweils installierte Kapazität nicht überschreiten.

$$\text{Wärmebedarf}[h] = k_{wk_{out}}[h] + h_{k_{out}}[h] + eh_{k_{out}}[h] + s_{out}[h] - s_{in}[h]$$

Die von den KWK-Anlagen erzeugte elektrische Energie $k_{wk_{out,el}}[h]$ muss auf dem Strommarkt verbraucht, der Stromverbrauch der Elektrodenheizkessel $eh_{k_{in,el}}[h]$ erzeugt werden.

$$\text{Änderung der Stromnachfrage}[h] = eh_{k_{in,el}}[h] - k_{wk_{out,el}}[h]$$

Zur Abbildung des Speichers wird eine zweite Nebenbedingung eingeführt. Der Speicherinhalt der Vorstunde wird um die anfallenden Wärmeverluste reduziert, die Ein- und Ausspeicherung wird nicht mit Verlusten behaftet. Der Speicherinhalt darf die Speicherkapazität zu keiner Zeit übersteigen.

$$s_{content}[h] = s_{content}[h-1] \cdot (1 - \eta_s) - s_{out}[h] + s_{in}[h]$$

$$s_{content}[h] \leq s_{content,max}$$

2.4 Vollständige Modellierung

In der vollständigen Modellierung wurden die in Abschnitt 2.2 und Abschnitt 2.3 dargestellten Modellerweiterungen und Parameter gleichzeitig in das bestehende Optimierungsmodell PowerACE Opt integriert. Da alle Nebenbedingungen in ein lineares Optimierungsproblem einfließen, können so kostenoptimale Erzeugungsstrukturen ermittelt werden, welche die Wechselwirkungen zwischen KWK in der Fernwärmeversorgung, KWK in der Industrie und Wärmepumpen berücksichtigen. Auch die Nutzungskonkurrenz in Bezug auf Strom aus Erneuerbaren Energien in Wärmepumpen und Power-To-Heat Anlagen, sowie mögliche Synergien zwischen KWK-Anlagen und Wärmepumpen fließen in die Optimierung ein.

3 Entwicklung der Rahmenbedingungen bis 2050

Im Rahmen einer Szenarienanalyse wird die Entwicklung des Strom- und Wärmesektors bis zum Jahre 2050 analysiert. Diese Analyse untersucht insbesondere die Wechselwirkungen zwischen Strom- und Wärmemarkt. Die Rahmenbedingungen des Wärmemarktes wurden in den Abschnitten 2.2 und 2.3 dargestellt, die weiteren Rahmenbedingungen wie CO₂-Preise, Brennstoffpreise und die Nachfrageentwicklung werden im Folgenden aufgezeigt.

3.1 CO₂-Preise

Ein zentraler Parameter im Rahmen der Szenarienrechnung ist der unterstellte CO₂-Preis. Der CO₂-Preis gibt letztlich dem Optimierungsmodell das Ambitionsniveau der Klimaschutzbemühungen vor. Im Rahmen dieser Studie wird eine ambitionierte Klimaschutzpolitik bis 2050 unterstellt. Der unterstellte CO₂-Preis steigt somit von 10 Euro/t im Jahr 2020 auf 100 Euro/t im Jahr 2050 an, siehe Tabelle 10. Dieses Preisniveau stellt innerhalb des Gesamtdatensatzes der Brennstoffpreisannahmen und der unterstellten Technologieentwicklung eine deutliche Dekarbonisierung des Stromsektors bis 2050 sicher.

Tabelle 10 CO₂-Preisfad (Preise in EUR₂₀₁₀)

Jahr	2020	2030	2040	2050
CO ₂ -Preis [EUR/t]	10	35	65	100

3.2 Brennstoffpreise

Die Entwicklung der Brennstoffpreise ist bei vielen energiewirtschaftlichen Analysen von zentraler Bedeutung. Die Bandbreiten der Prognosen sind dabei für die zentralen Brennstoffe Kohle, Gas und Öl meist sehr groß. Im Rahmen dieser Studie wird für diese zentralen Brennstoffe auf die Annahmen des aktuellen Impact Assessment der europäischen Kommission (Europäische Kommission, 2013) zurückgegriffen. Die Entwicklung der Brennstoffpreise ist in Abbildung 10 dargestellt.

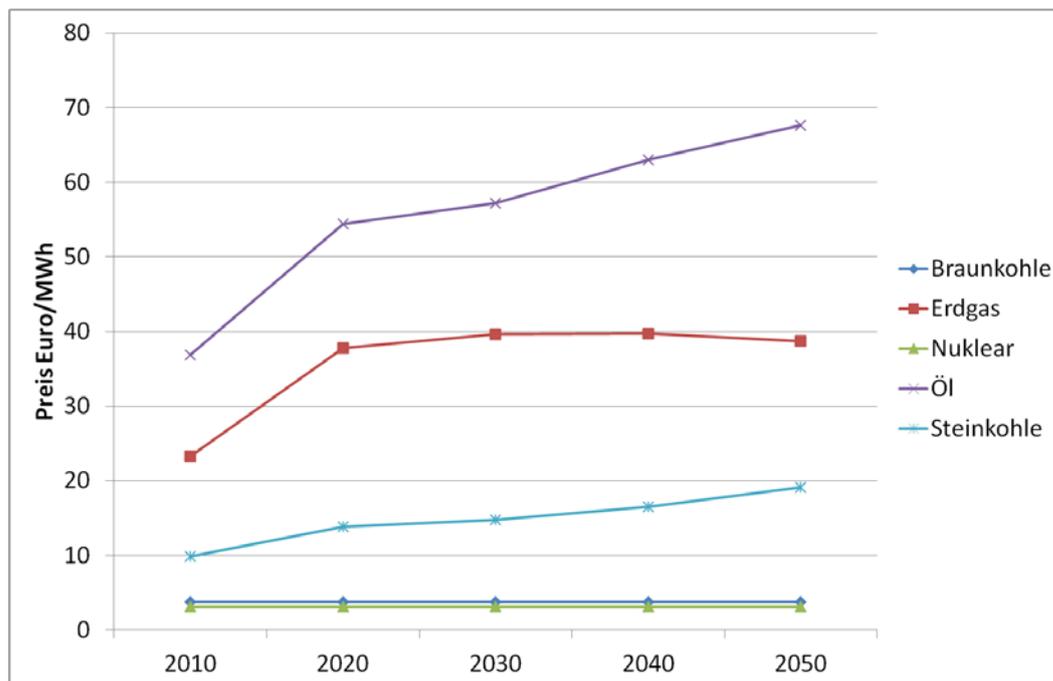


Abbildung 10 Entwicklung der Brennstoffpreise (Europäische Kommission, 2013)

3.3 Energiebedarfsentwicklung

Ein zentraler Parameter für die Entwicklung des Stromsektors ist die Entwicklung des Strombedarfs. Ein steigender Strombedarf kann sich neben generell hoher Nachfrage nach Strom durch den verstärkten Einsatz von Strom im Verkehr ergeben. Die verstärkte Stromnachfrage aus dem Wärmesektor wird in den Szenarien gesondert betrachtet. Ein hoher Strombedarf erhöht den technischen Aufwand, der für eine CO₂-arme Bereitstellung des Stromes betrieben werden muss, da deutlich größere Leistungen z.B. im Bereich der erneuerbaren Energien installiert werden müssen. Im Rahmen dieser Studie wird ein moderater Anstieg der Stromnachfrage unterstellt. Dies spiegelt eine Entwicklung wider, bei der die zusätzliche Stromnachfrage von neuartigen Anwendungen und aus anderen Sektoren besonders langfristig (ab 2040) die Stromersparungen übersteigen werden.

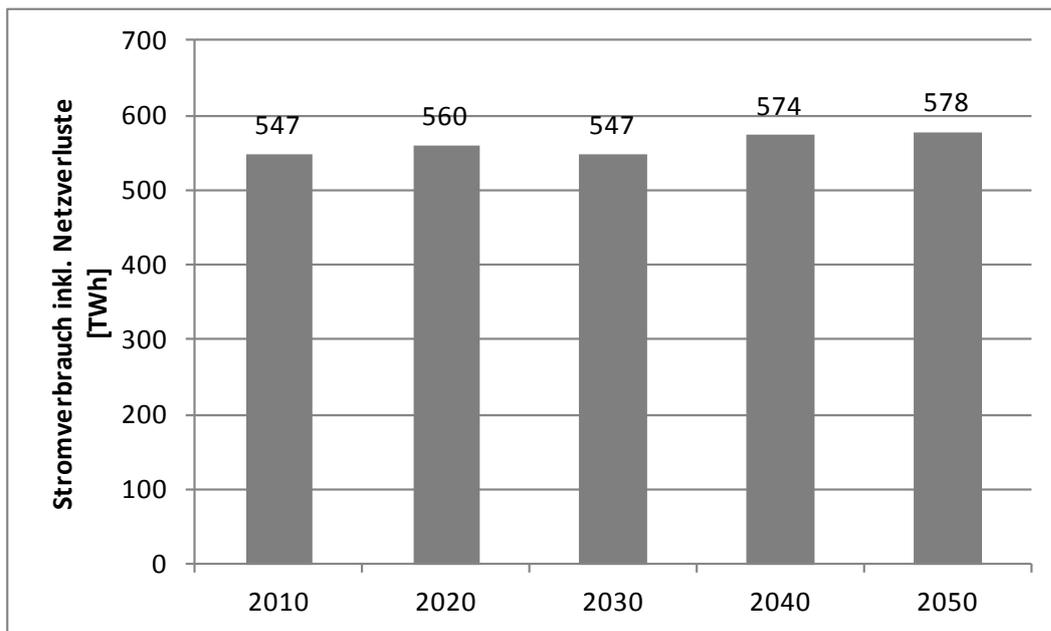


Abbildung 11 Entwicklung der Stromnachfrage in TWh

3.4 Diskontierung

Ein wichtiger Parameter im Rahmen der Modellierung der langfristigen Entwicklung des Stromsektors ist der Zinssatz, der für die Berechnung der Kapitalkosten unterstellt wird. Im Modell wird im Rahmen dieser Studie ein einheitlicher Zinssatz von 7% für alle Technologien angenommen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Höhe des Zinssatzes sich auf die Wirtschaftlichkeit kapitalintensiver Technologien wie den erneuerbaren Energien auswirkt. In realen Investitionsentscheidungen hängt die Zinserwartung von einer Vielzahl von Faktoren ab, wie dem aktuellen Zinsniveau, den regulatorischen Rahmenbedingungen und der Art des Investors. Die Kapitalkosten gehen im Modell als Annuitäten in die Berechnung ein. Auf eine intertemporale Diskontierung der Kostenfunktion zwischen den verschiedenen Stützjahren wird bewusst verzichtet. Somit gehen z.B. die Kosten in den Jahren 2020 und 2050 mit jeweils der gleichen Gewichtung in die Optimierung ein.

3.5 Investitionen für erneuerbare Energien

Die Interaktion zwischen Strom- und Wärmesektor wird zu einem nicht unerheblichen Teil durch die Entwicklung der Erneuerbaren Energien beeinflusst. Im Rahmen der Ausbauroptimierung spielt dabei die Entwicklung der spezifischen Investitionen eine zentrale Rolle. Im Rahmen dieser Studie wird dabei die in Abbildung 12 dargestellte Entwicklung unterstellt. Zur Orientierung ist zusätzlich eine Schätzung der Kosten im

Jahre 2010 enthalten. Dieser Wert hat jedoch keinen Einfluss auf die Modellierung. Auf eine detaillierte Begründung der Kostenannahmen wird an dieser Stelle verzichtet, da dieses Thema nicht im Fokus des Berichtes steht. Neben den Investitionen werden minimale Erzeugungsmengen entsprechend des Nationalen Aktionsplans für erneuerbare Energie (NREAP) (BMU, 2010) vorgegeben.

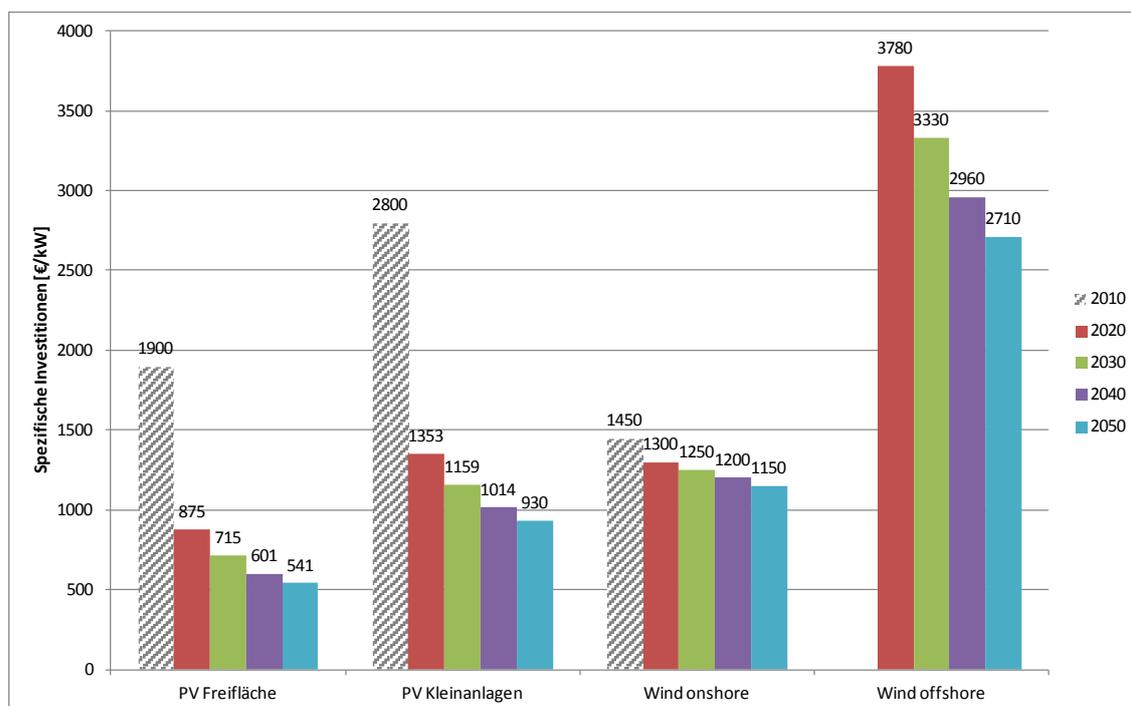


Abbildung 12 Entwicklung der spezifischen Investitionen für erneuerbare Energien

3.6 Zentrale Parameter konventioneller Kraftwerke

Ein weiterer zentraler Parameter für die Modellierung der Entwicklung des Stromsektors ist die unterstellte Entwicklung zentraler Parameter der konventionellen Erzeugungstechnologien. Hierzu gehören neben Wirkungsgraden vor Allem die spezifischen Investitionen für Neubauten und die Betriebskosten der Anlagen. Eine Übersicht zu den zentralen Parametern findet sich in Tabelle 11. Der Ausbau von Braunkohle-Kapazitäten wird auf das heutige Niveau beschränkt. Müllkraftwerke finden nur als Bestandsanlagen Berücksichtigung und werden nicht als Zubauoption vorgegeben.

Tabelle 11 Übersicht zentrale Kraftwerksparameter (eigene Annahmen)

Technologie	Jahr	Wirkungsgrad	Lebensdauer	Investition	Fix O&M	Var O&M
			Jahre	€/kW	€/kW	€/MWh
Steinkohle DT	2020	46%	40	1500	35	1.5
Steinkohle DT	2030	47%	40	1500	35	1.5
Steinkohle DT	2040	48%	40	1500	35	1.5
Steinkohle DT	2050	49%	40	1500	35	1.5
Braunkohle	2020	45%	40	1700	51	1.5
Braunkohle	2030	46%	40	1700	51	1.5
Braunkohle	2040	47%	40	1700	51	1.5
Braunkohle	2050	47%	40	1700	51	1.5
Gas GuD	2020	58%	30	800	12	3
Gas GuD	2030	59%	30	775	11.625	3
Gas GuD	2040	60%	30	750	11.25	3
Gas GuD	2050	61%	30	750	11.25	3
Gas GT	2020	40%	30	400	7.5	1.5
Gas GT	2030	41%	30	400	7.5	1.5
Gas GT	2040	41%	30	400	7.5	1.5
Gas GT	2050	41%	30	400	7.5	1.5
Pumpspeicher	2020	91%	40	1000	10	0
Pumpspeicher	2030	91%	40	1000	10	0
Pumpspeicher	2040	91%	40	1000	10	0
Pumpspeicher	2050	91%	40	1000	10	0

4 Szenarien

In allen Szenarien wird Deutschland als ein Inselsystem betrachtet, es werden keine Importe und Exporte berücksichtigt. Der Einsatz erneuerbarer Energien und emissionsarmer fossiler Brennstoffe wie Gas sind die einzigen Möglichkeiten, CO₂ einzusparen. Hohe CO₂-Preise führen zu höheren Emissionsminderungen und einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien auf dem Strommarkt. Anders als bei der kostenoptimalen Modellierung eines integrierten europäischen Strommarktes erhöhen große Anteile EE die EE-Abregelung und den Speicherbedarf signifikant, da in dem Modell keine Möglichkeiten für Importe und Exporte vorgesehen sind.

Grundsätzlich stellen die Ergebnisse der Szenarienberechnungen nur eine Abschätzung eines aus Systemsicht kostenoptimalen Erzeugungsmixes dar. Viele Hemmnisse, die dem Ausbau der KWK in der Realität entgegen stehen, können in einem Optimierungsmodell mit hoher Detailtiefe im Bereich Erneuerbarer Energien und mit stündlicher Auflösung über mehrere Stützjahre nicht abgebildet werden. Die Szenarienergebnisse stellen somit keinesfalls Prognosen der zukünftigen Entwicklung dar, sondern dienen der Darstellung der Wechselwirkungen zwischen Wärmemarkt und Strommarkt bei steigenden Ambitionen zur Emissionsminderung.

Tabelle 12 Übersicht der berechneten Szenarien

	Szenariogruppen		Szenariowelten		
	Beschreibung		Referenz	CCS-Referenz	Niedrige CO ₂ -Preise
Wärmepumpen	Standardspeicher	Mix Luft/Erde	2h	2h_CCS	2h_40
	wärmegeführt	Mix Luft/Erde	0h	0h_CCS	0h_40
	großer Speicher	Mix Luft/Erde	12h	12h_CCS	12h_40
	Standardspeicher	nur Luft	2h_air		
	wärmegeführt	nur Luft	0h_air		
	großer Speicher	nur Luft	12h_air		
KWK	Ungekoppelte Wärmeerzeugung		noCHP	CCS_noCHP	40_noCHP
	KWK		CHPBase	CCS_CHP	40_CHP
	KWK nur Gas		CHPGas		
	Erneuerbare Referenz		CHPEERef		
KWK & Wärmepumpen	KWK und Wärmepumpen Standard		CHP_HP	CCS_chp_hp	40_chp_hp

Für die Analyse stehen drei Szenariowelten zur Verfügung, um den Einfluss unterschiedlicher Parameter beurteilen zu können. In der Referenzwelt steigt der CO₂-Preis auf 100 €/t im Jahr 2050, in der Szenariowelt „niedrige CO₂-Preise“ steigt der CO₂-Preis lediglich auf 40 €/t im Jahr 2050. In der dritten Szenariowelt „CCS-Referenz“ wird derselbe CO₂-Preisfad wie in der Referenzwelt angenommen, allerdings stehen zusätzlich CCS-Technologien zur Stromerzeugung zur Verfügung. Für alle Szenariowelten wurde jeweils eine Referenz ohne KWK und Wärmepumpen berechnet, um den Einfluss der Technologien, die gleichzeitig am Strom- und Wärmemarkt agieren, zu bewerten.

In der Szenariowelt „Referenz“ werden Sensitivitäten bezüglich der Wärmequellen der Wärmepumpen und der KWK-Technologien berechnet. Für die beiden anderen Szenariowelten werden weniger Sensitivitätsberechnungen in diesem Bericht dargestellt, da diese Szenarien insbesondere eine Analyse des Einflusses des CO₂-Preises bzw. der CCS-Technologien auf dem Strommarkt auf Einsatz und Klimanutzen von Wärmepumpen und KWK ermöglichen sollen.

Insgesamt wurden die in Tabelle 12 angegebenen 23 Szenariovarianten und eine deutlich höhere Anzahl von Testsensitivitäten berechnet.

4.1 Beschreibung der Szenariowelten

4.1.1 Referenz

Das Referenzszenario stellt ein kostenoptimales Stromsystem unter den in Abschnitt 3 dargestellten Annahmen ohne zusätzlichen Strombedarf für Wärmepumpen und ohne Berücksichtigung von KWK-Anlagen dar. Abbildung 13 zeigt den sich ergebenden Strommix und die installierten Kraftwerkskapazitäten.

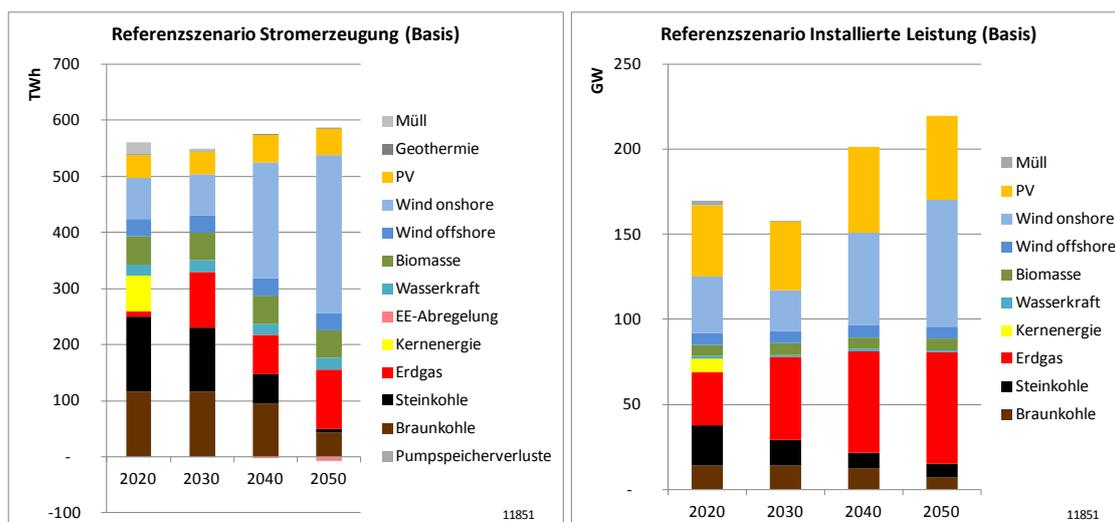


Abbildung 13 Strommix und installierte Leistung im Referenzszenario

Der Anteil der Erneuerbaren Energien ist in Tabelle 13 dargestellt und steigt bis zum Jahr 2050 auf 73%, wobei sich insbesondere bei der Onshore-Windenergie ab 2040 ein starker Ausbau zeigt. Im Jahr 2020 beträgt die Stromerzeugung aus Onshore-Windenergie gemäß den Vorgaben des NREAP 73 TWh. Von den zwischen 2020 und 2030 stillgelegten Altanlagen (17 GW) werden zunächst nur knapp 50% (8 GW) an guten Standorten ersetzt. Durch deutlich steigende Volllaststunden des Anlagenparks ist die Stromproduktion aus Onshore-Windenergie im Jahr 2030 trotz geringerer installierter Leistung auf dem gleichen Niveau wie im Jahr 2020. Mit weiter steigenden CO₂-Preisen erfolgt ab 2040 ein deutlicher Ausbau der Onshore-Windenergie. Es zeigt sich in allen betrachteten Szenarien, dass unter den getroffenen Annahmen der im NREAP vorgegebene Ausbau Erneuerbarer Energien bis 2030 der bedeutende Treiber für EE-Ausbau ist.

Die fossile Erzeugung (vgl. Tabelle 14) basiert im Jahr 2020 noch hauptsächlich auf Braunkohle (21%) und Steinkohle (24%). In den folgenden Jahren wird durch den Kernenergieausstieg und die steigenden CO₂-Preise der Anteil an Strom aus Gaskraftwerken erhöht. Im Jahr 2050 liefern Braunkohlekraftwerke noch 7% des benötigten Stromes aus Bestandskraftwerken, die insbesondere in den Jahren mit niedrigen CO₂-Preisen (2020 und 2030) kostengünstige Erzeugungsoptionen darstellen. Die Stromerzeugung aus Müll wurde im Rahmen dieses Projektes nicht explizit mit abgebildet. Die im Jahr 2020 und 2030 erzeugten Strommengen werden in Bestandskraftwerken produziert, die nach Ende ihrer Lebenszeit stillgelegt werden. Ein Neubau bzw. Repowering von Müllkraftwerken wurde nicht berücksichtigt. Diese Annahme gilt für alle berechneten Szenarien.

Tabelle 13 Anteil Erneuerbarer Stromerzeugung im Referenzszenario ohne Wärmepumpen

Jahr	2020	2030	2040	2050
Anteil EE [Prozent]	39	39	62	73
Wind onshore [Prozent]	13	13	36	48
Wind offshore [Prozent]	6	6	6	5
Photovoltaik [Prozent]	7	7	8	8
Abregelung [Prozent]	0	0	0	-1

Tabelle 14 Anteil fossiler Stromerzeugung im Referenzszenario ohne Wärmepumpen

Jahr	2020	2030	2040	2050
Anteil fossile Erzeugung [Prozent]	61	61	38	26
Gas [Prozent]	2	18	12	18
Steinkohle [Prozent]	24	21	9	1
Braunkohle [Prozent]	21	21	16	7
Kernenergie [Prozent]	11	0	0	0

Die CO₂-Emissionen sinken bis 2050 im Referenzszenario (ohne Berücksichtigung von Emissionen auf dem Wärmemarkt) auf 78 Millionen Tonnen im Stromsektor in Deutschland (siehe Abbildung 14). In Szenarien mit Berücksichtigung von Im- und Exporten, einem stärkeren Nachfragerückgang und der Nutzung von Ausgleichseffekten mit dem Ausland können sich deutlich stärkere Emissionsreduktionen auf dem deutschen Strommarkt zeigen. Unter den hier getroffenen Annahmen (keine Berücksichtigung von Im- und Exporten, leicht steigende Nachfrage, steigende CO₂-Preise auf 100 €/t in 2050) reduzieren sich die CO₂-Emissionen auf dem Strommarkt auf etwa 22% der Emissionen von 1990.

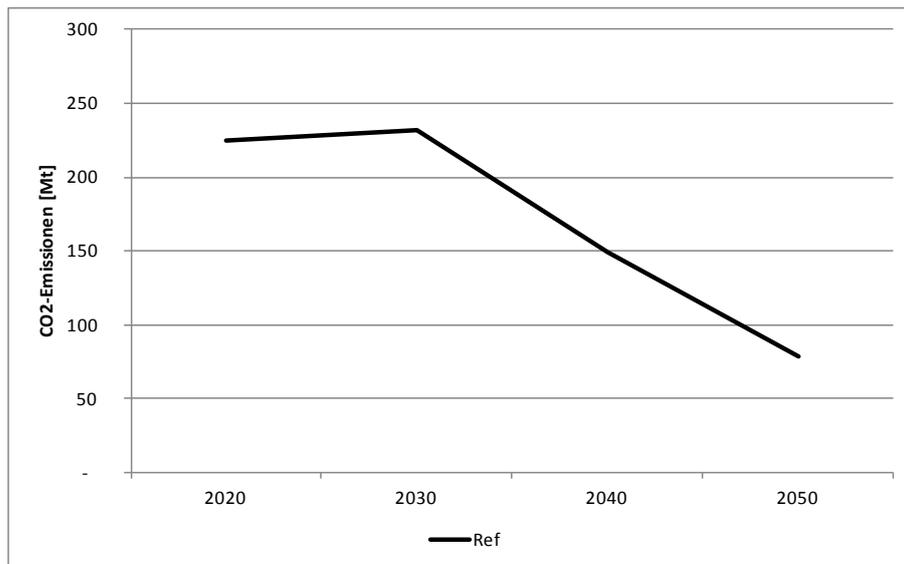


Abbildung 14 Entwicklung der CO₂-Emissionen im Referenzszenario

4.1.2 CCS-Referenz

Der Einsatz von CCS wird in den Grundannahmen der Referenz-Szenariowelt ausgeschlossen. Um die Auswirkungen der Verfügbarkeit von CCS-Kraftwerken zu analysieren, wurde eine Sensitivitätsberechnung durchgeführt, in der CCS-Kraftwerke als zusätzliche Ausbaualternativen auf dem Strommarkt zur Verfügung stehen. Die zugrunde liegenden technischen Eigenschaften und Kosten sind in Tabelle 15 dargestellt.

Tabelle 15 Übersicht zentrale Kraftwerksparameter CCS (eigene Annahmen)

Technologie	Jahr	Wirkungs- grad	Lebens- dauer	Investition	Fix O&M	Var O&M
			Jahre	€/kW	€/kW	€/MWh
Steinkohle DT mit CCS	2030	35%	40	2800	70	1.5
Steinkohle DT mit CCS	2040	37%	40	2700	67.5	1.5
Steinkohle DT mit CCS	2050	39%	40	2600	65	1.5
Steinkohle DT mit CCS	2060	39%	40	2600	65	1.5
Steinkohle DT mit CCS	2070	39%	40	2600	65	1.5
Steinkohle DT mit CCS	2080	39%	40	2600	65	1.5
Steinkohle DT aus 2020 CCS Nachrüstung	2030	35%	40	1820	70	1.5
Steinkohle DT aus 2020 CCS Nachrüstung	2040	37%	40	2140	67.5	1.5
Steinkohle DT aus 2030 CCS Nachrüstung	2040	37%	40	1720	67.5	1.5
Steinkohle DT aus 2030 CCS Nachrüstung	2050	39%	40	2040	65	1.5
Steinkohle DT aus 2040 CCS Nachrüstung	2050	39%	40	1620	65	1.5
Braunkohle DT mit CCS	2030	34%	40	3100	93	1.5
Braunkohle DT mit CCS	2040	36%	40	2900	87	1.5
Braunkohle DT mit CCS	2050	37%	40	2800	84	1.5
Braunkohle DT mit CCS	2060	37%	40	2800	84	1.5
Braunkohle DT mit CCS	2070	37%	40	2800	84	1.5
Braunkohle DT mit CCS	2080	37%	40	2800	84	1.5
Braunkohle DT aus 2020 CCS Nachrüstung	2030	34%	40	1910	93	1.5
Braunkohle DT aus 2020 CCS Nachrüstung	2040	36%	40	2220	87	1.5
Braunkohle DT aus 2030 CCS Nachrüstung	2040	36%	40	1710	87	1.5
Braunkohle DT aus 2030 CCS Nachrüstung	2050	37%	40	2120	84	1.5
Braunkohle DT aus 2040 CCS Nachrüstung	2050	37%	40	1610	84	1.5
Gas GuD mit CCS	2030	49%	30	1500	22.5	3
Gas GuD mit CCS	2040	50%	30	1400	21	3
Gas GuD mit CCS	2050	51%	30	1350	20.25	3
Gas GuD mit CCS	2060	51%	30	1350	20.25	3
Gas GuD mit CCS	2070	51%	30	1350	20.25	3
Gas GuD mit CCS	2080	51%	30	1350	20.25	3

Im Referenzszenario mit CCS steigt der Anteil Erneuerbarer Energien auf 62% im Jahr 2050, wobei der Hauptteil des erneuerbaren Stroms aus Windenergieanlagen stammt (Verlauf siehe Tabelle 16).

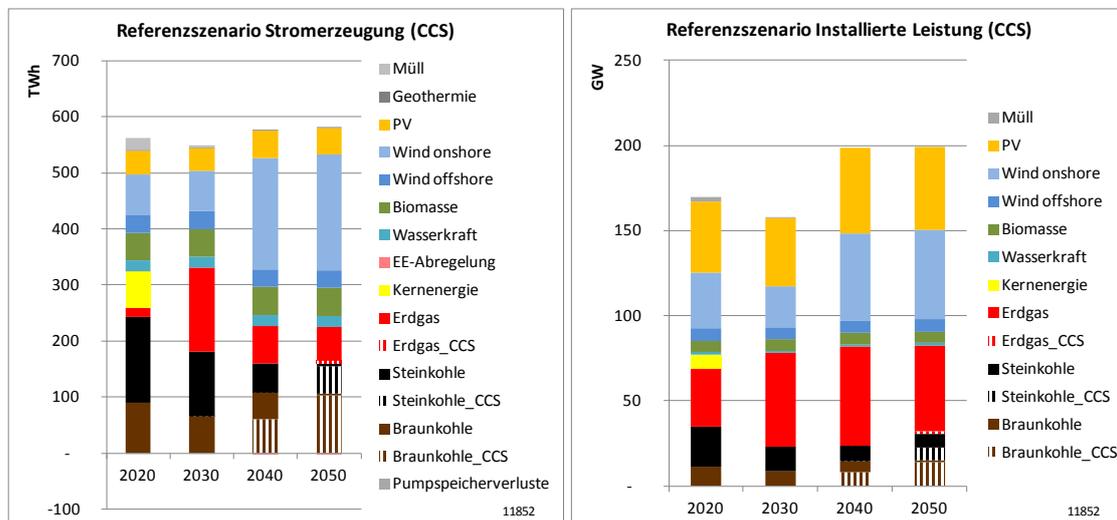


Abbildung 15 Strommix und installierte Leistung im Referenzszenario CCS

Tabelle 16 Anteil erneuerbarer Stromerzeugung im Referenzszenario mit CCS

Jahr	2020	2030	2040	2050
Anteil EE [Prozent]	39	39	61	62
Wind onshore [Prozent]	13	13	34	36
Wind offshore [Prozent]	6	6	6	5
Photovoltaik [Prozent]	7	7	8	8
Abregelung [Prozent]	0	0	0	0

Tabelle 17 Anteil fossiler Stromerzeugung im Referenzszenario mit CCS

Jahr	2020	2030	2040	2050
Anteil fossile Erzeugung [Prozent]	61	61	39	38
Gas [Prozent]	3	27	12	10
Gas CCS [Prozent]	0	0	0	1
Steinkohle [Prozent]	27	21	9	1
Steinkohle CCS [Prozent]	0	0	0	8
Braunkohle [Prozent]	16	12	8	1
Braunkohle CCS [Prozent]	0	0	11	18
Kernenergie [Prozent]	11	0	0	0

Die konventionelle Stromerzeugung basiert im Jahr 2020 im Wesentlichen auf Steinkohle (27%), Braunkohle (16%), und Kernenergie (11%). In den folgenden Jahren erhöht sich nach dem Kernenergieausstieg und mit steigenden CO₂-Preisen der Anteil an Strom aus Braunkohlekraftwerken mit CCS sowie in 2030 aus Gaskraftwerken (siehe Tabelle 17). Auch bei weiter steigendem CO₂-Preis und höheren Anteilen Erneuerbarer Energie behält Braunkohle CCS einen hohen Stellenwert im Rahmen der fossilen Stromerzeugung, allerdings werden auch Gaskraftwerke ohne CCS (2050: 10%) vermehrt als Spitzenlastkraftwerke genutzt. Steinkohlekraftwerke liefern nur in den Jahren 2020 und 2030 noch einen hohen Beitrag (27% bzw. 21%) zur Strombedarfsdeckung, in den Folgejahren sinkt der Anteil bis auf 1% im Jahr 2050 ab. Steinkohlekraftwerke mit CCS werden unter den getroffenen Annahmen erst im Jahr 2050 gebaut und liefern dann 8% der Stromerzeugung.

Im Vergleich zum Referenzszenario ohne den Zubau von CCS-Technologien zeigt sich eine Verlagerung von Braunkohlekraftwerken ohne CCS zu Braunkohlekraftwerken mit CCS. Da einerseits Braunkohlekraftwerke mit CCS im Modell erst ab dem Jahr 2030 verfügbar und andererseits die Braunkohle-Ressourcen beschränkt sind, werden in den Jahren 2020 und 2030 im Gegensatz zum Referenzszenario keine Braunkohlekraftwerke gebaut. Ab 2040 wird im CCS-Szenario mehr Braunkohlestrom als im Referenzszenario genutzt, welcher im Jahr 2050 fast ausschließlich aus Braunkohlekraftwerken mit CCS stammt. Im Jahr 2020 zeigt sich ein deutlich höherer Anteil an Strom aus Gaskraftwerken, der die geringere Produktion aus Braunkohle ausgleicht. Der Anteil Erneuerbarer Energien ist im Jahr 2050 um 12 Prozentpunkte geringer als im Referenzszenario ohne CCS-Technologien.

Die CO₂-Emissionen sinken stärker als im Referenzszenario ohne CCS und betragen im Jahr 2050 für den Stromsektor nur noch 38 Millionen Tonnen (siehe Abbildung 16).

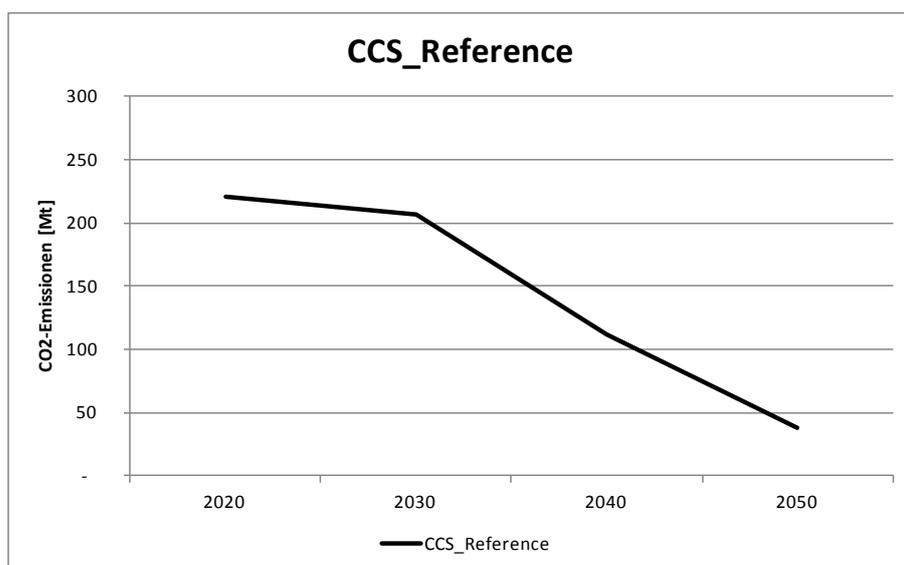


Abbildung 16 Entwicklung der CO₂-Emissionen im Referenzszenario CCS

4.1.3 Referenz mit niedrigen CO₂-Preisen

In einer weiteren Sensitivitätsrechnung wurde der Einfluss eines niedrigen CO₂-Preises untersucht. Dazu wird der in Tabelle 18 dargestellte Preispfad angenommen, unter dem der CO₂-Preis bis zum Jahr 2050 auf 40 EUR/t steigt.

Tabelle 18 CO₂-Preisfad in der Sensitivitätsanalyse (Preise in EUR₂₀₁₀)

Jahr	2020	2030	2040	2050
Basis CO₂-Preisfad [EUR/t]	10	35	65	100
Niedriger CO₂-Preisfad [EUR/t]	0	20	30	40

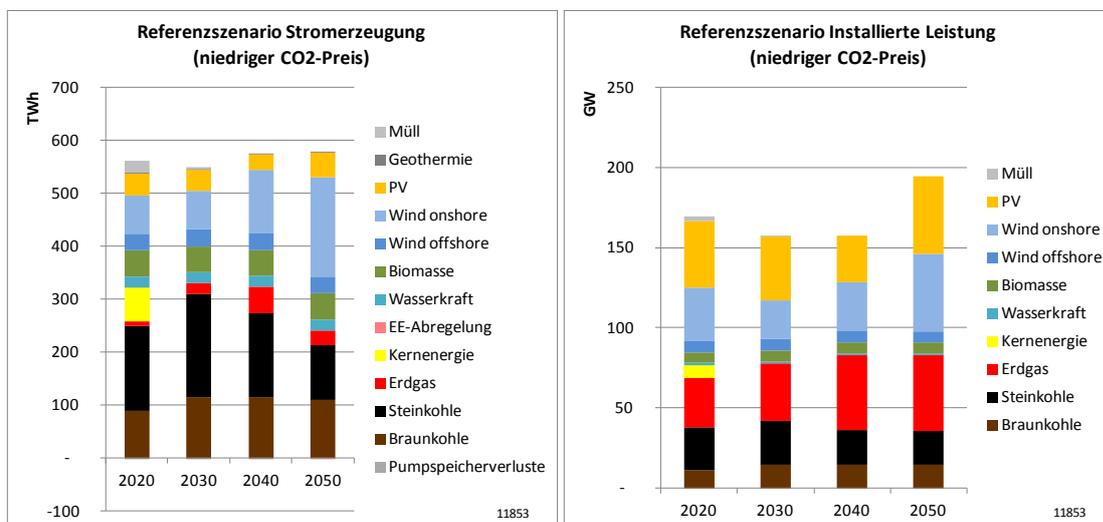
Im Referenzszenario mit niedrigen CO₂-Preisen steigt der Anteil Erneuerbarer Energien lediglich auf 53% im Jahr 2050, wobei der Hauptteil des erneuerbaren Stroms aus Windenergieanlagen stammt (Verlauf siehe Tabelle 19 und Abbildung 17). Die Stromerzeugung aus Photovoltaik nimmt im Jahr 2040 von sieben auf fünf Prozent ab, da Altanlagen vom Netz gehen und der Bau neuer Anlagen aufgrund der niedrigen CO₂-Preise nur in wenigen Fällen rentabel ist. Im Jahr 2050 steigt der Anteil von PV-Strom an der Stromerzeugung wieder auf 8% an.

Tabelle 19 Anteil Erneuerbarer Stromerzeugung im Referenzszenario mit niedrigen CO₂-Preisen

Jahr	2020	2030	2040	2050
Anteil EE [Prozent]	39	39	44	58
Wind onshore [Prozent]	13	13	21	33
Wind offshore [Prozent]	6	6	6	5
Photovoltaik [Prozent]	7	7	5	8
Abregelung [Prozent]	0	0	0	0

Tabelle 20 Anteil fossiler Stromerzeugung im Referenzszenario mit niedrigen CO₂-Preisen

Jahr	2020	2030	2040	2050
Anteil fossile Erzeugung [Prozent]	61	61	56	42
Gas [Prozent]	2	4	9	5
Steinkohle [Prozent]	29	35	28	18
Braunkohle [Prozent]	16	21	20	19
Kernenergie [Prozent]	11	0	0	0

Abbildung 17 Strommix und installierte Leistung im Referenzszenario mit niedrigen CO₂-Preisen

Die fossile Stromerzeugung basiert bis 2050 hauptsächlich auf Steinkohle und Braunkohle. In den Jahren 2030 und 2040 erhöht sich nach dem Kernenergieausstieg der Anteil an Strom aus Steinkohlekraftwerken, welcher erst bei weiter steigenden CO₂-Preisen im Jahr 2050 deutlich auf 18% fällt (siehe Tabelle 20). Im Vergleich zum Referenzszenario mit dem Basis-CO₂-Preisfad zeigen sich eine Verlagerung der Strom-

produktion von Gaskraftwerken zu Steinkohlekraftwerken und ein deutlich geringerer Anteil Erneuerbarer Energien. Die CO₂-Emissionen im Stromsektor sinken bei niedrigen CO₂-Preisen nur leicht und liegen auch im Jahr 2050 noch bei 179 Millionen Tonnen (vgl. Abbildung 18).

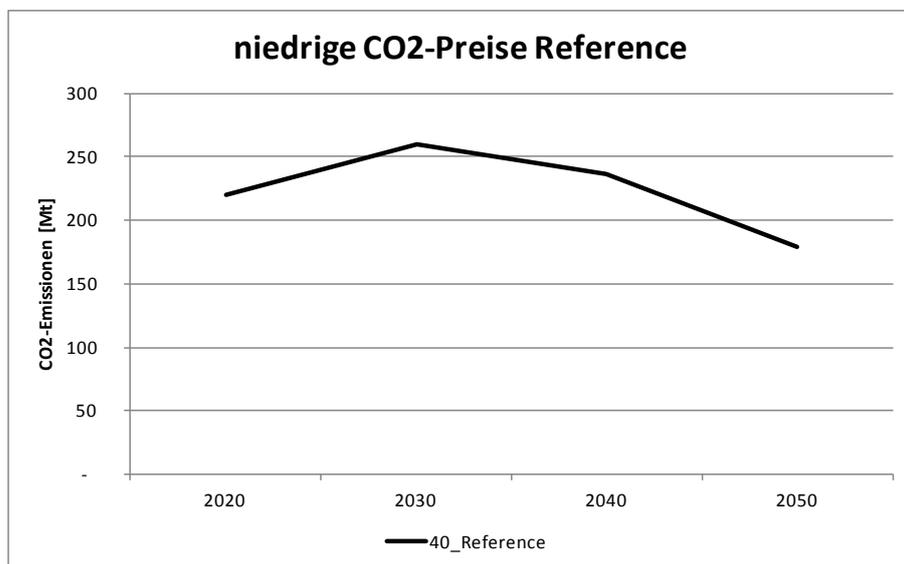


Abbildung 18 Entwicklung der CO₂-Emissionen im Referenzszenario mit niedrigen CO₂-Preisen

4.2 Szenarien der integrierten Wärmepumpenoptimierung

Im ersten Schritt werden die Wärmepumpen mit den in Abschnitt 2.2.1 dargelegten Annahmen in einem Szenario betrachtet (Standardspeicher, Mix). Im Optimierungsproblem sind alle relevanten Parameter (Verlauf der Wärmenachfrage, Außentemperatur, Effizienz der Wärmepumpe etc.) bekannt und werden zur Ermittlung eines kostenminimalen Erzeugungsmixes herangezogen. Um die Einflüsse von unterschiedlich starker Flexibilität der Wärmepumpen beurteilen zu können, werden zwei weitere Szenarien dargestellt, welche die unflexible Fahrweise (wärmegeführt) sowie die sehr flexible Fahrweise mit einem 6-fachen Wärmespeicher (sehr großer Speicher)⁷ betrachten. Da die Effizienz der Wärmepumpen stark von der Wärmequelle abhängt und die variable Effizienz von Außenluftwärmepumpen ein zusätzliches Optimierungskriterium darstellt, wurden drei weitere Szenarien zur Beurteilung von Außenluftwärmepumpen

⁷ Ein 12-Stunden-Wärmespeicher stellt ein Extremszenario dar, das sehr hohe Zusatzkosten verursacht. Es wird analysiert, um die Auswirkungen einer maximalen Flexibilität der Wärmepumpen zu untersuchen.

in der Szenariowelt „Referenz“ berechnet (nur Luft). Tabelle 21 gibt einen Überblick über die betrachteten Szenarien.

Tabelle 21 Szenarien der Wärmepumpenoptimierung

			Referenz	CCS-Referenz	40-Referenz
Wärmepumpen	Standardspeicher	Mix Luft/Erde	2h	2h_CCS	2h_40
	wärmegeführt	Mix Luft/Erde	0h	0h_CCS	0h_40
	großer Speicher	Mix Luft/Erde	12h	12h_CCS	12h_40
	Standardspeicher	nur Luft	2h_air		
	wärmegeführt	nur Luft	0h_air		
	großer Speicher	nur Luft	12h_air		

4.2.1 Basisszenario

Im Basisszenario werden die in Abschnitt 2.2.1 dargestellten Gewichtungen der verschiedenen Häusertypen und Wärmequellen sowie des Warmwasserbedarfs gewählt. Die Speicherkapazität des Heizwärmespeichers beträgt zwei Stunden⁸. Der Trinkwasserbedarf ist nicht flexibel. Der Wärmespeicher hat mit etwa 1,5 m³ einen hohen Platzbedarf und kann nur bedingt im Keller untergebracht werden. Wie in Abschnitt 2.2.1.3 dargestellt, kann die Nutzung der thermischen Trägheit des Gebäudes die notwendige Größe des Heizwärmespeichers reduzieren.

Die Entwicklung des durch Wärmepumpen gedeckten Wärmebedarfs ist in Tabelle 22 dargestellt. Der benötigte Heizstrombedarf und die daraus resultierenden Jahresarbeitszahlen sind Ergebnisse der Modellberechnungen und hängen unter anderem von der Flexibilität des Wärmepumpeneinsatzes ab. Durch den steigenden Anteil der Sole-Wasser-Wärmepumpen (siehe Tabelle 4) steigen die Jahresarbeitszahlen der Heizwärmebereitstellung im Zeitverlauf leicht an, wobei die Jahresarbeitszahl der Heizwärme bei Luft-Wasser-Wärmepumpen bei 2,8 und bei Sole-Wasser-Wärmepumpen bei 4,1 liegt. Die Jahresarbeitszahl für die Warmwasserbereitung wurde mit 1,5 abgeschätzt, da Warmwasser auf einem höheren Temperaturniveau bereitgestellt werden muss. Für die gesamte Wärmebereitstellung ergibt sich eine mittlere System-Jahresarbeitszahl von 2,8, die bis 2050 durch einen steigenden Anteil Warmwasser am Wärmebedarf auf 2,6 fällt. Die Annahme einer Leistungszahl von 3 für die Warmwasserbereitung würde zu einer Halbierung des Strombedarfs für die Warmwasserbe-

⁸ Die Angabe der zeitlichen Reichweite der Wärmekapazität erfolgt bezogen auf die Nennleistung der Wärmepumpe. Bei niedrigeren Wärmebedarfen kann die zeitliche Reichweite zur Deckung des Wärmebedarfs wesentlich höher sein.

reitstellung führen, wodurch sich System-Jahresarbeitszahlen von etwa 3,5 einstellen würden

Tabelle 22 Entwicklung von Heizstrombedarf und Jahresarbeitszahlen mit zwei Stunden Wärmespeicher

	2020	2030	2040	2050
Wärmebedarf (Heizung und Warmwasser) [TWh]	18,2	37,1	56,7	71
Strombedarf (Heizung und Warmwasser) [TWh]	6,4	13,3	21,2	27,4
Mittlere System-Jahresarbeitszahl mit Warmwasserbereitung⁹	2,8	2,8	2,7	2,6
Wärmebedarf Heizung [TWh]	14,4	28,2	41,4	49,7
Strombedarf Heizung [TWh]	3,9	7,4	11,0	13,2
Mittlere Jahresarbeitszahl nur Heizung	3,7	3,8	3,8	3,8

⁹ Dieser System-Jahresarbeitszahl unterliegt die Annahme einer Leistungszahl von 1,5 für die Warmwasserbereitstellung. Eine realistischere Leistungszahl von 3 würde zu mittleren System-Jahresarbeitszahlen in der Größenordnung von 3,5 führen.

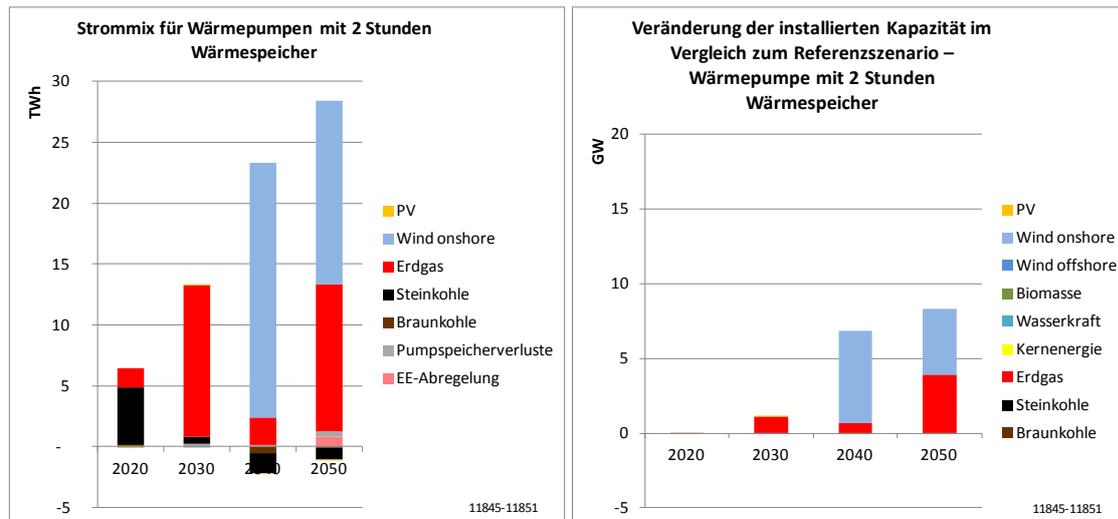


Abbildung 19 Strommix des Wärmepumpenstroms und Änderung der installierten Leistung im Vergleich zum Referenzszenario

Im Jahr 2020 bei niedrigen CO₂-Preisen (10 €/t) wird der durch Wärmepumpen zusätzlich nachgefragte Strom hauptsächlich durch Steinkohlekraftwerke bereitgestellt. Durch die Flexibilität der Wärmepumpen erzeugt die zusätzliche Stromnachfrage der Wärmepumpen keine Erhöhung der Lastspitzen. In einem kostenoptimalen Stromsystem wird der zusätzliche Strombedarf von 6,4 TWh im Jahr 2020 durch bestehende Kraftwerke gedeckt, es werden keine zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten gebaut.

Im Jahr 2030 (CO₂-Preis: 35 €/t) wird der durch Wärmepumpen zusätzlich Strombedarf von 13,3 TWh hauptsächlich durch Gaskraftwerke (94%) bereit gestellt. Dazu werden im Vergleich zum Referenzszenario 1,1 GW mehr Gaskraftwerke installiert.

Mit steigenden CO₂-Preisen (2040: 65 €/t) und einem steigenden Anteil Erneuerbarer Energien (2040: 62% im Referenzszenario) ändert sich der Strommix der Wärmepumpen. Der zusätzlich nachgefragte Strom wird in 2040 fast vollständig aus Onshore-Windenergieanlagen (99%) bereitgestellt. Durch die stärker volatile Residuallast kommt es zusätzlich zu einer Verdrängung von Steinkohle- und Braunkohlestrom, der durch emissionsarmen Strom aus Gaskraftwerken ersetzt wird. Zur Deckung der zusätzlichen Stromnachfrage von 21,2 TWh werden 0,7 GW zusätzliche Gaskraftwerke installiert. Die installierte Leistung von Onshore-Windenergieanlagen nimmt um 6,1 GW gegenüber dem Referenzszenario zu.

Im Jahr 2050 (CO₂-Preis: 100 €/t, Anteil Erneuerbare Energien: 74% im Referenzszenario) wird der zusätzliche Strombedarf von 27,4 TWh hauptsächlich durch Gas und Onshore-Windenergieanlagen gedeckt und Steinkohlekraftwerke etwas weniger zur Stromerzeugung genutzt (-3 Prozentpunkte im Vergleich zum Referenzszenario ohne

Wärmepumpen). Dazu sind im Jahr 2050 4,4 GW mehr Onshore-Windenergieanlagen und 3,9 GW mehr Gaskraftwerke installiert. Im Jahr 2050 werden aufgrund der Flexibilität der Wärmepumpen trotz höherer Stromerzeugung aus Windenergie 0,8 TWh weniger Erneuerbare Stromerzeugung abgeregelt. Dies trägt mit 3% zur Deckung des zusätzlichen Strombedarfs der Wärmepumpen bei. Auch ein im Referenzszenario notwendiger Zubau von 0,7 GW Speicherkapazität wird vermieden.

Tabelle 23 Strommix des Wärmepumpenstroms im Basisszenario

Jahr	2020	2030	2040	2050
Vermiedene Abregelung EE [Prozent]	0	0	0	3
Reduzierte Pumpspeicherverluste [Prozent]	1	2	1	2
Gas [Prozent]	24	94	11	44
Steinkohle [Prozent]	73	4	-8	-3
Braunkohle [Prozent]	2	0	-3	0
Wind onshore [Prozent]	0	0	99	55
Wind offshore [Prozent]	0	0	0	0
PV [Prozent]	0	0	0	0

4.2.2 Sensitivität Speichergröße

Bei der Sensitivitätsanalyse der Speichergröße wird untersucht, wie sich eine Änderung der Annahmen zur Speichergröße auf die Ergebnisse auswirkt. Dazu wurden zwei Szenarien berechnet. In einem Szenario muss der Wärmebedarf stets in der Stunde gedeckt werden, in der er anfällt und in einem weiteren Szenario wird die Kapazität der Wärmespeichers versechsfacht. In diesen Speicher kann die Wärmepumpe 12 Stunden bei Nennleistung einspeisen, eine Wärmeentnahme ist gerade in den Sommermonaten wesentlich länger möglich. Die Sensitivitätsanalyse mit einem derart großen Speicher wird herangezogen, um maximale Effekte der Lastverlagerung durch Wärmepumpen abzuschätzen. Durch 12-Stunden-Wärmespeicher entstehen sehr hohe Zusatzkosten, die in der Modellierung nicht berücksichtigt werden. Außerdem haben derart große Warmwasserspeicher einen sehr großen Raumbedarf, der eine Nachrüstung in Bestandsgebäuden nahezu unmöglich macht.

Tabelle 24 Entwicklung von Heizstrombedarf und Jahresarbeitszahlen ohne Wärmespeicher

	2020	2030	2040	2050
Wärmebedarf (Heizung und	18,2	37,1	56,7	71

Warmwasser) [TWh]				
Strombedarf (Heizung und Warmwasser) [TWh]	6,4	13,3	21,0	27,2
Mittlere System-Jahresarbeitszahl mit Warmwasserbereitung¹⁰	2,8	2,8	2,7	2,6
Wärmebedarf Heizung [TWh]	14,4	28,2	41,4	49,7
Strombedarf Heizung [TWh]	3,9	7,3	10,8	13,0
Mittlere Jahresarbeitszahl nur Heizung	3,7	3,9	3,8	3,8

Bei wärmegeführter, unflexibler Fahrweise sinkt der Strombedarf der Wärmepumpen aufgrund der fehlenden Speicherverluste um bis zu 0,2 TWh (vgl. Tabelle 22 und Tabelle 24).

Durch die unflexible Fahrweise der Wärmepumpen werden Lastspitzen in der Wärmefachfrage direkt an den Strommarkt weitergegeben. Im Jahr 2050 steigt die maximale Stromnachfrage um 14,8 GW. Der Warmwasserbedarf ist für einen großen Teil dieser Steigerung verantwortlich. Die Annahme einer Arbeitszahl von 2,8 würde die Erhöhung der maximalen Stromnachfrage vermutlich auf unter 10 GW reduzieren.

Der Strommix der Wärmepumpen basiert stärker auf Gas und es entstehen leicht höhere Pumpspeicherverluste (siehe Tabelle 25). Da durch eine wärmegeführte, unflexible Fahrweise der Wärmepumpen neue Lastspitzen entstehen, werden deutlich mehr Gaskraftwerkskapazitäten benötigt als bei der flexiblen Fahrweise mit 2 Stunden Wärmespeicher (vgl. Abbildung 20).

Im Jahr 2050 wird der Wärmepumpenstrom nahezu unverändert zu 45% aus Gaskraftwerken bereitgestellt. In den Jahren 2030 und 2040 liegt der Anteil des Stroms aus Gaskraftwerken bei 97% bzw. 18% und somit um 3 bzw. 7 Prozentpunkte höher als bei einer flexiblen Fahrweise mit 2-Stunden-Wärmespeicher. Die Pumpspeicherverluste betragen heute etwa 1,6 TWh. In dem hier betrachteten deutschen Strommarkt ohne Im- und Exportmöglichkeiten erhöht sich der Speicherbedarf bis 2050 und es entstehen entsprechend höhere Speicherverluste von 1,8 TWh. Der Einsatz der Wärmepumpen

¹⁰ Dieser System-Jahresarbeitszahl unterliegt die Annahme einer Leistungszahl von 1,5 für die Warmwasserbereitstellung. Eine realistischere Leistungszahl von 3 würde zu mittleren System-Jahresarbeitszahlen in der Größenordnung von 3,5 führen

hat einen Einfluss auf die Höhe des Speicherbedarfs und der Speicherverluste. Während die flexibel eingesetzten Wärmepumpen die Speicherverluste im Jahr 2050 um 0,5 TWh senken, erhöhen unflexibel eingesetzte Wärmepumpen die Speicherverluste um 0,3 TWh. Auch bei der installierten Kapazität zeigt sich über den gesamten betrachteten Zeitraum ein stärkerer Zubau an Gaskraftwerken und im Jahr 2050 auch an Speicherkraftwerken (+1,7 GW im Vergleich zum Referenzszenario). Im Jahr 2040 erhöht sich aufgrund der Inflexibilität des Wärmepumpeneinsatzes die abgeregelte Strommenge um 0,2 TWh gegenüber dem Referenzszenario, während im Jahr 2050 3% (0,8 TWh) des zusätzlichen Strombedarfs der Wärmepumpen durch vermiedene Abregelung gedeckt werden können.

Tabelle 25 Strommix des Wärmepumpenstroms ohne Wärmespeicher

Jahr	2020	2030	2040	2050
Vermiedene Abregelung EE [Prozent]	0	0	-1	3
Reduzierte Pumpspeicherverluste [Prozent]	-1	0	-1	-1
Gas [Prozent]	33	97	18	45
Steinkohle [Prozent]	68	3	-9	-4
Braunkohle [Prozent]	1	0	-9	1
Wind onshore [Prozent]	0	0	101	56
Wind offshore [Prozent]	0	0	0	0
PV [Prozent]	0	0	0	0

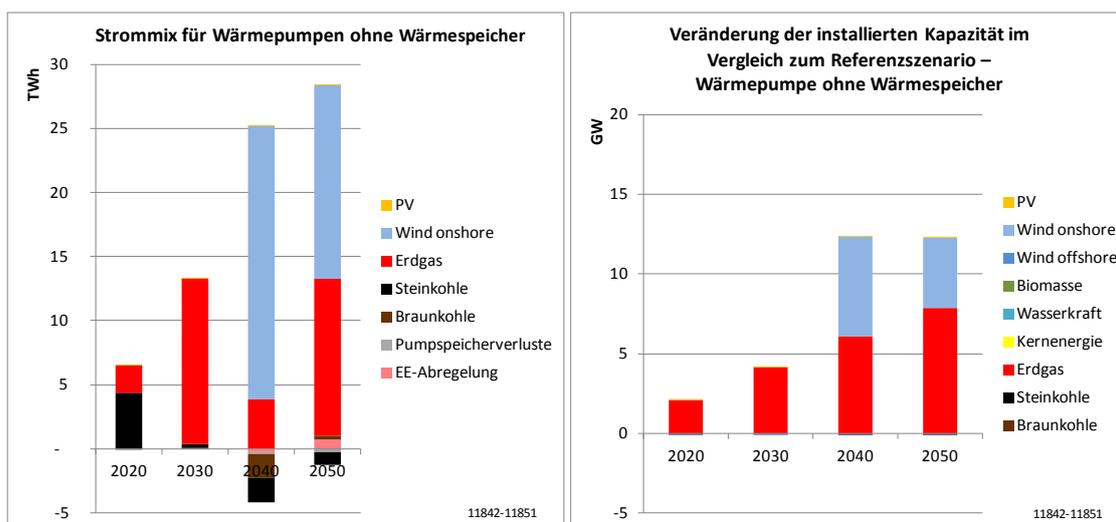


Abbildung 20 Strommix des Wärmepumpenstroms ohne Wärmespeicher und Änderung der installierten Leistung im Vergleich zum Referenzszenario

Durch den Einsatz eines 12-Stunden-Speichers steigt der Heizstrombedarf aufgrund von Speicherverlusten um 0,2 TWh (3% in 2020) bis 1 TWh (4% in 2050) (siehe Tabelle 26). Bei Luft-Wasser-Wärmepumpen werden die zusätzlichen Speicherverluste durch die Nutzung höherer Außenlufttemperaturen kompensiert.

Im Jahr 2020 bei niedrigen CO₂-Preisen von 10 €/t basiert der Strommix der Wärmepumpen stärker auf Steinkohle und weniger auf Gasstrom, im Jahr 2030 ist der Strommix vergleichbar zu Wärmepumpen mit 2-Stunden-Wärmespeicher. Im Jahr 2040 sind bei sehr großen Wärmespeichern die Verdrängungseffekte deutlich geringer beim 2-Stunden-Wärmespeicher, es wird kein Braunkohlestrom und 0,1 TWh weniger Steinkohlestrom verdrängt. Durch die große Flexibilität der Wärmepumpen kann bereits im Jahr 2040 die Abregelung Erneuerbarer Energien auf 0,1 TWh gegenüber 0,8 TWh im Referenzszenario ohne Wärmepumpen reduziert werden. Im Jahr 2050 ist der Anteil erneuerbaren Stroms im Strommix der Wärmepumpen durch die starke Flexibilität deutlich größer, 53% des Strombedarfs der Wärmepumpen werden durch zusätzliche Onshore-Windenergieanlagen und 14% durch vermiedene Abregelung gedeckt, wie in Tabelle 27 ersichtlich.

Tabelle 26 Entwicklung von Heizstrombedarf und Jahresarbeitszahlen mit 12 Stunden Wärmespeicher

	2020	2030	2040	2050
Wärmebedarf (Heizung und Warmwasser) [TWh]	18,2	37,1	56,7	71
Strombedarf (Heizung und Warmwasser) [TWh]	6,6	13,5	21,5	28,4
Mittlere System-Jahresarbeitszahl mit Warmwasserbereitung¹¹	2,8	2,8	2,6	2,5
Wärmebedarf Heizung [TWh]	14,4	28,2	41,4	49,7
Strombedarf Heizung [TWh]	4,1	7,5	11,3	14,2
Mittlere Jahresarbeitszahl nur Heizung	3,5	3,7	3,7	3,5

¹¹ Dieser System-Jahresarbeitszahl unterliegt die Annahme einer Leistungszahl von 1,5 für die Warmwasserbereitstellung. Eine realistischere Leistungszahl von 3 würde zu mittleren System-Jahresarbeitszahlen in der Größenordnung von 3,5 führen

Tabelle 27 Strommix des Wärmepumpenstroms mit 12-Stunden-Wärmespeicher

Jahr	2020	2030	2040	2050
Vermiedene Abregelung EE [Prozent]	0	0	3	14
Reduzierte Pumpspeicherverluste [Prozent]	1	3	1	2
Gas [Prozent]	13	92	11	34
Steinkohle [Prozent]	81	5	-7	-1
Braunkohle [Prozent]	5	0	0	-2
Wind onshore [Prozent]	0	0	92	53
Wind offshore [Prozent]	0	0	0	0
PV [Prozent]	0	0	0	0

Durch die Nutzung von Wärmespeichern als Flexibilitätsoption für den Strommarkt sind die Ergebnisse bezüglich der vermiedenen Pumpspeicherverluste und des vermiedenen Zubaus von Pumpspeicherkraftwerken mit dem Basisszenario mit 2-Stunden-Wärmespeichern identisch. Deutliche Unterschiede zeigen sich bei jedoch bei der Betrachtung der zusätzlich installierten Kapazitäten. Während bei einer Flexibilisierung der Wärmepumpen mit einen 2-Stunden-Wärmespeicher noch ein deutlicher Zubau an Gaskraftwerken (2020 und 2030 ca. 1 GW, 2050 4 GW) erfolgt, zeigt sich bei sehr stark flexiblen Wärmepumpen erst im Jahr 2050 ein Zubau von Gaskraftwerken. Dieser Zubau im Jahr 2050 beschränkt sich jedoch auf 0,5 GW.

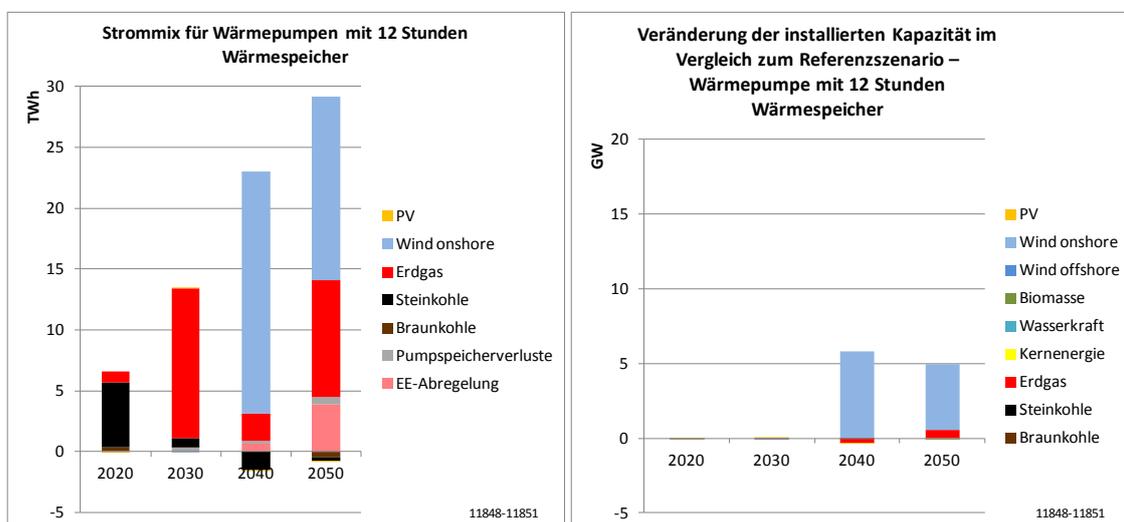


Abbildung 21 Strommix des Wärmepumpenstroms mit 12-Stunden-Wärmespeicher und Änderung der installierten Leistung im Vergleich zum Referenzszenario

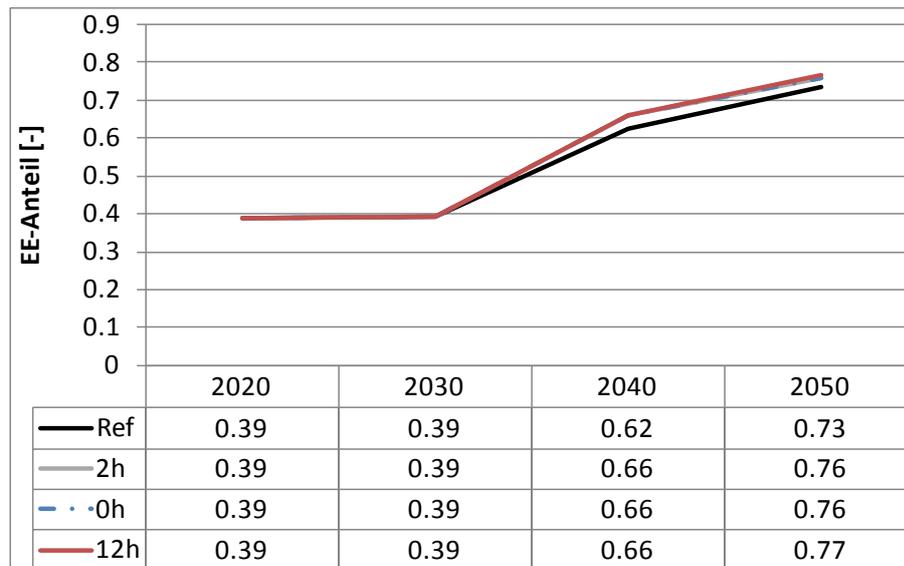


Abbildung 22 Veränderung des EE-Anteils durch die zusätzliche Stromnachfrage von Wärmepumpen

Gegenüber dem Referenzszenario bleibt der Anteil Erneuerbarer Energien in den Jahren 2020 und 2030 unverändert, da unter den getroffenen Annahmen der im NREAP vorgegebene Ausbau Erneuerbarer Energien der bedeutende Treiber für den sich ergebenden EE-Anteil ist. Im Jahr 2040 nimmt der EE-Anteil durch die zusätzliche Stromnachfrage der Wärmepumpen um 4 Prozentpunkte zu. Im Jahr 2050 erhöht sich der Anteil um 3 Prozentpunkte bzw. 4 Prozentpunkte bei großen Wärmespeichern (siehe Abbildung 22). Die Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien ist auch im Fall einer unflexiblen Fahrweise vergleichbar, da auch bei der unflexiblen Fahrweise Windstrom einen bedeutenden Anteil am Strommix der Wärmepumpen darstellt.

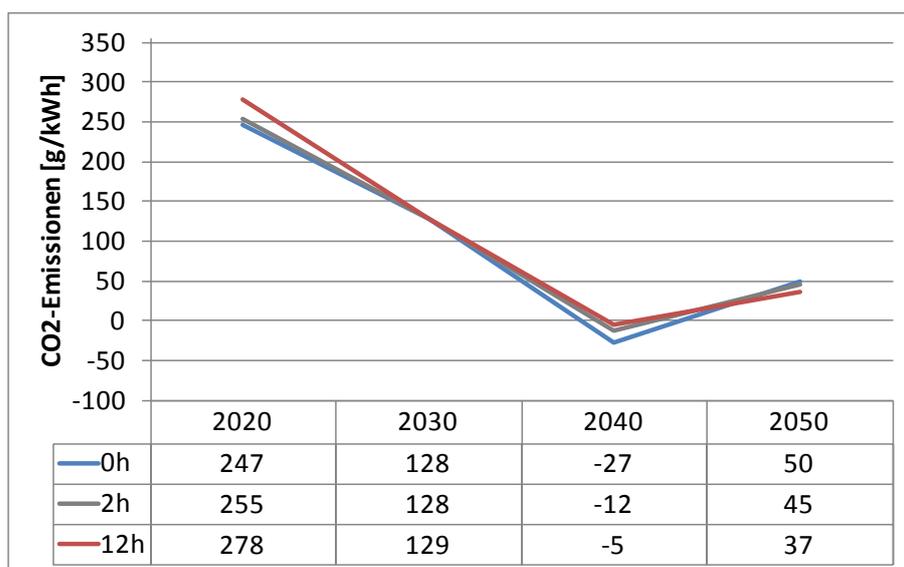


Abbildung 23 Spezifische Emissionen der Wärmepumpen

Um die Emissionen der Wärmepumpen mit denen von konventionellen Heiztechnologien zu vergleichen, wurden die spezifischen CO₂-Emissionen bezogen auf den Heizenergiebedarf ermittelt (vgl. Abbildung 23). Als Vergleichswert werden die Emissionen einer modernen Gasheizung herangezogen. Der Emissionsfaktor von Erdgas liegt ohne Berücksichtigung der Vorkette (analog zur Strommarktmodellierung) bei 202 g/kWh_{Hu} (Bettgenhäuser, et al., 2011). Bei einem Nutzungsgrad von 96% (Bettgenhäuser, et al., 2011 S. 67) ergeben sich spezifische Emissionen von 210 g/kWh für einen Gasbrennwertkessel.

Im Jahr 2020 liegen die Emissionen bei hohen Anteilen Steinkohle im Strommix der Wärmepumpen mit etwa 247-278 g/kWh über den Emissionen einer modernen Gasheizung. Bei Wärmepumpen mit 12-Stunden-Wärmespeicher sind die Emissionen mit 278 g/kWh aufgrund der zusätzlichen Speicherverluste und des höheren Kohleanteils im Strommix höher. Bei einem sehr hohen Anteil an Gasstrom im Strommix der Wärmepumpen sinken die spezifischen Emissionen auf unter 130 g/kWh im Jahr 2030. Im Jahr 2040 ergeben sich sowohl für die flexiblen als auch für die unflexiblen Wärmepumpen negative spezifische Emissionen. Der Anteil an Windenergie im Strommix liegt stets über 90%. Je unflexibler die Wärmepumpen sind, desto mehr Steinkohle- und Braunkohlestrom wird zusätzlich verdrängt. Die sich aus der Verdrängung von CO₂-intensiver Stromerzeugung ergebenden CO₂-Einsparungen führen zu den dargestellten negativen spezifischen Emissionen der Wärmepumpen. Beim weiteren Ausbau der Wärmepumpen bis zum Jahr 2050 sind viele gute Windpotentiale bereits genutzt und in einem kostenminimalen Stromsystem kommt auch bei hohen CO₂-Preisen (100 €/t) verstärkt Gasstrom in den Strommix. In den Jahren 2030 bis 2050 liegen die spezifi-

schen Emissionen der Wärmepumpe jedoch deutlich unter den Emissionen eines Gasbrennwertkessels.

Durch die Sensitivitätsanalyse der Größe des Wärmespeichers konnte gezeigt werden, dass bereits ein optimiert eingesetzter 2-Stunden-Wärmespeicher zusätzliche Flexibilität bereitstellt, die den zusätzlichen (Strom-)Speicherbedarf im System decken kann. Durch den Einsatz eines größeren 12-Stunden-Wärmespeichers kann zusätzlich noch eine signifikant höhere Integration von abgeregeltem EE-Strom erreicht werden.

4.2.3 Sensitivität Luftwärmepumpe

Um den Einfluss variabler Arbeitszahlen der Wärmepumpen in Abhängigkeit von der Außenlufttemperatur beurteilen zu können, wurde eine Sensitivitätsberechnung durchgeführt, in der angenommen wurde, dass alle installierten Wärmepumpen Luftwärmepumpen mit den in Kapitel 2.2.1.2 dargestellten Eigenschaften sind.

In den Sensitivitätsrechnungen zur Speichergröße ist im Szenario ohne Wärmespeicher der Strombedarf um 0,1 TWh bis 0,2 TWh höher als im Szenario mit Wärmespeichern. Bei Wärmepumpen mit von der Außenluft abhängigen und daher stark schwankenden Arbeitszahlen, stellt bereits die Nutzung der Wärmespeicher zur Optimierung des Wärmepumpeneinsatzes an der Außenlufttemperatur eine gute Möglichkeit dar, Strom einzusparen. Durch diese Einsparungen können die Speicherverluste kompensiert und geringe zusätzliche Einsparungen realisiert werden.

Tabelle 28 Entwicklung von Heizstrombedarf und Jahresarbeitszahlen von Luft-Wasser-Wärmepumpen mit 2-Stunden-Wärmespeicher

	2020	2030	2040	2050
Wärmebedarf (Heizung und Warmwasser) [TWh]	18,2	37,1	56,7	71
Strombedarf (Heizung und Warmwasser) [TWh]	7,6	15,9	24,9	31,8
Mittlere System-Jahresarbeitszahl mit Warmwasserbereitung¹²	2,4	2,3	2,3	2,2
Wärmebedarf Heizung [TWh]	14,4	28,2	41,1	49,7
Strombedarf Heizung [TWh]	5,1	9,9	14,7	17,6
Mittlere Jahresarbeitszahl nur Heizung	2,8	2,8	2,8	2,8

¹² Dieser System-Jahresarbeitszahl unterliegt die Annahme einer Leistungszahl von 1,5 für die Warmwasserbereitstellung. Eine realistischere Leistungszahl von 2,8 würde zu mittleren System-Jahresarbeitszahlen in der Größenordnung von 2,8 führen.

Tabelle 29 Entwicklung von Heizstrombedarf und Jahresarbeitszahlen von Luft-Wasser-Wärmepumpen ohne Wärmespeicher

	2020	2030	2040	2050
Wärmebedarf (Heizung und Warmwasser) [TWh]	18,2	37,1	56,7	71
Strombedarf (Heizung und Warmwasser) [TWh]	7,7	16,0	25,0	32,0
Mittlere System-Jahresarbeitszahl mit Warmwasserbereitung (siehe auch 12)	2,4	2,3	2,3	2,2
Wärmebedarf Heizung [TWh]	14,4	28,2	41,1	49,7
Strombedarf Heizung [TWh]	5,1	10,1	14,8	17,8
Mittlere Jahresarbeitszahl nur Heizung	2,8	2,8	2,8	2,8

Tabelle 30 Entwicklung von Heizstrombedarf und Jahresarbeitszahlen von Luft-Wasser-Wärmepumpen mit 12-Stunden-Wärmespeicher

	2020	2030	2040	2050
Wärmebedarf (Heizung und Warmwasser) [TWh]	18,2	37,1	56,7	71
Strombedarf (Heizung und Warmwasser) [TWh]	7,7	16,0	25,0	32,0
Mittlere System-Jahresarbeitszahl mit Warmwasserbereitung (siehe auch 12)	2,4	2,4	2,3	2,2
Wärmebedarf Heizung [TWh]	14,4	28,2	41,1	49,7
Strombedarf Heizung [TWh]	5,2	9,8	14,7	18,2
Mittlere Jahresarbeitszahl nur Heizung	2,8	2,9	2,8	2,7

Durch die geringeren Jahresarbeitszahlen der Luft-Wasser-Wärmepumpen im Vergleich zu denen der Erdwärme-Wasser-Wärmepumpen ist der Heizstrombedarf um 21% bis 27% höher als im Basisszenario (siehe Tabelle 28, Tabelle 29 und Tabelle 30). Der Strommix des Wärmepumpenstroms der Luft-Wasser-Wärmepumpen ist vergleichbar mit dem Strommix des Basisszenarios mit Luft-Wasser-Wärmepumpen und Sole-Wasser-Wärmepumpen, geringfügige Unterschiede zeigen sich in einem leicht höheren Anteil an vermiedener Abregelung sowie einem etwas geringeren Anteil an Windenergie ab 2040 (vgl. Tabelle 31). Diese Änderungen sind bedingt durch die aufgrund der geringeren Jahresarbeitszahlen erhöhte zusätzliche Stromnachfrage der Wärmepumpen. Einerseits können durch die höhere Stromnachfrage mehr Erneuerbare Energien genutzt werden, die im Referenzszenario ohne Wärmepumpen abgeregelt wurden. Andererseits sind kostengünstige Potentiale für Onshore-Windenergieanlagen schneller ausgeschöpft, wodurch mehr Gaskraftwerke benötigt werden.

Tabelle 31 Strommix des Wärmepumpenstroms im Szenario Luftwärmepumpen mit 2-Stunden-Wärmespeicher

Jahr	2020	2030	2040	2050
Vermiedene Abregelung EE	0	0	0	4
Reduzierte Pumpspeicherverluste	1	2	1	2
Gas [Prozent]	26	94	20	49
Steinkohle [Prozent]	71	3	-2	-3
Braunkohle [Prozent]	2	0	0	1
Wind onshore [Prozent]	0	0	80	47
Wind offshore [Prozent]	0	0	0	0
PV [Prozent]	0	0	0	0

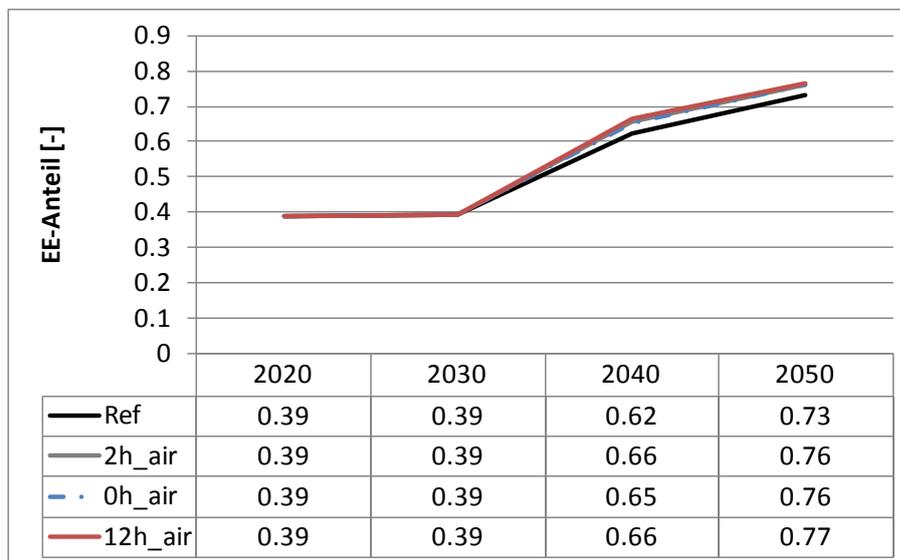


Abbildung 24 Veränderung des EE-Anteils durch die zusätzliche Stromnachfrage von Luftwärmepumpen

Der EE-Anteil (siehe Abbildung 24) sowie der zeitliche Verlauf der spezifischen Emissionen (siehe Abbildung 25) ist vergleichbar mit den Ergebnissen des Basisszenarios mit Sole-Wasser- und Luft-Wasser-Wärmepumpen. Die spezifischen CO₂-Emissionen liegen in den Jahren 2020 und 2030 um 15-21% und im Jahr 2050 um 50% höher als im Basisszenario mit Luft- und Wasserwärmepumpen. Im Jahr 2040 liegen die Emissionen aufgrund der höheren Stromnachfrage und des höheren Anteils Gasstrom im Strommix ebenfalls höher als im Basisszenario, es ergeben sich keine negativen Emissionen.

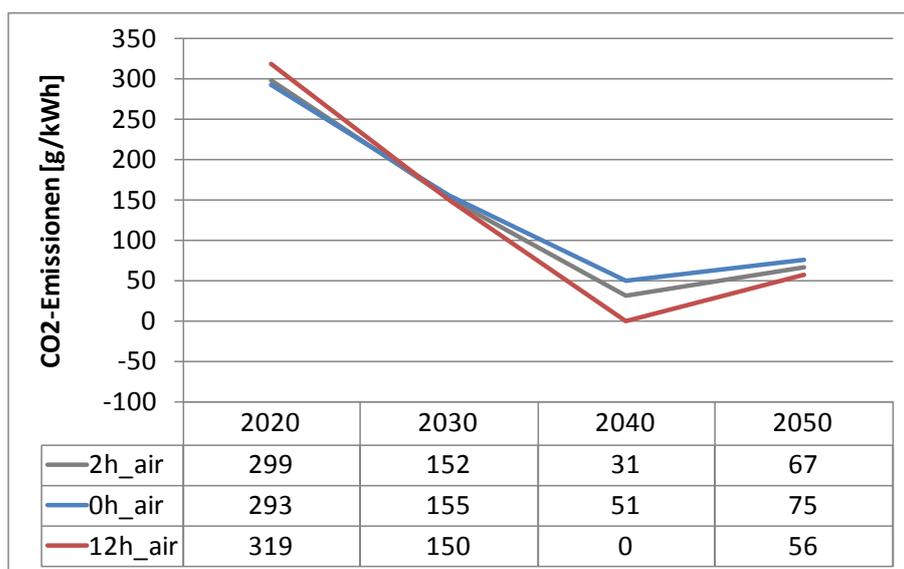


Abbildung 25 Spezifische Emissionen der Luftwärmepumpen

4.2.4 Szenariowelt CCS

Um die Auswirkungen eines verstärkten Wärmepumpeneinsatzes auf den Strommarkt zu untersuchen, wenn neben Erneuerbaren Energien auch CCS-Technologien als CO₂-Minderungsoptionen zur Verfügung stehen, wurden 3 Szenarien in der Szenariowelt CCS berechnet. Die zugrundeliegenden Annahmen sind in Abschnitt 4.1.2 dargestellt. Bei den Wärmepumpen erfolgte keine Variation der Annahmen und es gelten die in Abschnitt 2.2.1 dargestellten Parameter.

Bei einem Zubau von Wärmepumpen, wie im Basisszenario angenommen, mit einem Wärmespeicher von 2 Stunden, wird im Jahr 2020 hauptsächlich Strom aus Steinkohlekraftwerken genutzt, um den zusätzlichen Strombedarf zu decken, wobei es kaum zu Änderungen der installierten Kraftwerkskapazitäten kommt (siehe Abbildung 26). Im Jahr 2030 stellt Gas mit 74% den größten Anteil am Strommix der Wärmepumpen (vgl. Tabelle 32). Im Jahr 2040 werden zusätzliche Windenergieanlagen an Land (+4,2 GW) installiert, der Strommix der Wärmepumpen setzt sich zum größten Teil aus Windenergie (68%) sowie aus Gas (10%), Steinkohle (9%) und Braunkohle CCS (10%) zusammen. Im Jahr 2050 (EE-Anteil im Referenzszenario mit CCS: 62%) werden hauptsächlich Windenergieanlagen an Land (+4,9 GW), Gaskraftwerke (+4,5 GW) und Steinkohlekraftwerke mit CCS-Technologie (+1,3 GW) gebaut, um den Strombedarf der Wärmepumpen zu decken. Der Strommix besteht im Jahr 2050 zu 53% aus Windenergie und zu 33% aus Steinkohle CCS.

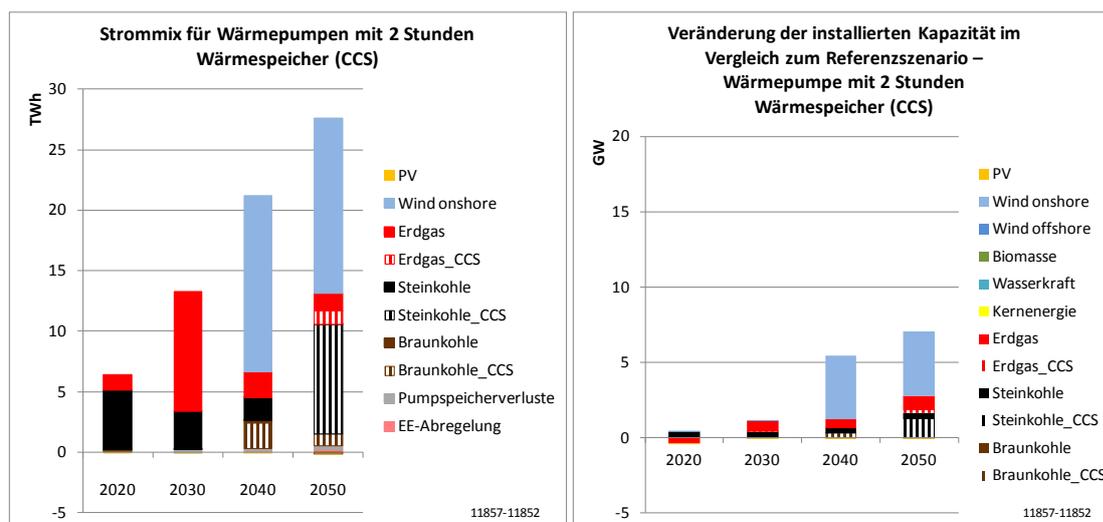


Abbildung 26 Strommix des Wärmepumpenstroms und Änderung der installierten Leistung im Vergleich zur Referenz CCS

Tabelle 32 Strommix des Wärmepumpenstroms bei Verfügbarkeit von CCS-Technologien

Jahr	2020	2030	2040	2050
Vermiedene Abregelung EE	0	0	1	1
Reduzierte Pumpspeicherverluste	2	2	1	1
Wind onshore [Prozent]	0	0	68	53
Wind offshore [Prozent]	0	0	0	0
Photovoltaik [Prozent]	0	0	0	0
Gas [Prozent]	20	74	10	5
Gas CCS [Prozent]	0	0	0	4
Steinkohle [Prozent]	77	24	9	0
Steinkohle CCS [Prozent]	0	0	0	33
Braunkohle [Prozent]	1	0	1	0
Braunkohle CCS [Prozent]	0	0	10	4

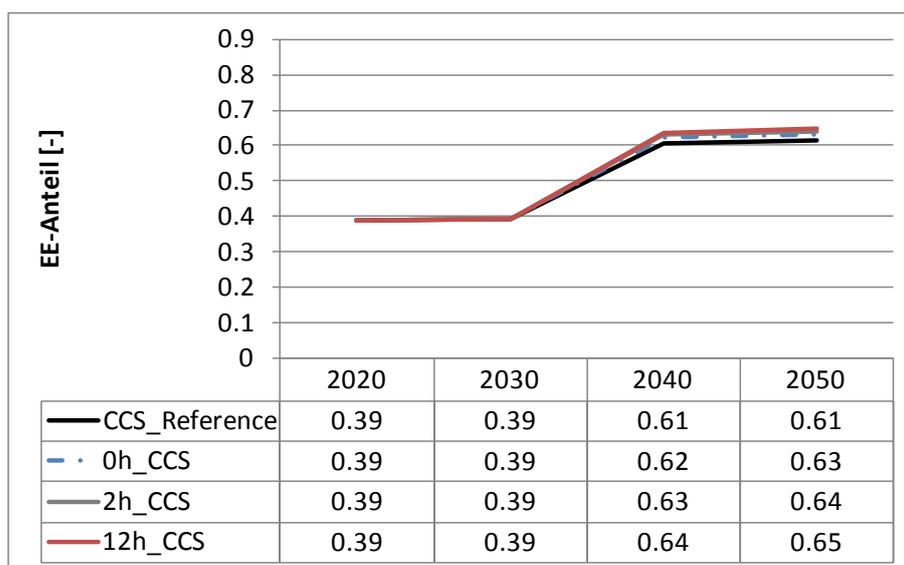


Abbildung 27 Veränderung des EE-Anteils durch die zusätzliche Stromnachfrage von Wärmepumpen (CCS)

Der Zuwachs des EE-Anteils ist trotz des geringen EE-Anteil im CCS-Referenzszenario geringer als im Basisszenario ohne CCS-Technologien und erreicht im Jahr 2050 3%, mit großen Wärmespeichern 4% (vgl. Abbildung 27).

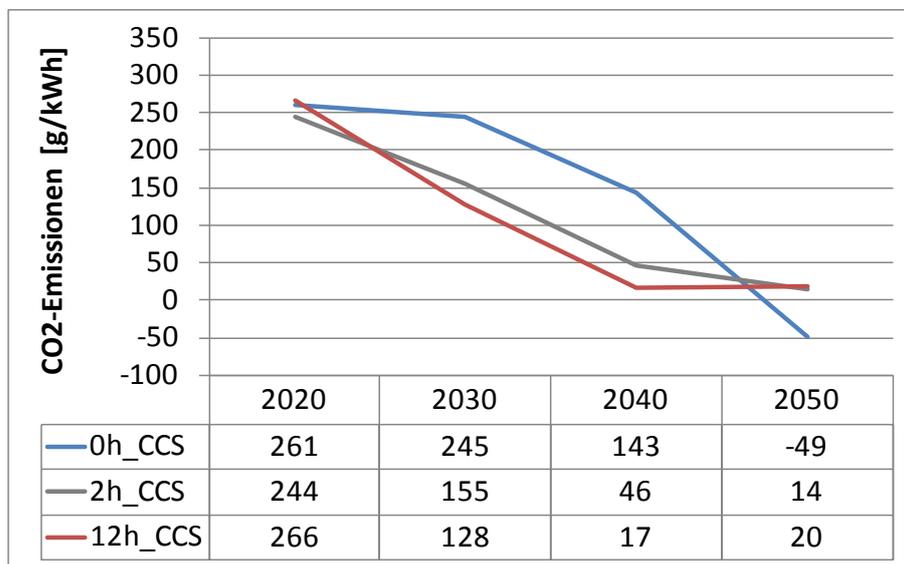


Abbildung 28 Spezifische Emissionen der Wärmepumpen (CCS)

Die spezifischen Emissionen der Wärmepumpen (siehe Abbildung 28) liegen im Jahr 2020 mit 244 g/kWh über dem Niveau von modernen Gasbrennwertkesseln (210 g/kWh), sinken im Jahr 2030 durch den Windstrom im Wärmepumpenstrommix stark ab und fallen im Jahr 2050 auf nur noch 14 g/kWh bei 2-Stunden-

Wärmespeichern. Im Jahr 2050 haben unflexible Wärmepumpen geringere spezifische CO₂-Emissionen als flexible Wärmepumpen, die spezifischen CO₂-Emissionen nehmen mit steigender Flexibilität sogar leicht zu. Dies scheint zunächst paradox, wird aber bei genauerer Betrachtung der auf dem Strommarkt induzierten Veränderungen verständlich. Auf diesen, zum Teil modellendogenen, Effekt und die zugrundeliegenden Ursachen wird im Folgenden näher eingegangen.

Die Verdrängungseffekte auf dem Strommarkt sind zu einem großen Teil durch die Brennstoff- und CO₂-Preisannahmen sowie die geringen spezifischen Emissionen der Gas-CCS Kraftwerke bedingt (siehe Abschnitt 2.1.2). Im Jahr 2050 haben Gas-CCS-Kraftwerke unter den fossilen Technologien ab 1800 Volllaststunden die geringsten Stromgestehungskosten, ab 2700 Volllaststunden werden sie durch Braunkohle CCS abgelöst. Da allerdings aufgrund einer Beschränkung der Braunkohle-Kapazitäten auf das heutige Niveau kein höherer Ausbau möglich ist, führt eine erhöhte Nachfrage im Bereich über 1800 Volllaststunden zum Zubau von Gas-CCS. Eine flexible Fahrweise der Wärmepumpen führt in der Kostenoptimierung zu einer Verlagerung der Stromnachfrage in Zeiten, in denen in bestehenden Steinkohle- und Gaskraftwerken ohne CCS noch Kapazitäten zur Verfügung stehen. Ein Zubau von Kraftwerken wird vermieden, der CO₂-Ausstoß in den Bestandskraftwerken ist allerdings höher.

Bei höherer Flexibilität der Wärmepumpen durch größere Wärmespeicher sinkt im Jahr 2050 die Stromproduktion aus Erdgas-CCS deutlich unter die Werte im Basisszenario mit Standard-Wärmespeichern, während die Stromproduktion aus konventionellem Erdgas und Steinkohle, hauptsächlich in Bestandskraftwerken, stärker ansteigt. Dies führt trotz höherem Anteil Erneuerbarer Energien zu höheren spezifischen Emissionen der sehr flexiblen Wärmepumpen im Vergleich zum 2-Stunden-Standardspeicher.

Besonders interessant sind die negativen spezifischen Emissionen CO₂-Emissionen, die sich bei unflexiblen Wärmepumpen mit einer zusätzlichen Stromnachfrage von 49 TWh im Jahr 2050 zeigen. Bei unflexibler Fahrweise der Wärmepumpen sinken die spezifischen Emissionen auf -49 g/kWh, da der Strommix der Wärmepumpen hauptsächlich aus Wind (9 TWh, CO₂-frei) sowie aus Erdgas-CCS (20 TWh, CO₂-arm) besteht, während gleichzeitig 10 TWh Ergasstrom, 0,5 TWh Steinkohlestrom und 0,4 TWh Braunkohlestrom verdrängt werden.

Der beschriebene Effekt ist nur vorübergehender Natur und basiert auf einer optimierten Nutzung von Bestandskraftwerken. In einer isolierten Optimierung des Jahres 2050 zeigt sich dieser Effekt nicht, hier haben unflexible Wärmepumpen sowie flexible Wärmepumpen mit großem 12-Stunden-Wärmespeicher spezifische CO₂-

Emissionen von 26 g/kWh, flexible Wärmepumpen mit Standardspeicher von 21 g/kWh.

In der Szenariowelt CCS werden die Wechselwirkungen zwischen Strommarkt und Wärmepumpen sehr deutlich und führen zu Effekten, die auf den ersten Blick paradox wirken. Diese Effekte sind jedoch stark von Modellannahmen zu Brennstoff- und CO₂-Preisen und Kraftwerksinvestitionen sowie von intertemporalen Effekten in der Ausbauoptimierung getrieben. Der beschriebene Effekt sollte in seinen Auswirkungen deshalb nicht zu stark gewichtet werden.

4.2.5 Szenariowelt CO₂-Preis

In der Szenariowelt „niedrige CO₂-Preise“ bleibt auch bis zum Jahr 2050 der Anteil erneuerbarer Energien vergleichsweise gering und steigt auf 53% im Jahr 2050.

Bei niedrigen CO₂-Preisen wird der Strom für Wärmepumpen hauptsächlich aus Steinkohlekraftwerken bereit gestellt (siehe Abbildung 29). In den Jahren 2020 und 2030 trägt Steinkohle mit 83% bzw. 95% zum Strommix der Wärmepumpen bei. Ab 2040 gewinnt Windenergie einen steigenden Anteil am Strommix der Wärmepumpen, der im Jahr 2040 37% beträgt und im Jahr 2050 bei 62% liegt. Im Jahr 2050 wird 1% des Strombedarfs der Wärmepumpen aus vermiedener Abregelung von Erneuerbarer Erzeugung gedeckt (vgl. Tabelle 33). Durch den flexiblen Einsatz der Wärmepumpen können Speicherverluste reduziert werden, wodurch 1-2% des Strombedarfs der Wärmepumpen gedeckt werden.

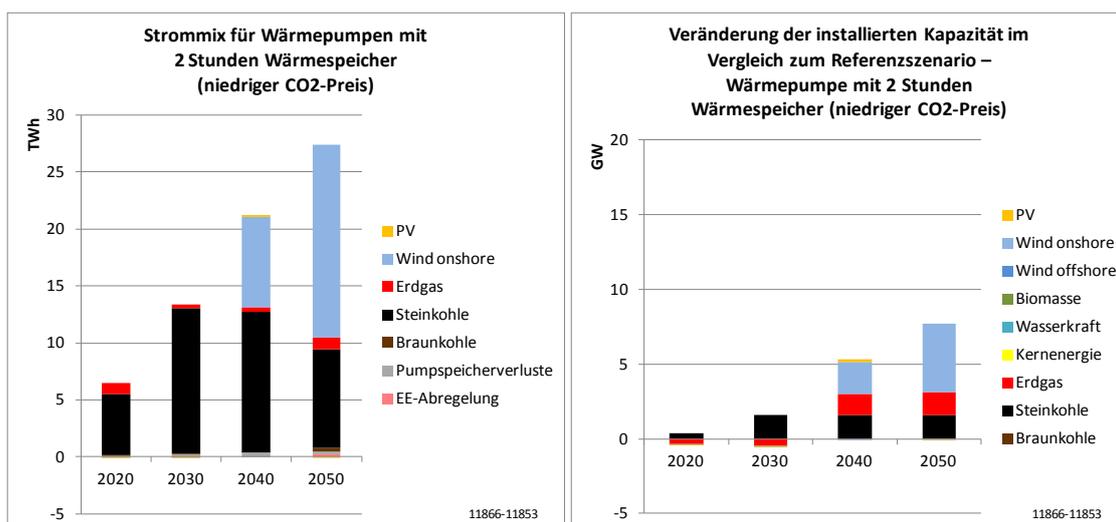


Abbildung 29 Strommix des Wärmepumpenstroms und Änderung der installierten Leistung im Vergleich zur Referenz niedrige CO₂-Preise

Tabelle 33 Strommix des Wärmepumpenstroms bei niedrigem CO₂-Preis

Jahr	2020	2030	2040	2050
Vermiedene Abregelung EE [Prozent]	0	0	0	1
Reduzierte Pumpspeicherverluste [Prozent]	1	2	2	1
Gas [Prozent]	15	3	2	4
Steinkohle [Prozent]	83	95	58	32
Braunkohle [Prozent]	1	0	0	1
Wind onshore [Prozent]	0	0	37	62
Wind offshore [Prozent]	0	0	0	0
PV [Prozent]	0	0	0	0

Der Verlauf der Erhöhung des EE-Anteils wird in Abbildung 30 ersichtlich. In den Jahren 2030 und 2040 liegt der EE-Anteil mit Wärmepumpen um einen Prozentpunkt im Jahr 2050 um drei Prozentpunkte höher als im Referenzszenario. Die Erhöhung des EE-Anteils wird im Wesentlichen durch die zusätzliche Stromnachfrage getrieben, die Fahrweise der Wärmepumpen hat nur einen geringen Einfluss.

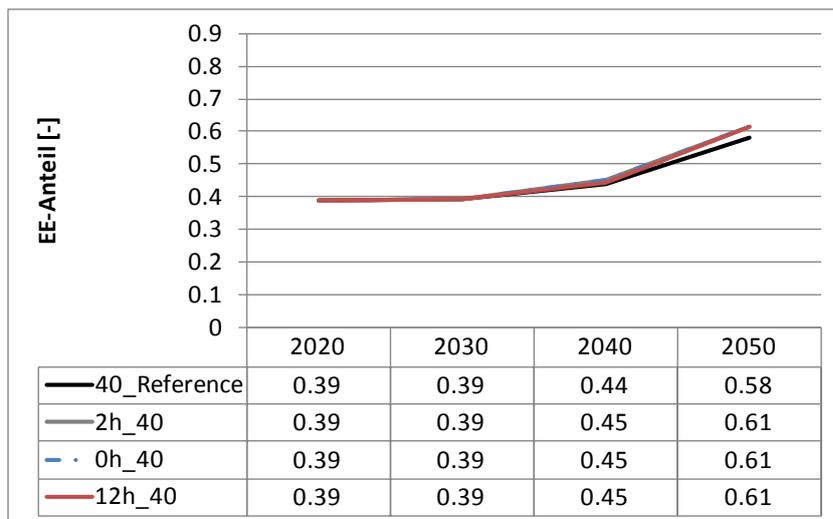


Abbildung 30 Veränderung des EE-Anteils durch die zusätzliche Stromnachfrage von Wärmepumpen (niedriger CO₂-Preis)

Die sich aus dem Strommix ergebenden spezifischen CO₂-Emissionen sind in Abbildung 31 dargestellt. In den Jahren 2020 und 2030 liegen diese mit 253 g/kWh über dem Niveau von modernen Gasbrennwertkesseln (210 g/kWh). Im Jahr 2040 betragen die spezifischen CO₂-Emissionen 161 g/kWh mit Standardspeichern, da neben Kohle auch Windstrom im Strommix der Wärmepumpen enthalten ist. Im Jahr 2050 sinken die Emissionen schließlich deutlich unter das Niveau von Gasbrennwertkesseln und liegen bei 99 g/kWh.

Bei der unflexiblen Fahrweise sind die Emissionen aufgrund geringerer Wärmeverluste und eines höheren Anteils von Gas am Strommix im Jahr 2020 geringer. Im Jahr 2030 werden zur Deckung des Strombedarfs der unflexiblen Wärmepumpen deutlich mehr Gaskraftwerke zugebaut, der Anteil von Steinkohle am Strommix liegt bei 83% (95% mit Standardspeicher). Bis zum Jahr 2050 führt die unflexible Fahrweise der Wärmepumpen zu einem höheren Anteil Gas- und einem geringeren Anteil Steinkohlestrom, wodurch die CO₂-Emissionen der unflexiblen Wärmepumpen geringer sind.

Bei sehr flexibler Fahrweise mit großen Wärmespeichern ergeben sich höhere Emissionen, da Gasstrom durch Steinkohlestrom verdrängt wird. Im Jahr 2050 reduzieren sich die Emissionen durch einen steigenden Anteil Windstrom (61%) am Strommix der Wärmepumpen auf 110 g/kWh.

Bei niedrigen CO₂-Preisen und einem entsprechend stark fossil geprägten Stromsystem haben Wärmepumpen erst ab 2040 geringere Emissionen als Gasbrennwertkessel. Bei stark flexibler Fahrweise werden Wärmepumpen in diesem Szenario aus Klimaschutzsicht erst ab 2050 vorteilhaft.

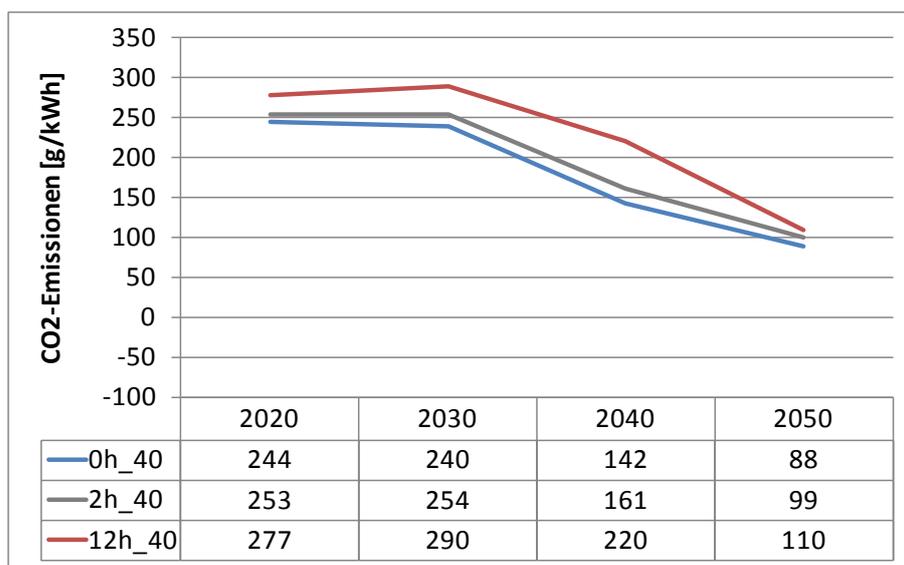


Abbildung 31 Spezifische Emissionen der Wärmepumpen (niedriger CO₂-Preis)

Durch die Sensitivitätsanalyse zur Höhe des CO₂-Preise konnte gezeigt werden, dass bei niedrigen CO₂-Preisen der Strommix des Wärmepumpenstroms bis 2030 von Steinkohlestrom dominiert wird. Der Anteil von Windstrom am Strommix der Wärmepumpen ist im Jahr 2050 im Vergleich zum Basisszenario in der Referenzwelt (2050: 55%) etwas höher, da aufgrund des geringeren EE-Anteils im Referenzszenario mit niedrigen CO₂-Preisen noch viele günstige Windpotentiale zur Verfügung stehen, wäh-

rend im Referenzszenario mit hohen CO₂-Preisen die günstigen Windpotentiale bereits im Jahr 2040 genutzt werden.

4.3 Szenarien der integrierten KWK-Berechnung

Um den Einfluss der KWK auf den Wärmemarkt zu beurteilen und die gegenüber der ungekoppelten Erzeugung eingesparten CO₂-Emissionen zu analysieren, wird zunächst ein Szenario berechnet, in dem die Wärmenachfrage von Fernwärme und Industrie nur durch fossile und Elektrodenheizkessel ohne KWK-Anlagen gedeckt wird (Ungekoppelte Wärmeerzeugung, no_CHP). In allen Szenarien werden CO₂-Emissionen auf dem Wärmemarkt mit den gleichen CO₂-Preisen wie auf dem Strommarkt belegt. Dies ermöglicht eine Systemoptimierung, bei der CO₂-Einsparungen auf dem Strom- und Wärmemarkt mit gleicher Gewichtung berücksichtigt werden. Dieses Szenario wird für alle drei Modellwelten berechnet, da sich mit unterschiedlichen CO₂-Preispfaden und verschiedenen Entwicklungen auf dem Strommarkt andere Zeitpunkte für den Brennstoffwechsel von Kohle zu Strom (Power-To-Heat) ergeben.

Das Basisszenario KWK (CHPBase) bildet den KWK-Ausbau wie in Abschnitt 2.3.1 beschrieben ab. Dieses Szenario wurde ebenfalls für alle 3 Szenariowelten berechnet.

Sensitivitätsanalysen zu Brennstoffträgern und EE-Ausbau wurden in der Szenariowelt „Referenz“ durchgeführt. Zum Einen wurde ein Szenario berechnet, welches lediglich Gas als Brennstoff zur Deckung des Wärmebedarfs zulässt (KWK nur Gas, CHPGas), um die Untergrenze der CO₂-Emissionen im Wärmesektor abzuschätzen. Zum Anderen wurde ein Szenario berechnet, in dem eine Verdrängung von Erneuerbaren Energien durch KWK-Anlagen nicht zugelassen wurde (Erneuerbare Referenz, CHPEERef). Tabelle 34 zeigt eine Übersicht über die Szenarien.

Tabelle 34 Szenarien der KWK-Optimierung

Szenariogruppen		Szenariowelten		
	Beschreibung	Referenz	Niedrige CO ₂ -Preise	Referenz - CCS
KWK	Ungekoppelte Wärmeerzeugung	noCHP	40_noCHP	CCS_noCHP
	KWK	CHPBase	40_CHP	CCS_CHP
	KWK nur Gas	CHPGas		
	Erneuerbare Referenz	CHPEERef		

4.3.1 Szenario ungekoppelte Wärmeerzeugung

Das Szenario ungekoppelte Wärmeerzeugung berücksichtigt den Wärmebedarf in der Industrie und der Fernwärme, während dieser im Referenzszenario nicht berücksichtigt wurde. Der Wärmebedarf kann jedoch nur durch fossile sowie Elektrodenheizkessel gedeckt werden. Das Szenario wurde entwickelt, um eine Referenz für die Berechnung der CO₂-Einsparungen des KWK-Einsatzes zu erhalten.

Die Entwicklung der Wärmeerzeugung ist in Abbildung 32 dargestellt. In der Industrie und in der Fernwärme erfolgt die Wärmebereitstellung in den Jahren 2020 und 2030 unter den getroffenen Brennstoff- und CO₂-Preisannahmen in der Kostenoptimierung ausschließlich aus Kohle. Ab dem Jahr 2040 kommen bei einer isolierten Betrachtung Deutschlands ohne Exportmöglichkeiten auch Elektrodenheizkessel zum Einsatz. Auf dem Strommarkt werden zusätzliche Windenergieanlagen installiert und EE-Überschüsse genutzt (siehe Abbildung 33).

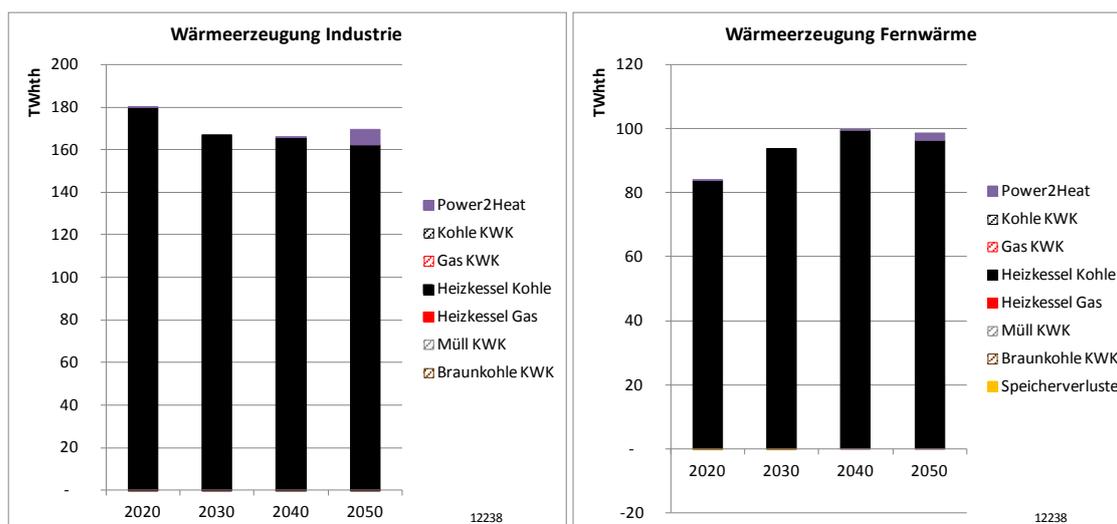


Abbildung 32 Wärmeerzeugung in Industrie und Fernwärme bei ungekoppelter Wärmeerzeugung

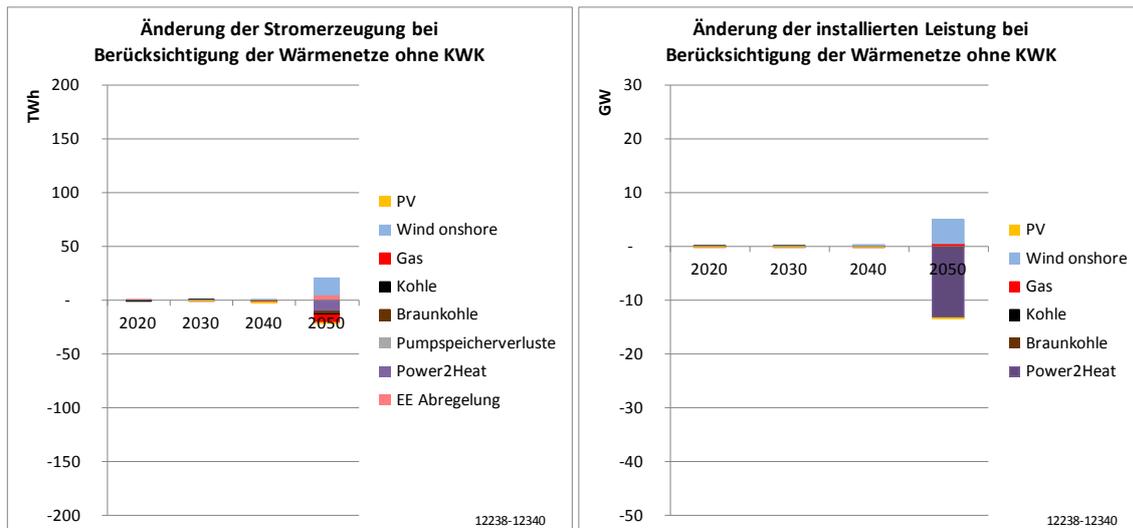


Abbildung 33 Änderungen der Stromerzeugung durch Elektrodenheizkessel bei ungekoppelter Wärmeerzeugung im Vergleich zum Referenzszenario

4.3.2 Basisszenario KWK

Im Basisszenario werden die in Abschnitt 2.3.1 dargestellten Annahmen für die Wärmebedarfsentwicklung und -bereitstellung getroffen. Die kostenoptimale Deckung des Wärmebedarfs der Industrie im Temperaturbereich zwischen 100°C und 500°C und in der Fernwärme wird endogen im Modell ermittelt. Für den Brennstoffbedarf im Wärmesektor fallen die gleichen CO₂-Preise an wie auf dem Strommarkt. Bestehende KWK- und Wärmeerzeugungskapazitäten werden als Bestandsanlagen mit ihrer Laufzeit berücksichtigt. Beschränkungen der Brennstoffverfügbarkeit werden nicht berücksichtigt, sodass die Nutzung von Kohle auch an Standorten möglich ist, die derzeit lediglich Gas als Brennstoff nutzen. Dezentrale Anlagen im Gebäudebereich werden nicht betrachtet.

Die im Folgenden dargestellten Szenarienergebnisse sind als eine Abschätzung eines aus System Sicht kostenoptimalen Erzeugungsmixes anzusehen, wobei viele Hemmnisse und Einschränkungen nicht abgebildet werden. Im hier dargestellten Basisszenario KWK hat insbesondere die Annahme der Verfügbarkeit von Kohle in allen Wärmenetzen einen großen Einfluss auf die Ergebnisse.

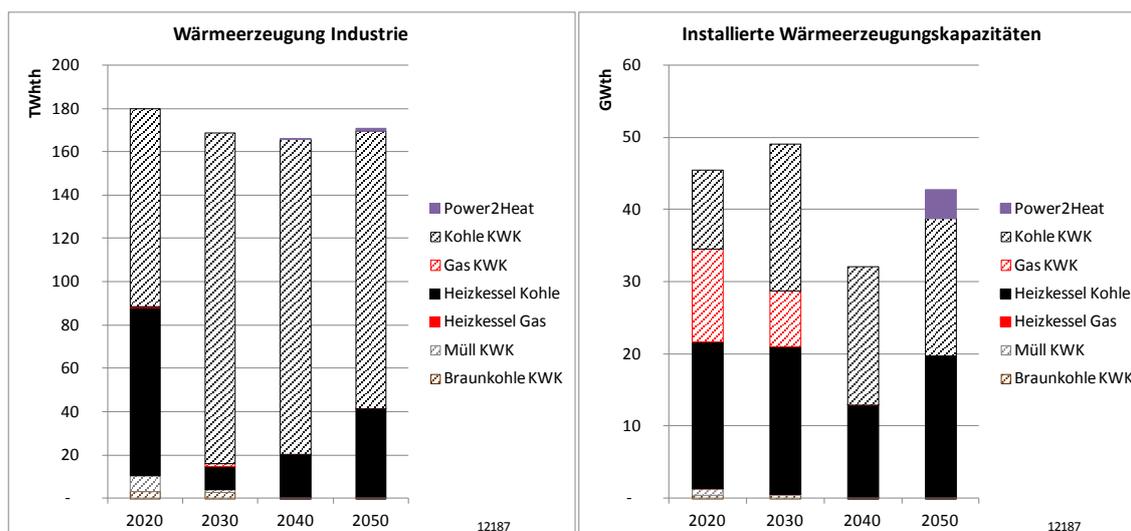


Abbildung 34 Wärmereizeugung in der Industrie im Basisszenario KWK

Abbildung 34 zeigt die sich in der Kostenoptimierung ergebende Wärmereizeugung in der Industrie. Der Wärmemix in der Industrie basiert im Jahr 2020 ausschließlich auf Kohle sowie der Nutzung von Bestandsanlagen. Aufgrund der niedrigen CO₂-Preise werden bestehende Gas-KWK-Kraftwerke nicht genutzt.¹³ 78 TWh werden aus kohlebefeuerten Heizkesseln bereitgestellt, 91 TWh aus Kohle-KWK. Braunkohle- und Müll-KWK-Bestandsanlagen liefern im Jahr 2020 10 TWh Wärme. Der wärmeseitige KWK-Anteil liegt somit bei 57%. Im Jahr 2030 steigt der KWK-Anteil auf 94% an. Die Wärmereizeugung aus Kohle-KWK steigt auf 153 TWh, Braunkohle- und Müll-KWK-Bestandsanlagen liefern 4 TWh, während Gas-KWK Anlagen auch weiterhin kaum genutzt werden. Kohle-Heizkessel liefern 10 TWh Wärme. Im Jahr 2040 fällt der KWK-Anteil leicht auf 88%. Braunkohle- und Müll-KWK-Bestandsanlagen liefern keinen wesentlichen Beitrag mehr zur Deckung des Wärmebedarfs. Steinkohle-KWK deckt 148 TWh, Kohle-Heizkessel decken die restlichen 20 TWh des Wärmebedarfs in der Industrie. Im Jahr 2050 allerdings kommen mit höheren Brennstoff- und CO₂-Preisen und höheren Anteilen Erneuerbarer Energien auf dem Strommarkt auch Elektrodenheizkessel mit einer Leistung von 4 GW in den Wärmemix und liefern 1% (1,3 TWh) der Wärmemenge. Der KWK-Anteil sinkt auf 75%, die ungekoppelte Wärmereizeugung aus Kohle-Heizkesseln steigt auf 41 TWh, während die Wärmereizeugung aus Steinkohle-KWK auf 128 TWh sinkt. Eine isolierte Optimierung des Jahres 2050 führt zu einem geringeren KWK-Anteil (55%), der zu etwa gleichen Teilen aus Gas-KWK und

¹³ In der Realität ist nicht an allen KWK-Standorten die Nutzung von Kohle möglich. Entsprechende Beschränkungen wurden in diesem Szenario nicht betrachtet. Zur Abschätzung des dadurch entstehenden Fehlers wurde die Sensitivität Gas berechnet.

Steinkohle-KWK gedeckt wird. 6% des Wärmebedarfs der Industrie stammen dann aus Elektrodenheizkesseln mit 12 GW Kapazität.

Abbildung 35 zeigt die Wärmebereitstellung in der Fernwärme in den Jahren 2020 bis 2050. Auch in der Fernwärme basiert der Wärmebereitstellung im Jahr 2020 noch ausschließlich auf Kohle und KWK-Bestandsanlagen. 35 TWh werden aus kohlebefeuer-ten Heizkesseln, 32 TWh aus Kohle-KWK geliefert. Gas-, Braunkohle- und Müll-KWK-Bestandsanlagen liefern 17 TWh Wärme. Der wärmebezogene KWK-Anteil liegt bei 58%. Im Jahr 2030 liefert Kohle-KWK 70 TWh und Gas-, Braunkohle- und Müll-KWK-Bestandsanlagen liefern zusammen 10 TWh Wärme. 15 TWh Wärme werden durch kohlebetriebene Heizkessel bereitgestellt. Der auf die Wärme bezogene KWK-Anteil beträgt im Jahr 2030 84%. Auch Wärmespeicher mit einer Kapazität von 7 GWh sind Bestandteil der Fernwärmesysteme, haben für die Lastverlagerung allerdings nur wenige Einsatzstunden. Im Jahr 2040 nimmt die Bedeutung der Wärmespeicher weiter zu. Der KWK-Anteil fällt auf 63%. 57 TWh der Fernwärme stammen aus Kohle-KWK. Die noch vorhandenen Braunkohle-KWK-Kraftwerke liefern 5 TWh, Kohle-Heizkessel tragen mit 37 TWh zur Deckung des Wärmebedarfs bei. Im Jahr 2050 fällt der wärme-seitige KWK-Anteil weiter auf 50%. Auch im Bereich der Fernwärme gilt, dass die Kohle-KWK im Jahr 2050 auf Bestandsanlagen aus den Jahren 2020 und 2030 beruht, während eine isolierte Optimierung des Jahres 2050 zu einem geringeren KWK-Anteil (25%) führt, der anteilig aus Gas-KWK (15 TWh) und Kohle-KWK (10 TWh) gedeckt wird. Eine isolierte Optimierung führt auch zur Nutzung von Elektrodenheizkesseln, die 2 TWh (2%) der Wärme liefern.

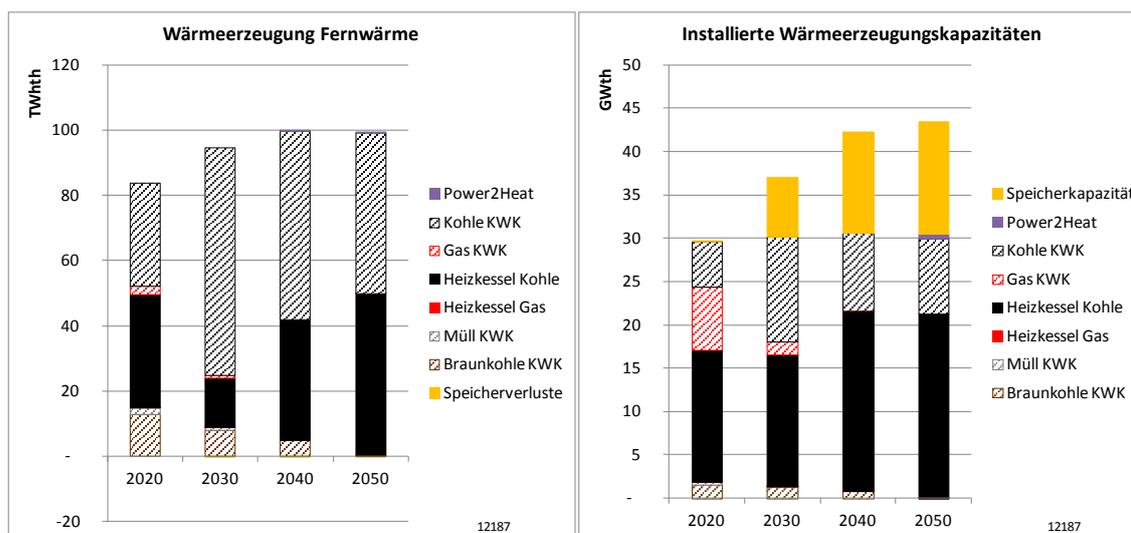


Abbildung 35 Wärmebereitstellung in der Fernwärme im Basisszenario KWK

Durch die Berücksichtigung von KWK und Power-To-Heat in der Ausbauroptimierung kommt es auch zu starken Veränderungen des kostenoptimalen Erzeugungsmixes auf der Stromseite (vgl. Abbildung 36), welche auf den Wechselwirkungen zwischen KWK und Erneuerbaren Energien beruhen. Die Ergebnisse werden auch stark auf den in den Kapiteln 2.3 und 3 dargestellten Annahmen getrieben, was sich auch in den Sensitivitätsberechnungen zeigt.

Im Jahr 2020 verdrängen 82 TWh KWK-Strom 7 TWh Braunkohlestrom, 66 TWh Steinkohlestrom und 9 TWh Strom aus Gaskraftwerken. Während Braunkohlekraftwerke eine geringere Auslastung aufweisen, sinkt die installierte Kapazität von Steinkohle- und Gaskraftwerken um 3 GW bzw. 16 GW. Im Jahr 2030 führt die Nutzung von KWK (152 TWh) zu einer Verdrängung von Gas (-94 TWh), Braunkohle (-29 TWh) und Steinkohle (-30 TWh). Die zusätzlichen KWK-Kapazitäten reduzieren hauptsächlich den Zubau von Gaskraftwerken. Aber auch ein im Jahr 2030 im Referenzszenario noch rentabler Zubau von knapp 4 GW Braunkohle, zeigt sich im KWK-Szenario nicht mehr. Während im Jahr 2030 der EE-Ausbau durch die Ausbauziele des NREAP (Deutschland, 2010) bestimmt ist, erfolgt im Jahr 2040 ein weiterer Zubau von Onshore-Windenergieanlagen. Durch die Konkurrenz zwischen Erneuerbaren Energien und KWK wird ein Teil des Zubaus durch KWK verdrängt. Im Vergleich zum Referenzszenario ohne KWK werden 9 GW weniger Windenergieanlagen gebaut und die Stromeinspeisung aus Windenergie verringert sich um 32 TWh. Im Jahr 2040 werden 138 TWh KWK-Strom in Kohle-KWK-Anlagen produziert. Dadurch werden 32 TWh Windenergie, 6 TWh PV, 36 TWh Braunkohle, 21 TWh Steinkohle und 45 TWh Gas verdrängt. Während Kohlekraftwerke weniger ausgelastet werden, zeigen sich für Windenergie (-9 GW), PV (-6 GW), Braunkohle (-3 GW) und insbesondere für Gas

(-18 GW) auch deutliche Änderungen bei der installierten Leistung. Im Jahr 2050 werden durch 121 TWh KWK-Strom 43 TWh Windenergie, 27 TWh Braunkohle und 56 TWh Gas verdrängt. Zusätzlich kann die Abregelung von Erneuerbaren Energien um 6 TWh verringert werden. Dies ist zu einem großen Teil durch den geringeren Ausbau von Windenergie aber auch durch den flexiblen Betrieb der Wärmenetze bedingt. Der im Jahr 2040 verdrängte PV-Zubau wird im Jahr 2050 fast vollständig nachgeholt. Zusätzlich werden knapp 5 GW Elektrodenheizkessel installiert, welche allerdings nur sehr wenig eingesetzt werden (345 Volllaststunden, 1,5 TWh). In einer isolierten Optimierung des Jahres 2050 kommt neben Kohle-KWK auch Gas-KWK ins System, es wird ausschließlich Gasstrom verdrängt und es werden 12 TWh Strom in Elektrodenheizkesseln genutzt.

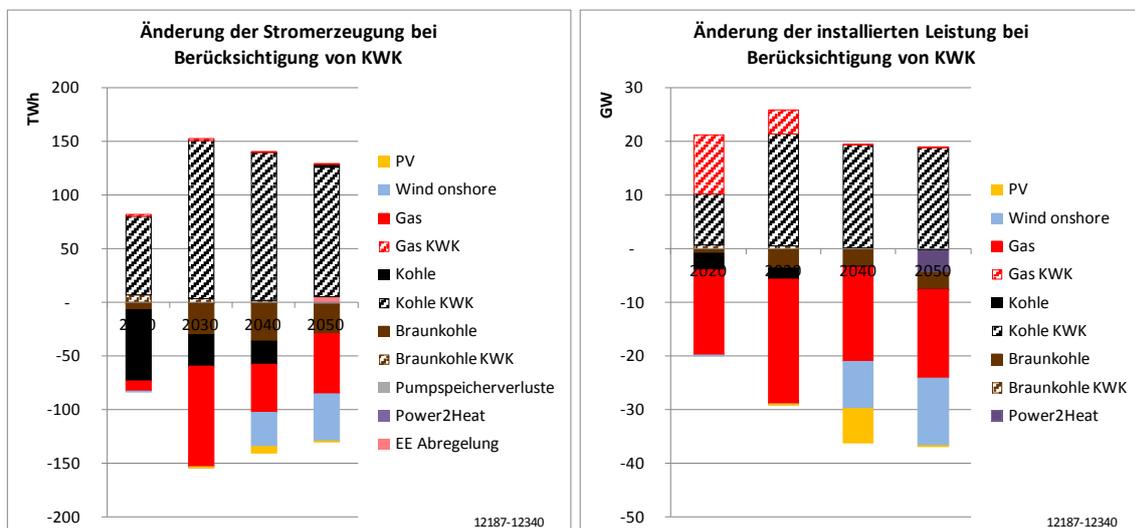


Abbildung 36 Änderungen der Stromerzeugung, Basisszenario KWK im Vergleich zum Referenzszenario

Die Entwicklungen der KWK- und EE-Anteile sind in Abbildung 37 und Abbildung 38 dargestellt. Diese Anteile ergeben sich in der Systemoptimierung unter Berücksichtigung von Investitionen, Brennstoff- und CO₂-Kosten. Hemmnisse und sowie Förderungen (wie z.B. der KWKG-Zuschlag) wurden nicht mit in die Optimierung einbezogen. Der sich so ergebene KWK-Anteil beträgt im Jahr 2020 15%. Dieser Wert ergibt sich unter anderem aufgrund der bestehenden Überkapazitäten im Kraftwerksbestand und dem im NREAP (Bundesregierung, 2013) vorgegebenen Ausbau erneuerbarer Energien. Im Jahr 2030 steigt der KWK-Anteil durch bessere Absatzbedingungen am Strommarkt und steigende CO₂-Preise auf 28%. Mit steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien erhöht sich ab 2040 die Konkurrenz am Strommarkt wieder und der KWK-Anteil fällt im Jahr 2040 auf 24% und im Jahr 2050 weiter auf 21%. Der Anteil Erneuerbarer Energien steigt sowohl im Referenzszenario ohne KWK als auch im Basisszena-

rio mit KWK ab dem Jahr 2040 stetig an. Im Jahr 2040 ist der Anteil Erneuerbarer Energien im Basisszenario mit KWK um 6 Prozentpunkte geringer als im Referenzszenario, da sowohl Kohle- als auch CO₂-Preise niedrig sind und durch den KWK-Strom Windkapazitäten verdrängt werden. Im Szenario mit ungekoppelter Wärmeerzeugung ist der Anteil erneuerbarer Energien vergleichbar mit dem Referenzszenario. Er liegt im Jahr 2040 sogar bereits leicht über dem Referenzszenario, da sich die zusätzliche Stromnachfrage der Elektrodenheizkessel bereits abzeichnet. Im Jahr 2050 ist der EE-Anteil im Basisszenario mit KWK ebenfalls um 6 Prozentpunkte geringer als im Referenzszenario. Im Szenario mit ungekoppelter Wärmeerzeugung liegt der EE-Anteil ab dem Jahr 2040 mit 77% sowohl über dem EE-Anteil im Basisszenario KWK (67%) als auch dem Referenzszenario (73%). Dieser Effekt ist in der zusätzlichen Stromnachfrage der Elektrodenheizkessel ohne die zusätzlichen fossilen Stromerzeugungskapazitäten der KWK-Kraftwerke im Szenario „ungekoppelte Wärmeerzeugung“ begründet.

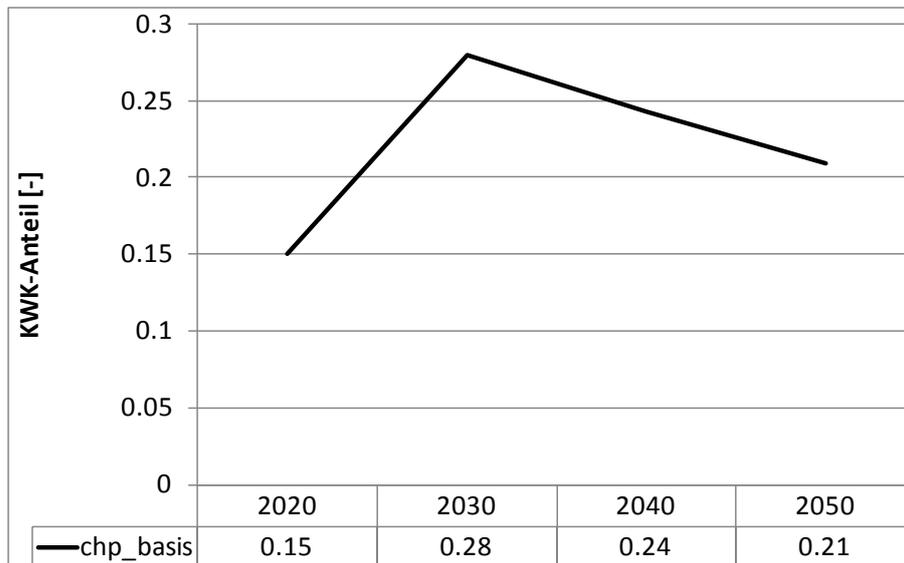


Abbildung 37 KWK-Anteil an der Stromerzeugung im Basisszenario KWK

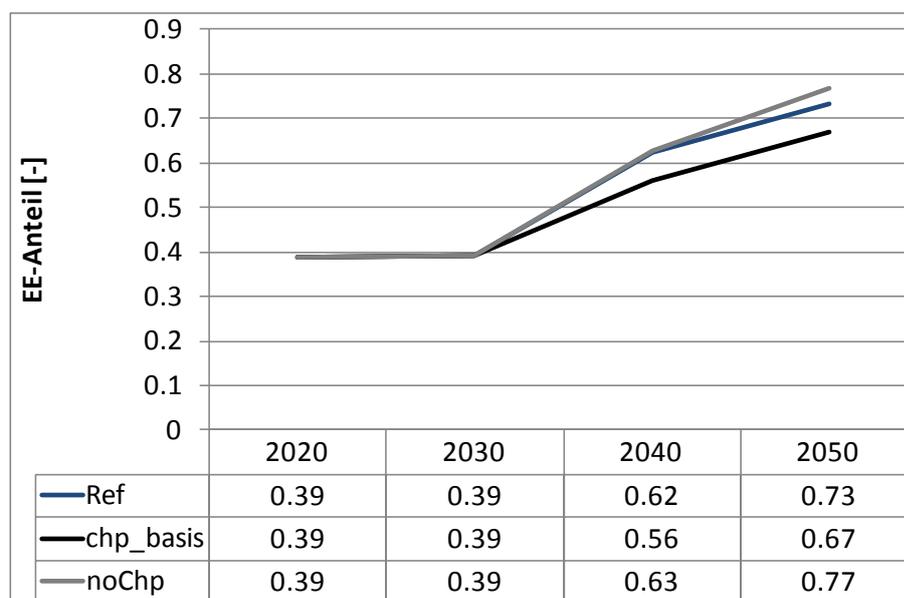


Abbildung 38 EE-Anteil im Basisszenario KWK

Die CO₂-Emissionen liegen im Basisszenario mit KWK über dem Referenzszenario. Da allerdings im Basisszenario die in der Wärmebereitstellung der Fernwärme und der Industrie anfallenden Kosten und CO₂-Emissionen mit berücksichtigt werden, erfolgt der Vergleich mit dem Szenario ungekoppelte Wärmeerzeugung (vgl. Abschnitt 4.3.1), in dem zur Wärmebereitstellung keine KWK zugelassen und der Wärmebedarf nur durch Gas-, Kohle- und Elektrodenheizkessel sowie im Bereich der Fernwärme durch den Einsatz von Wärmespeichern gedeckt wird.

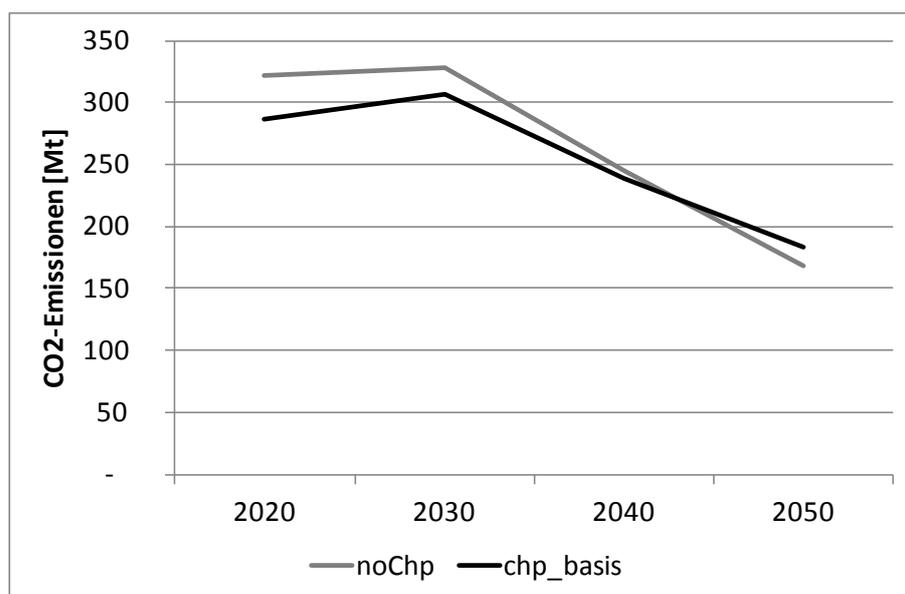


Abbildung 39 CO₂-Emissionen im Basisszenario KWK

Die CO₂-Emissionen liegen im Basisszenario mit KWK bis zum Jahr 2040 unter den Emissionen im Vergleichsszenario mit ungekoppelter Wärmeerzeugung (siehe Abbildung 39). Im Jahr 2050 übersteigen die Emissionen im Basisszenario mit KWK die Emissionen im Szenario mit ungekoppelter Wärmeerzeugung, da im Szenario mit ungekoppelter Wärmeerzeugung deutlich mehr Windenergie auf dem Strommarkt und über Elektrodenheizkessel auch auf dem Wärmemarkt genutzt werden.

In der Optimierung werden alle für die Ausbau- und Betriebsentscheidungen relevanten Kosten wie Investitionen in neue Kraftwerke, Brennstoff- und CO₂-Kosten sowie fixe und variable Betriebskosten aller Stromerzeugungstechnologien und der Wärmebereitstellungstechnologien in den Wärmenetzen berücksichtigt. Bei Bestandskraftwerken werden keine Investitionen sondern lediglich Brennstoff- und CO₂-Kosten sowie fixe und variable Betriebskosten berücksichtigt.

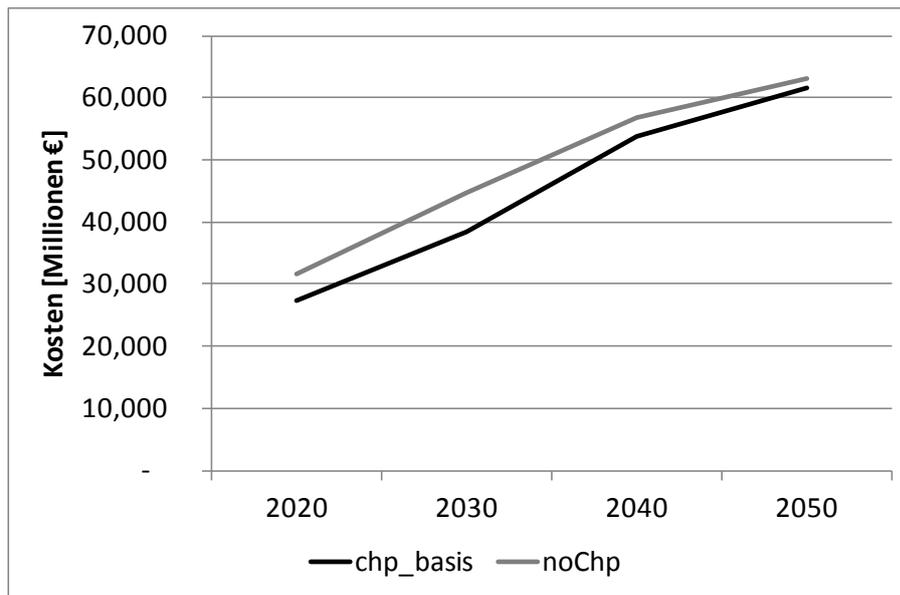


Abbildung 40 Systemkosten im Basisszenario KWK und bei ungekoppelter Erzeugung

Die in der Optimierung erfassten Systemkosten (des Strommarktes und des abgebildeten Teils des Wärmemarktes) liegen im gesamten Betrachtungszeitraum unter den Kosten der ungekoppelten Wärme- und Stromerzeugung (vgl. Abbildung 40). Der sich aus der gekoppelten Wärmeerzeugung ergebende Kostenvorteil verringert bis zum Jahr 2050. Auch bei der isolierten Optimierung des Jahres 2050 zeigen sich im KWK-Szenario geringere Kosten als bei der ungekoppelten Erzeugung.

4.3.3 Sensitivität fixe Anteile Erneuerbarer Energien

In einer Sensitivitätsrechnung (CHP EE Ref) wurden die sich im Referenzszenario ergebenden EE-Anteile (siehe Tabelle 35) als Mindestbedingung für die Kostenoptimierung vorgegeben, wodurch die Verdrängung von Windstrom in den Jahren 2040 und 2050 verhindert wird. Die Auswirkungen zeigen sich insbesondere in den Jahren 2040 und 2050, in denen mehr Windstrom und weniger Steinkohle-KWK-Strom erzeugt wird (vgl. Abbildung 41). Die Nutzung von Elektrodenheizkesseln erhöht sich im Jahr 2050 um 6 TWh.

Tabelle 35 Minimale EE-Anteile im Szenario Mindest-EE-Quote

	2020	2030	2040	2050
EE-Anteil	38,8%	39,3%	62,4%	73,3%

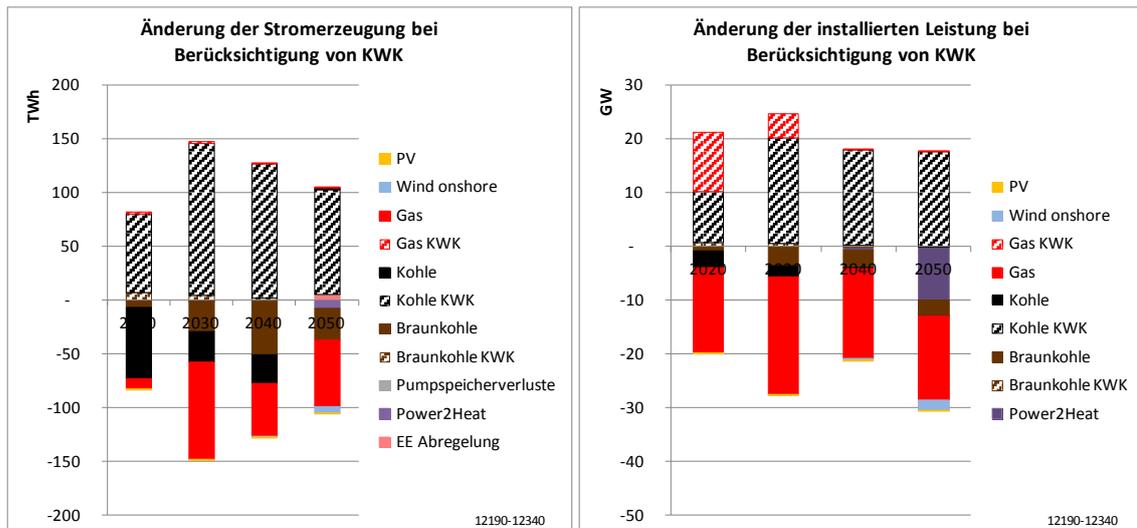


Abbildung 41 Änderungen der Stromerzeugung, Szenario Mindest-EE-Quote im Vergleich zum Referenzszenario

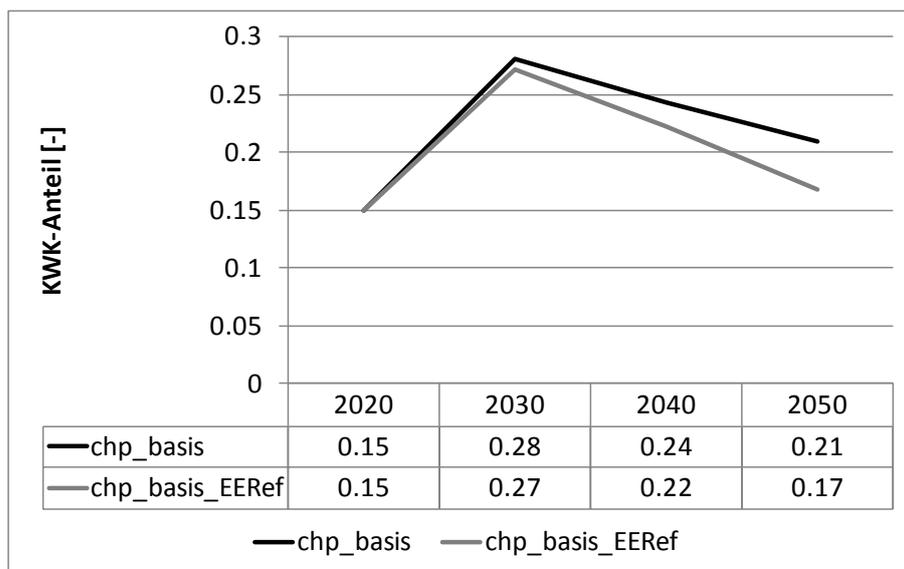


Abbildung 42 KWK-Anteile im Szenario Mindest-EE-Quote

Der Peak des KWK-Anteils reduziert sich im Jahr 2030 leicht von 28% im Basisszenario auf 27%. In den folgenden Jahren unterscheiden sich die KWK-Anteile aufgrund der Konkurrenz der Windenergie auf dem Strommarkt stärker. Im Jahr 2040 ist der KWK-Anteil um 2 Prozentpunkte geringer, im Jahr 2050 um 3 Prozentpunkte (siehe Abbildung 42).

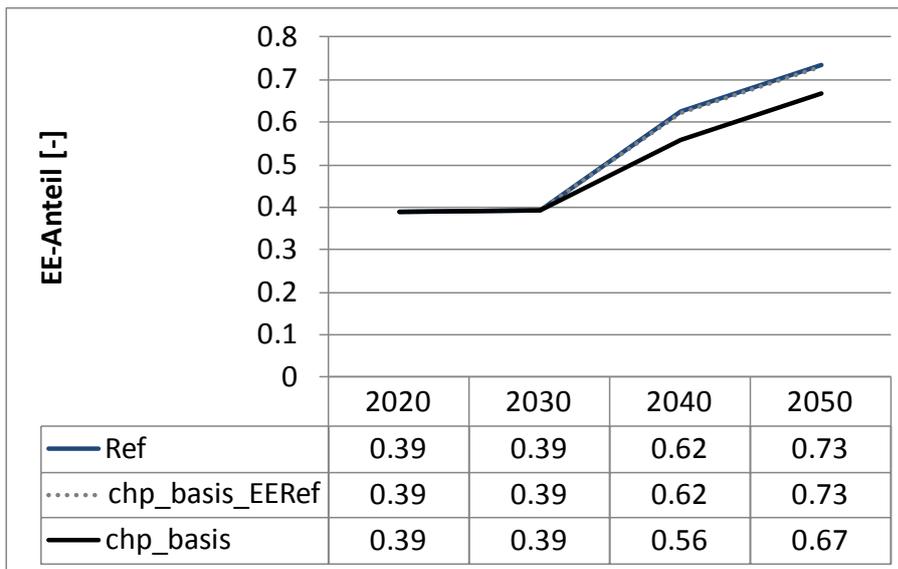
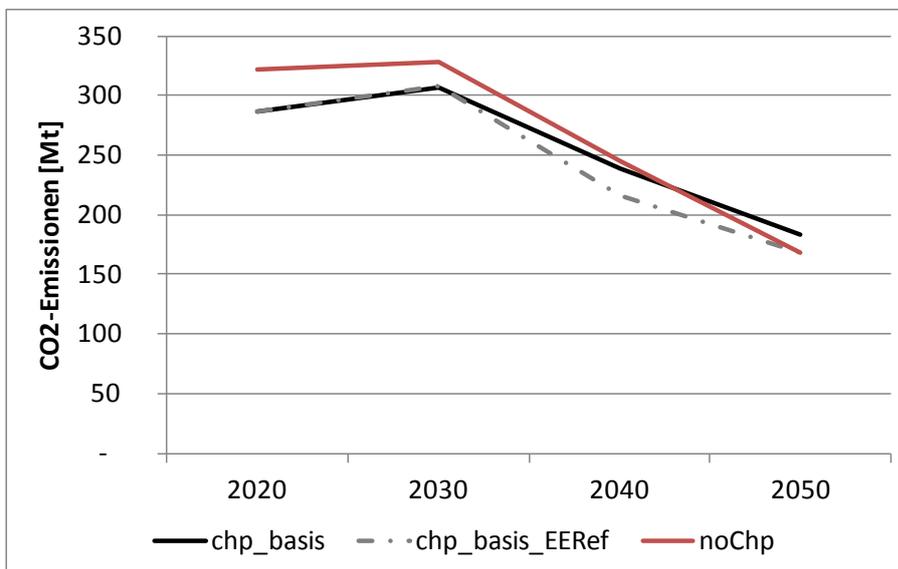


Abbildung 43 EE-Anteile im Szenario Mindest-EE-Quote

Der EE-Anteil in den Jahren 2040 und 2050 sinkt, anders als im Basisszenario KWK, nicht unter die Anteile im Referenzszenario ohne KWK ab, wie in Abbildung 43 ersichtlich. Die Emissionen können durch die Vorgabe eines minimalen EE-Anteils reduziert werden. Da Erneuerbare Energien nicht durch KWK verdrängt werden können, steigen die Emissionen im Jahr 2050 nicht über das Niveau der ungekoppelten Erzeugung an (siehe Abbildung 44).

Abbildung 44 CO₂-Emissionen im Szenario Mindest-EE-Quote

Die Systemkosten erhöhen sich durch die Vorgabe der minimalen EE-Anteile kaum und zeigen den gleichen Verlauf wie im Basisszenario KWK, wie in Abbildung 45 ersichtlich.

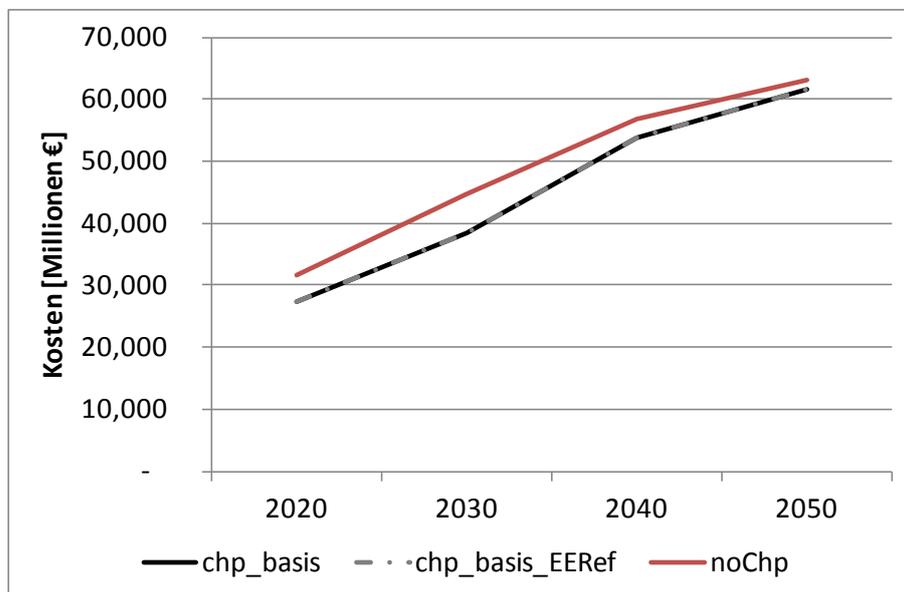


Abbildung 45 Systemkosten im Basisszenario KWK und bei ungekoppelter Erzeugung

4.3.4 Sensitivität Gas

In den KWK-Szenarien liefert Gas-KWK aufgrund der angenommenen Brennstoff- und CO₂-Preispfade erst sehr spät (nach 2050) einen bedeutenden Anteil zur Deckung des Wärmebedarfs und Gas-Heizkessel leisten keinen wesentlichen Beitrag zur Deckung des Wärmebedarfs. Da Gas im Vergleich zu Kohle emissionsärmere Wärme liefern kann und auch nicht für alle Wärmenetze technisch eine Kohleanlieferung möglich ist, wurde ein Sensitivitätsszenario berechnet, um die Ergebnisse einer gasbasierten Wärmeversorgung beurteilen zu können. Hier wurde im Gegensatz zum Basisszenario KWK die Annahme getroffen, dass an allen Standorten für Neuanlagen nur Gas als Brennstoff zur Verfügung steht. Der Zubau von Kohlefeuerungen wurde unterdrückt. Kohle-KWK-Bestandsanlagen werden berücksichtigt und liefern zunächst auch noch Kohle-KWK-Strom. Nach ihrer Lebensdauer werden sie allerdings durch gasbasierte Wärmeerzeugungstechnologien ersetzt.

Abbildung 46 zeigt die Wärmebereitstellung in der Industrie und Fernwärme. Der KWK-Anteil in der Industrie beträgt im Jahr 2020 23%, steigt im Jahr 2030 auf 84% an und sinkt danach auf 73% (2040) und weiter auf 61% (2050) ab. In der Industrie liegt der wärmebezogene KWK-Anteil im Jahr 2020 bei 63% und sinkt danach kontinuierlich (2030: 52%, 2040: 41%) auf 32% im Jahr 2050 ab. Der wärmebezogene KWK-Anteil

ist deutlich geringer als im Basisszenario KWK. Der Power-To-Heat Anteil liegt im Jahr 2050 etwas höher als im Basisszenario, Elektrodenheizkessel liefern aber sowohl in der Industrie (1,2%) als auch in der Fernwärme (0,5%) nur einen sehr geringen Teil der Wärmemenge.

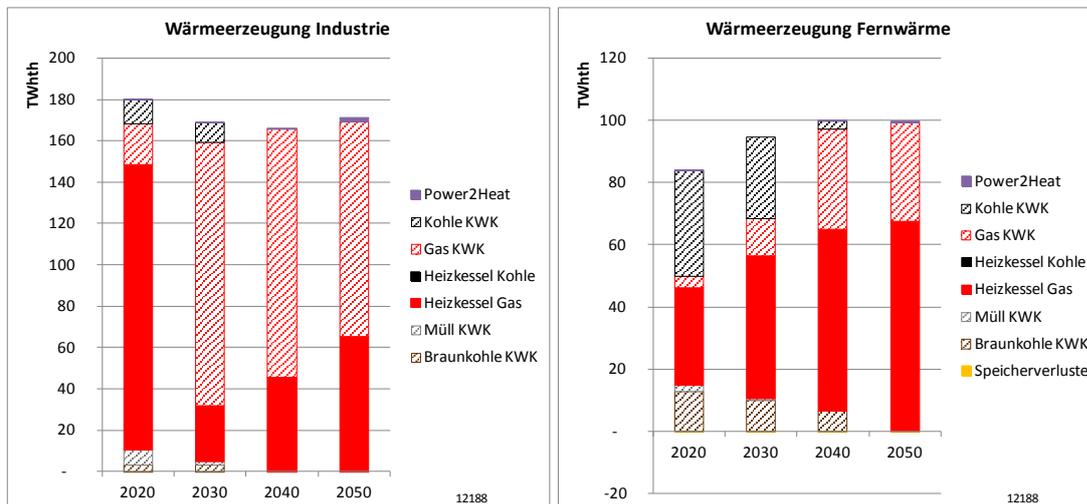


Abbildung 46 Wärmereizstellung in Industrie und Fernwärme im Szenario Gas-KWK

Gas-KWK verdrängt hauptsächlich Braunkohle, Steinkohle und Gas-Kondensationsstrom, ab 2040 auch Windstrom aus dem Strommarkt (siehe Abbildung 47). Im Jahr 2020 werden aufgrund der niedrigen CO₂-Preise (10€/t) besonders Braunkohle- und Steinkohle-KWK-Bestandsanlagen genutzt, während Gas-KWK im Mittel nur etwas mehr als 1000 Vollaststunden erreicht. Die Verdrängung von Windstrom im Jahr 2050 ist im Vergleich zum Basisszenario KWK etwas gedämpft (-38 TWh statt -43 TWh). Die in Elektrodenheizkesseln genutzte Strommenge erhöht sich im Jahr 2050 im Vergleich zum Basisszenario KWK um etwa 1 TWh auf 2,6 TWh.

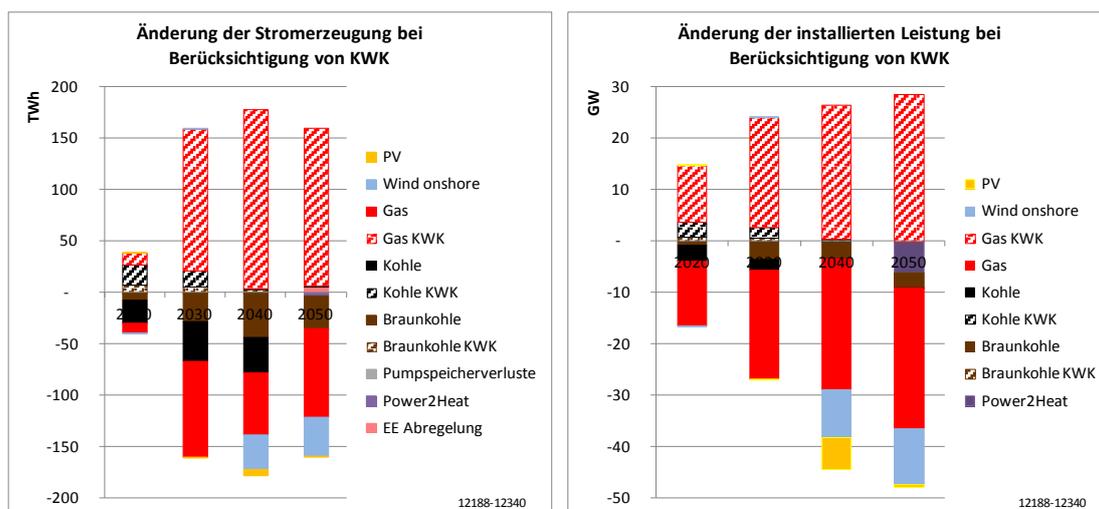


Abbildung 47 Änderungen der Stromerzeugung, Szenario Gas-KWK im Vergleich zum Referenzszenario

Während in den Jahren ab 2030 die zusätzliche KWK-Stromproduktion aus Gas-KWK die Stromproduktion aus Kohle-KWK überkompensiert, ist die KWK-Stromproduktion im Jahr 2020 deutlich geringer als im Basisszenario KWK (41 TWh statt 84 TWh). Dies zeigt sich auch in der Entwicklung des KWK-Anteils, der im Jahr 2020 mit 7% deutlich unter dem Basisszenario KWK liegt. In den folgenden Jahren zeigen sich aufgrund der deutlich höheren Stromkennzahlen von Gas-GUD-Anlagen mit KWK (1,2 statt 0,68 bei Steinkohle-KWK, siehe auch Abschnitt 2.3.1) deutlich höhere KWK-Anteile als im Basisszenario KWK. Im Jahr 2040 erreicht der KWK-Anteil mit 31% sein Maximum und fällt anschließend bei weiter steigenden CO₂-Preisen und höheren Anteilen Erneuerbarer Energien am Strommarkt im Jahr 2050 auf 27% zurück (siehe auch Abbildung 48). In der isolierten Optimierung für das Jahr 2050 liegt der KWK-Anteil mit 20% um 4 Prozentpunkte höher als im Basisszenario KWK.

Da sich die Änderungen gegenüber dem Basisszenario im Wesentlichen auf die fossilen und KWK-Technologien beschränken, ist der Verlauf der EE-Anteile im Szenario Gas-KWK nahezu identisch mit dem Verlauf im Basisszenario KWK (siehe auch Abbildung 49). Lediglich im Jahr 2050 liegt der EE-Anteil um mit 68% einen Prozentpunkt über dem Basisszenario KWK.

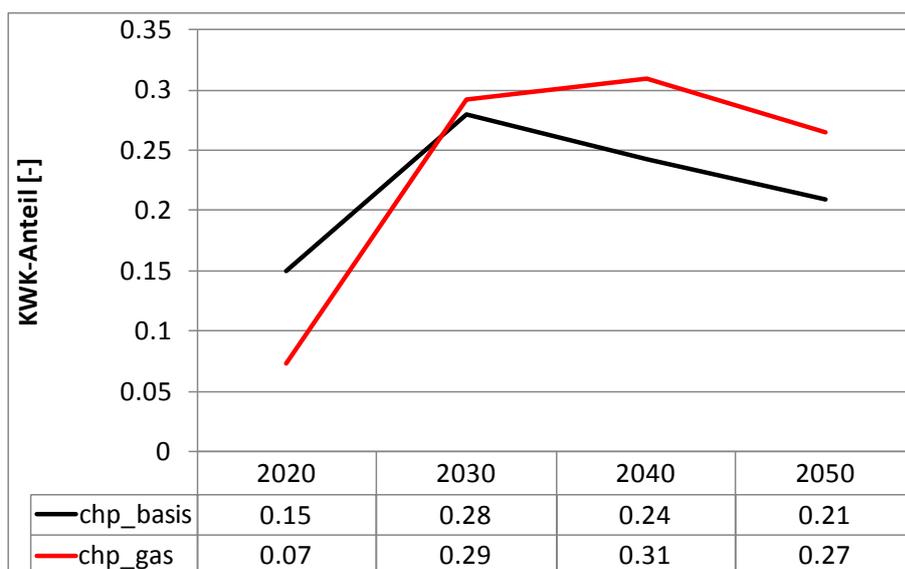


Abbildung 48 KWK-Anteile an der Stromversorgung im Szenario Gas-KWK

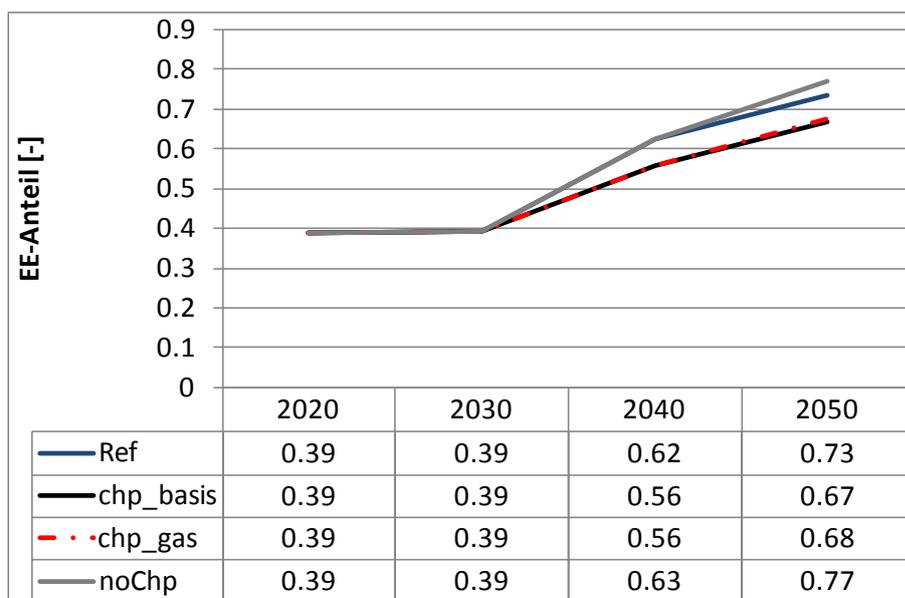


Abbildung 49 EE-Anteile im Szenario Gas-KWK

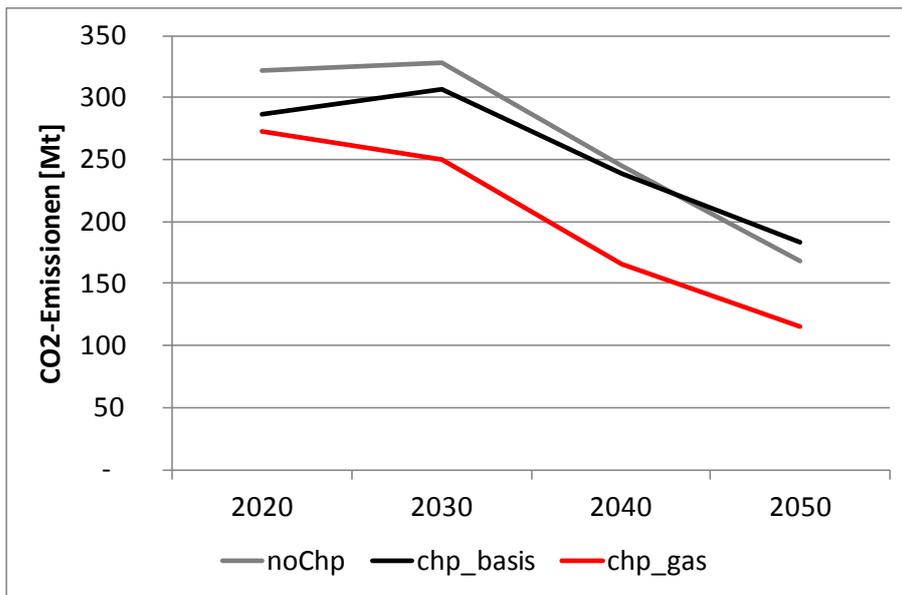


Abbildung 50 CO₂-Emissionen im Szenario Gas-KWK

Durch die geringeren CO₂-Emissionen der Gas-KWK im Vergleich zur Kohle-KWK liegen die Emissionen sowohl unter dem Szenario mit ungekoppelter Wärmeerzeugung (Wärmeproduktion aus Kohle- und ab 2050 auch Elektrodenheizkesseln) als auch unter dem Basisszenario KWK (vgl. Abbildung 50).

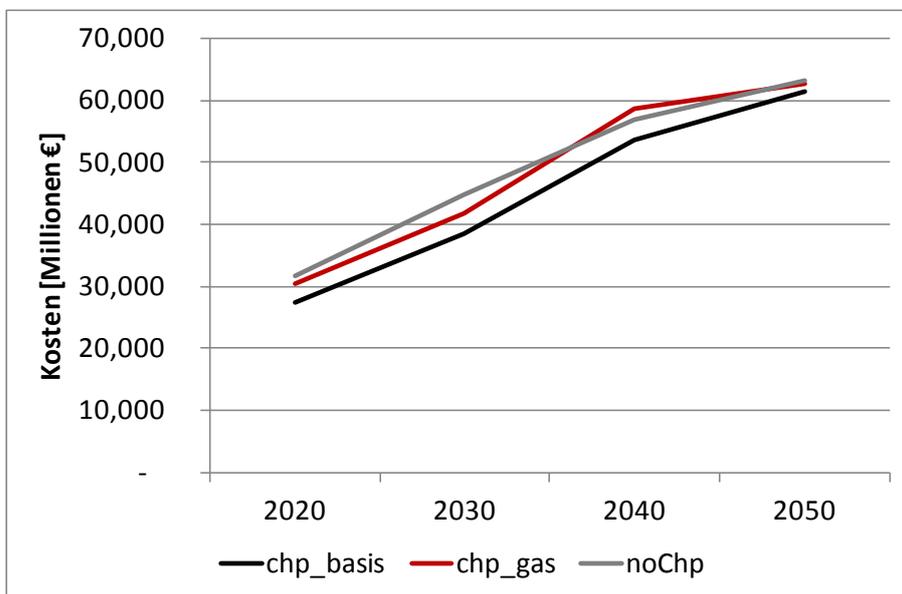


Abbildung 51 Systemkosten im Szenario Gas-KWK

Die Systemkosten liegen aufgrund der deutlich höheren Brennstoffkosten, die auf dem Wärmemarkt anfallen, über den Systemkosten im Basisszenario KWK (vgl. Abbildung 51). Bis zum Jahr 2030 sind die Systemkosten im Szenario Gas-KWK geringer als die

ungekoppelte Erzeugung. Dies liegt jedoch unter anderem an der Nutzung von Braunkohle- und Steinkohle-KWK-Bestandsanlagen. Im Jahr 2040 übersteigen die Systemkosten im Szenario Gas KWK die Systemkosten bei ungekoppelter kohlebasierter Wärmeerzeugung. Mit weiter steigenden CO₂-Preisen sind die Systemkosten im Basis-szenario KWK, bei ungekoppelter Wärmeerzeugung und im Szenario Gas-KWK auf einem ähnlichen Niveau.

4.3.5 Szenariowelt CCS

Um die Auswirkungen von KWK auf den Strommarkt zu untersuchen, wenn auf dem Strommarkt neben Erneuerbaren Energien auch CCS-Technologien als CO₂-Minderungsoptionen zur Verfügung stehen, wurden 2 Szenarien in der Szenariowelt CCS berechnet. Die zugrundeliegenden Annahmen sind in Abschnitt 4.1.2 dargestellt. Es wurde ein Szenario mit ungekoppelter Wärmeerzeugung berechnet, in dem die Wärmenachfrage ausschließlich aus Kohle-, Gas- und Elektrodenheizkesseln gedeckt wird (CCS-ungekoppelte Erzeugung). Dieses Szenario wird als Referenz zur Beurteilung der CO₂-Einsparungen der KWK-Technologien genutzt. Außerdem wurde das CCS-Basis-szenario analysiert, in dem die in Abschnitt 2.3.1 dargestellten Annahmen für die Wärmebedarfsentwicklung und -bereitstellung getroffen wurden. Im Bereich der KWK wurden keine CCS-Kraftwerke berücksichtigt. Diese restriktive Annahme führt zu zusätzlichen emissionsarmen Stromerzeugungstechnologien auf dem Strommarkt, die eine Konkurrenz zu KWK-Kraftwerken darstellen. Die Betrachtung von KWK-CCS-Anlagen würde die Konkurrenzsituation abschwächen und zu deutlich abweichenden Ergebnissen führen. Eine solche Betrachtung wurde im Rahmen dieses Projektes allerdings nicht vorgenommen.

Abbildung 52 zeigt die sich in der Kostenoptimierung ergebende Wärmebereitstellung in der Industrie. Der Wärmemix in der Industrie basiert im Jahr 2020 fast ausschließlich auf Kohle. Der wärmeseitige KWK-Anteil liegt im Jahr 2020 bei 68% und steigt im Jahr 2030 kurzzeitig auf 94% an. Im Jahr 2040 sinkt der KWK-Anteil auf 86%, Kohle KWK liefert 142 TWh Wärme, kohlebefeuerte Heizkessel liefern 23 TWh Wärme. Im Jahr 2050 kommen mit höheren Brennstoffpreisen und höheren Anteilen Erneuerbarer Energien auf dem Strommarkt auch Elektrodenheizkessel in den Wärmemix und liefern 4 TWh Wärme (2% der Wärmemenge), der wärmebezogene KWK-Anteil sinkt auf 62%. Im Vergleich zum Basis-szenario KWK in der Referenzwelt ohne CCS sinkt der KWK-Anteil im Jahr 2050 stärker, während der Anteil Power-To-Heat etwas höher liegt, da vermehrt CCS-Strom zur Wärmeerzeugung genutzt wird.

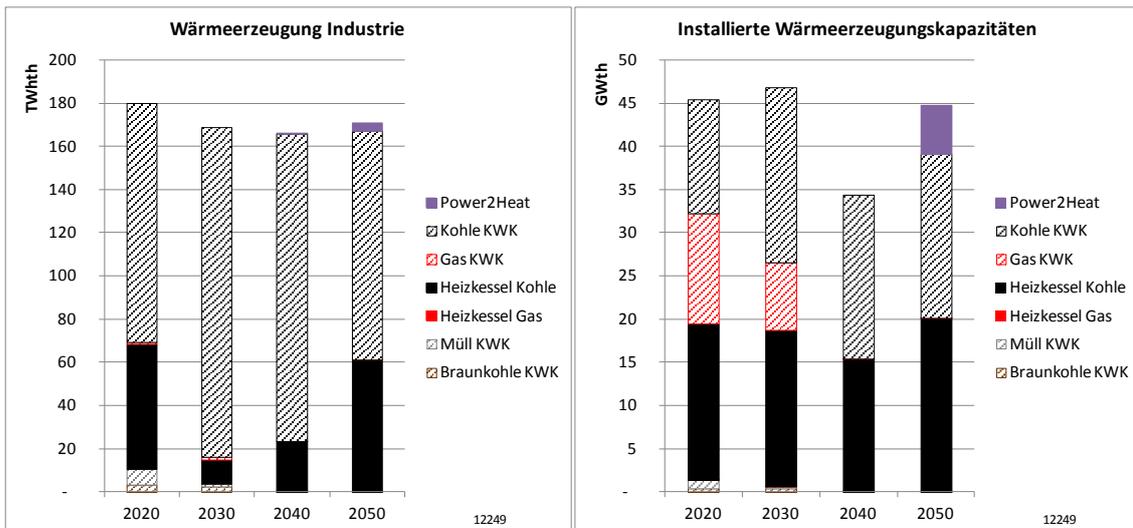


Abbildung 52 Wärmereizung in der Industrie im CCS-Basisszenario KWK

Abbildung 53 zeigt die Wärmereizung in der Fernwärme in den Jahren 2020 bis 2050. Auch in der Fernwärme basiert die Wärmereizung im Jahr 2020 fast ausschließlich auf Kohle, der wärmebezogene KWK-Anteil beträgt 58% und steigt im Jahr 2030 auf 84%. Im Jahr 2030 nimmt die Bedeutung der Wärmespeicher zur Flexibilisierung der KWK zu. Die sich ergebende optimale thermische Speicherkapazität beträgt 7 GWth. Bis zum Jahr 2050 sinkt der wärmebezogene KWK-Anteil 50% (2040: 63%). Im Jahr 2050 liefern Elektrodenheizkessel 0,1 TWh Wärme und tragen mit 0,13% zur Deckung des Wärmebedarfes bei. Bei der isolierten Optimierung des Jahres 2050 ergibt sich ein wärmebezogener KWK-Anteil von 25% und ein wärmebezogener Power-To-Heat Anteil von 2%.

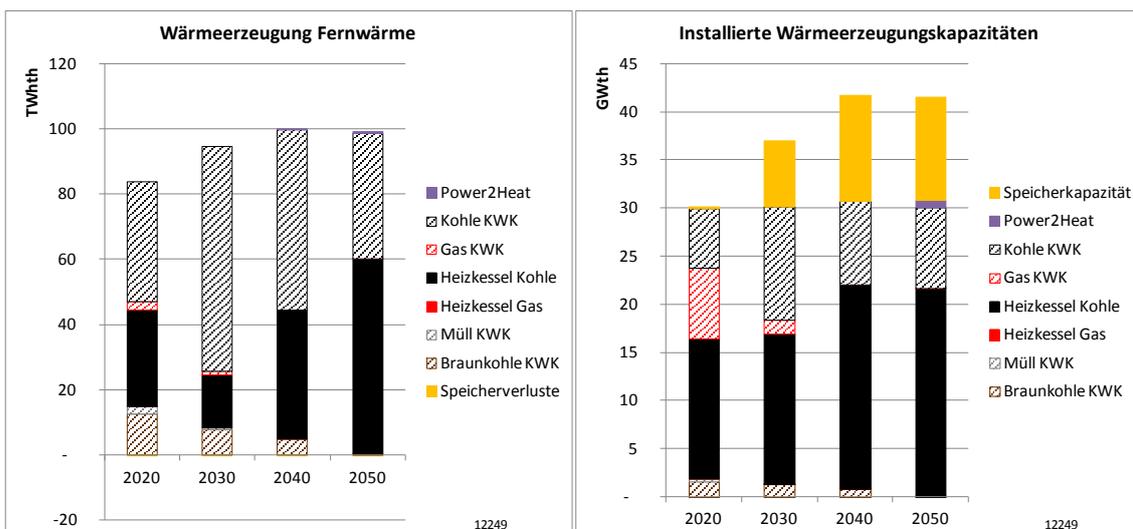


Abbildung 53 Wärmereizung in der Fernwärme im CCS-Basisszenario KWK

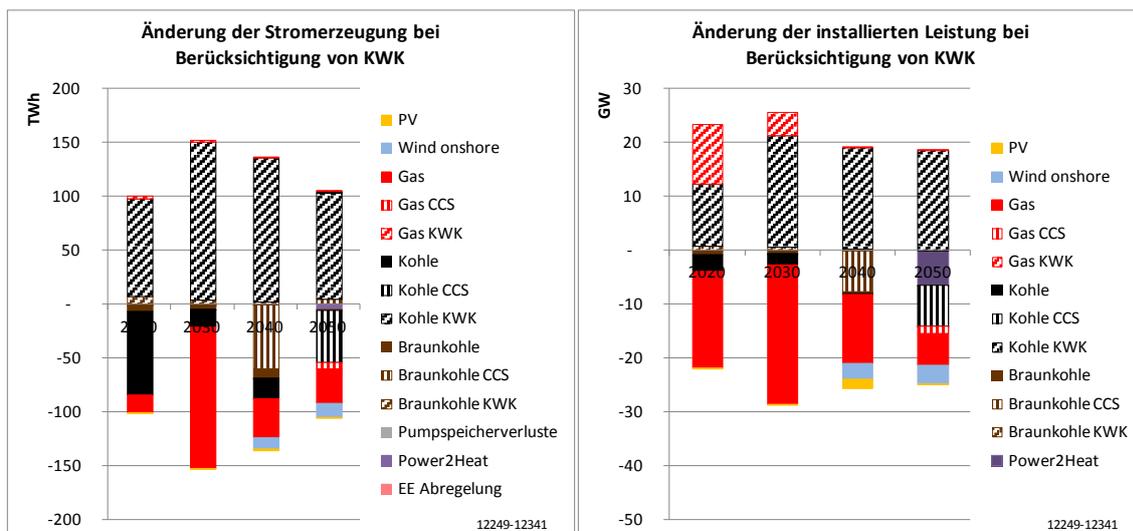


Abbildung 54 Änderungen der Stromerzeugung, Basisszenario KWK im Vergleich zum Referenzszenario in der Szenariowelt CCS

Durch die Berücksichtigung von KWK und Power-To-Heat in der Ausbauoptimierung kommt es auch in der Szenariowelt CCS zu starken Veränderungen des kostenoptimalen Erzeugungsmixes auf der Stromseite (siehe Abbildung 54), welche auf den Wechselwirkungen zwischen KWK und Erneuerbaren Energien beruhen. Die Ergebnisse werden auch stark von den in den Kapiteln 2.3 und 3 dargestellten Annahmen getrieben, was sich auch in den Sensitivitätsberechnungen zeigt.

Im Jahr 2020 verdrängen 102 TWh KWK-Strom 77 TWh Steinkohlestrom und 17 TWh Strom aus Gaskraftwerken. Während Steinkohlekraftwerke im Wesentlichen eine geringere Auslastung aufweisen, ist die installierte Kapazität von Gaskraftwerken um 18 GW geringer. Aufgrund der geringen CO₂-Preise werden bestehende Gas-KWK-Anlagen kaum genutzt¹⁴. Im Jahr 2030 verdrängen 152 TWh KWK-Strom 131 TWh Gas, 16 TWh Kohle und 4 TWh Braunkohle. 2040 werden hauptsächlich Braunkohle-CCS-Kraftwerke, Gaskraftwerke sowie Windenergie und PV durch KWK vom Strommarkt verdrängt. Der PV-Zubau und der Zubau von Braunkohle CCS werden im Jahr 2050 nachgeholt, die installierte Leistung der Windenergie bleibt um knapp 4 GW geringer als im Referenzszenario CCS. 98 TWh Strom aus Kohle-KWK verdrängen im Jahr 2050 neben 13 TWh Windenergie 49 TWh Strom aus Steinkohlekraftwerken mit

¹⁴ Dieses Ergebnis ist auf die Modellvereinfachung und die Abbildung von zwei kumulierten Wärmenetzen zurückzuführen. In der Realität ist nicht an allen KWK-Standorten die Nutzung von Kohle möglich. Entsprechende Beschränkungen wurden in diesem Szenario nicht betrachtet. Zur Abschätzung des dadurch entstehenden Fehlers wurde auch in der CCS-Welt die Sensitivität Gas berechnet.

CCS sowie 37 TWh Strom aus Gaskraftwerken. Elektrodenheizkessel wandeln 4,5 TWh Strom in Wärme um.

Die Entwicklung der KWK- und EE-Anteile ist in Abbildung 55 und Abbildung 56 dargestellt. Der kostenoptimale KWK-Anteil beträgt im Jahr 2020 18%. Bei der Beschränkung des Zubaus auf gasbasierte Wärmeerzeugung beträgt der KWK-Anteil lediglich 9%, wobei auch hier ein großer Teil des KWK-Stroms aus Bestandsanlagen stammt. Im Jahr 2030 steigt der KWK-Anteil auf 28% und fällt im Jahr 2040 auf 24%. Im Jahr 2050 liegt der kostenoptimale KWK-Anteil bei 17%. Im Gas-KWK-Szenario liegen die KWK-Anteile ab 2030 um zwei bis fünf Prozentpunkte höher, da KWK-Technologien mit den teureren variablen Kosten der Gas-Heizkessel im Wärmebereich konkurrieren. Die KWK-Anteile sind im Jahr 2050 (Gas-KWK bereits ab 2040) geringer als in der Szenariowelt ohne CCS-Technologien, da bei steigenden CO₂-Preisen die Nutzung von emissionsarmem Strom zur Wärmegewinnung attraktiver wird.

Der Anteil Erneuerbarer Energien steigt sowohl im CCS-Referenzszenario mit ungekoppelter Wärmeerzeugung als auch im CCS-Basisszenario mit KWK im Jahr 2040 deutlich an. Im Jahr 2040 ist der Anteil Erneuerbarer Energien im Basisszenario mit KWK um zwei Prozentpunkte geringer als im Referenzszenario, da durch den KWK-Strom Windkapazitäten verdrängt werden. Im Jahr 2050 ist der EE-Anteil im Basisszenario mit KWK um zwei Prozentpunkte höher als im Referenzszenario. Im Szenario mit ungekoppelter Wärmeerzeugung liegt der EE-Anteil ab dem Jahr 2040 mit 63% über dem EE-Anteil im Basisszenario mit KWK (59%) als auch dem Referenzszenario (61%). Dieser Effekt ist in der zusätzlichen Stromnachfrage der Elektrodenheizkessel ohne die zusätzlichen fossilen Stromerzeugungskapazitäten der KWK-Kraftwerke im Szenario ungekoppelte Wärmeerzeugung begründet. Auch im Szenario Gas-KWK liegt der EE-Anteil durch die verstärkte Nutzung von Elektrodenheizkesseln leicht einen Prozentpunkt über dem Referenzszenario.

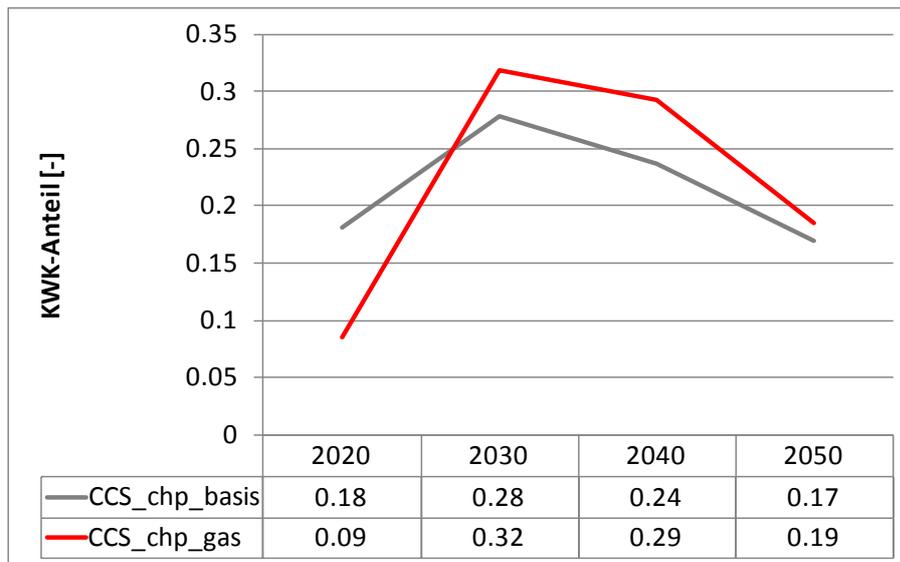


Abbildung 55 KWK- Anteile in der Szenariowelt CCS

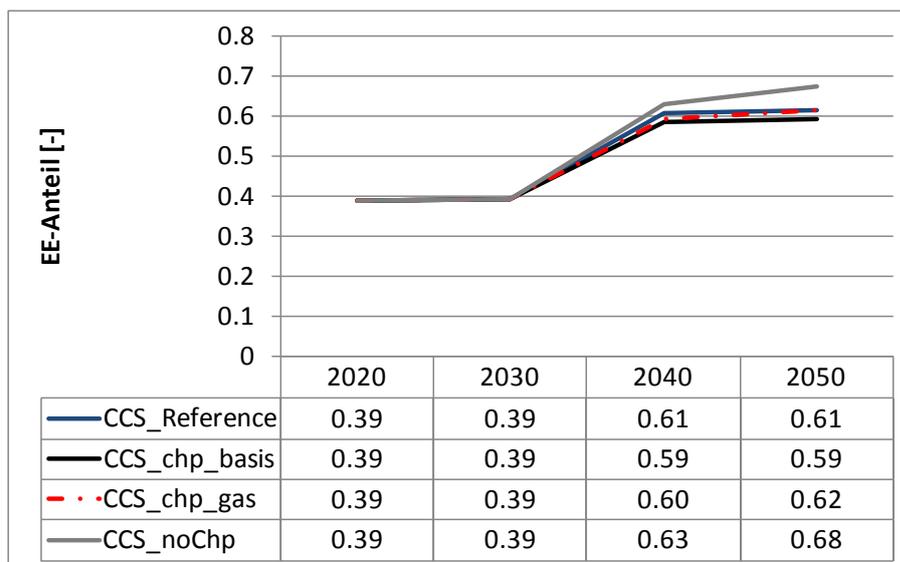


Abbildung 56 EE-Anteile in der Szenariowelt CCS

Die CO₂-Emissionen und die Kosten liegen im Basisszenario mit KWK über dem Referenzszenario. Da allerdings im Basisszenario die in der Wärmebereitstellung der Fernwärme und der Industrie anfallenden Kosten und CO₂-Emissionen mit berücksichtigt werden, erfolgt der Vergleich mit dem Szenario „ungekoppelte Wärmeerzeugung“, in dem zur Wärmebereitstellung keine KWK zugelassen und der Wärmebedarf nur durch Gas-, Kohle- und Elektrodenheizkessel, sowie im Bereich der Fernwärme durch den Einsatz von Wärmespeichern gedeckt wird (siehe 4.3.1).

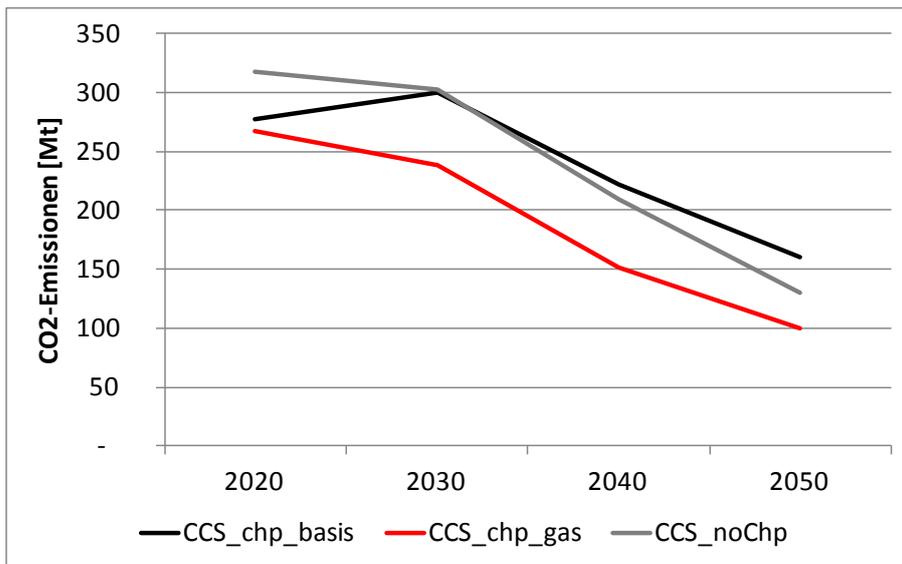


Abbildung 57 CO₂-Emissionen in der Szenariowelt CCS

Die CO₂-Emissionen liegen im CCS-Basisszenario mit KWK im Jahr 2020 unter den Emissionen im CCS-Vergleichsszenario ohne KWK, nach 2030 führt die Verdrängung von Braunkohle-CCS und Gas-CCS zu höheren Emissionen als im Szenario mit ungekoppelter Erzeugung (siehe Abbildung 57).

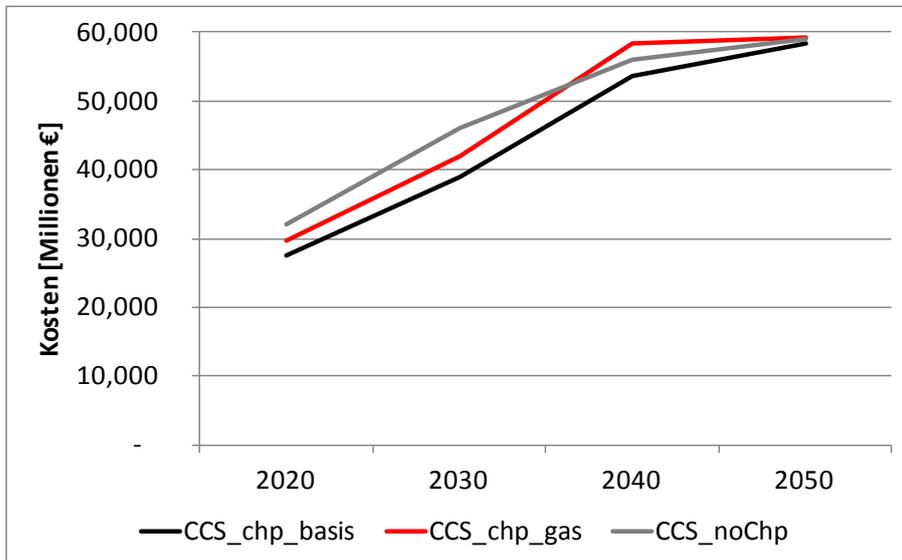


Abbildung 58 Systemkosten in der Szenariowelt CCS

Die Gesamtsystemkosten des CCS-Basisszenarios mit KWK liegen im gesamten Betrachtungszeitraum unter den Kosten der ungekoppelten Wärme- und Stromerzeugung (vgl. Abbildung 58). Im Jahr 2040 übersteigen die Kosten im Gasszenario die Kosten

im Szenario mit ungekoppelter Erzeugung, Im Jahr 2050 sind die Kosten der drei Szenarien vergleichbar.

4.3.6 Szenariowelt niedrige CO₂-Preise

Um die Auswirkungen niedriger CO₂-Preise und damit einhergehender geringerer Dekarbonisierung auf dem Strommarkt zu untersuchen, wurden zwei Szenarien in der Szenariowelt „niedrige CO₂-Preise“ berechnet. Die zugrunde liegenden Annahmen und die Ergebnisse des Referenzszenarios sind in Abschnitt 4.1.3 dargestellt. Es wurde ein Szenario mit ungekoppelter Wärmeerzeugung, in dem die Wärmenachfrage ausschließlich aus Kohle-, Gas- und Elektrodenheizkesseln gedeckt wird (niedrige CO₂-Preise-ungekoppelte Erzeugung), als Referenz zur Beurteilung der CO₂-Einsparungen der KWK-Technologien berechnet. Außerdem wurden die Szenarien „niedrige CO₂-Preise-Basisszenario KWK“ und „niedrige CO₂-Preise Gas KWK“ berechnet, in denen die in Abschnitt 2.3.1 dargestellten Annahmen für die Wärmebedarfsentwicklung und -bereitstellung getroffen wurden.

Abbildung 59 zeigt die sich in der Kostenoptimierung ergebende Wärmebereitstellung in der Industrie bei niedrigen CO₂-Preisen. Der Wärmemix in der Industrie basiert in allen Jahren fast ausschließlich auf Kohle. Bis 2030 sind auch Gas-KWK-Bestandsanlagen installiert, welche jedoch nur sehr geringe Vollaststunden im KWK-Betrieb aufweisen. Der wärmeseitige KWK-Anteil schwankt zwischen 63% und 92%. Elektrodenheizkessel werden in der Szenariowelt mit niedrigen CO₂-Preisen nicht zur Wärmebereitstellung genutzt.

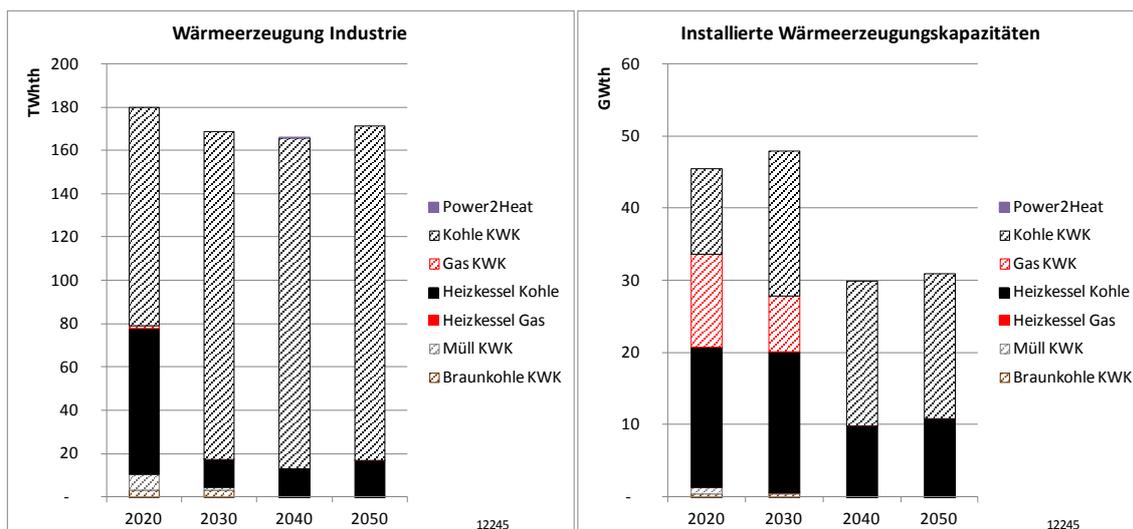


Abbildung 59 Wärmebereitstellung in der Industrie im „niedrige CO₂-Preise-Basisszenario KWK“

Abbildung 60 zeigt die Wärmebereitstellung in der Fernwärme in den Jahren 2020 bis 2050. Auch in der Fernwärme basiert die Wärmebereitstellung bis zum Jahr 2030 noch fast ausschließlich auf Kohle, der wärmebezogene KWK-Anteil beträgt 59% und steigt im Jahr 2030 auf 86%. Der KWK-Anteil sinkt im Jahr 2040 auf 83% und im Jahr 2050 auf 79%. Auch in der Fernwärme werden Elektrodenheizkessel in der Szenariowelt mit niedrigen CO₂-Preisen nicht zur Wärmebereitstellung genutzt.

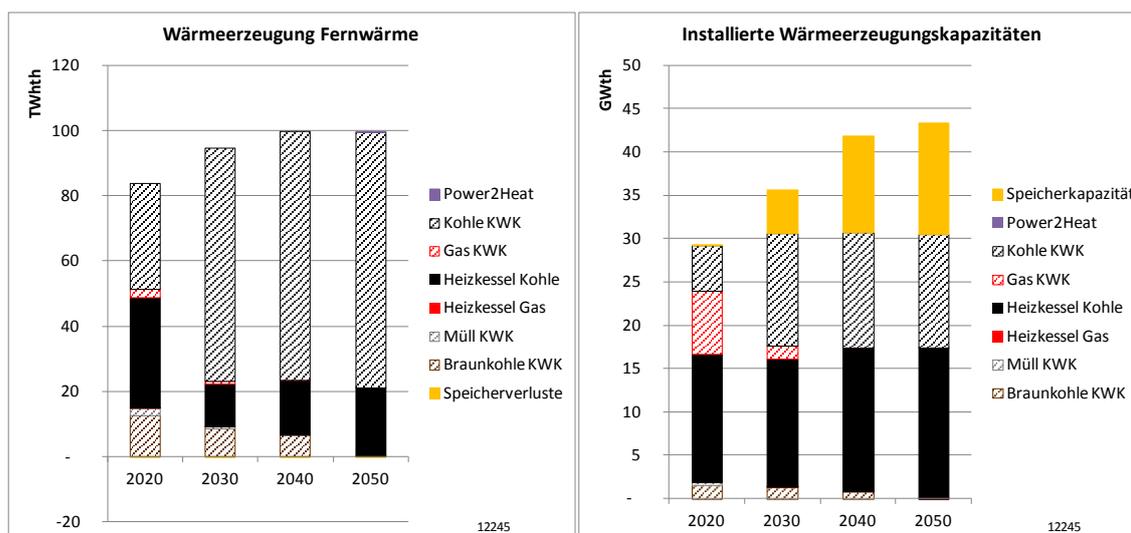


Abbildung 60 Wärmebereitstellung in der Fernwärme im „niedrige CO₂-Preise-Basisszenario KWK“

Durch die Berücksichtigung von KWK und Power-To-Heat in der Ausbauroptimierung kommt es auch in der Szenariowelt mit niedrigen CO₂-Preisen zu starken Veränderungen des kostenoptimalen Erzeugungsmixes auf der Stromseite (vgl. Abbildung 61), welche auf den Wechselwirkungen zwischen KWK und Erneuerbaren Energien beruhen. Die Ergebnisse werden auch stark von den in den Kapiteln 2.3 und 3 dargestellten Annahmen getrieben.

Im Jahr 2020 verdrängen 91 TWh KWK-Strom 7 TWh Braunkohlestrom, 75 TWh Steinkohlestrom und 8 TWh Strom aus Gaskraftwerken. Parallel zu einer geringeren Auslastung der Steinkohlekraftwerke ist die installierte Kapazität von Steinkohlekraftwerken um 7 GW und von Gaskraftwerken um 16 GW geringer. Im Jahr 2030 werden durch 153 TWh KWK-Strom 122 TWh Steinkohlestrom, 16 TWh Gasstrom und 16 TWh Braunkohlestrom verdrängt. Ab 2040 wird auch Erneuerbarer Strom verdrängt und weniger Windenergie und PV zugebaut. Wie bereits in der Sensitivität CCS (siehe Abschnitt 4.3.5) werden Elektrodenheizkessel nicht zur Wärmeerzeugung aus Strom genutzt. Insgesamt ist der KWK-Einsatz sowohl in der Industrie als auch in der Fernwärme ab 2040 deutlich höher als im Basisszenario KWK in der Referenzwelt mit deutlich

höheren CO₂-Preisen. Zwar fördern hohe CO₂-Preise den Einsatz von KWK im Vergleich zu Heizkesseln, gleichzeitig fördern sie jedoch auch stark den Ausbau Erneuerbarer Energien auf dem Strommarkt. Diese schränken aufgrund ihrer geringen variablen Kosten den Absatz von KWK-Strom am Strommarkt ein. Durch deutlich geringere EE-Anteile auf dem Strommarkt ergeben sich bei niedrigen CO₂-Preisen ab 2040 somit deutlich höhere KWK-Anteile.

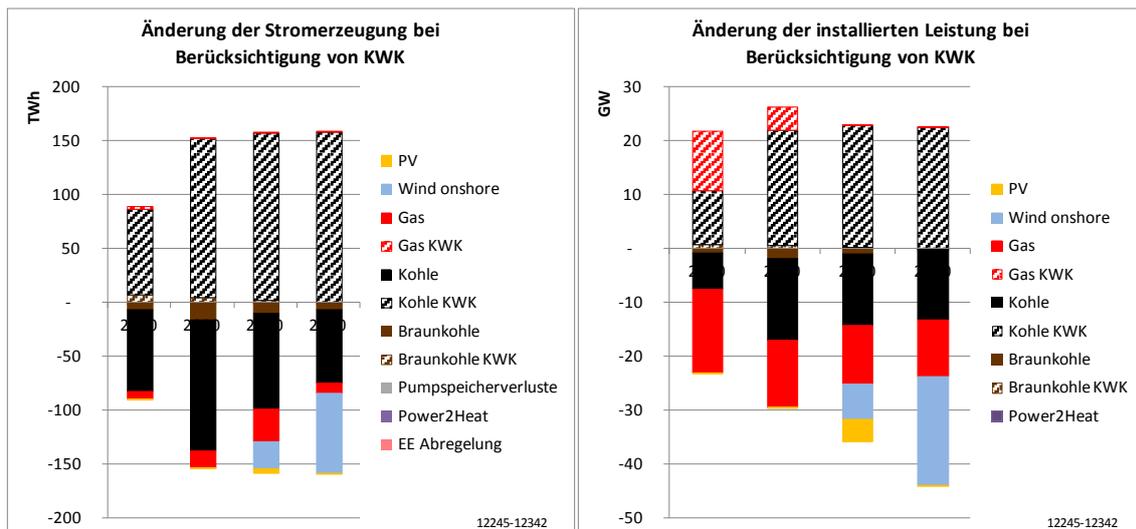


Abbildung 61 Änderungen der Stromerzeugung Basisszenario KWK im Vergleich zum Referenzszenario in der Szenariowelt niedrige CO₂-Preise

Die Entwicklungen der KWK- und EE-Anteile sind in Abbildung 62 und Abbildung 63 dargestellt. Diese Anteile ergeben sich in der Systemoptimierung unter Berücksichtigung von Investitionen, Brennstoff- und CO₂-Kosten. Hemmnisse und sowie Förderungen (wie z.B. der KWKG-Zuschlag) wurden nicht mit in die Optimierung einbezogen. Der sich so ergebene KWK-Anteil beträgt im Jahr 2020 16%. Im Jahr 2030 und 2040 steigt der KWK-Anteil auf 28% und fällt im Jahr 2050 leicht auf 27%. Die KWK-Anteile sind bis 2030 vergleichbar mit den KWK-Anteilen im Szenario mit höheren CO₂-Preisen, ab 2040 liegen sie durch die geringere Konkurrenz mit Erneuerbaren Energien auf dem Strommarkt deutlich höher als in der Referenzwelt.

Der Anteil Erneuerbarer Energien ist im Vergleichsszenario mit ungekoppelter Wärmeerzeugung im Jahr 2050 identisch mit dem Anteil Erneuerbarer Energien im Referenzszenario ohne Betrachtung des Wärmemarktes. Im Szenario mit KWK zeigt sich bei geringen CO₂-Preisen durch die Verdrängung von großen Mengen an Windstrom ein deutlich geringerer EE-Anteil als im Referenzszenario ohne Betrachtung der Wärmebereitstellung. Im Jahr 2040 ist der Anteil Erneuerbarer Energien im Basisszenario mit KWK um 5 Prozentpunkte geringer als im Referenzszenario. Im Jahr 2050 bei einem

CO₂-Preis von 40 €/t ist der EE-Anteil im Basisszenario mit KWK um 13 Prozentpunkte geringer als im Referenzszenario.

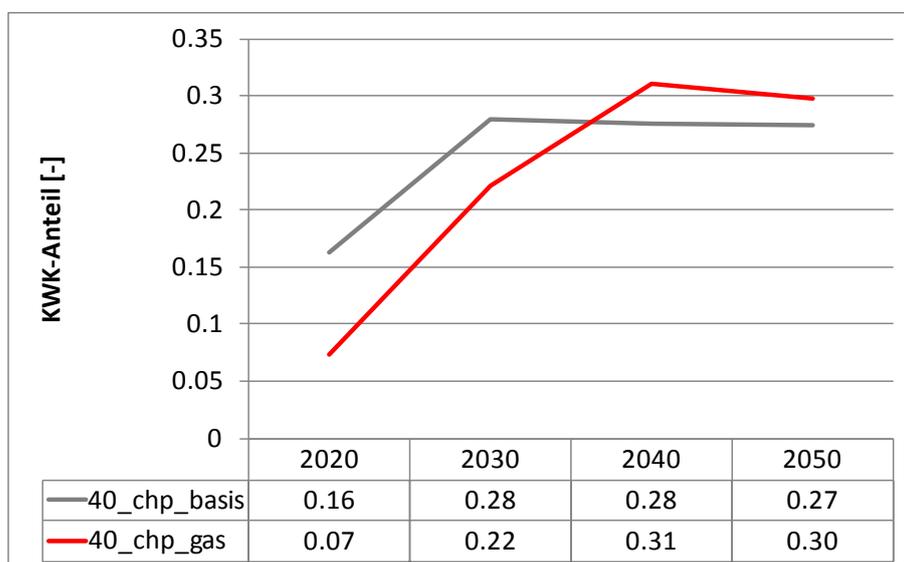


Abbildung 62 KWK- Anteile in der Szenariowelt „niedrige CO₂-Preise“

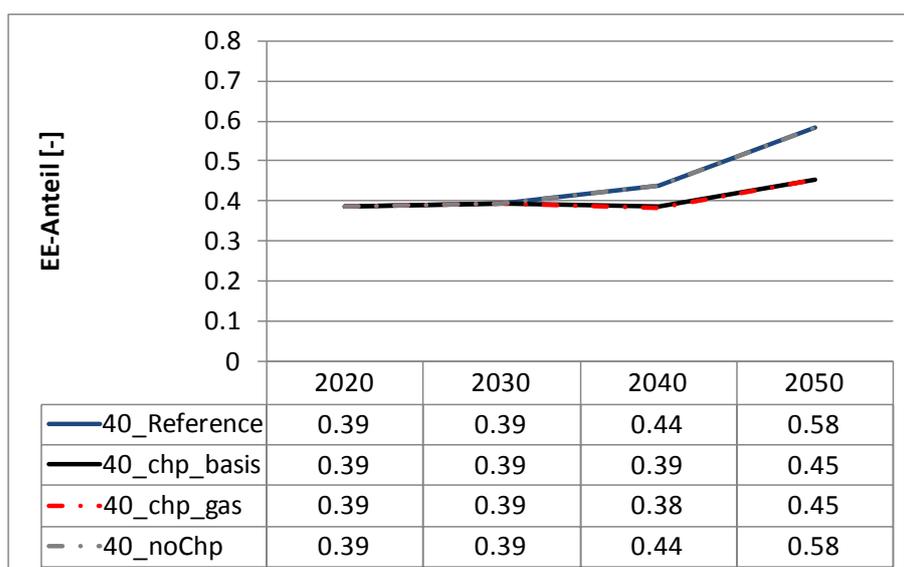


Abbildung 63 EE-Anteile in der Szenariowelt „niedrige CO₂-Preise“

Die CO₂-Emissionen liegen im niedrige-Preise-Basisszenario mit KWK (40_chp_basis) bis zum Jahr 2040 unter den Emissionen im niedrige-Preise-Vergleichsszenario mit ungekoppelter Wärmeerzeugung (40_noChp). Im Jahr 2050 sinken die Emissionen des KWK-Szenarios auf das Niveau des Szenarios mit ungekoppelter Wärmeerzeugung, da Kohle-KWK viel Windstrom und einen bedeutenden Anteil Gasstrom verdrängt. Im Jahr 2050 zeigt sich somit bei niedrigen CO₂-Preisen keine Emissionsmin-

derung durch die Nutzung von KWK (siehe Abbildung 64). Wird der Zubau in den abgebildeten Wärmenetzen auf gasbasierte Wärmeerzeugungstechnologien begrenzt, liegen die Emissionen im gesamten Betrachtungszeitraum deutlich unter den Emissionen bei ungekoppelter Erzeugung. Die abgebildeten Systemkosten bei gekoppelter, im Wesentlichen auf Kohle basierender Wärmeerzeugung liegen im gesamten Betrachtungszeitraum unter den Kosten der ungekoppelten Wärme- und Stromerzeugung (vgl. Abbildung 65). Bei der Begrenzung des Zubaus auf gasbasierte Wärmeerzeuger steigen die Kosten ab 2040 über das Niveau bei ungekoppelter kohlebasierter Wärmeerzeugung an.

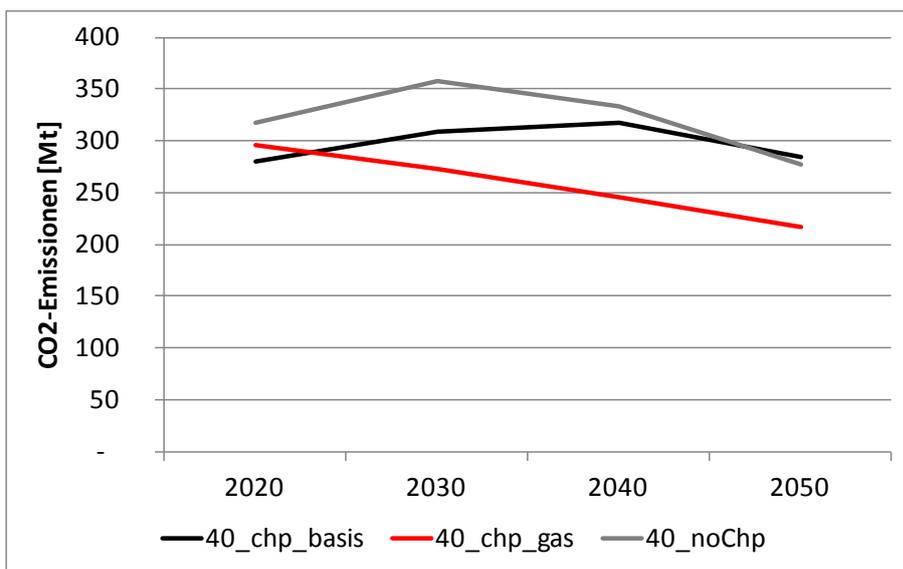


Abbildung 64 CO₂-Emissionen in der Szenariowelt „niedrige CO₂-Preise“

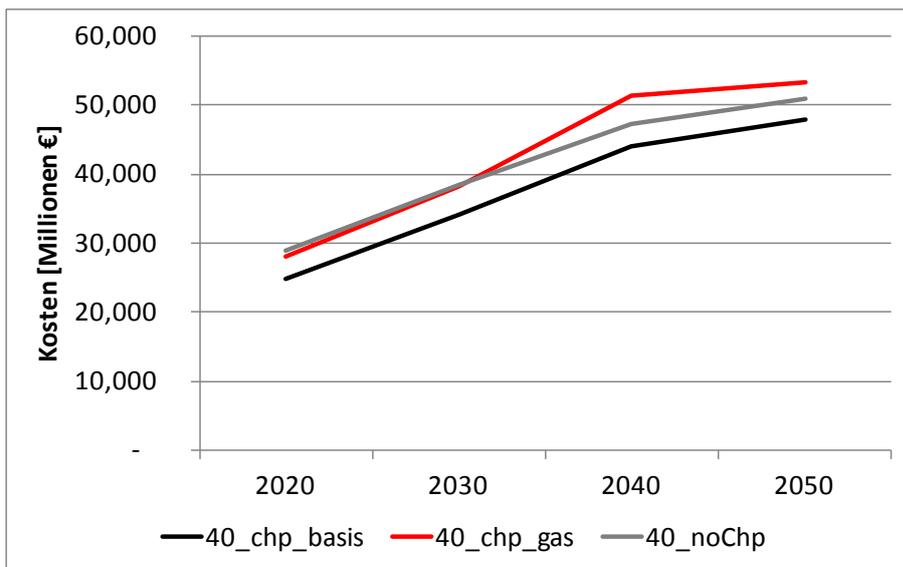


Abbildung 65 Systemkosten in der Szenariowelt „niedrige CO₂-Preise“

4.4 Integrierte KWK- und Wärmepumpenoptimierung

Nachdem in den Abschnitten 4.2 und 4.3 auf die Effekte der Wärmepumpen und der KWK detailliert unter der Betrachtung verschiedener Sensitivitäten eingegangen wurde, wird in diesem Kapitel das Szenario vorgestellt, in dem sowohl das Wärmepumpen- als auch das KWK-Modul gleichzeitig in die Optimierung mit einbezogen werden (siehe auch Abschnitt 2.4). Die vollständige Optimierung berücksichtigt nicht nur die Wechselwirkungen der KWK oder der Wärmepumpen mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien, sondern auch Wechselwirkungen zwischen Wärmepumpen und KWK.

4.4.1 Szenariowelt Referenz

Im Basisszenario wurden die in den Abschnitten 2.2.1 und 2.3.1 dargestellten Annahmen für die Wärmebedarfsentwicklung und -bereitstellung getroffen.

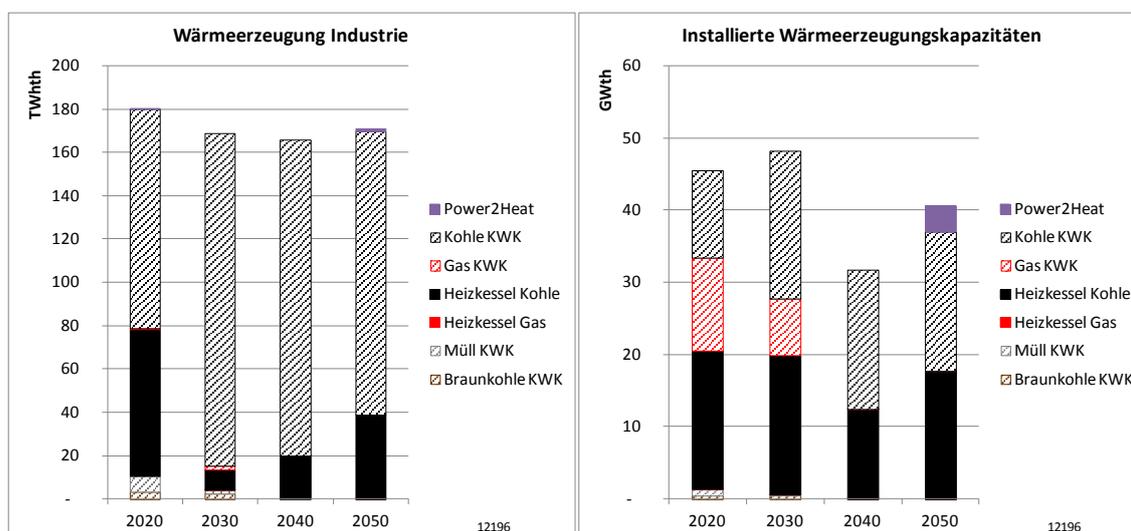


Abbildung 66 Wärmebereitstellung in der Industrie bei vollständiger Optimierung

Abbildung 66 zeigt die sich in der Kostenoptimierung ergebende Wärmebereitstellung in der Industrie unter Berücksichtigung der zusätzlichen Stromnachfrage der Wärmepumpen auf dem Strommarkt. Der Wärmemix in der Industrie basiert im Jahr 2020 fast ausschließlich auf Kohle, der wärmeseitige KWK-Anteil liegt bei 62% und damit um 6 Prozentpunkte höher als im Basisszenario KWK, es werden im Vergleich zum Basisszenario KWK 10 TWh mehr Kohle-KWK-Wärme produziert. Die ungekoppelte Wärmeproduktion aus Kohleheizkesseln geht um 10 TWh zurück. Im Jahr 2030 steigt der KWK-Anteil auf 94% an, einen Prozentpunkt höher als im Basisszenario KWK. Im Jahr 2040 sinkt der KWK-Anteil auf 88% und ist gegenüber dem Basisszenario KWK ohne Wärmepumpen unverändert. Im Jahr 2050 sinkt der KWK-Anteil auf 77% und liegt damit um zwei Prozentpunkte über dem Basisszenario KWK, da 3 TWh Wärmeproduktion

aus Kohleheizkesseln durch Kohle-KWK-Wärme ersetzt werden. Der bereits im Basis-szenario KWK geringe Beitrag von Elektrodenheizkesseln von 1,3 TWh sinkt leicht auf 1,2 TWh. Bei der Kohle-KWK handelt es sich um Bestandsanlagen aus dem Jahr 2030. Eine isolierte Optimierung des Jahres 2050 führt zu einem geringeren KWK-Anteil (62%) und einem Power-To-Heat Anteil von 4%.

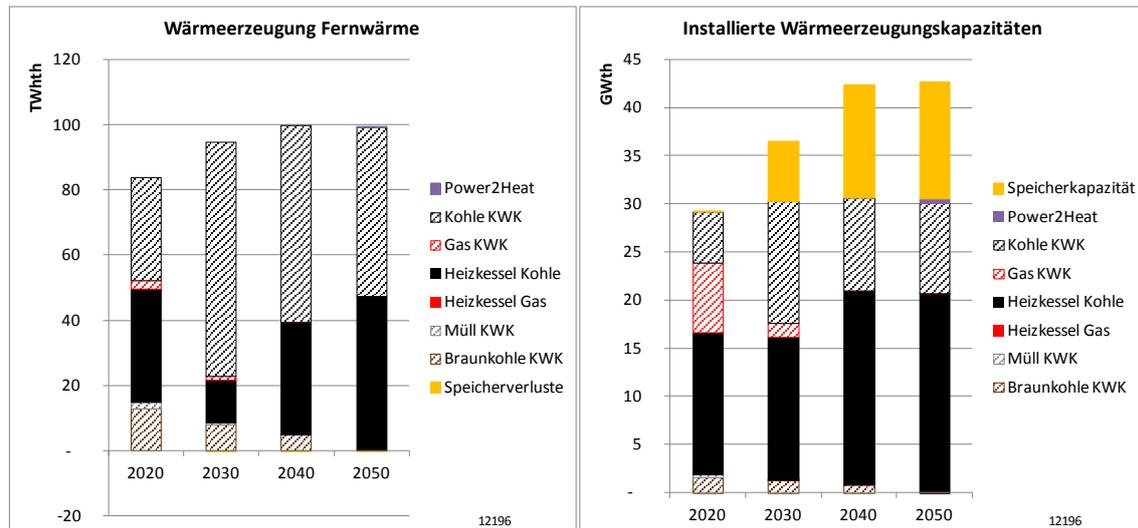


Abbildung 67 Wärmereizstellung in der Fernwärme bei vollständiger Optimierung

Abbildung 67 zeigt die Wärmereizstellung in der Fernwärme in den Jahren 2020 bis 2050 unter Berücksichtigung von zusätzlicher Wärmenachfrage von Wärmepumpen auf dem Strommarkt. Auch in der Fernwärme basiert die Wärmereizstellung im Jahr 2020 noch ausschließlich auf Kohle, der wärmebezogene KWK-Anteil liegt bei 59%. Es zeigen sich im Jahr 2020 noch keine Verschiebungen in der Wärmereizproduktion im Vergleich zum Basisszenario KWK ohne Berücksichtigung von Wärmepumpen. In den Jahren 2030 bis 2050 liefert Kohle-KWK jeweils 2 TWh mehr Wärme als im Basisszenario, während Steinkohlekessel 2 TWh weniger Wärme liefern. Der wärmebezogene KWK-Anteil liegt mit 86%, 65% bzw. 52% jeweils um 2 Prozentpunkte höher als im Basisszenario KWK ohne Wärmepumpen. Eine isolierte Optimierung des Jahres 2050 führt zu einem geringeren KWK-Anteil (32%), der sich aus Steinkohle-KWK (18 TWh) und Gas KWK (13 TWh) zusammensetzt.

Durch die Berücksichtigung von KWK und Wärmepumpen in der Ausbauroptimierung kommt es auch zu starken Veränderungen des kostenoptimalen Erzeugungsmixes auf der Stromseite (siehe Abbildung 68), welche auf den Wechselwirkungen zwischen KWK und Erneuerbaren Energien beruhen. Die Ergebnisse werden auch stark von den in den Kapiteln 2.3 und 3 dargestellten Annahmen getrieben.

Im Jahr 2020 verdrängen 91 TWh KWK Strom 67 TWh Steinkohlestrom, 9 TWh Gasstrom und 7 TWh Strom aus Braunkohlekraftwerken. Während Steinkohlekraftwerke im Wesentlichen eine geringere Auslastung aufweisen, sinkt die installierte Kapazität von Gaskraftwerken um 9 GW. Im Jahr 2030 werden durch 155 TWh KWK-Strom 22 TWh Steinkohlestrom, 91 TWh Gasstrom und 28 TWh Strom aus Braunkohlekraftwerken verdrängt. Im Jahr 2040 werden trotz höherer Stromnachfrage durch die Wärmepumpen durch 142 TWh KWK-Strom 16 TWh Windstrom verdrängt. Im Vergleich zum Basisszenario KWK ist die Verdrängung von Windstrom allerdings nur noch etwa halb so groß. Außerdem werden 44 TWh Gasstrom, 37 TWh Braunkohlestrom und 22 TWh Steinkohlestrom verdrängt. Auch im Jahr 2050 wird durch 124 TWh KWK-Strom 25 TWh Windstrom, 50 TWh Gasstrom, 27 TWh Braunkohlestrom und 2 TWh Steinkohlestrom verdrängt. Im Jahr 2050 wird mit 1,5 TWh (0,2% der Stromerzeugung) erstmals Strom in Elektrodenheizkesseln genutzt.

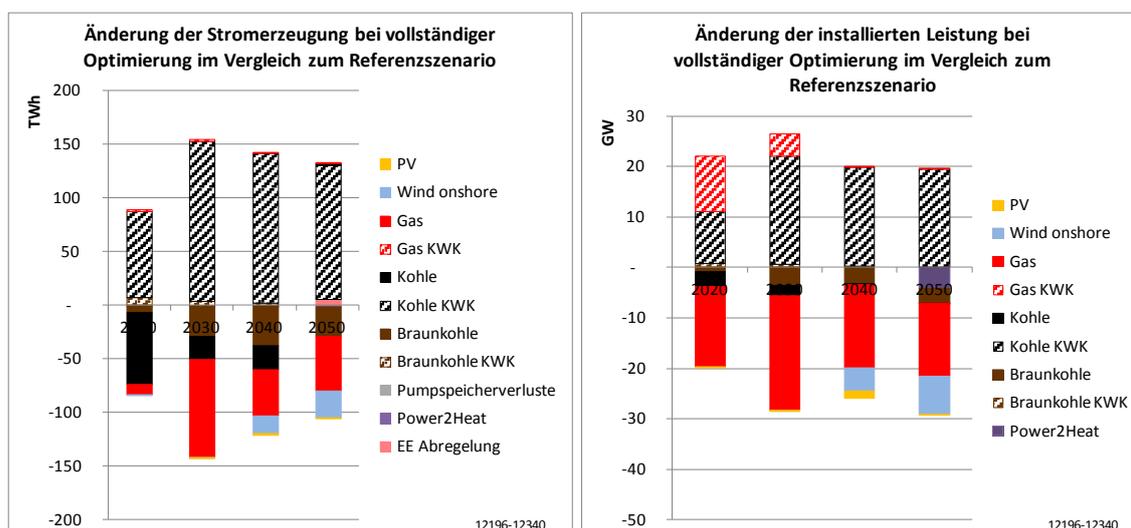


Abbildung 68 Änderungen der Stromerzeugung bei vollständiger Optimierung im Vergleich zum Referenzszenario

Durch die zusätzliche flexible Stromnachfrage der Wärmepumpen kommt es im Jahr 2020 zu einem höheren Anteil an Steinkohle-KWK-Strom im Strommix. Im Jahr 2030 besteht der Strommix der Wärmepumpen weiterhin zu einem Großteil aus Steinkohle- und Steinkohle-KWK-Strom, 19% der zusätzlichen Stromnachfrage werden durch Gaskraftwerke gedeckt. Im Jahr 2040 werden zur Deckung des zusätzlichen Strombedarfs 5 TWh PV, 16 TWh Windenergie, 2 TWh Gas und 5 TWh Kohle-KWK genutzt. Dazu werden 5 GW PV, 4 GW Windenergieanlagen, 1 GW Gaskraftwerke und 0,5 GW Kohle-KWK zugebaut. Durch die zusätzliche Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und KWK-Einspeisung werden neben der Deckung des Strombedarfs der Wärmepumpen auch 1,4 TWh Braunkohlestrom und 1,2 TWh Kohlestrom verdrängt. Im Jahr 2050 be-

steht der Strommix der Wärmepumpen weiterhin zu einem bedeutenden Anteil aus Wind- (18 TWh, 65%) und Gasstrom (6 TWh, 22%), sowie aus KWK-Strom aus Steinkohle-KWK (4 TWh, 13%) (vgl. Abbildung 69).

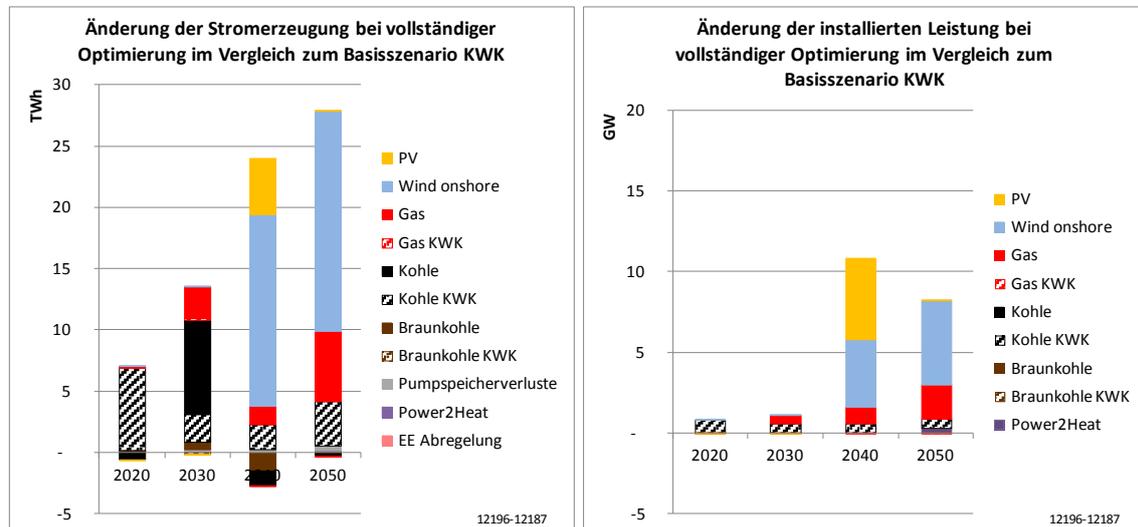


Abbildung 69 Strommix der Wärmepumpen bei vollständiger Optimierung im Vergleich zum Basisszenario KWK

Die Entwicklungen der KWK- und EE-Anteile in Abbildung 70 und Abbildung 71 dargestellt. Diese Anteile ergeben sich in der Systemoptimierung unter Berücksichtigung von Investitionen in Stromerzeugungs-, KWK-Anlagen und Heizkessel, Brennstoff- und CO₂-Kosten. Hemmnisse und sowie Förderungen (wie z.B. der KWKG-Zuschlag) wurden nicht mit in die Optimierung einbezogen. Der sich so ergebene KWK-Anteil beträgt im Jahr 2020 16%. Im Jahr 2030 steigt der KWK-Anteil durch geringere Konkurrenz auf dem Strommarkt auf 28% und fällt im Jahr 2040 mit steigenden Anteilen Erneuerbarer Energie auf 25%. Im Jahr 2050 liegt der KWK-Anteil bei 22%. Die KWK-Anteile sind im gesamten Betrachtungszeitraum um etwa einen Prozentpunkt höher als im Basisszenario KWK.

Der Anteil Erneuerbarer Energien steigt im Szenario mit vollständiger Optimierung von KWK und Wärmepumpen stärker an, als im Basisszenario KWK. Der Verdrängungseffekt der Windenergie fällt in den Jahren 2030 und 2040 geringer aus. Im Jahr 2050 liegt der EE-Anteil mit 70% um 3 Prozentpunkte über dem Basisszenario KWK, jedoch dennoch 3 Prozentpunkte unter dem EE-Anteil im Referenzszenario ohne Kopplung zum Wärmemarkt und 6 Prozentpunkte unter dem EE-Anteil im Szenario ausschließlicher Betrachtung der Wärmepumpen ohne KWK. Die Hälfte der Verdrängung Erneuerbarer Energien, welche sich bei Betrachtung der KWK gezeigt hat, wird in der integrierten Modellierung durch den zusätzlichen Strombedarf der Wärmepumpen vermieden.

Der Effekt der zusätzlichen Integration Erneuerbarer Energien durch Wärmepumpen gleicht somit den Effekt der Verdrängung Erneuerbarer Energien durch KWK in der vollständigen Optimierung teilweise aus.

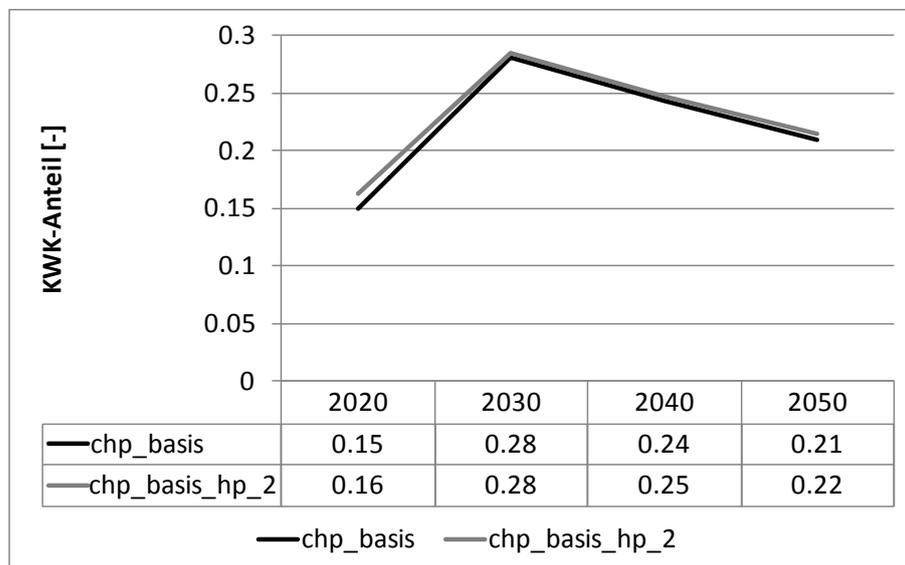


Abbildung 70 KWK-Anteil im Basisszenario KWK und bei vollständiger Optimierung

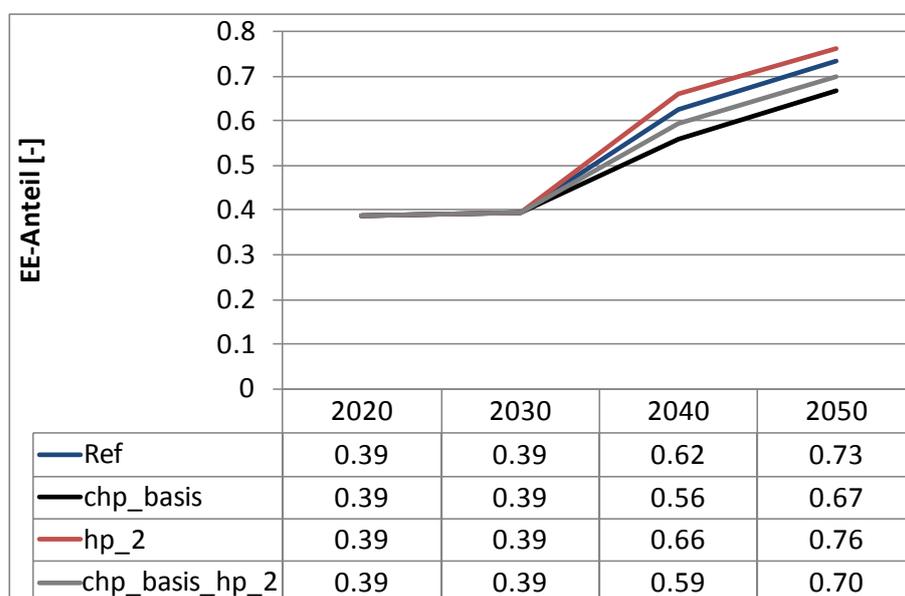


Abbildung 71 EE-Anteile im Basisszenario KWK und bei getrennter und vollständiger Optimierung

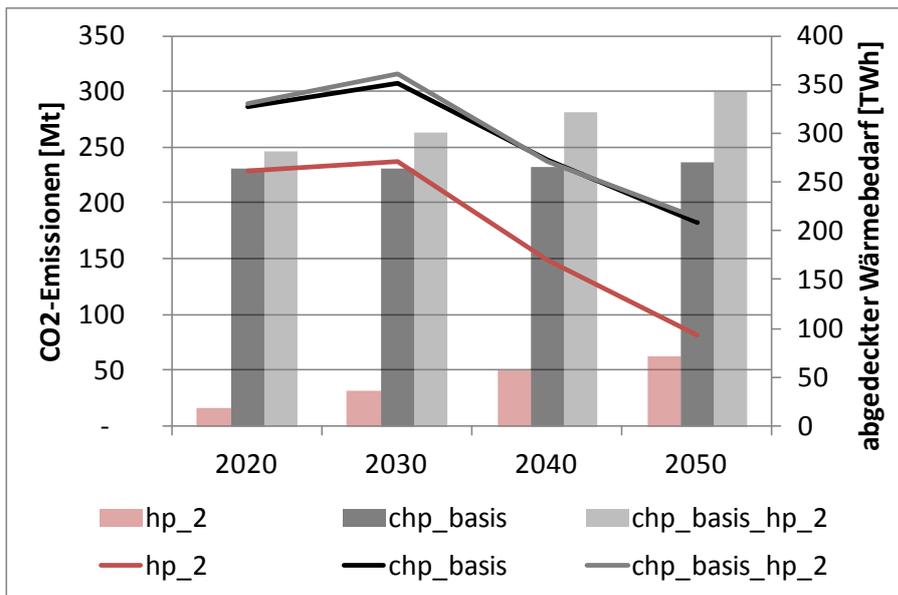


Abbildung 72 CO₂-Emissionen im Basisszenario KWK und bei getrennter und vollständiger Optimierung

Die CO₂-Emissionen scheinen zwar bei der vollständigen Optimierung knapp über denen des Basisszenarios KWK zu liegen. Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass bei dem Szenario mit vollständiger Optimierung auch der abgedeckte Wärmebedarf am höchsten ist (Balken und rechte Achse in Abbildung 72). Im Abschnitt 4.3.2 Basisszenario KWK wurde bereits aufgezeigt, dass KWK im Vergleich zur ungekoppelten Erzeugung bis 2040 zu deutlichen CO₂-Einsparungen führt. Die zusätzliche integrierte Optimierung der Wärmepumpen führt zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen, welche allerdings trotz zusätzlicher Deckung des Wärmebedarfs im Wohngebäudebereich bis 2040 nicht die Emissionen im Szenario ungekoppelter Wärmeerzeugung überschreiten.

Aus den zusätzlichen Emissionen im Vergleich zum Referenzszenario, zum Basisszenario KWK und zum Wärmepumpenszenario mit Standardspeicher lassen sich die spezifischen Emissionen der Wärmepumpen im Szenario der vollständigen Optimierung ableiten¹⁵. In Abbildung 73 ist der Verlauf der spezifischen Emissionen der Wärmepumpen dargestellt. Im Jahr 2030 sind die Emissionen mit 234 g/kWh etwas höher als Emissionen von modernen Gasbrennwertkesseln (210 g/kWh). Im Jahr 2020, 2040 und 2050 liegen die Emissionen deutlich unter dem Niveau der Gasbrennwertkessel. Im Jahr 2020 wird hauptsächlich Steinkohle-KWK zur Deckung des Strombedarfs der Wärmepumpen genutzt, wodurch die spezifischen Emissionen der Wärmepumpen mit

¹⁵ Alle angegebenen CO₂-Faktoren beziehen die Vorketten und Netzverluste nicht mit ein.

122 g/kWh deutlich unter den Emissionen im Szenario der Wärmepumpen ohne KWK (256 g/kWh) liegen. Im Jahr 2040 führen die Nutzung emissionsfreien Stroms (Wind und PV) sowie emissionsarmen Stroms aus KWK und Gaskraftwerken sowie die zusätzliche Verdrängung von Braun- und Steinkohle im Szenarienvergleich zu negativen spezifischen Emissionen der Wärmepumpen. Dieser Effekt zeigte sich im Jahr 2040 bereits im Szenario Wärmepumpen ohne KWK in ähnlicher Höhe. Im Jahr 2050 verringert sich der Anteil Erneuerbarer Energien am Strommix der Wärmepumpen und die Verdrängungseffekte sind nur noch marginal. Die spezifischen Emissionen der Wärmepumpen sind nicht mehr negativ, liegen mit 46 g/kWh dennoch auf einem sehr niedrigen Niveau und betragen weniger als ein Viertel der Emissionen moderner Gasbrennwertkessel.

Abbildung 73 zeigt den Verlauf der spezifischen Emissionen der betrachteten Wärme-erzeugung in der Industrie (100°C – 500°C) und der Fernwärme. Im Jahr 2020 sind die spezifischen Emissionen durch die Verdrängung von Steinkohlestrom durch KWK-Strom am geringsten, anschließend steigen die spezifischen Emissionen mit zunehmender Verdrängung von Gasstrom und Erneuerbaren Energien bis 2050 auf 387 g/kWh.

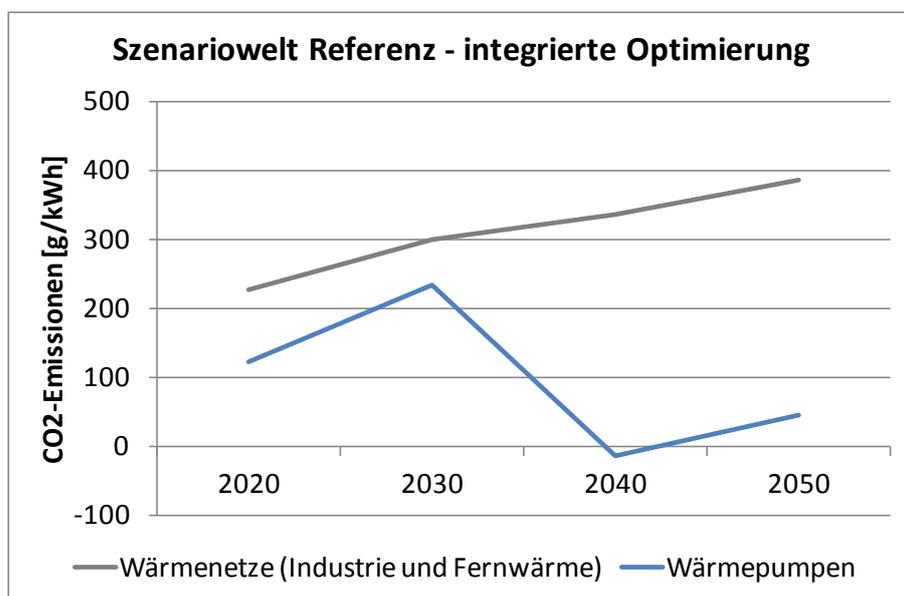


Abbildung 73 Spezifische Emissionen der Industrie (100°C-500°C), Fernwärme und Wärmepumpen im vollständig optimierten Szenario

4.4.2 Szenariowelt CCS

Im Basisszenario der Szenariowelt CCS (bezeichnet mit CCS_CHP) wurden die in den Abschnitten 2.2.1 und 2.3.1 dargestellten Annahmen für die Wärmebedarfsentwicklung und -bereitstellung getroffen. Die weiteren Parameter entsprechen denen des Referenzszenarios der Szenariowelt CCS (vgl. Abschnitt 4.1.2). Im Bereich der KWK wurden keine CCS-Kraftwerke berücksichtigt. Im Bereich der KWK wurden keine CCS-Kraftwerke berücksichtigt. Diese restriktive Annahme führt zu zusätzlichen emissionsarmen Stromerzeugungstechnologien auf dem Strommarkt, die eine Konkurrenz zu KWK-Kraftwerken darstellen. Die Betrachtung von KWK-CCS-Anlagen würde die Konkurrenzsituation abschwächen und zu deutlich abweichenden Ergebnissen führen. Eine solche Betrachtung wurde im Rahmen dieses Projektes allerdings nicht vorgenommen.

Abbildung 74 zeigt die sich in der Kostenoptimierung ergebende Wärmebereitstellung in der Industrie unter Berücksichtigung der zusätzlichen Stromnachfrage der Wärmepumpen auf dem Strommarkt, wenn auf dem Strommarkt auch CCS-Technologien zur CO₂-Vermeidung zur Verfügung stehen. Der Wärmemix in der Industrie basiert in allen Jahren fast ausschließlich auf Kohle, der wärmeseitige KWK-Anteil liegt im Jahr 2020 bei 70% und im Jahr 2030 bei 94%. Anschließend sinkt der KWK-Anteil und liegt im Jahr 2040 bei 87% und im Jahr 2050 bei 65%. Wie bereits in der Referenzwelt kommt es durch die zusätzliche Stromnachfrage der Wärmepumpen im Vergleich zum Basis-szenario KWK durch eine Verlagerung der Wärmeerzeugung von Kohleheizkesseln zu Kohle-KWK zu einer Erhöhung des wärmeseitigen KWK-Anteils um ein bis drei Prozentpunkte. Im Jahr 2050 liegt die durch Elektrodenheizkessel bereitgestellte Wärmemenge bei 2,5 TWh (1,5%). Im Basisszenario KWK ohne Wärmepumpen werden 3,8 TWh (2,2%) Wärme durch Elektrodenheizkessel bereitgestellt, da flexible Wärmepumpen eine Konkurrenz um die Nutzung negativer Residuallast zur Wärmebereitstellung darstellen.

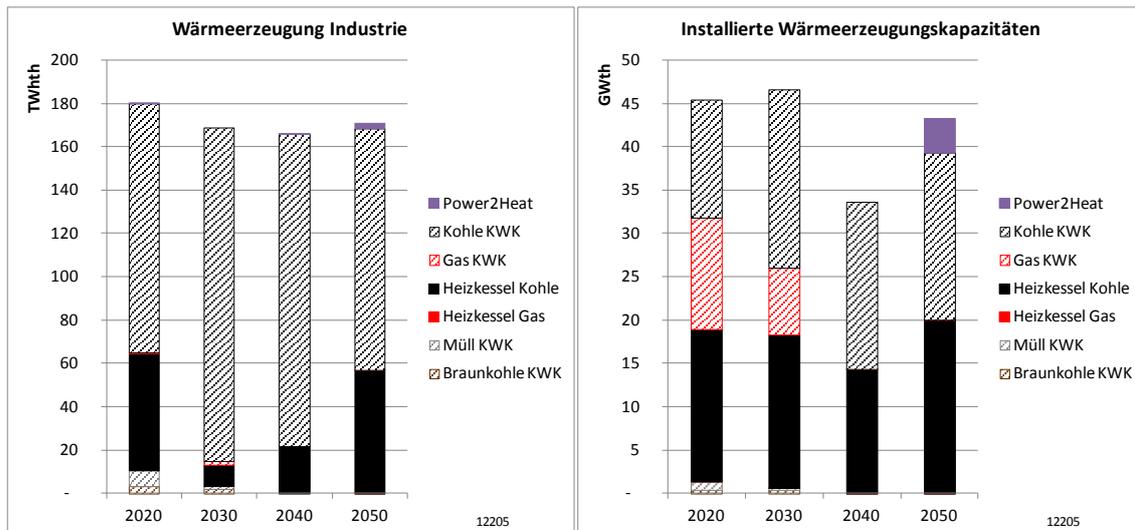


Abbildung 74 Wärmebereitstellung in der Industrie bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt CCS

Abbildung 75 zeigt die Wärmebereitstellung in der Fernwärme in den Jahren 2020 bis 2050 unter Berücksichtigung von zusätzlicher Wärmenachfrage von Wärmepumpen auf dem Strommarkt. Auch in der Fernwärme basiert die Wärmebereitstellung im gesamten Betrachtungszeitraum neben Braunkohle-KWK aus Bestandsanlagen fast ausschließlich auf Kohle, der wärmeseitige KWK-Anteil beträgt im Jahr 2020 65%, steigt im Jahr 2030 auf 87% und sinkt anschließend auf 65% im Jahr 2040 und 45% im Jahr 2050. Wie auch in der Industrie zeigt sich eine Erhöhung des wärmeseitigen KWK-Anteils im Vergleich zum Basisszenario KWK ohne Berücksichtigung von Wärmepumpen. Dieser erhöht sich im Jahr 2020 um einen Prozentpunkt liegt in den folgen Jahren um vier bis sechs Prozentpunkte höher als im Basisszenario KWK. Die Erhöhung basiert auf einer Verschiebung der Wärmeproduktion von Kohleheizkesseln zu Kohle-KWK.

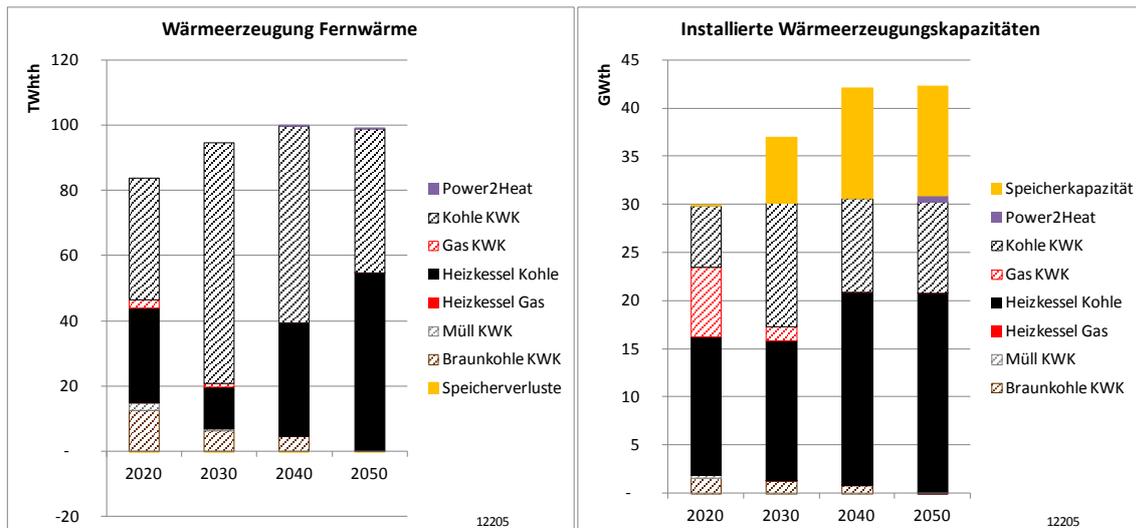


Abbildung 75 Wärmereizung in der Fernwärme bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt CCS

Durch die Berücksichtigung von KWK und Wärmepumpen in der Ausbauoptimierung kommt es im Vergleich zum Referenzszenario auch zu starken Veränderungen des kostenoptimalen Erzeugungsmixes auf der Stromseite (siehe Abbildung 76), welche auf den Wechselwirkungen zwischen KWK und Erneuerbaren Energien beruhen. Die Ergebnisse werden auch stark von den in den Kapiteln 2.3 und 3 dargestellten Annahmen getrieben.

Im Jahr 2020 verdrängen 105 TWh KWK-Strom 74 TWh Steinkohlestrom, 16 TWh Strom aus Gaskraftwerken und 7 TWh Strom aus Braunkohlekraftwerken, die installierte Kapazität von Gaskraftwerken sinkt um 17 GW, während sich die Kapazität der Kohlekraftwerke nur geringfügig reduziert. Im Jahr 2030 führen 156 TWh KWK-Strom zu einer Verdrängung von Strom aus Gas (128 TWh), Steinkohle (11 TWh) und Braunkohle (4 TWh). Im Jahr 2040 werden 138 TWh Strom durch Kohle-KWK produziert. Die Stromproduktion aus Braunkohle (-4 TWh), Braunkohle-CCS (-57 TWh), Gas (-34 TWh) und Steinkohle (-19 TWh) verringert sich. Während in den Jahren 2040 und 2050 im Basisszenario KWK ohne Wärmepumpen auch Windenergie verdrängt wurde, verändert sich die Stromproduktion aus Windenergie in der integrierten Optimierung von KWK und Wärmepumpen nicht gegenüber dem Referenzszenario. Im Jahr 2050 werden durch 106 TWh KWK-Strom 49 TWh Steinkohle CCS, 6 TWh Gas CCS und 26 TWh Gas verdrängt. Elektrodenheizkessel wandeln 3 TWh Strom in Wärme um.

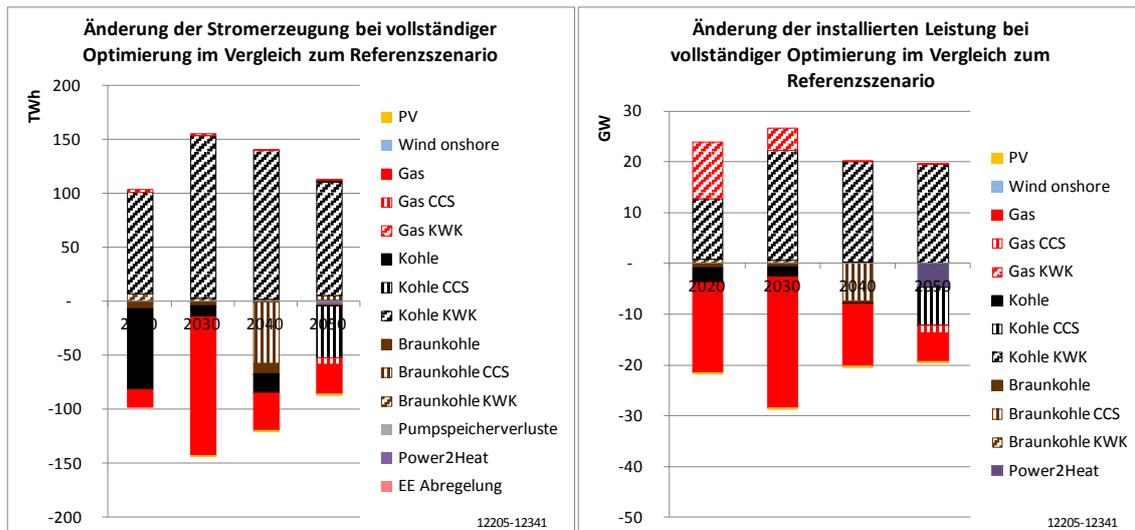


Abbildung 76 Änderungen der Stromerzeugung, bei vollständiger Optimierung im Vergleich zum Referenzszenario in der Szenariowelt CCS

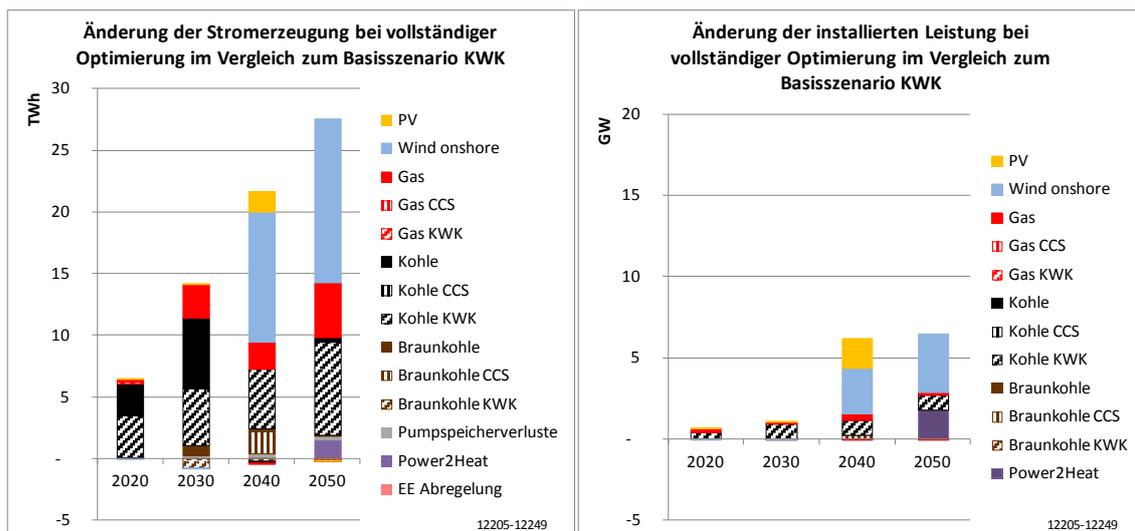


Abbildung 77 Strommix der Wärmepumpen bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt CCS

Durch die zusätzliche flexible Stromnachfrage der Wärmepumpen kommt es in den Jahren 2020 und 2030 zu einer höheren Auslastung der bestehenden Steinkohlekraftwerke. Der Strommix der Wärmepumpen besteht im Jahr 2020 zu 40% aus Kohlestrom und zu 52% aus Kohle-KWK. Im Jahr 2030 setzt sich der Strommix aus 19% Gas, 40% Steinkohle, 33% Steinkohle KWK und 6% Braunkohle zusammen. Gleichzeitig wird 1 TWh Braunkohle-KWK-Strom verdrängt. Im Jahr 2040 kommen Erneuerbare Energien in den Strommix der Wärmepumpen. Windenergie deckt 48% des zusätzlichen Strombedarfs, PV 8%. KWK trägt mit 22% zum Strommix der Wärmepumpen bei,

Gas zu 10% und Braunkohle-CCS zu 8%. Im Jahr 2050 werden 13 TWh Windenergie, 8 TWh KWK-Strom und 4 TWh Gasstrom in den Wärmepumpen genutzt, außerdem verringert sich die Nutzung von Strom in Elektrodenheizkesseln um 1,5 TWh im Vergleich zum Basisszenario KWK.

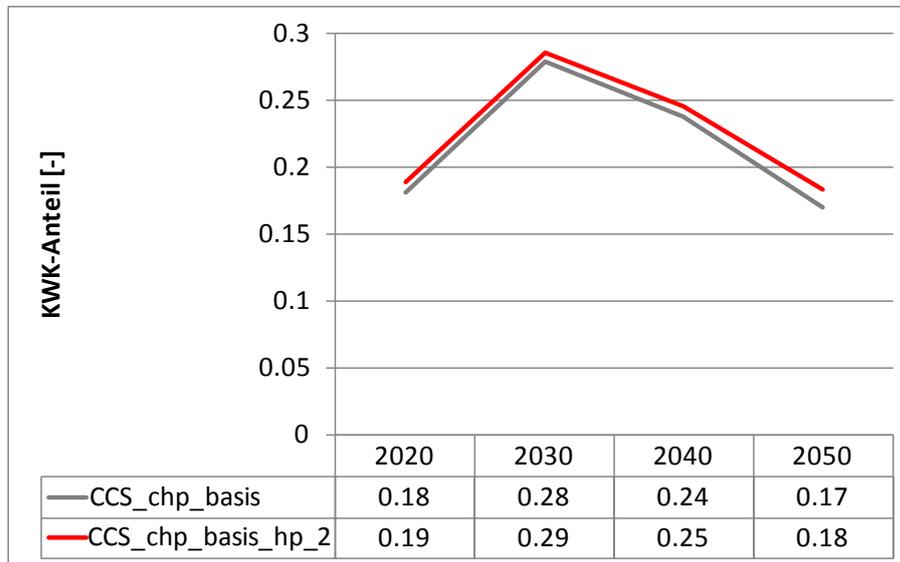


Abbildung 78 KWK-Anteil im Basisszenario KWK und bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt CCS

Der kostenoptimale KWK-Anteil beträgt im Jahr 2020 19%. Im Jahr 2030 steigt der KWK-Anteil auf 29% und fällt im Jahr 2040 auf 25%. Im Jahr 2050 liegt der kostenoptimale KWK-Anteil bei 18% (siehe Abbildung 78). Die KWK-Anteile sind im gesamten Betrachtungszeitraum um etwa einen Prozentpunkt höher als im Basisszenario KWK.

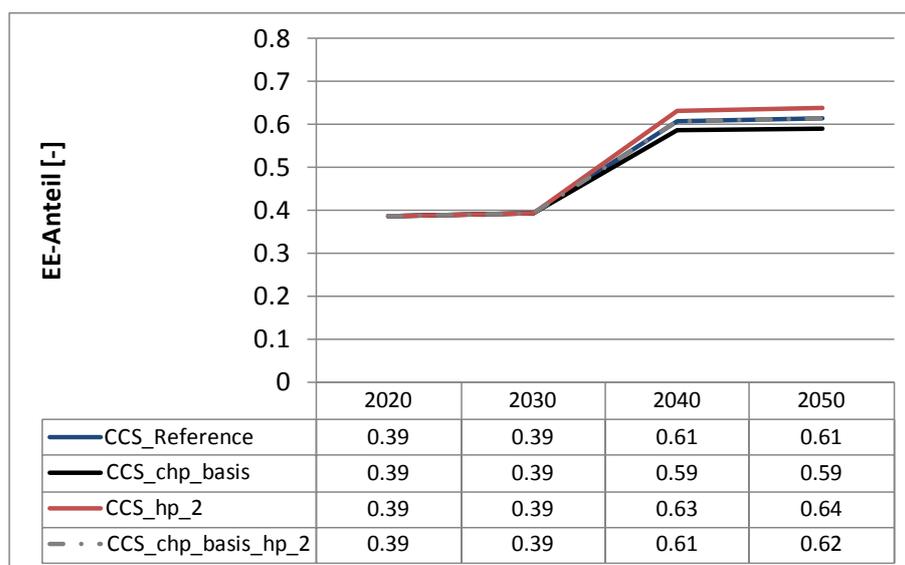


Abbildung 79 EE-Anteil im Basisszenario KWK und bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt CCS

Der Anteil Erneuerbarer Energien steigt im Szenario mit vollständiger Optimierung von KWK und Wärmepumpen in den Jahren 2040 und 2050 stärker an als im Basisszenario KWK, da die Verdrängung der Windenergie durch KWK durch die zusätzliche Stromnachfrage der Wärmepumpen aufgehoben wird (siehe Abbildung 79). Im Jahr 2050 liegt der EE-Anteil mit 62% um 3 Prozentpunkte über dem Basisszenario KWK, und einen Prozentpunkt über dem EE-Anteil im Referenzszenario ohne Kopplung zum Wärmemarkt und 2 Prozentpunkte unter dem EE-Anteil im Szenario ausschließlicher Betrachtung der Wärmepumpen ohne KWK. In der integrierten Modellierung wird durch den zusätzlichen Strombedarf der Wärmepumpen die Verdrängung Erneuerbarer Energien, welche sich bei Betrachtung der KWK gezeigt hat, überkompensiert.

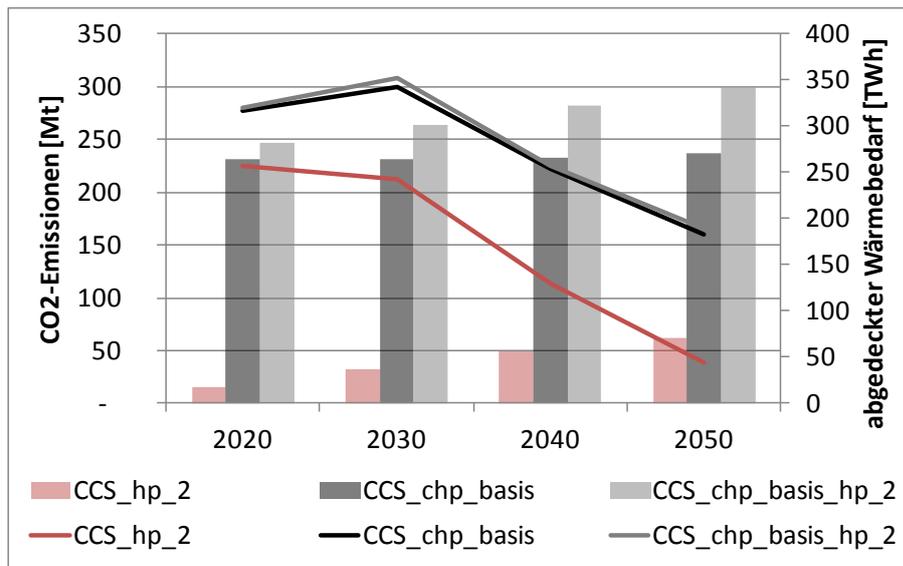


Abbildung 80 CO₂-Emissionen im Basisszenario KWK und bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt CCS

Die CO₂-Emissionen und die Kosten liegen bei der vollständigen Optimierung geringfügig über dem Basisszenario KWK (siehe Abbildung 80), welche der Deckung des Wärmebedarfs im Wohngebäudebereich zuzuordnen sind. Im Abschnitt 4.3.5 wurde gezeigt, dass KWK im Vergleich zur ungekoppelten Erzeugung ab 2040 zu höheren Emissionen führt. Die zusätzliche integrierte Optimierung der Wärmepumpen führt zu einer weiteren Erhöhung der CO₂-Emissionen, welche der Deckung des Wärmebedarfs im Wohngebäudebereich zuzuordnen sind.

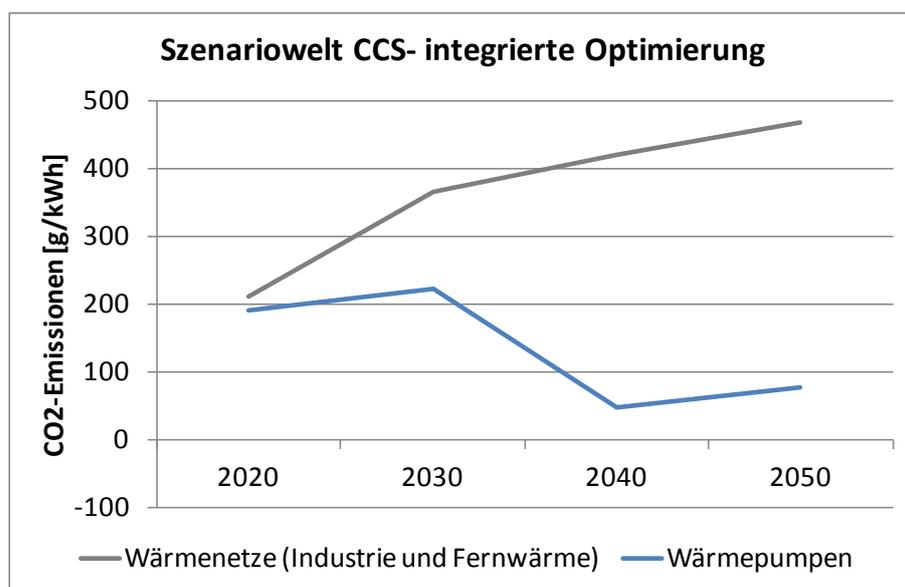


Abbildung 81 Spezifische Emissionen der Industrie (100°C-500°C), Fernwärme und Wärmepumpen im vollständig optimierten Szenario in der Szenariowelt CCS

Aus den zusätzlichen Emissionen im Vergleich zum Referenzszenario, zum Basisszenario KWK und zum Wärmepumpenszenario mit Standardspeicher lassen sich die spezifischen Emissionen der Wärmepumpen bzw. der Industrie und Fernwärme im Szenario der vollständigen Optimierung ableiten. In Abbildung 81 ist der Verlauf der spezifischen Emissionen der Wärmepumpen dargestellt. Im Jahr 2020 liegen die Emissionen mit 190 g/kWh unter den Emissionen von modernen Gasbrennwertkesseln (210 g/kWh), im Jahr 2030 steigen sie aufgrund der 8% Braunkohle- Strom im Wärmepumpenstrommix auf 222 g/kWh an. Durch die Integration hoher Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien, sinken die Emissionen im Jahr 2040 auf 48 g/kWh und steigen im Jahr 2050 wieder leicht auf 78 g/kWh. In der Industrie (Wärmebedarf im Temperaturbereich von 100°C bis 500°C) und der Fernwärme steigen die spezifischen CO₂-Emissionen stetig an, da im Jahr 2030 viel Gasstrom und ab dem Jahr 2040 Strom aus CCS-Kraftwerken verdrängt wird.

4.4.3 Szenariowelt niedrige CO₂-Preise

Im Basisszenario (bezeichnet mit 40_CHP) wurden die in den Abschnitten 2.2.1 und 2.3.1 dargestellten Annahmen für die Wärmebedarfsentwicklung und -bereitstellung getroffen. Die weiteren Parameter entsprechen denen des Referenzszenarios der Szenariowelt niedrige CO₂-Preise (vgl. Abschnitt 4.1.3).

Abbildung 82 zeigt die sich in der Kostenoptimierung ergebende Wärmebereitstellung in der Industrie unter Berücksichtigung der zusätzlichen Stromnachfrage der Wärme-

pumpen auf einem Strommarkt mit niedrigen CO₂-Preisen. Der Wärmemix in der Industrie basiert im gesamten Betrachtungszeitraum fast ausschließlich auf Kohle, der wärmeseitige KWK-Anteil liegt in Jahr 2020 bei 66%, in den Jahren 2030 und 2040 bei 93%. Im Jahr 2050 liegt der KWK-Anteil mit 91%. Aufgrund einer stärkeren Nutzung von Kohle-KWK statt Kohleheizkesseln liegt der KWK-Anteil im Jahr 2020 um 3 Prozentpunkte und in den folgenden Jahren um einen Prozentpunkt über dem Wert Basisszenario KWK ohne Wärmepumpen.

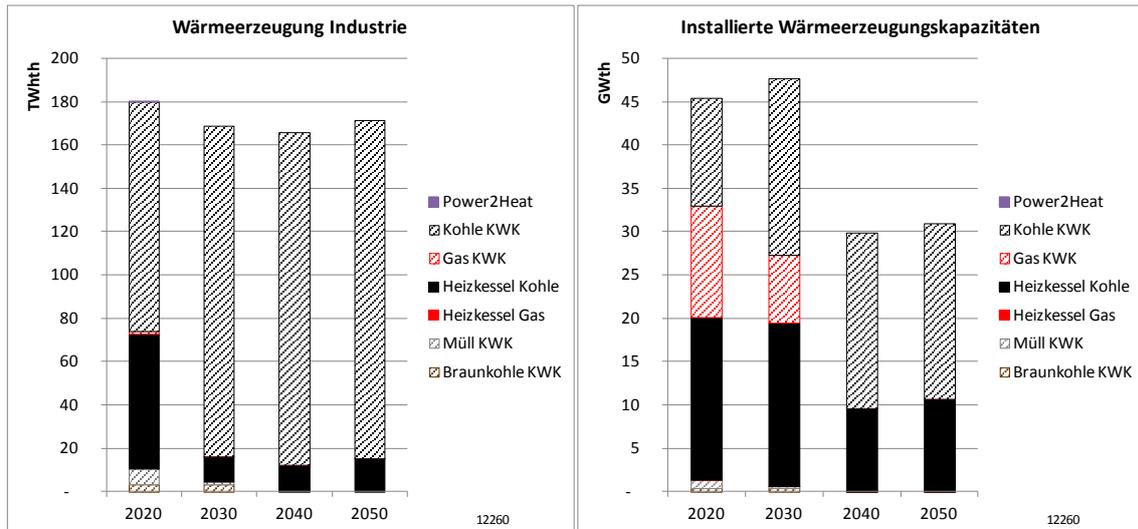


Abbildung 82 Wärmebereitstellung in der Industrie bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt „niedrige CO₂-Preise“

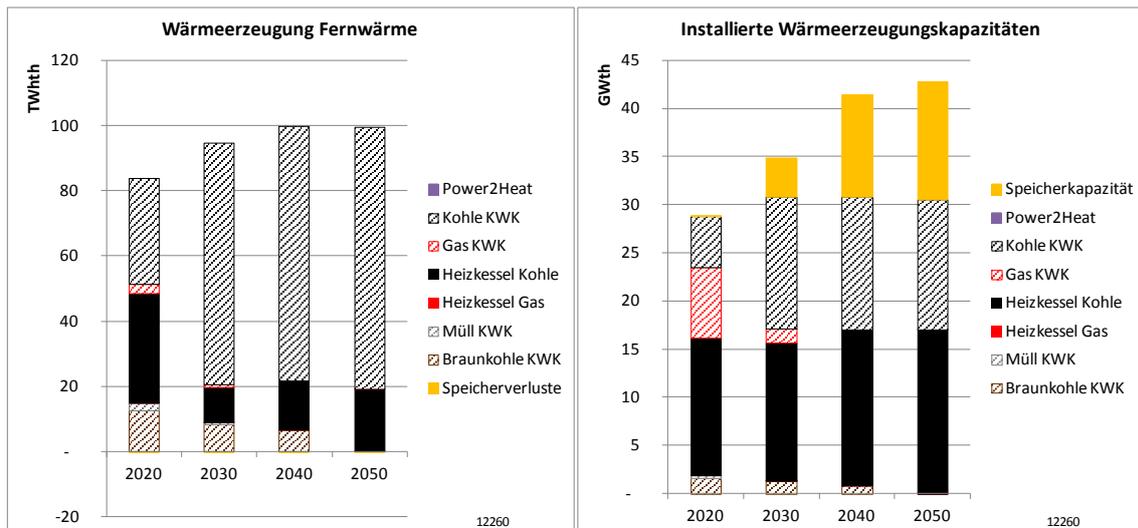


Abbildung 83 Wärmebereitstellung in der Fernwärme bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt niedrige CO₂-Preise

Abbildung 83 zeigt die Wärmebereitstellung in der Fernwärme in den Jahren 2020 bis 2050 unter Berücksichtigung von zusätzlicher Stromnachfrage von Wärmepumpen. Auch in der Fernwärme basiert die Wärmebereitstellung im gesamten Betrachtungszeitraum fast ausschließlich auf Kohle, der wärmebezogene KWK-Anteil beträgt im Jahr 2020 60%, im Jahr 2030 89% und sinkt anschließend leicht auf 85% in 2040 und 81% in 2050. In allen Jahren zeigt sich eine Verschiebung von Kohle-Heizkesseln zu Kohle-KWK, wodurch der KWK-Anteil im Jahr 2020 um einen, in den folgenden Jahren um 2 Prozentpunkte höher ist als im Szenario ohne Wärmepumpen.

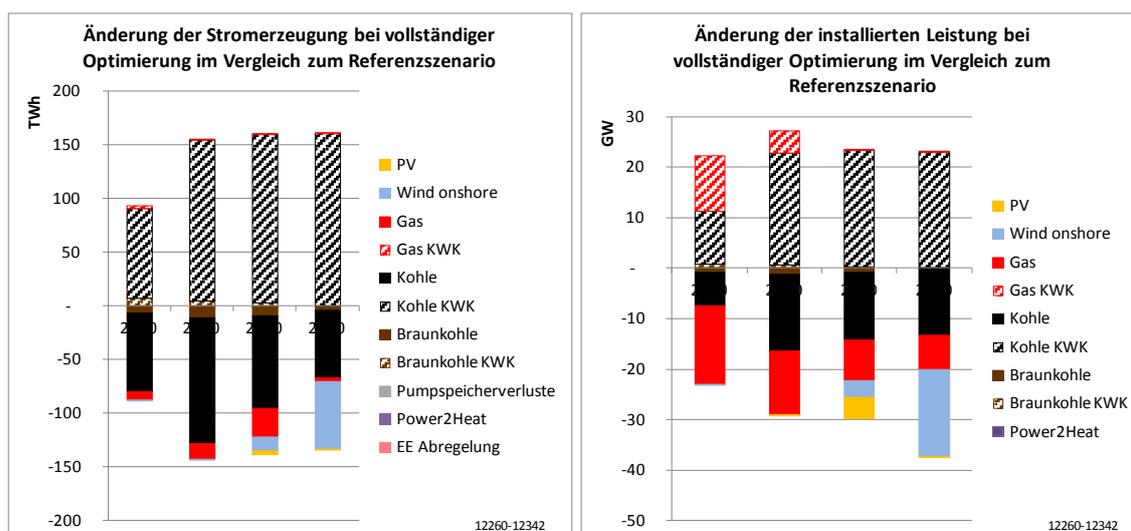


Abbildung 84 Änderungen der Stromerzeugung, bei vollständiger Optimierung im Vergleich zum Referenzszenario in der Szenariowelt niedrige CO₂-Preise

Abbildung 84 zeigt die Veränderungen der Stromerzeugung gegenüber dem Referenzszenario ohne KWK und Wärmepumpen. Im Jahr 2020 verdrängen 91 TWh KWK-Strom 7 TWh Braunkohlestrom, 75 TWh Steinkohlestrom und 8 TWh Strom aus Gas-kraftwerken. Im Jahr 2030 führt die Nutzung von KWK (153 TWh) zu einer Verdrängung von Steinkohle (-122 TWh) und Gas (-16 TWh). Im Jahr 2040 werden 158 TWh Strom in KWK-Anlagen produziert. Die Stromproduktion aus Windenergieanlagen und PV sinkt um 25 TWh bzw. 4 TWh, ebenso wie aus Steinkohle- (-88 TWh), Braunkohle (-10 TWh) und Gas (-31 TWh). Im Jahr 2050 dominiert weiterhin Steinkohle KWK mit 158 TWh die zusätzliche Erzeugung. Fossile Stromerzeugung aus Steinkohle (-68 TWh), Braunkohle (-6 TWh) und Gas (-9 TWh) wird verdrängt. Außerdem werden im Vergleich zum Referenzszenario 75 TWh weniger Strom aus Windenergieanlagen erzeugt.

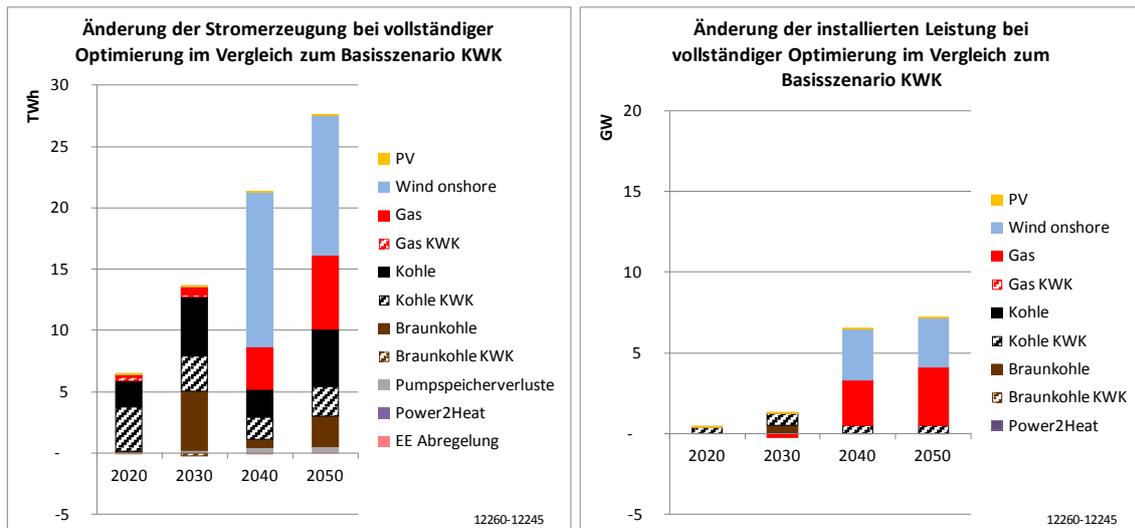


Abbildung 85 Strommix der Wärmepumpen bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt niedrige CO₂-Preise

Abbildung 85 zeigt den Strommix der Wärmepumpen, welcher durch den Vergleich des Szenarios vollständige Optimierung mit KWK und Wärmepumpen und dem Szenario mit KWK ohne Berücksichtigung von Wärmepumpen ermittelt wurde. Im Jahr 2020 wird der zusätzliche Strombedarf der Wärmepumpen hauptsächlich durch Kohle-KWK (56%) und eine höhere Auslastung von Steinkohlekraftwerken (34%) bereitgestellt. Im Jahr 2030 werden im Vergleich zum Basisszenario KWK Investitionen in Braunkohlekraftwerke vorgezogen, um 36% des zusätzlichen Strombedarfs der Wärmepumpen zu decken. Weitere 36% werden durch Steinkohlekraftwerke ohne KWK und 21% durch Kohle-KWK gedeckt. Im Jahr 2040 stellt auch Strom aus Windenergieanlagen einen wesentlichen Anteil (59%) des Wärmepumpenstroms. Kohlekraftwerke liefern 11%, Gaskraftwerke 16% und Braunkohlekraftwerke 3%, Kohle-KWK trägt mit 8% zur Deckung des zusätzlichen Strombedarfs bei. Im Jahr 2050 sinkt der Anteil an Windenergie am Strommix der Wärmepumpen auf 41%, Kohlekraftwerke liefern nur 17%, Gaskraftwerke 22%, Braunkohlekraftwerke 9% und Kohle-KWK ebenfalls 9% des Wärmepumpenstroms.

Der kostenoptimale KWK-Anteil beträgt im Jahr 2020 17%. Im Jahr 2030 steigt der KWK-Anteil auf 29% und fällt in den Jahren 2040 und 2050 auf 28%. Der KWK-Anteil liegt im gesamten Betrachtungszeitraum um 0,3 bis 0,7 Prozentpunkte höher als im Basisszenario KWK.

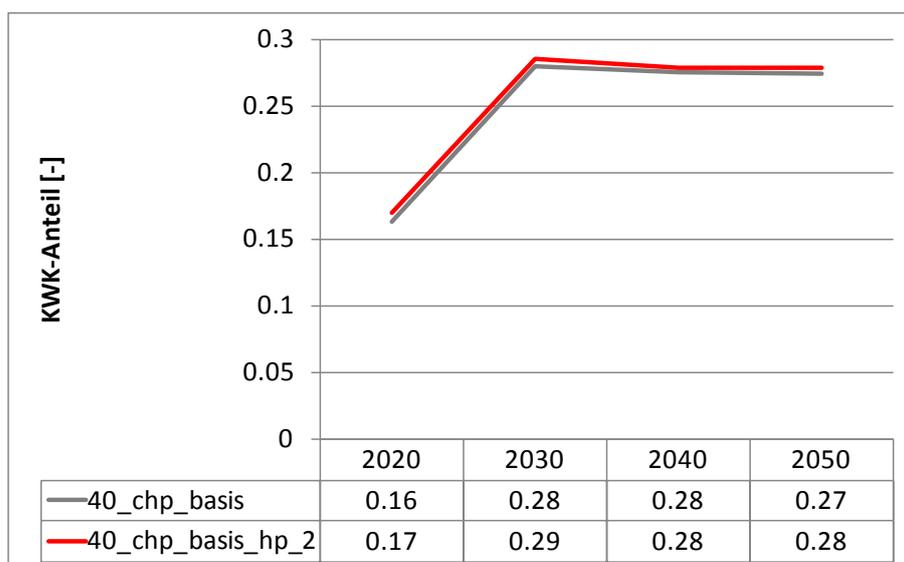


Abbildung 86 KWK-Anteil im Basisszenario KWK und bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt niedrige CO₂-Preise

Der Anteil Erneuerbarer Energien steigt im Szenario mit vollständiger Optimierung von KWK und Wärmepumpen weniger stark an als im Referenzszenario. Der Verdrängungseffekt der Windenergie in den Jahren 2030 und 2040 fällt aufgrund der zusätzlichen Stromnachfrage der Wärmepumpen jedoch geringer aus als im Basisszenario KWK (siehe Abbildung 87).

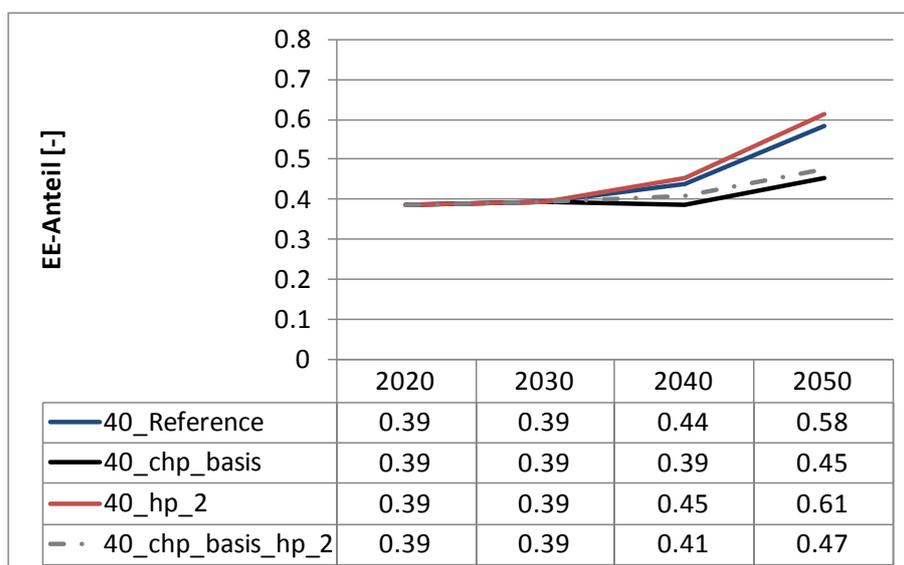


Abbildung 87 EE-Anteil im Basisszenario KWK (40_CHP) und bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt niedrige CO₂-Preise

Die CO₂-Emissionen und die Kosten liegen bei der vollständigen Optimierung über dem Referenzszenario und über dem Basisszenario KWK (siehe Abbildung 88), wobei bei der vollständigen Optimierung neben dem Strombedarf auch ein bedeutender Anteil des Wärmebedarfs mit in die CO₂-Bilanz einbezogen wird. Aus den zusätzlichen Emissionen im Vergleich zum Referenzszenario, zum Basisszenario KWK und zum Wärmepumpenszenario mit Standardspeicher lassen sich die spezifischen Emissionen der Wärmepumpen bzw. der Industrie und Fernwärme im Szenario der vollständigen Optimierung ableiten.

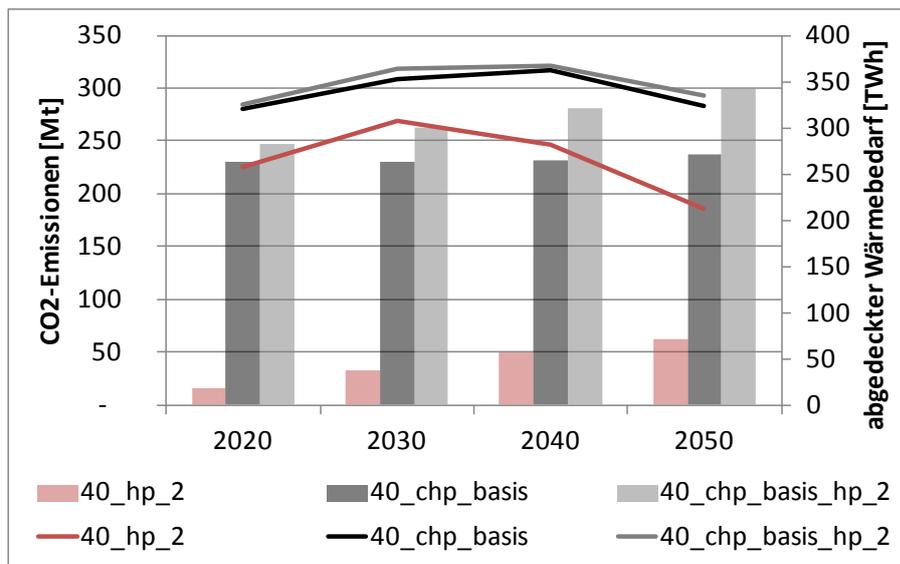


Abbildung 88 CO₂-Emissionen im Basisszenario KWK und bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt niedrige CO₂-Preise

In Abbildung 89 ist der Verlauf der spezifischen Emissionen der Wärmepumpen dargestellt. Im Jahr 2020 sind die spezifischen Emissionen der Wärmepumpen (181 g/kWh) niedriger als die Emissionen von modernen Gasbrennwertkesseln (210 g/kWh). Im Jahr 2030 liegen sie durch einen hohen Anteil an Braunkohlestrom im Strommix der Wärmepumpen bei 257 g/kWh, im Jahr 2040 sinken sie mit einem fallenden Anteil Braunkohlestrom und einem hohen Anteil Windstrom auf 80 g/kWh. Mit einem wieder ansteigenden Anteil Braunkohlestrom im Strommix der Wärmepumpen im Jahr 2050 steigen die Emissionen wieder auf 121 g/kWh an.

In der Industrie (Wärmebedarf im Temperaturbereich 100°C-500°C) und der Fernwärme liegen die spezifischen Emissionen im Jahr 2020 bei 224 g/kWh. Im Jahr 2030 sinken die spezifischen CO₂-Emissionen auf 184 g/kWh, da ein bedeutender Anteil Braunkohlestrom durch KWK-Strom verdrängt wird. Ab dem Jahr 2040 (285 g/kWh) steigen die spezifischen CO₂-Emissionen an, da durch den KWK-Strom CO₂-armer

Gasstrom und Windstrom verdrängt wird. Im Jahr 2050 liegen die Emissionen bei 394 g/kWh.

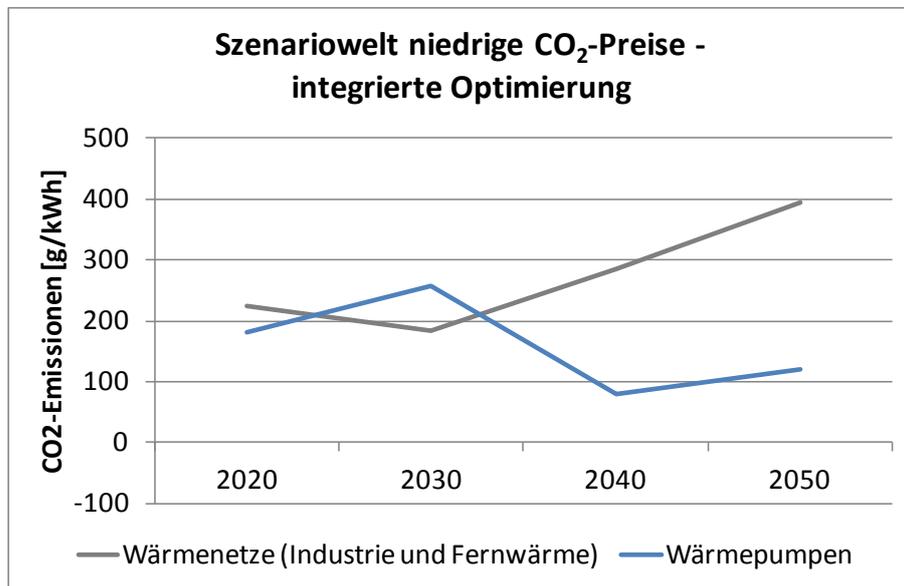


Abbildung 89 Spezifische Emissionen der Wärmepumpen im vollständig optimierten Szenario in der Szenariowelt niedrige CO₂-Preise

5 Fazit

Ein steigender Anteil Erneuerbarer Energien, insbesondere aus den fluktuierenden Energiequellen Wind und Sonne, stellt neue Herausforderungen an das Elektrizitätssystem, gleichzeitig bietet die Nutzung von erneuerbar erzeugtem Strom eine emissionsarme Energiequelle zur Bereitstellung von Wärme. Eine verstärkte Kopplung von Strom- und Wärmemarkt ist beispielsweise durch KWK-Anlagen, Wärmepumpen und Elektrodenheizkessel möglich. Durch diese Technologien können Flexibilitäts- und Speicheroptionen auf dem Wärmemarkt für den Strommarkt erschlossen werden. Diese Studie untersucht im Rahmen einer modellgestützten Szenarioanalyse die Interaktionen zwischen Strom- und Wärmemarkt in einer langfristigen Perspektive.

Zu diesem Zweck wurde im Rahmen dieses Projektes das Strominfrastrukturmodell des Fraunhofer ISI (PowerACE Opt) um ein KWK Modul und ein Wärmepumpenmodul erweitert. Zusätzlich zur erheblichen Weiterentwicklung des Modells wurden im Rahmen dieses Projektes mit Unterstützung der Projektpartner Fraunhofer IFAM und DLR umfangreiche Daten zur zeitlichen Auflösung des Wärmebedarfs erhoben und für die Modellierung aufbereitet. Eine Dokumentation dieser Daten findet sich im angehängten Zwischenbericht.

Die Szenarienergebnisse stellen keine Prognosen der zukünftigen Entwicklung dar, sondern zeigen die Wechselwirkungen zwischen Wärmemarkt und Strommarkt unter den abgebildeten Rahmenbedingungen und Annahmen.

Ohne eine zusätzliche Stromnachfrage von Wärmepumpen und ohne die Berücksichtigung von KWK in Wärmenetzen steigt im Jahr 2050 auf dem als Inselmodell modellierten deutschen Strommarkt mit steigenden Anteilen Erneuerbarer Energie der Speicherbedarf deutlich an. Dieser ist in der vereinfachten Inselwert als Flexibilitätsbedarf zu interpretieren, der in einem europäischen System über eine Vielzahl von Optionen gedeckt werden kann.

Die wärmegeführte Fahrweise von Wärmepumpen führt zu einer weiteren Steigerung des Flexibilitätsbedarfs, während bei einer stromorientierten Fahrweise bereits durch die Nutzung eines 2-Stunden-Wärmespeichers zur Lastverlagerung auch ohne weitere Stromspeicher eine hinreichende Flexibilisierung erreicht wird. Eine flexible Fahrweise senkt außerdem den Bedarf an zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten und auch aus Netzgesichtspunkten kann eine flexible Fahrweise der Wärmepumpen nötig sein. Innerhalb realistischer Speichergrößen hat die Regelbarkeit der Wärmepumpen in den Modellrechnungen keinen signifikanten Einfluss auf die Integration Erneuerbarer Energien.

In einem kostenoptimierten Strom- und Wärmesystem zeigt sich unter den getroffenen Rahmenparametern zunächst ein starker Ausbau von KWK-Anlagen auf dem Strommarkt. Mit steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien auf dem Strommarkt sinkt der KWK-Anteil jedoch bis zum Jahr 2050 deutlich ab. Bei moderaten EE-Anteilen bis 40% und mittleren CO₂-Preisen bis 40€/t ist die Wärmebereitstellung aus KWK-Kraftwerken emissionsärmer und kostengünstiger als die ungekoppelte Wärmeerzeugung. Bei hohen EE-Anteilen führt die Verdrängung Erneuerbarer Energien auf dem Strommarkt zu höheren Emissionen als die ungekoppelte Wärmeerzeugung. Wird der Verdrängung von Erneuerbaren Energien durch KWK-Strom entgegengewirkt, erhöhen sich die CO₂-Einsparungen durch den Einsatz von KWK weiter, allerdings bei einem insgesamt niedrigeren KWK-Anteil.

Die Nutzung von Strom zu Heizzwecken (Power-To-Heat) wird in den Modellrechnungen erst im Jahr 2050 bei sehr hohen Anteilen Erneuerbarer Energien am Strommarkt bedeutsam. In der Realität können andere Restriktionen (Netzstabilität, Must-Run Kapazitäten) für einen früheren Einsatz von Power-To-Heat sprechen, während Ausgleichseffekte auf dem europäischen Strommarkt in die entgegengesetzte Richtung wirken. Der sich im Referenzszenario ab dem Jahr 2050 ergebende, zusätzliche Speicherbedarf kann durch die Nutzung von Elektrodenheizkesseln und Wärmespeichern auch ohne flexible Stromnachfrage von Wärmepumpen gedeckt werden.

Wärmepumpen leisten nur bei entsprechendem Strommix einen Beitrag zum Klimaschutz. In der Analyse des optimierten Einsatzes der Wärmepumpen unter Annahme eines ambitionierten Ausbaus und eines Voranschreitens der Energiewende wird deutlich, dass die CO₂-Emissionen von Wärmepumpen unterhalb oder vergleichbar mit den Emissionen von modernen Gasbrennwertkesseln sind. Je höher der Anteil Erneuerbarer Energien auf dem Strommarkt ist, desto geringer fallen die Emissionen der Wärmepumpen aus.

In einer Szenariowelt mit niedrigen CO₂-Preisen und entsprechend geringeren Anteilen Erneuerbarer Energien bleiben die KWK-Anteile langfristig auf einem höheren Niveau, während Elektrodenheizkessel nicht genutzt werden.

Im Projekt wurde deutlich, dass sich Wärme- und Stromsektor stark beeinflussen. Für die Bewertung langfristiger Entwicklungen ist eine integrierte Betrachtung von Wärmepumpen und KWK erforderlich.

Auf dem Weg zu einer Dekarbonisierung des Strom- und Wärmesektors bietet eine stärkere Kopplung beider Sektoren viele Vorteile. Sowohl die KWK als auch Wärmepumpen mit entsprechendem Strommix stellen emissionsarme Energiequellen für den Wärmemarkt dar. Allerdings besteht insbesondere im Bereich der KWK die Gefahr,

dass noch emissionsärmere Technologien verdrängt werden - zu Lasten der CO₂-Einsparungen. Mit steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien auf dem Strommarkt sinken die optimalen KWK-Anteile deutlich ab, die Bedeutung von Power-To-Heat ist in den Modellrechnungen unter den getroffenen Annahmen begrenzt. Durch die Nutzung von Flexibilitätsoptionen auf dem Wärmemarkt können Erneuerbare Energien auf dem Strommarkt besser integriert und Teile des entstehenden Speicherbedarfs gedeckt werden.

6 Literatur

Bettgenhäuser, Kjell und Boermans, Thomas. 2011. *Umweltwirkungen von Heizungssystemen in Deutschland.* 2011. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes.

BMU. 2013. *Erneuerbare Energien in Zahlen.* Berlin : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2013.

—. **2010.** Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. 2010.

Bundesregierung. 2013. Deutschlands Zukunft gestalten. *Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD; 18. Legislaturperiode.* 2013.

Bundesverband Wärmepumpe. 2013. BWP-Branchenstudie 2013. August 2013.

Deutschland, Bundesrepublik. 2010. *Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.* 2010.

DIN V 18599. 2011. Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung. *Teil 5: Endenergiebedarf von Heizsystemen Vornorm.* Berlin : Beuth, Dezember 2011.

Drück, Harald. 2012(1). *Solarthermie I (Teil 1) - Manuskript zur Vorlesung.* Stuttgart : Universität Stuttgart - Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, 2012(1).

EEG. 2013. *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG).* 2013.

EEWärmeG. 2014. Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG). 2014.

Europäische Kommission. 2013. Trends to 2050 Reference Scenario 2013. 2013.

Fisch, Norbert, et al. 2007. *Wärmespeicher.* 4. Berlin : Solarpraxis AG Verlag, 2007.

Hauer, Andreas, Hiebler, Stefan und Reuß, Manfred. 2013. *Wärmespeicher.* [Hrsg.] FIZ Karlsruhe, Fraunhofer IRB Verlag und BINE Informationsdienst. 5., vollständig überarbeitete Auflage. Stuttgart : Fraunhofer IRB Verlag, 2013.

IWU. 2011. *Deutsche Gebäudetypologie.* Darmstadt : s.n., 2011.

KWKG. 2014. Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz). 2014.

Miara, Marek, et al. 2011. *Wärmepumpen Effizienz*. Freiburg : s.n., 2011.

VDI 4655. 2008. VDI 4655 Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen. Berlin : Beuth Verlag, Mai 2008.

Wünsch, Marco, et al. 2011. *Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien*. 2011. Studie.

7 Anhang

Zur Dokumentation wird in diesem Anhang im Folgenden der erste Zwischenbericht beigefügt.

**Kopplung von Strom- und Wärmemarkt vor
dem Hintergrund eines steigenden Anteils
erneuerbarer Energien**

Zwischenbericht Datenerhebung

Autoren: Gerda Schubert,
Frank Sensfuß, Marian Klobasa (ISI)
Bernd Eikmeier, Max Fette (BEI)
Michael Nast (DLR)

Karlsruhe, Bremen, Stuttgart, Juli 2011

Ansprechpartner:

Kontakt
Dr. Frank Sensfuß
Frank.Sensfuss@isi.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut für
System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe
Telefon +49 721 6809-133
Fax +49 721 6809-77-133

Weitere Autoren: Dr. Marian Klobasa, Gerda Schubert

Kontakt
Dr. Bernd Eikmeier
eikmeier@bremer-energie-institut.de

Bremer Energie Institut
College Ring 2 (Research V)
28759 Bremen
Telefon: +49421 / 200 48 85
Fax: +49421 / 200 48 77

Weitere Autoren: Max Fette



Kontakt
Michael Nast
Michael.Nast@dlr.de

Deutsches Zentrum für Luft- und
Raumfahrt (DLR)
Pfaffenwaldring 38-40
70569 Stuttgart
Telefon: +49 711 6862-424
Fax: +49 711 6862-747

Inhalt

Inhalt.....	3
Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	10
1 Einleitung	12
1.1 Zielsetzung	12
1.2 Vorgehensweise	12
2 Modellierung der gekoppelten Strom- und Wärmemärkte	14
2.1 PowerACE	14
2.1.1 Beschreibung Struktur PowerACE Optimierung.....	14
2.1.2 Eingangsdaten	15
2.1.3 Ergebnisse	16
2.2 Modellierung Wärmepumpen.....	16
2.2.1 Technische Parameter.....	17
2.2.2 Integration der Wärmepumpen in die Systemoptimierung.....	24
2.3 Modellierung KWK-Anlagen.....	25
2.3.1 Technische Parameter.....	25
2.3.2 Integration der KWK in die Systemoptimierung.....	30
2.4 Vollständige Modellierung.....	31
3 Entwicklung der Rahmenbedingungen bis 2050	32
3.1 CO ₂ -Preise	32
3.2 Brennstoffpreise	32
3.3 Energiebedarfsentwicklung.....	33
3.4 Diskontierung	34

3.5	Investitionen für erneuerbare Energien	34
3.6	Zentrale Parameter konventioneller Kraftwerke.....	35
4	Szenarien.....	37
4.1	Beschreibung der Szenariowelten.....	38
4.1.1	Referenz	38
4.1.2	CCS-Referenz.....	41
4.1.3	Referenz mit niedrigen CO ₂ -Preisen	45
4.2	Szenarien der integrierten Wärmepumpenoptimierung	47
4.2.1	Basisszenario.....	48
4.2.2	Sensitivität Speichergröße	51
4.2.3	Sensitivität Luftwärmepumpe	58
4.2.4	Szenariowelt CCS.....	61
4.2.5	Szenariowelt CO ₂ -Preis.....	65
4.3	Szenarien der integrierten KWK-Berechnung.....	68
4.3.1	Szenario ungekoppelte Wärmezeugung	69
4.3.2	Basisszenario KWK.....	70
4.3.3	Sensitivität fixe Anteile Erneuerbarer Energien	78
4.3.4	Sensitivität Gas	81
4.3.5	Szenariowelt CCS.....	86
4.3.6	Szenariowelt niedrige CO ₂ -Preise	92
4.4	Integrierte KWK- und Wärmepumpenoptimierung	97
4.4.1	Szenariowelt Referenz	97
4.4.2	Szenariowelt CCS.....	104
4.4.3	Szenariowelt niedrige CO ₂ -Preise	111
5	Fazit.....	118
6	Literatur	121
7	Anhang.....	123

Ansprechpartner:	2
Inhalt	3
Abbildungsverzeichnis	7
Tabellenverzeichnis	14
Abkürzungsverzeichnis	17
1 Einleitung (ISI)	18
1.1 Zielsetzung	18
1.2 Vorgehensweise	19
2 Wärmebedarf (BEI, ISI)	20
2.1 Wohngebäude (BEI)	20
2.2 GHD (BEI)	21
2.3 Industrie (ISI).....	22
3 Wärmebedarfsprofile (BEI, ISI)	27
3.1 Wohn- und Nichtwohngebäude (BEI).....	27
3.1.1 Vergleich verschiedener Klimaregionen in Deutschland	28
3.1.2 Einfluss der Klimaregion auf den Wärmebedarf	29
3.1.3 Grundprofile der geordneten Jahresdauerlinien von Bestandwohn- und Neubauwohngebäuden sowie Nichtwohngebäuden	32
3.1.4 Vergleich des Jahresheizwärmebedarfs verschiedener Wohngebäudetypen	35
3.1.5 Lastgangkurven der Fernwärmeversorgung	37
3.2 Industrie (ISI).....	47
3.2.1 Prozesswärme	47

3.2.2	Raumwärme.....	50
4	Wärmebereitstellung (ISI, DLR, BEI)	50
4.1	Status quo der Fernwärme in Deutschland (BEI)	51
4.2	Anlagen zur strombasierten Wärmeerzeugung (ISI, DLR).....	53
4.2.1	Wärmepumpen (DLR, ISI).....	53
4.2.2	Stromheizungen (ISI)	57
4.3	Betriebsweisen von Anlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeversorgung (ISI,DLR)	57
4.3.1	Wärmeauskopplung aus Großkraftwerken/Fernwärmenetze (ISI).....	58
4.3.2	Wärmeerzeugung in BHKW (ISI).....	59
4.3.3	Biogasanlagen (DLR).....	60
4.3.4	Holz-Heizkraftwerk (DLR).....	62
4.3.5	Stirling-Motoren (DLR)	62
4.3.6	Mitverbrennung (DLR).....	62
4.3.7	Müllheizkraftwerke (DLR)	62
4.3.8	Sonstige Biomasse-KWK-Anlagen (DLR).....	63
4.4	Anlagendaten zur KWK (ISI)	63
4.4.1	Kraftwerksdatenbanken	63
4.4.2	Anlagendaten zur Fernwärme	64
4.4.3	KWK Eigenerzeugung Industrie	64
4.4.4	Biogene Brennstoffe.....	69
5	Literatur	70
6	Anhang:	72
6.1	Abgleich der UBA-Datenbank mit Betreiberdaten.....	72
6.2	Zuordnung Klassifikation des Statistischen Bundesamtes zu den Branchen der Anwendungsbilanzen	73

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Arbeitspakete.....	13
Abbildung 2 PowerACE Eingabedaten und Ergebnisse.....	15
Abbildung 3 Wärmepumpensystem im Modell.....	17
Abbildung 4 Durch Wärmepumpen gedeckte Endenergienachfrage der betrachteten Gebäudetypen.....	20
Abbildung 5 Leistungszahlen verschiedener Wärmepumpen nach (DIN V 18599, 2011).....	22
Abbildung 6 Lineare Regression des Wärmebedarfsprofils von Fernwärmenetzen.....	26
Abbildung 7 Fehleranalyse des Näherungsverfahrens.....	26
Abbildung 8 Stündliche Wärmebedarfszeitreihe für Fernwärmenetze.....	27
Abbildung 9 Typtage zur Ermittlung des Wärmeprofiles der Industrie (eigene Erhebungen).....	30
Abbildung 10 Entwicklung der Brennstoffpreise (Europäische Kommission, 2013).....	33
Abbildung 11 Entwicklung der Stromnachfrage in TWh.....	34
Abbildung 12 Entwicklung der spezifischen Investitionen für erneuerbare Energien.....	35
Abbildung 13 Strommix und installierte Leistung im Referenzszenario.....	39
Abbildung 14 Entwicklung der CO ₂ -Emissionen im Referenzszenario.....	41
Abbildung 15 Strommix und installierte Leistung im Referenzszenario CCS.....	43
Abbildung 16 Entwicklung der CO ₂ -Emissionen im Referenzszenario CCS.....	45
Abbildung 17 Strommix und installierte Leistung im Referenzszenario mit niedrigen CO ₂ -Preisen.....	46
Abbildung 18 Entwicklung der CO ₂ -Emissionen im Referenzszenario mit niedrigen CO ₂ -Preisen.....	47
Abbildung 19 Strommix des Wärmepumpenstroms und Änderung der installierten Leistung im Vergleich zum Referenzszenario.....	50
Abbildung 20 Strommix des Wärmepumpenstroms ohne Wärmespeicher und Änderung der installierten Leistung im Vergleich zum Referenzszenario.....	53

Abbildung 21 Strommix des Wärmepumpenstroms mit 12h Wärmespeicher und Änderung der installierten Leistung im Vergleich zum Referenzszenario	55
Abbildung 22 Veränderung des EE-Anteils durch die zusätzliche Stromnachfrage von Wärmepumpen.....	56
Abbildung 23 Spezifische Emissionen der Wärmepumpen.....	57
Abbildung 24 Veränderung des EE-Anteils durch die zusätzliche Stromnachfrage von Luftwärmepumpen.....	60
Abbildung 25 Spezifische Emissionen der Luftwärmepumpen	61
Abbildung 26 Strommix des Wärmepumpenstroms und Änderung der installierten Leistung im Vergleich zur Referenz CCS	62
Abbildung 27 Veränderung des EE-Anteils durch die zusätzliche Stromnachfrage von Wärmepumpen (CCS).....	63
Abbildung 28 Spezifische Emissionen der Wärmepumpen (CCS).....	63
Abbildung 29 Strommix des Wärmepumpenstroms und Änderung der installierten Leistung im Vergleich zur Referenz niedrige CO ₂ -Preise.....	65
Abbildung 30 Veränderung des EE-Anteils durch die zusätzliche Stromnachfrage von Wärmepumpen (niedriger CO ₂ -Preis)	66
Abbildung 31 Spezifische Emissionen der Wärmepumpen (niedriger CO ₂ - Preis)	67
Abbildung 32 Wärmeerzeugung in Industrie und Fernwärme bei ungekoppelter Wärmeerzeugung	69
Abbildung 33 Änderungen der Stromerzeugung durch Elektrodenheizkessel bei ungekoppelter Wärmeerzeugung im Vergleich zum Referenzszenario	70
Abbildung 34 Wärmebereitstellung in der Industrie im Basisszenario KWK.....	71
Abbildung 35 Wärmebereitstellung in der Fernwärme im Basisszenario KWK	73
Abbildung 36 Änderungen der Stromerzeugung, Basisszenario KWK im Vergleich zum Referenzszenario.....	74
Abbildung 37 KWK-Anteil an der Stromerzeugung im Basisszenario KWK	75
Abbildung 38 EE-Anteil im Basisszenario KWK.....	76
Abbildung 39 CO ₂ -Emissionen im Basisszenario KWK	77

Abbildung 40 Systemkosten im Basisszenario KWK und bei ungekoppelter Erzeugung	78
Abbildung 41 Änderungen der Stromerzeugung, Szenario Mindest-EE-Quote im Vergleich zum Referenzszenario	79
Abbildung 42 KWK-Anteile im Szenario Mindest-EE-Quote.....	79
Abbildung 43 EE-Anteile im Szenario Mindest-EE-Quote	80
Abbildung 44 CO ₂ -Emissionen im Szenario Mindest-EE-Quote.....	80
Abbildung 45 Systemkosten im Basisszenario KWK und bei ungekoppelter Erzeugung	81
Abbildung 46 Wärmebereitstellung in Industrie und Fernwärme im Szenario Gas-KWK	82
Abbildung 47 Änderungen der Stromerzeugung, Szenario Gas-KWK im Vergleich zum Referenzszenario	83
Abbildung 48 KWK-Anteile an der Stromversorgung im Szenario Gas-KWK	84
Abbildung 49 EE-Anteile im Szenario Gas-KWK.....	84
Abbildung 50 CO ₂ -Emissionen im Szenario Gas-KWK	85
Abbildung 51 Systemkosten im Szenario Gas-KWK.....	85
Abbildung 52 Wärmebereitstellung in der Industrie im CCS-Basisszenario KWK.....	87
Abbildung 53 Wärmebereitstellung in der Fernwärme im CCS-Basisszenario KWK.....	87
Abbildung 54 Änderungen der Stromerzeugung, Basisszenario KWK im Vergleich zum Referenzszenario in der Szenariowelt CCS.....	88
Abbildung 55 KWK- Anteile in der Szenariowelt CCS	90
Abbildung 56 EE-Anteile in der Szenariowelt CCS	90
Abbildung 57 CO ₂ -Emissionen in der Szenariowelt CCS	91
Abbildung 58 Systemkosten in der Szenariowelt CCS.....	91
Abbildung 59 Wärmebereitstellung in der Industrie „im niedrige CO ₂ -Preise - Basisszenario KWK“	92
Abbildung 60 Wärmebereitstellung in der Fernwärme im „niedrige CO ₂ -Preise - Basisszenario KWK“	93

Abbildung 61 Änderungen der Stromerzeugung Basisszenario KWK im Vergleich zum Referenzszenario in der Szenariowelt niedrige CO ₂ -Preise	94
Abbildung 62 KWK- Anteile in der Szenariowelt „niedrige CO ₂ -Preise“	95
Abbildung 63 EE-Anteile in der Szenariowelt „niedrige CO ₂ -Preise“	95
Abbildung 64 CO ₂ -Emissionen in der Szenariowelt „niedrige CO ₂ -Preise“	96
Abbildung 65 Systemkosten in der Szenariowelt „niedrige CO ₂ -Preise“	96
Abbildung 66 Wärmebereitstellung in der Industrie bei vollständiger Optimierung	97
Abbildung 67 Wärmebereitstellung in der Fernwärme bei vollständiger Optimierung	98
Abbildung 68 Änderungen der Stromerzeugung bei vollständiger Optimierung im Vergleich zum Referenzszenario	99
Abbildung 69 Strommix der Wärmepumpen bei vollständiger Optimierung im Vergleich zum Basisszenario KWK	100
Abbildung 70 KWK-Anteil im Basisszenario KWK und bei vollständiger Optimierung	101
Abbildung 71 EE-Anteile im Basisszenario KWK und bei getrennter und vollständiger Optimierung	101
Abbildung 72 CO ₂ -Emissionen im Basisszenario KWK und bei getrennter und vollständiger Optimierung	102
Abbildung 73 Spezifische Emissionen der Industrie (100°C-500°C), Fernwärme und Wärmepumpen im vollständig optimierten Szenario	103
Abbildung 74 Wärmebereitstellung in der Industrie bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt CCS	105
Abbildung 75 Wärmebereitstellung in der Fernwärme bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt CCS	106
Abbildung 76 Änderungen der Stromerzeugung, bei vollständiger Optimierung im Vergleich zum Referenzszenario in der Szenariowelt CCS	107
Abbildung 77 Strommix der Wärmepumpen bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt CCS	107
Abbildung 78 KWK-Anteil im Basisszenario KWK und bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt CCS	108

Abbildung 79 EE-Anteil im Basisszenario KWK und bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt CCS	109
Abbildung 80 CO ₂ -Emissionen im Basisszenario KWK und bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt CCS	110
Abbildung 81 Spezifische Emissionen der Industrie (100°C-500°C), Fernwärme und Wärmepumpen im vollständig optimierten Szenario in der Szenariowelt CCS.....	111
Abbildung 82 Wärmebereitstellung in der Industrie bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt niedrige CO ₂ -Preise.....	112
Abbildung 83 Wärmebereitstellung in der Fernwärme bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt niedrige CO ₂ -Preise.....	112
Abbildung 84 Änderungen der Stromerzeugung, bei vollständiger Optimierung im Vergleich zum Referenzszenario in der Szenariowelt niedrige CO ₂ -Preise.....	113
Abbildung 85 Strommix der Wärmepumpen bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt niedrige CO ₂ -Preise.....	114
Abbildung 86 KWK-Anteil im Basisszenario KWK und bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt niedrige CO ₂ -Preise.....	115
Abbildung 87 EE-Anteil im Basisszenario KWK (40_CHP) und bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt niedrige CO ₂ -Preise	115
Abbildung 88 CO ₂ -Emissionen im Basisszenario KWK und bei vollständiger Optimierung in der Szenariowelt niedrige CO ₂ -Preise.....	116
Abbildung 89 spezifische Emissionen der Wärmepumpen im vollständig optimierten Szenario in der Szenariowelt niedrige CO ₂ -Preise	117
Abbildung 1-1: Arbeitspakete	19
Abbildung 2-1: Brennstoff- und Strombedarf in der Industrie	23
Abbildung 2-2: Strombedarf in der Industrie, branchenspezifisch	24
Abbildung 2-3: Brennstoffbedarf in der Industrie, branchenspezifisch	25
Abbildung 2-4: Temperaturniveau des Wärmebedarfs in der Industrie, branchenspezifisch.....	26
Abbildung 3-1: Maximaler Klimaeinfluss auf die geordnete Jahresdauerlinie bei einem KMH in BHKW Plan.....	30

Abbildung 3-2:	Mittlerer Klimaeinfluss auf die geordnete Jahresdauerlinie bei einem KMH in BHKW Plan	31
Abbildung 3-3:	Klimaeinfluss auf die geordnete Jahresdauerlinie bei ausgewählten NWG	32
Abbildung 3-4:	Sortierte Jahresdauerlinien von Bestandswohngebäuden	33
Abbildung 3-5:	Entwicklung des spezifischen Jahresheizwärmebedarfs verschiedener Gebäudetypen in Abhängigkeit des Baujahres (Klimaregion Essen)	36
Abbildung 3-6:	Geordnete Jahresdauerlinie des Fernwärmenetzes B für die Jahre 2006 bis 2010	39
Abbildung 3-7:	Anteile der Monatssummen an der jeweiligen Jahressumme des Fernwärmenetzes B für die Jahre 2006 bis 2010	39
Abbildung 3-8:	Ungeordnetes Wärmeeinspeiseprofil (Tageswerte) von Netz B im Jahr 2009.....	40
Abbildung 3-9:	Stündliche Netzeinspeisung im Netz B im Jahr 2009 in Abhängigkeit der Außenlufttemperatur	41
Abbildung 3-10:	Charakteristik von ausgewählten Tagesprofilen unterschiedlicher Jahreszeiten im Netz B in 2009 (Werktage, Absolutwerte).....	42
Abbildung 3-11:	Charakteristik von Tagesprofilen unterschiedlicher Jahreszeiten im Netz B in 2009 (Werktage, normierte Darstellung).....	43
Abbildung 3-12:	Charakteristik von Tagesprofilen unterschiedlicher Jahreszeiten im Netz B in 2009, (Wochenendtage, normierte Darstellung).....	44
Abbildung 3-13:	Vergleich der geordneten Jahresdauerlinie von drei Fernwärmenetzen für das Jahre 2009 (normierte Darstellung).....	45
Abbildung 3-14:	Anteile der Monatssummen an der jeweiligen Jahressumme von drei Fernwärmenetzen für das Jahr 2009.....	46
Abbildung 3-15:	Anteile der Tagessummen an der jeweiligen Jahressumme von drei Fernwärmenetzen für das Jahr 2009	46
Abbildung 3-16:	Ableitung stündlicher Wärmeprofile für Prozesswärmebedarf in der Industrie	47

Abbildung 3-17:	Jahresverlauf der geleisteten Arbeitsstunden	49
Abbildung 3-18:	stündlicher Prozesswärmebedarf im Papiergewerbe	49
Abbildung 3-19:	stündlicher Raumwärmebedarf im Papiergewerbe.....	50
Abbildung 4-1:	Wärmepumpenabsatz 1978 bis 2009 nach Wärmequellentyp.....	53
Abbildung 4-2:	Verteilung der Wärmepumpentypen im Anlagenbestand	54
Abbildung 4-3:	Entwicklung des Anteils an Wärmepumpen in fertiggestellten Neubauten von 1997 bis 2009	55
Abbildung 4-4:	Netto-Stromerzeugung insgesamt und Netto-KWK- Stromerzeugung in der Industrie seit 1998 bis 2009	65
Abbildung 4-5:	Installierte elektrische Bruttoleistung nach Anlagenart in der Industrie von 1998 bis 2009.....	66
Abbildung 4-6:	KWK-Stromerzeugung nach Anlagenarten in der Ernährungs-, Papier-, Chemie- und Metallindustrie sowie bei Kokereien/Raffinerien in 2002 und 2009	67
Abbildung 4-7:	Brennstoffeinsatz in KWK-Anlagen der Industrie	68
Abbildung 4-8:	Brennstoffeinsatz in unterschiedlichen Industriesektoren in 2009	69

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Technische Gebäudeparameter	19
Tabelle 2 Gewichtung der Gebäudetypen und Modernisierungsstufen.....	19
Tabelle 3 Anteile des Warmwasserbedarfs in den Szenariojahren	21
Tabelle 4 Gewichtung der Wärmepumpen nach Wärmequellen	21
Tabelle 5 Entwicklung des durch Wärmepumpen gedeckten Heizwärmebedarfs	23
Tabelle 6 Zubauoptionen KWK.....	28
Tabelle 7 Zubauoptionen Heizkessel	28
Tabelle 8 Entwicklung des Wärmebedarfs in Fernwärmenetzen	29
Tabelle 9 angenommene Entwicklung des Wärmebedarfs in der Industrie.....	30
Tabelle 10 CO ₂ -Preisfad. (Preise in EUR ₂₀₁₀)	32
Tabelle 11 Übersicht zentrale Kraftwerkparameter (eigene Annahmen)	36
Tabelle 12 Übersicht der berechneten Szenarien.....	37
Tabelle 13 Anteil Erneuerbarer Stromerzeugung im Referenzszenario ohne Wärmepumpen	40
Tabelle 14 Anteil fossiler Stromerzeugung im Referenzszenario ohne Wärmepumpen	40
Tabelle 15 Übersicht zentrale Kraftwerkparameter CCS (eigene Annahmen).....	42
Tabelle 16 Anteil Erneuerbarer Stromerzeugung im Referenzszenario mit CCS	43
Tabelle 17 Anteil fossiler Stromerzeugung im Referenzszenario mit CCS.....	43
Tabelle 18 CO ₂ -Preisfad in der Sensitivitätsanalyse. (Preise in EUR ₂₀₁₀)	45
Tabelle 19 Anteil Erneuerbarer Stromerzeugung im Referenzszenario mit niedrigen CO ₂ -Preisen	46
Tabelle 20 Anteil fossiler Stromerzeugung im Referenzszenario mit niedrigen CO ₂ -Preisen.....	46
Tabelle 21 Szenarien der Wärmepumpenoptimierung.....	48
Tabelle 22 Entwicklung von Heizstrombedarf und Jahresarbeitszahlen mit zwei Stunden Wärmespeicher.....	49
Tabelle 23 Strommix des Wärmepumpenstroms im Basisszenario	51

Tabelle 24 Entwicklung von Heizstrombedarf und Jahresarbeitszahlen ohne Wärmespeicher	51
Tabelle 25 Strommix des Wärmepumpenstroms ohne Wärmespeicher	53
Tabelle 26 Entwicklung von Heizstrombedarf und Jahresarbeitszahlen mit 12 Stunden Wärmespeicher	54
Tabelle 27 Strommix des Wärmepumpenstroms mit 12 Stunden Wärmespeicher	55
Tabelle 28 Entwicklung von Heizstrombedarf und Jahresarbeitszahlen von Luft-Wasser-Wärmepumpen mit 2 Stunden Wärmespeicher	58
Tabelle 29 Entwicklung von Heizstrombedarf und Jahresarbeitszahlen von Luft-Wasser-Wärmepumpen ohne Wärmespeicher	59
Tabelle 30 Entwicklung von Heizstrombedarf und Jahresarbeitszahlen von Luft-Wasser-Wärmepumpen mit 12 Stunden Wärmespeicher	59
Tabelle 31 Strommix des Wärmepumpenstroms im Szenario Luftwärmepumpen mit 2 Stunden Wärmespeicher	60
Tabelle 32 Strommix des Wärmepumpenstroms bei Verfügbarkeit von CCS-Technologien.....	62
Tabelle 33 Strommix des Wärmepumpenstroms bei niedrigem CO ₂ -Preis	66
Tabelle 34 Szenarien der KWK-Optimierung	68
Tabelle 35 Minimale EE-Anteile im Szenario Mindest-EE-Quote	78
Tabelle 2-1: Endenergiebedarf für Wärme im Sektor Private Haushalte im Jahr 2008.....	20
Tabelle 2-2: Endenergiebedarf für Wärme im Sektor GHD im Jahr 2008	21
Tabelle 3-1: Vergleich verschiedener Klimaregionen (Auswahl)	29
Tabelle 3-2: Vergleich ausgewählter Grundprofile (Klimaregion Hannover).....	34
Tabelle 3-3: Jahresheizwärmebedarf von Ein- und Zweifamilienhäusern in Abhängigkeit von Baualter und Sanierungszustand (Klimaregion Essen)	35
Tabelle 3-4: Darstellung ausgewählter NWG (Klimaregion Hannover)	37
Tabelle 3-5: Grunddaten ausgewählter Fernwärmenetz-Datensätze mit hoher Qualität und der verfügbaren Jahre	38

Tabelle 3-6:	Jahresverlauf der geleisteten Arbeitsstunden in den einzelnen Branchen	48
Tabelle 4-1:	Status quo der Fernwärme in Deutschland (im Jahr 2009).....	52
Tabelle 4-2:	Anlagenbestand in der UBA Kraftwerksdatenbank (Stand 08.04.2011).....	63
Tabelle 4-3:	Anlagendaten AGFW (Werte für das Jahr 2009)	64
Tabelle 4-4:	Anlagenbestand 2010 biogene Brennstoffe.....	69

Abkürzungsverzeichnis

BHKW	Blockheizkraftwerk
BWP	Bundesverband Wärmepumpe e.V.
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GMH	große Mehrfamilienhäuser
GuD	Gas- und Dampfturbinenanlagen
HS	Hausstation
KMH	kleine Mehrfamilienhäuser
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
NWG	Nichtwohngebäude
TRY	Test Reference Year
WG	Wohngebäude

1 Einleitung (ISI)

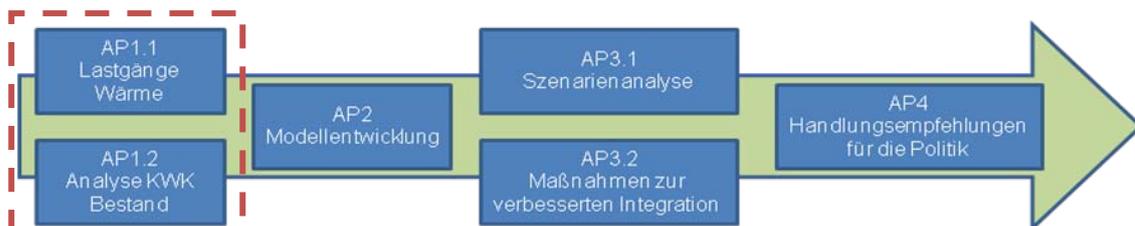
1.1 Zielsetzung

Der Ausbau erneuerbarer Energien wird national und international als wesentlicher Bestandteil einer Nachhaltigkeitsstrategie angesehen. Die EEG Novelle aus dem Jahre 2008 sieht für das Jahr 2020 in Deutschland ein Ziel von 30% Anteil an der Stromerzeugung vor (BMU 2008). Im aktuellen Gesetzesentwurf wird die Zielmarke auf mindestens 35% im Jahr 2020 erhöht. Für die Zeit nach 2020 wird mit weiterhin deutlich wachsenden Anteilen von erneuerbaren Energien gerechnet, wobei bis 2030 ein Anteil von mindestens 50% und bis 2050 ein Anteil von mindestens 80% erneuerbarer Energien im deutschen Stromsystem erreicht werden soll (BMU 2011a). Im Bereich der erneuerbaren Wärme wird durch das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz ein Anteil der erneuerbaren Energien am Energieverbrauch für Wärme- und Kälte von 14% bis zum Jahr 2020 angestrebt (BMU 2011b). Gleichzeitig ist durch das KWK-Gesetz ein Ausbauziel für die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen von 25 % definiert worden, dass nach den Beschlüssen von Meseberg bis 2020 erreicht sein soll (BMU 2007). Ein solcher dynamischer Ausbau erneuerbarer Energien und der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen stellt nicht nur erhebliche Anforderungen an die technische und ökonomische Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien, sondern insbesondere auch an das Energiesystem insgesamt. Das übrige Energiesystem unterliegt angebots- wie nachfrageseitig in einem solchen Szenario einem sehr starken Anpassungsdruck, welcher neben dem Stromsektor auch den Wärmesektor tangieren wird. Die hohen Ausbauziele für erneuerbare Energien im Stromsektor werfen zunehmend die Frage auf, welche Situationen im Stromversorgungssystem bei sehr hoher Einspeisung erneuerbarer Energien entstehen und welche Rückwirkungen dies auf den Betrieb von KWK-Anlagen ausübt. Bei den KWK-Anlagen stellt sich die Frage, ob eine für einen wirtschaftlichen Betrieb ausreichend lange Betriebszeit von KWK-Anlagen sichergestellt werden kann. Mittelfristig kann über KWK Anlagen und Wärmeerzeugung mit Hilfe elektrischer Energie (z.B. Wärmepumpen) eine verstärkte Kopplung von Strommarkt und Wärmemarkt entstehen. Für einen weiteren Ausbau und eine verstärkte Marktdiffusion erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmemarkt sowie von KWK-Anlagen ist eine integrierte Betrachtung der beiden Märkte daher unerlässlich. Eine Besonderheit im Rahmen dieses Projektes ist eine zeitlich hoch aufgelöste Analyse des Strom- und Wärmemarktes. Dabei sollen insbesondere Maßnahmen zu einer verbesserten Systemintegration erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmemarkt unter technischen und ökonomischen Aspekten modellgestützt analysiert werden.

1.2 Vorgehensweise

Um eine detaillierte Analyse der Zusammenhänge zwischen Strom- und Wärmemarkt zu ermöglichen, soll das Strommarktmodell PowerACE um eine Abbildung des Wärmemarktes, insbesondere der KWK-Anlagen und der Wärmepumpen-Heizungen, erweitert werden. In diesem Zusammenhang ist eine zeitlich hoch aufgelöste Abbildung der Wärmenachfrage von großer Bedeutung, um Auswirkungen auf den Strommarkt abbilden zu können (AP1.1). Weiterhin kommt einer detaillierten Abbildung des KWK-Anlagenbestandes in Industrie, Fernwärme und EEG eine wichtige Bedeutung als Datenbasis zu (AP1.2). Im weiteren Verlauf des Projektes wird ein detailliertes Wärmemodell entwickelt und mit dem Strommarktmodell PowerACE gekoppelt (AP2). Mit Hilfe des entwickelten Modells werden Szenarien analysiert (AP3.1) und Maßnahmen für eine verbesserte Zielerreichung und Systemintegration erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmemarkt analysiert (AP3.2). Im letzten Arbeitspaket (AP4) sollen dann aus den vorangegangenen Analysen Handlungsempfehlungen abgeleitet werden. Eine Übersicht zur Struktur der Arbeitspakete findet sich in Abbildung 1.

Abbildung 1-1: Arbeitspakete



1. Zwischenbericht

In diesem 1. Zwischenbericht wird die Aufbereitung der Datenbasis für die Modellierung dargestellt. Dabei konzentriert sich der Bericht auf die Datenbasis für die Modellierung der Deckung der Wärmenachfrage, da es bereits eine Vielzahl von Studien zur Modellierung des Stromsektors gibt. Die Darstellung der Datengrundlage orientiert sich an den drei Kategorien Wärmebedarf, Profile des Wärmebedarfs und Wärmebereitstellung.

2 Wärmebedarf (BEI, ISI)

In diesem Kapitel werden zentrale Informationen zum Wärmebedarf dargestellt. Der Fokus liegt hierbei auf Wohngebäuden, GHD, und Industrie. Dabei werden insbesondere die Energieträger und der Einsatzbereich der Wärme näher betrachtet.

2.1 Wohngebäude (BEI)

In Tabelle 2-1 ist der Endenergiebedarf für Wärmeanwendungen im Sektor Private Haushalte unterteilt nach Energieträgern und Wärmenutzungsart abgebildet. Der Gesamtwärmebedarf im Sektor Wohngebäude wird zu ca. 80% durch die Raumwärme bestimmt. Die wichtigsten Energieträger sind Gas und Erdöl mit einem Anteil von zusammen rund 70 %, danach folgen Strom und erneuerbare Energien.

Tabelle 2-1: Endenergiebedarf für Wärme im Sektor Private Haushalte im Jahr 2008

Gesamtwärmebedarf im Sektor Private Haushalte (Stand 2008): 2.313,1 PJ						
Energieträger	Raumwärme		Warmwasser		(sonstige) Prozesswärme	
	PJ	%	PJ	%	PJ	%
Öl	559,8	24,2	86,9	3,8		
Gas	801,5	34,6	163,9	7,1	3,4	0,1
Strom	60,4	2,6	61,8	2,7	137,3	5,9
Fernwärme	151,3	6,5	12,8	0,6		
Kohle	40,9	1,8	3,8	0,2		
Erneuerbare	218,7	9,5	10,6	0,5		
Summe	1.832,5	79,2	339,8	14,7	140,7	6,1

Quelle: BMWi, 2011

Durch die relativ homogene Nutzungsstruktur in diesem Bereich gelingt es recht gut, den Wärmebedarf von Einzelobjekten oder Teilmengen über eine Gebäudetypologie zu beschreiben. Zentrale Parameter sind zumeist der flächenspezifische Raumwärmebedarf sowie eine mittlere Gebäudenutz- oder -wohnfläche, beides jeweils aufgelöst nach Gebäudetyp und Baualtersklasse. In Kapitel 3 wird die im Simulationsprogramm „BHKW Plan“ hinterlegte Typologie näher vorgestellt.

2.2 GHD (BEI)

In Tabelle 2-2 ist der Endenergiebedarf für Wärmeanwendungen im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) unterteilt nach Energieträgern und Wärmenutzungsart dargestellt. Im Gegensatz zum Sektor Private Haushalte liegt der Anteil des Prozesswärmebedarfs deutlich höher. Bei den eingesetzten Energieträgern dominieren wie zuvor Gas und Öl, gefolgt jedoch von Fernwärme mit einem Anteil von rund 17 %. Dies ist begründet in den deutlich höheren Einzelobjektverbräuchen bei GHD im Vergleich zu den Wohngebäuden, was eine kostengünstigere Versorgung mit Fernwärme ermöglicht.

Tabelle 2-2: Endenergiebedarf für Wärme im Sektor GHD im Jahr 2008

Gesamtwärmebedarf im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (Stand 2008): 913,6 PJ						
Energieträger	Raumwärme		Warmwasser		(sonstige) Prozesswärme	
	PJ	%	PJ	%	PJ	%
Öl	195,4	21,4	18,9	2,1	33,6	3,7
Gas	346,6	37,9	22,2	2,4	47,9	5,2
Strom	29,3	3,2	11,9	1,3	24,4	2,7
Fernwärme	138,1	15,1	8,9	1,0	10,2	1,1
Kohle	13,8	1,5				
Erneuerbare	7,3	0,8	3,7	0,4	1,4	0,2
Summe	730,5	80,0	65,5	7,2	117,5	12,9

Quelle: BMWi, 2011

Der Sektor GHD bzw. die Menge der Nicht-Wohngebäude ist durch eine schlechtere statistische Datenlage sowie eine aufgrund der vielfältigen Nutzungsarten geringere Homogenität geprägt. Dies erschwert die Erstellung und Anwendung einer Gebäudetypologie erheblich. So wundert es nicht, dass die in BHKW Plan (siehe Kapitel 3.1) hinterlegten Typgebäude nur einen Teilmenge des Sektors GHD abdecken (siehe Kapitel 3).

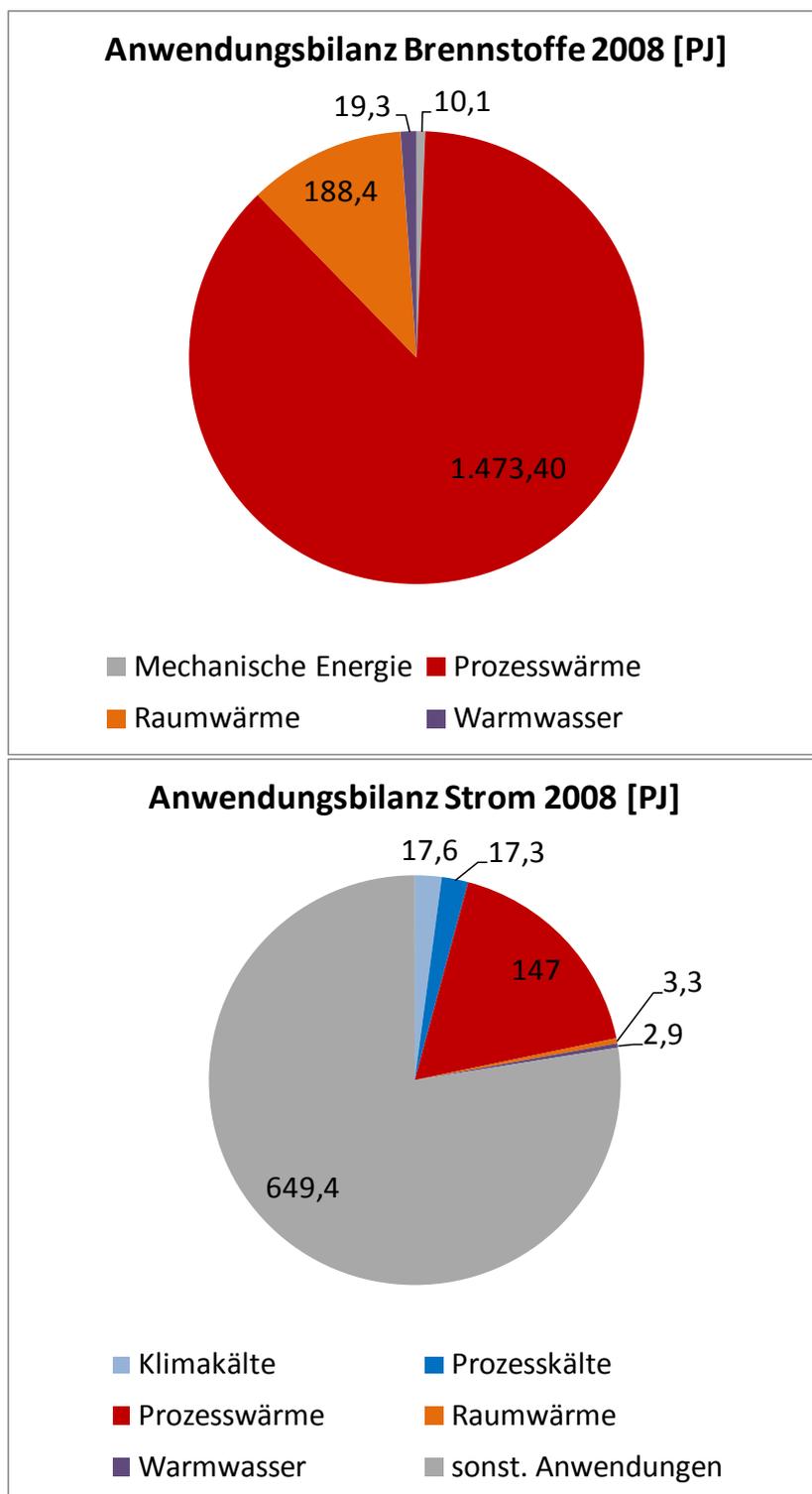
Alternativ bietet sich ein Weg an, der sich weniger an den Gebäudeausprägungen orientiert als vielmehr an der im Gebäude stattfindenden Nutzung: bei einem beschäftigungsspezifischen Ansatz wird je nach Wirtschaftszweig bzw. Nutzungsart ein spezifischer Bedarfswert zugrunde gelegt, welcher dann mit der jeweiligen Zahl an Beschäftigten multipliziert wird. Solche Bedarfswerte ergeben sich aus geeigneten Detailunter-

suchungen einzelner Wirtschaftszweige. Dieses Verfahren ist bei der Betrachtung von größeren Mengen recht gut geeignet; es lässt sich allerdings nur bedingt auf kleinräumige Teilbereiche anwenden, denn die gebäudescharfe Zuordnung von Beschäftigtenzahlen ist nur sehr eingeschränkt möglich. Dafür gibt es vor allem zwei Gründe. Die genaue Erfassung und Zuordnung der Beschäftigtenzahlen ist sehr schwierig (Anzahl Vollzeit- / Teilzeitbeschäftigte sowie Beschäftigte in Unternehmen / an der konkreten Arbeitsstätte = Gebäude); außerdem ist die Bedarfs-Bandbreite innerhalb einer Branche sehr groß, so dass ein Branchenmittelwert zwar eine größere Gesamtheit vieler Betriebe gut wiedergibt, aber nicht repräsentativ ist für eine zu kleine Menge oder gar für Einzelbetriebe/-gebäude.

2.3 Industrie (ISI)

In der Industrie wird der Wärmebedarf zu einem großen Teil durch Brennstoffe (inklusive Fernwärmenutzung) gedeckt, es wird jedoch auch Strom zur Wärmebereitstellung genutzt. Zur Wärmebereitstellung in der Industrie wurden 2008 1681 PJ Brennstoffe und 153 PJ Strom eingesetzt. In Abbildung 2-1 wird deutlich, dass ein Großteil der eingesetzten Brennstoffe zur Wärmeerzeugung genutzt wird, wobei die Prozesswärme den größten Anteil ausmacht. Insbesondere im Bereich der Grundstoffchemie, der Metallherzeugung und der Nicht-Eisen-Metalle wird auch Strom zur Bereitstellung von Prozesswärme benötigt.

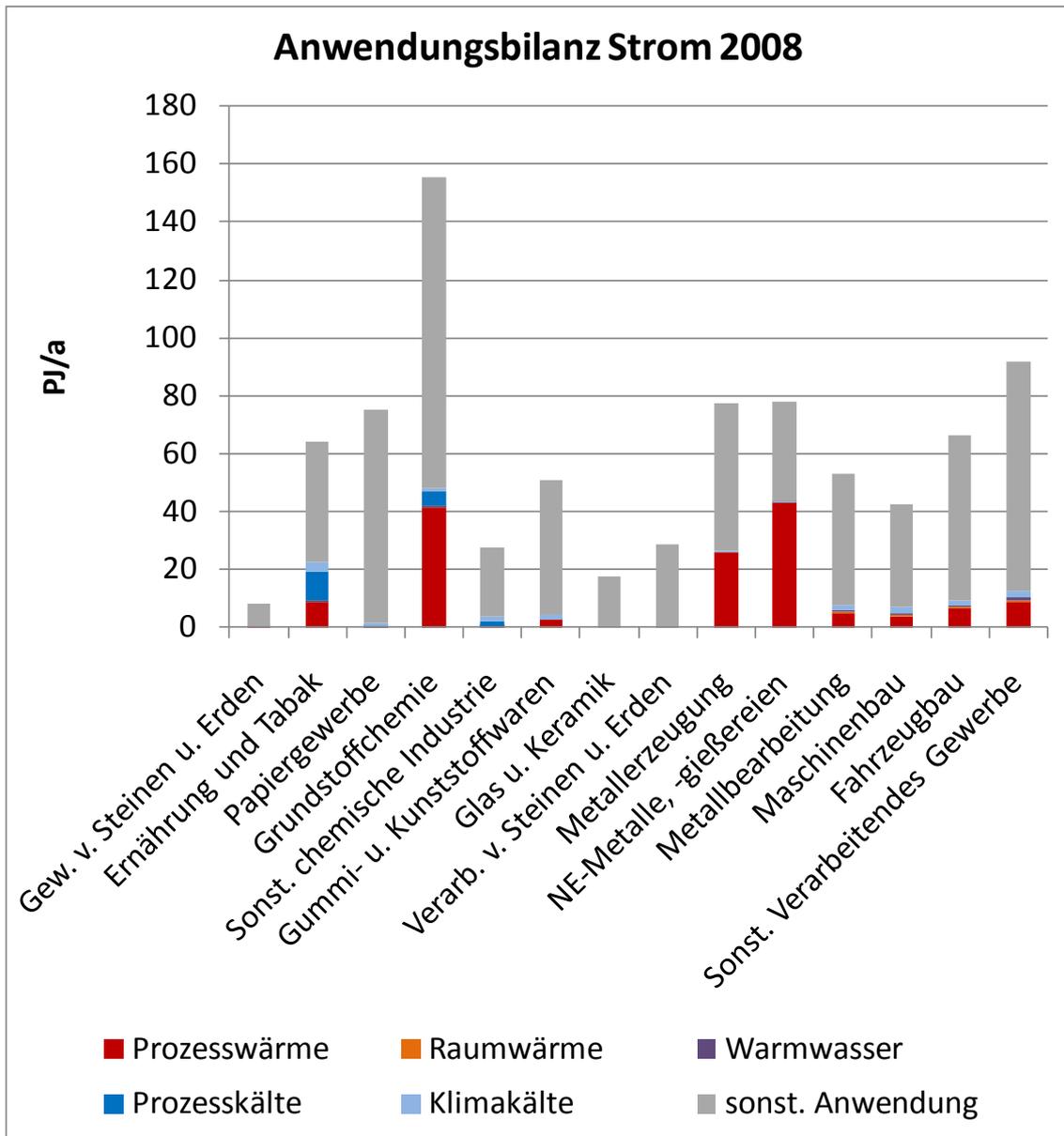
Die Anwendungszwecke des eingesetzten Stroms (siehe Abbildung 2-2) unterscheiden sich in den einzelnen Branchen. Insbesondere bei Elektrolyse- und Schmelzprozessen in der Metall- und Chemieindustrie (Aluminium- und Chlorherstellung) wird elektrischer Strom zur Bereitstellung von Prozesswärme genutzt.



Quelle: Fraunhofer ISI 2011

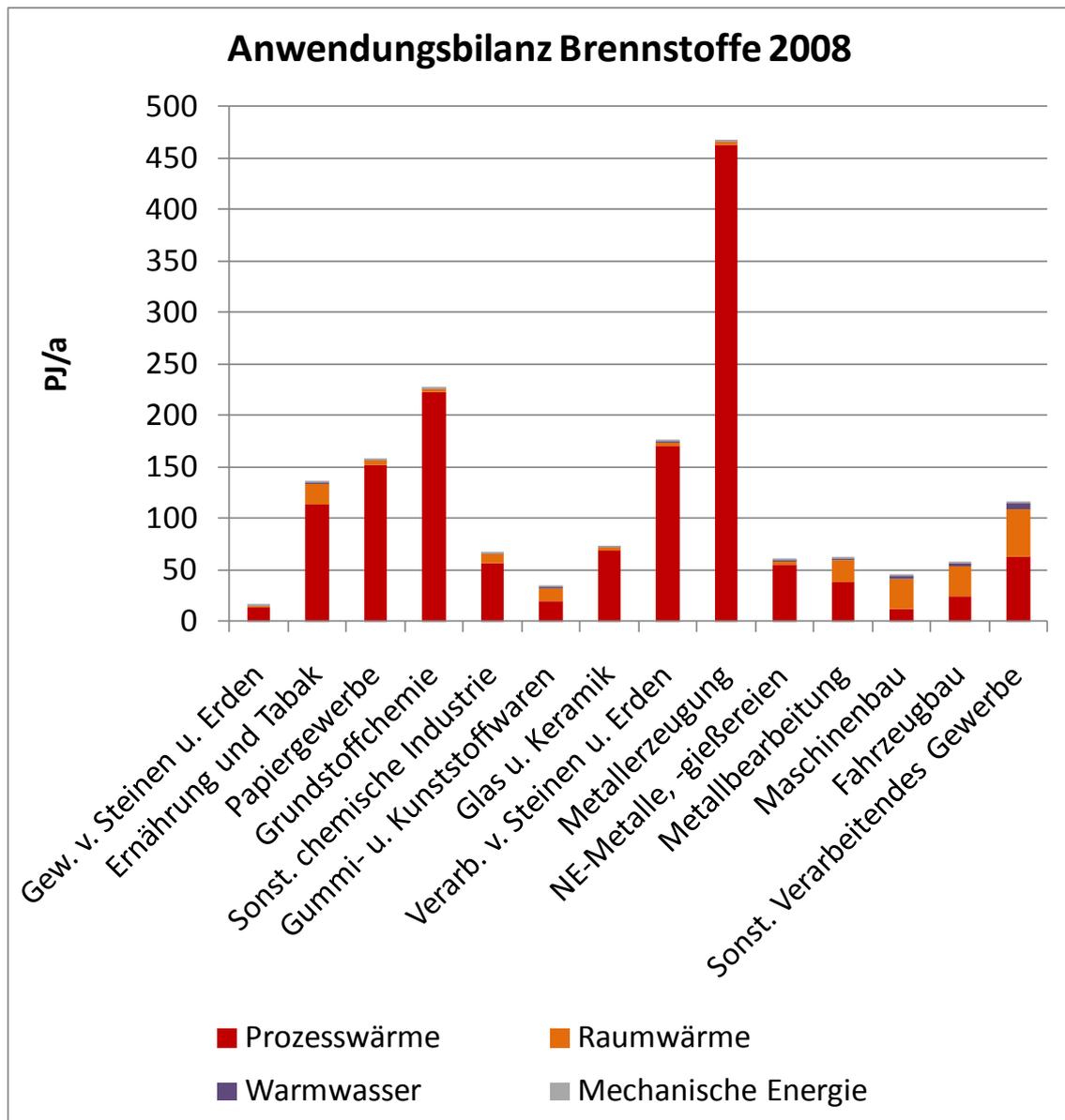
Abbildung 2-1: Brennstoff- und Strombedarf in der Industrie

Die eingesetzten Brennstoffe (Abbildung 2-3) werden in fast allen Branchen zur Bereitstellung von Prozesswärme verwendet, lediglich im Maschinen- und Fahrzeugbau sowie im sonstigen verarbeitenden Gewerbe übersteigt der Raumwärmebedarf den Prozesswärmebedarf.



Quelle: Fraunhofer ISI 2011

Abbildung 2-2: Strombedarf in der Industrie, branchenspezifisch

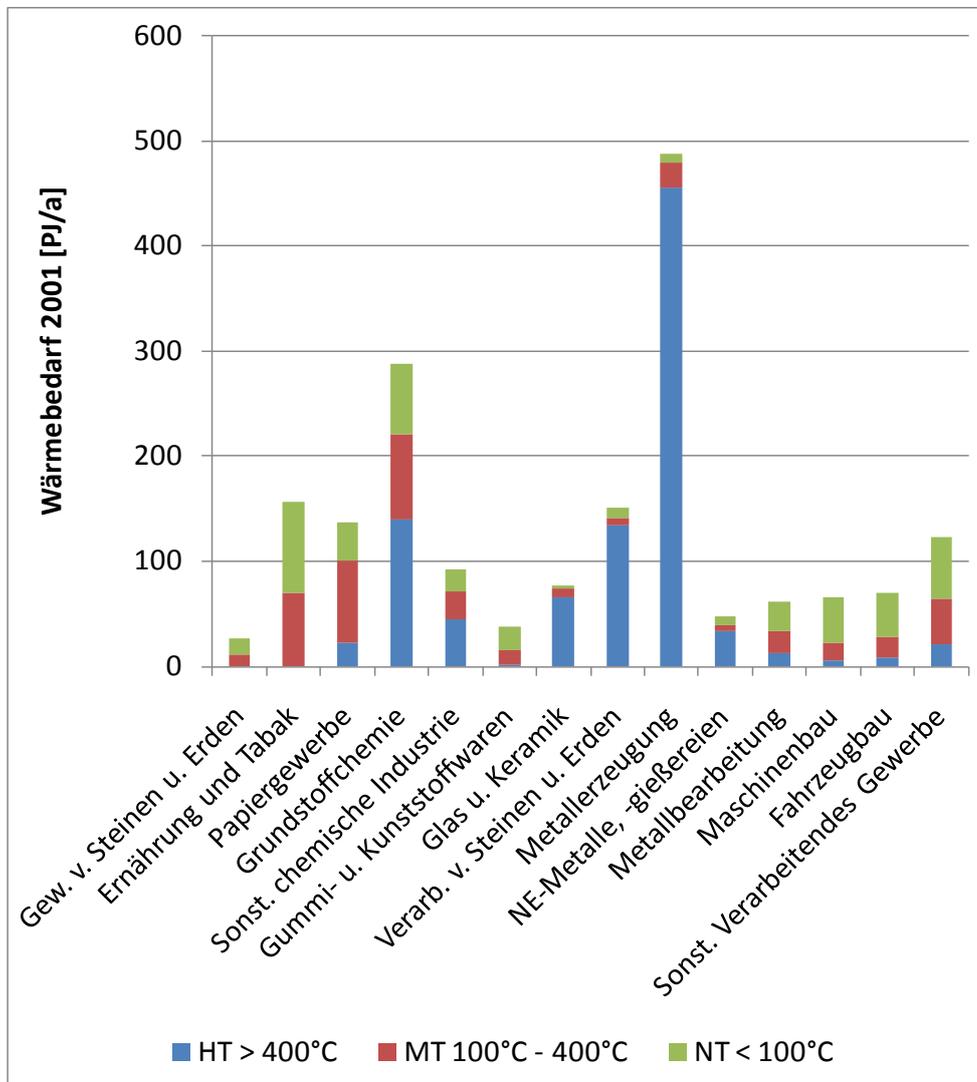


Quelle: Fraunhofer ISI 2011

Abbildung 2-3: Brennstoffbedarf in der Industrie, branchenspezifisch

Wärme wird im Industriesektor auf unterschiedlichen Temperaturniveaus benötigt. Für die Raumheizung genügen Temperaturen unter 100°C, für Prozesse werden höhere Temperaturen, zum Teil weit oberhalb von 400°C, benötigt. Abbildung 2-4 zeigt die Anteile von Niedertemperatur- (NT <100°C), Mitteltemperatur- (MT mit 100°C < T < 400°C) und Hochtemperaturbedarf (>400°C). Sowohl in der Metallverarbeitung als auch in der Glas- und Keramikindustrie sowie bei der Verarbeitung von Steinen und Erden besteht ein Großteil des Wärmeenergiebedarfs im Hochtemperaturbereich.

Wärme im Mitteltemperaturbereich wird insbesondere in den Branchen Ernährung und Tabak, im Papiergewerbe und in der Grundstoffchemie benötigt.



Quelle: Fraunhofer ISI 2011

Abbildung 2-4: Temperaturniveau des Wärmebedarfs in der Industrie, branchenspezifisch

In Bezug auf die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme sind besonders die Bereiche zu betrachten, in denen Prozessdampf nachgefragt wird. Die Metallerzeugung ist die Branche mit dem größten Prozesswärmebedarf. Diese brennstoffbasierte Prozesswärme wird allerdings insbesondere als Hochtemperaturwärme > 400°C in Öfen mit Direktbefeuerung genutzt. Demgegenüber wird in den Branchen Ernährung und Tabak, Papiergewerbe, und Grundstoffchemie ein bedeutender Anteil der Wärme in Form von Prozessdampf benötigt.

Nach Rudolph und Wagner (2008) machte im Jahr 1990 der Wärmebedarf im Bereich bis 200°C knapp 30% des Prozesswärmebedarfs aus, für Prozesswärme im Temperaturbereich von 1400-1500°C wurden rund 22% der Brennstoffe eingesetzt.

3 Wärmebedarfsprofile (BEI, ISI)

Für die Koppelung von Strom- und Wärmemarkt spielt der zeitliche Verlauf des Wärmebedarfs eine entscheidende Rolle. Um die Modellierung von Strom- und Wärmemarkt zu ermöglichen, werden Lastgänge der Wärmenachfrage in stündlicher Auflösung benötigt. In Abhängigkeit der verfügbaren Daten sollen auf Basis von vorhandenen statistischen Erhebungen sowie konkreter Fallbeispiele charakteristische Lastverläufe ermittelt werden, die den zu deckenden Wärmebedarf kennzeichnen. Durch die Bereitstellung einer Datenbasis zu stündlichen Lastgängen soll eine gegenüber herkömmlichen Strommarktmodellen verbesserte Berücksichtigung des Wärmesektors erreicht werden.

Die Ableitung charakteristischer Wärmeprofile ist entscheidend von den Anwendungsfällen abhängig und wird daher entsprechend charakterisiert. Es erfolgt eine Unterteilung in Profile für Wohn- und Nichtwohngebäude sowie für die Industrie. Im Gebäudebereich wird außerdem der Einfluss verschiedener Klimaregionen untersucht.

3.1 Wohn- und Nichtwohngebäude (BEI)

Da Lastprofile für einzelne Gebäudetypen kaum verfügbar sind und zudem der Beschaffungsaufwand allein aufgrund der vielen Typen unverhältnismäßig groß wäre, wird die Software „BHKW Plan“ (BHKW-HB, 2011) eingesetzt, die zur Dimensionierung von Blockheizkraftwerken (BHKW) für verschiedene Anwendungsgebiete (Wohngebäude, Nichtwohngebäude, Nahwärmenetze) entwickelt wurde. Das Programm liefert auf der Basis einer Simulation die stündlichen Betriebsdaten aller für die Auslegung relevanten Parameter: Strom- und Wärmebedarf, Kosten, erzielbare Erlöse und entstehende Schadstoffemissionen. Für das Projekt konkret bietet es den Vorteil ungeordneter, stündlicher Lastgänge verschiedener Gebäudetypen. Die Daten lassen sich mit Excel weiterverarbeiten.

Zur Berechnung des Heizwärmebedarfs wird die Differenz zwischen Wärmegewinnen und -verlusten in Stundenschrittweiten ermittelt durch eine Bilanz der Wärmeströme in der Gebäudehülle, u.a. also der Transmissionswärmeverluste, Lüftungsverluste und solare und interne Gewinne. Es werden gebäudetypischen Tagesverläufe nach VDI 2067 genutzt, welche bereits einen Gleichzeitigkeitsfaktor enthalten. Die Berücksichti-

gung einer Nachtabenkung ist möglich. Der Wärmebedarf für den Warmwasserbedarf wird mit einem jährlichen pro-Kopf-Warmwasserbedarf erfasst.

Die Gebäudedatenbank von BHKW Plan beinhaltet insgesamt 137 Wohngebäude in 5 Grundtypen (Ein- und Zweifamilienhaus, Reihenhaus, kleines Mehrfamilienhaus, großes Mehrfamilienhaus, Hochhaus) mit 2 - 8 Baualtersklassen und drei Ausführungszuständen (Urzustand, teilsaniert, saniert). Die insgesamt 101 Nichtwohngebäude sind in 10 Klassen eingeteilt, welche im Wesentlichen der Auswahl in Tabelle 3-4 entspricht.

3.1.1 Vergleich verschiedener Klimaregionen in Deutschland

Für die Wärmebedarfsermittlung mit der Software BHKW Plan (BHKW-HB, 2011) stehen 29 verschiedenen Klimaregionen zur Verfügung. Um die Heizwärmelast zu berechnen, werden Tagesmittelwerte für die Außenlufttemperatur sowie die mittleren täglichen Einstrahlungsleistungen auf Vertikalflächen in Nord-, Süd-, West- und Ost-Richtung zur Berechnung der solaren Gewinne durch die Fenster benötigt, differenziert nach direkter und diffuser Himmelstrahlung. Die Tagesmittelwerte für die Außenlufttemperatur, Global- und Diffusstrahlung auf horizontale Flächen werden in BHKW Plan auf Basis von Stundenwerten gemäß TRY-Daten (Test Reference Year) vom Deutschen Wetterdienst verwendet. Die Mittelung langjähriger Zeitreihen bewirkt eine Reduzierung extremer Klimadaten in Einzeljahren.

Tabelle 3-1 zeigt eine Auswahl aus den 29 in BHKW Plan verfügbaren Klimaregionen und deren wichtigste Parameter. Die Gradtagszahl und die Heiztage sind (VDI 2067, 2011) entnommen und ergänzen die Charakteristik der verschiedenen Regionen. Die Regionen mit den höchsten und niedrigsten Klimawerten in Bezug auf die Gradtagzahlen bzw. die Heiztage sowie die ausgewählte „mittlere“ Klimaregion sind farblich markiert. Als maßgebliche Kriterien ergeben sich vor allem die mittlere, aber auch die tiefste Außenlufttemperatur. Die Bandbreite der Klimaregionen erscheint zunächst relativ hoch; für die meisten Regionen ist die Abweichung vom Mittelwert der Gradtagzahlen jedoch deutlich geringer. Die Mittelwerte basieren dabei auf den Werten aller 29 Klimaregionen.

Tabelle 3-1: Vergleich verschiedener Klimaregionen (Auswahl)

Klimaregion	Nr.	mittlere Außenlufttemperatur	Summe Horizontalstrahlung	Tiefste Außenlufttemperatur	Gradtagszahl ($\theta_{HG}=15^{\circ}\text{C}$ und $\theta_i=20^{\circ}\text{C}$) ¹⁾	Heiztage ($\theta_{HG}=15^{\circ}\text{C}$ und $\theta_i=20^{\circ}\text{C}$) ¹⁾
[-]	[-]	[C°]	[kWh/m ² *a]	[C°]	[d/a]	[d/a]
Essen	5	9,45	978	-6,83	3.686	281
Frankfurt a.M.	6	9,42	1.039	-10,86	3.726	268
Freiburg	7	10,41	1.109	-7,81	3.400	251
Hamburg	9	8,76	951	-9,72	3.998	291
Hannover	10	8,62	928	-9,12	3.998	289
Hof	11	6,14	986	-11,33	4.940	319
Leipzig	12	8,93	1.001	-10,90	3.898	274
Magdeburg	13	8,97	985	-10,62	3.991	281
München	14	7,99	1.072	-14,25	4.265	285
Stuttgart	20	9,28	1.086	-9,08	3.555	262
Mittelwerte ²⁾		8,69	1.047	-10,53	3.990	281
Legende:						
1) Quelle: (VDI 2067, 2003)						
2) berücksichtigt alle verfügbaren 29 Klimaregionen aus BHKW Plan						
Region mit „niedrigsten“ Klimadaten						
Region mit mittleren Klimadaten						
Region mit „höchsten“ Klimadaten						
θ_{HG} Heizgrenztemperatur						
θ_i Mittlere Raumtemperatur						

Quelle: BHKW Plan, TRY-Daten

3.1.2 Einfluss der Klimaregion auf den Wärmebedarf

Der **maximale** Einfluss unterschiedlicher Klimaregionen wird an Hand der ausgewählten Klimaregionen Hof, Hannover und Freiburg untersucht. Für die Wohngebäude (WG) konzentriert sich die Simulation auf die Gebäudetypen Einfamilienhaus (EFH) und kleine Mehrfamilienhäuser (KMH) sowie auf den Typus Hochhaus. Bei den Nichtwohngebäuden (NWG) werden exemplarisch vier Typen gewählt (Schule, Altenheim, Kaufhaus, Verwaltung). Die genannten Gebäudetypen werden für die o. g. Klimaregionen simuliert und miteinander verglichen. Dafür bildet die Kurvencharakteristik des geordneten, stündlichen Wärmelastgangs (Absolutwerte und normierte Darstellung) in Abhängigkeit der Klimaregion das zentrale Untersuchungskriterium.

Für die **Wohngebäude** stellt Abbildung 3-1 die Kurvencharakteristik für ein KMH exemplarisch dar. Der Effekt des Klimas auf den Wärmebedarf ist deutlich ablesbar: je wärmer die Klimaregion ist, desto geringer ist der Jahresheizwärmebedarf, am besten ablesbar an den maximalen, stündlichen Heizlasten (Freiburg: 67 kW; Hannover:

75 kW; Hof: 85 kW). Es zeigt sich außerdem eine Parallelverschiebung der Jahresdauerlinien. Das bedeutet, dass die Charakteristik der Wärmenachfrage grundsätzlich erhalten bleibt, also von der Klimaregion unabhängig ist. Die Typen EFH und Hochhaus führen zu analogen Ergebnissen, so dass auf eine Darstellung hier verzichtet werden kann. Der prozentuale Unterschied in Bezug auf die Jahressumme des Wärmebedarfs zwischen den verschiedenen Klimaregionen liegt bei den WG zwischen + 23% (von Hannover zu Hof) und - 15 % (von Hannover zu Freiburg).

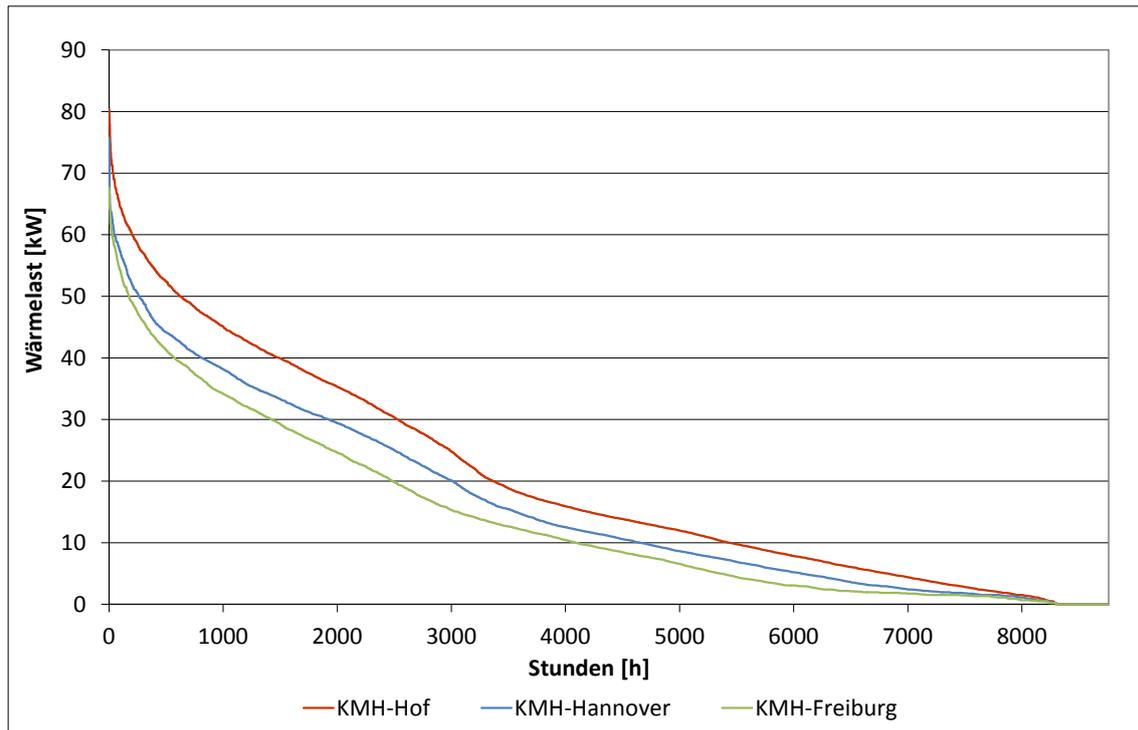


Abbildung 3-1: Maximaler Klimaeinfluss auf die geordnete Jahresdauerlinie bei einem KMH in BHKW Plan

Zum Vergleich zeigt Abbildung 3-2 die Jahresdauerlinien für andere Klimazonen in ganz Deutschland, die jedoch nicht die Extremwerte markieren. Es ist direkt ersichtlich, dass die Bandbreite der Linien, so wie sie BHKW Plan errechnet, erheblich schrumpft.

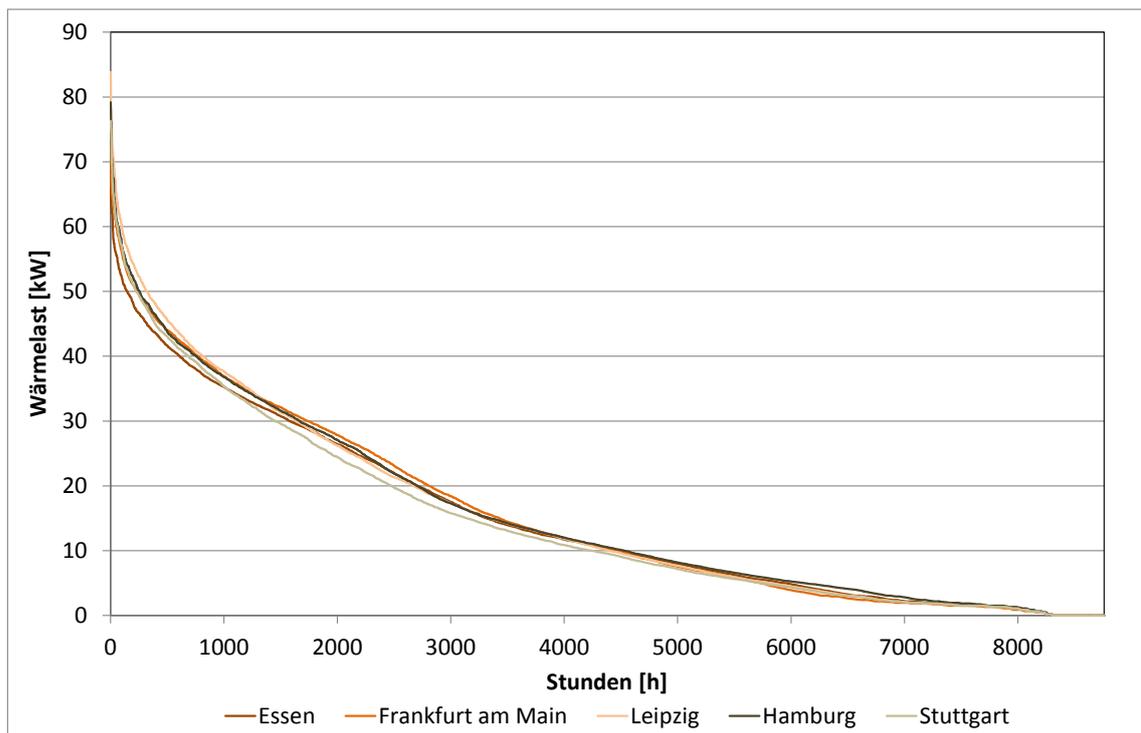


Abbildung 3-2: Mittlerer Klimaeinfluss auf die geordnete Jahresdauerlinie bei einem KMH in BHKW Plan

Werden die Kurvenverläufe der **Nichtwohngebäude** untereinander normiert verglichen, wird dieser Sachverhalt bestätigt (siehe Abbildung 3-3). Auch hier entstehen in erster Hinsicht parallele Verschiebungen der Wärmelastgänge in Abhängigkeit der Klimaregion, unabhängig von der Grundcharakteristik der unterschiedlichen NWG-Typen.

Die prozentualen Unterschiede hinsichtlich des Jahreswärmebedarfs zwischen den verschiedenen Klimaregionen sind bei den NWG nur in Einzelfällen etwas ausgeprägter als bei den WG und variieren etwa zwischen + 20% bis + 35% und - 13% bis - 19%.

Es ist unmittelbar ersichtlich, dass der Effekt der Klimaregion klein ist gegenüber dem Einfluss der jeweiligen Nutzungsart.

Ein Vergleich mit der Abbildung 3-6, welche den Einfluss verschiedener Jahre in einem größeren Fernwärmenetz darstellt, zeigt, dass der Effekt der Schwankungen einzelner Jahre deutlich größer ist als die in den vorangegangenen Abbildungen verdeutlichten, maximalen Einflüsse der Klimaregionen.

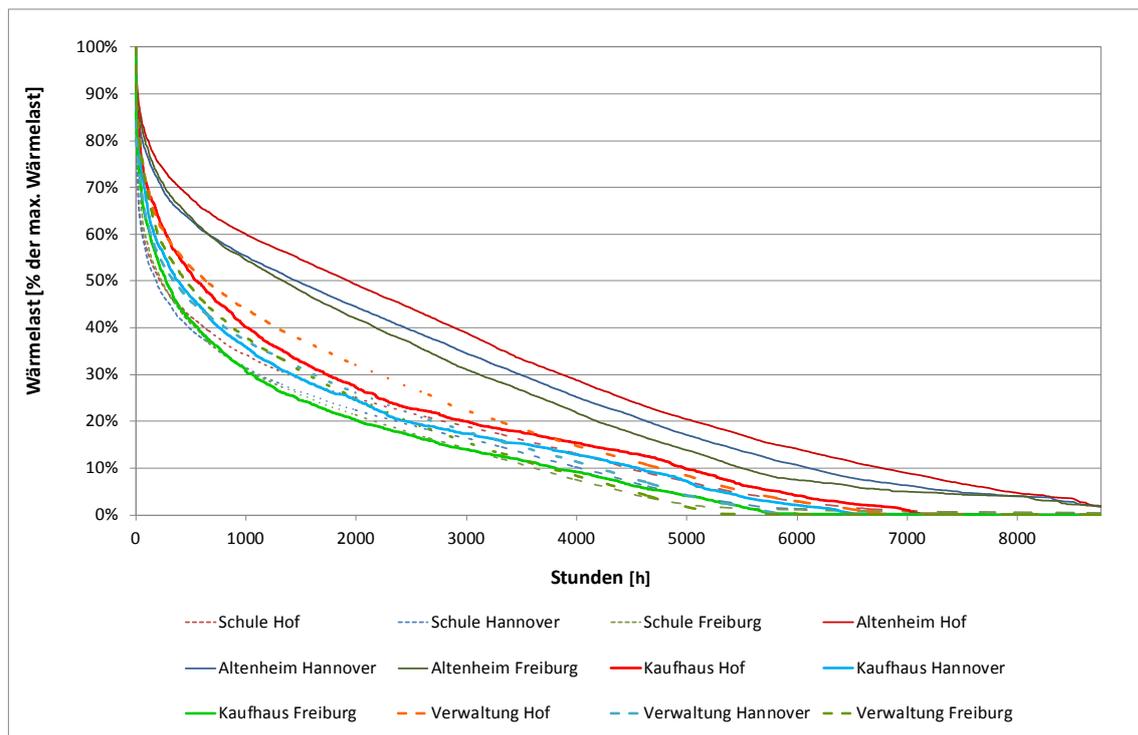


Abbildung 3-3: Klimaeinfluss auf die geordnete Jahresdauerlinie bei ausgewählten NWG

3.1.3 Grundprofile der geordneten Jahresdauerlinien von Bestandswohn- und Neubauwohngebäuden sowie Nichtwohngebäuden

Die Grundprofile einzelner Gebäudetypen geben wichtige Hinweise zu einer geeigneten Modellbildung im AP 2 des Projektes. Hierfür werden drei Kategorien betrachtet: Bestandswohngebäude, Neubauwohngebäude und Nichtwohngebäude, die den GHD-Sektor abdecken. Es wird allerdings die Bezeichnung NWG fortgeführt, da die Datenbanken der NWG in BHKW Plan nicht den gesamten GHD-Sektor, sondern nur einen Teil abdecken.

Für die verschiedenen Wohngebäudetypen der Bestands- und Neubaugebäude (EFH, KMH und große Mehrfamilienhäuser (GMH)) können die stündlichen Wärmelastgänge verglichen werden. Dieser Vergleich erfolgt sowohl über die Absolutwerte als auch mit Hilfe einer normierten Darstellung. Eine Beschreibung der Kurvencharakteristik ist möglich an Hand einzelner Stundenverbräuche der geordneten Jahresdauerlinien (siehe Tabelle 3-2)

Die Ergebnisse der Abbildung 3-4 stellen die geordneten Jahresdauerlinien der Bestandswohn- und Neubauwohngebäude dar. Die Verbräuche staffeln sich entsprechend der Gebäudegröße (EFH < KMH < GMH) und sind jeweils weitgehend parallel verschoben mit der Ausnahme, dass die Bestandsgebäude im Abschnitt zwischen 3.000 - 6.000 h etwas steiler als die entsprechenden Neubaugebäude verlaufen. Dabei handelt es sich vor allem um Zeiten mit mittlerem Wärmebedarf, in denen ein neues Gebäude einem Bestandsgebäude überlegen ist.

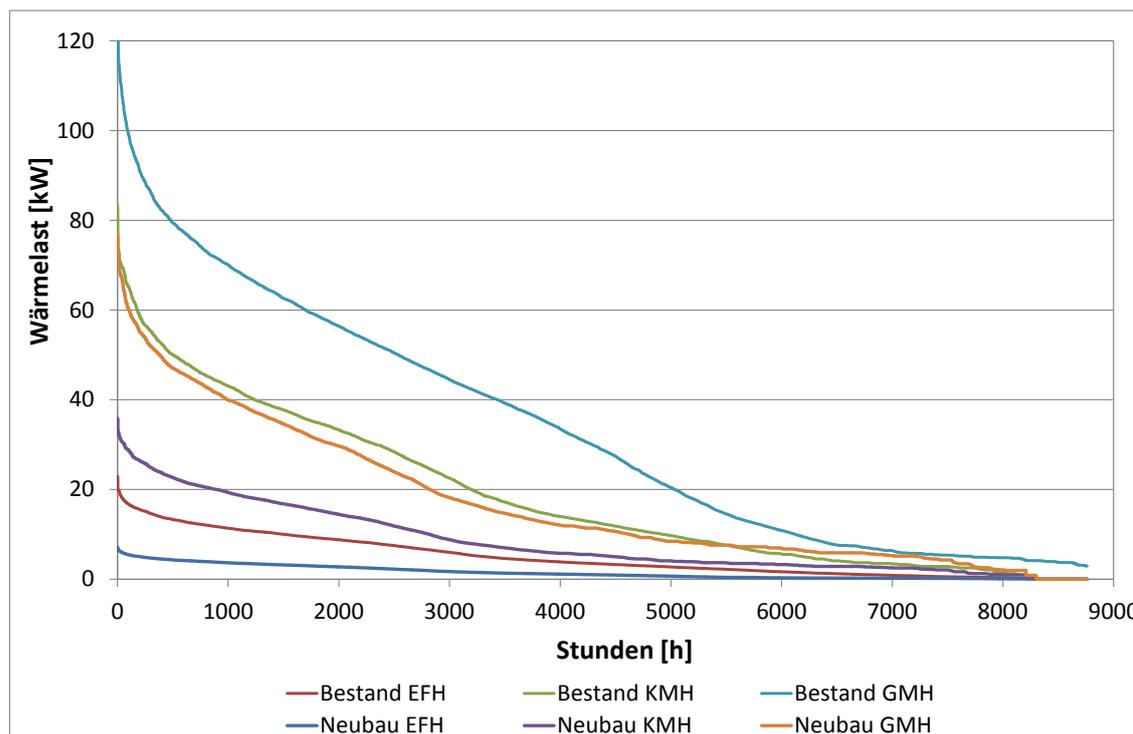


Abbildung 3-4: Sortierte Jahresdauerlinien von Bestandswohngebäuden

Mit der Abnahme der Gebäudegröße sinken natürlich die maximalen Bedarfswerte des Wärmeverbrauchs. Während der Unterschied bei den EFH 30% und bei den KMH 45% beträgt, benötigt der Neubau GMH nur noch die Hälfte der Spitzenlast des entsprechenden Bestandsgebäudes. Ein Vergleich mit der Abbildung 3-1 und der Abbildung 3-2 belegt, dass der Einfluss des Gebäudetyps und der Qualität des Wärmedämmstandards deutlich maßgeblicher sind als derjenige der Klimaregion.

Tabelle 3-2 führt den Vergleich zwischen Bestandswohn- und Neubauwohngebäuden in Absolutwerten auf und stellt zudem die ausgewählten NWG-Grundprofile dar. Dazu wird der Gebäudetyp mit Bezeichnung, die Baualtersklasse und der Jahresheizwärmebedarf in MWh/a angegeben. Zusätzlich werden die Kurvenverläufe der geordneten Jahresdauerlinien über die relativen Lastwerte bei 2.000, 4.000 und 6.000 Betriebs-

stunden angegeben. Die Nomenklatur der Gebäudetypen aus BHKW Plan ist folgendermaßen zu lesen:

EFH-F-U-249

EFH = Bauart: Ein-/Zweifamilienhaus

-F = Kennbuchstabe für Baualterklasse (hier F = 1979 - 1983, detaillierte Übersicht siehe Tabelle 3-3)

-U = Urzustand; TS = Teilsaniert; S = Saniert

-249 = spezifischer Jahresheizwärmebedarf [kWh/(m² * a)]

Tabelle 3-2: Vergleich ausgewählter Grundprofile (Klimaregion Hannover)

	Baujahr	Gebäudetyp	Jahresheizwärmebedarf	maximale Wärmelast	Wärmelast bei 2.000 Betriebsstunden	Wärmelast bei 4.000 Betriebsstunden	Wärmelast bei 6.000 Betriebsstunden
	[-]	[-]	[MWh/a]	[kW]	[% von kW _{max}]	[% von kW _{max}]	[% von kW _{max}]
WG Bestand	1979-1983	EFH-F-U-249	43	23	38%	17%	7%
	1969-1978	KMH-E-U-150	162	83	40%	17%	7%
	1984-1994	GMH-G-U-141	294	127	45%	26%	9%
WG Neubau	2007	EFH-K-U-92	13	7	38%	16%	4%
	2007	KMH-K-U-68	73	36	40%	16%	9%
	2009	GMH-M-U-73	151	77	39%	16%	9%
NWG	1965	Schule	148	131	22%	10%	1%
	1984-1994	Altenheim	476	203	44%	25%	11%
	1984-1994	Kaufhaus	1125	868	25%	13%	2%
	1969-1978	Verwaltung	207	164	26%	11%	0%

Quelle: Eigene Berechnungen des BEI mit BHKW Plan

Die in den meisten Fällen bei den ausgewiesenen Betriebsstunden weitgehend gleich bleibenden Wärmelast-Anteile am jeweiligen Maximalwert bei den drei Wohngebäudetypen belegen die zuvor angesprochene Parallelverschiebung der Jahresdauerlinie. Ein deutlich geringerer Gradient zeigt sich bei großen Bestandsgebäuden oder bei einzelnen NWG-Gebäuden wie z.B. dem Altenheim aufgrund des hohen Anteils an Prozesswärme. Außerdem ist erwartungsgemäß eine größere Bandbreite bei den NWG zu verzeichnen: die Nutzungsart entscheidet hier über die Höhe und den Verlauf des Wärmebedarfs.

3.1.4 Vergleich des Jahresheizwärmebedarfs verschiedener Wohngebäudetypen

Der Jahresheizwärmebedarf wird durch etliche Faktoren, wie teilweise schon dargestellt, beeinflusst. Um den Einfluss des Baualters und des Gebäudezustandes (Urzustand, teilsaniert, saniert) noch systematischer aufzuzeigen, zeigt Tabelle 3-3 die Entwicklung des spezifischen und absoluten Jahresheizwärmebedarf exemplarisch am Beispiel von Ein-/ Zweifamilienhäusern. Während der spezifische Jahresheizwärmebedarf recht gut einen typübergreifenden Vergleich ermöglicht, variiert der absolute Jahresheizwärmebedarf teilweise deutlich auf Grund unterschiedlich großer Grundflächen. Der Einfluss des Sanierungsgrades, also des realen Gebäudezustands ist erheblich und von größerer Bedeutung als die Baualtersklasse und damit die Qualität der Gebäudehülle zum Zeitpunkt der Errichtung des Gebäudes.

Tabelle 3-3: Jahresheizwärmebedarf von Ein- und Zweifamilienhäusern in Abhängigkeit von Baualter und Sanierungszustand (Klimaregion Essen)

Baujahr	Zustand	Gebäudetyp	Absoluter Jahresheizwärmebedarf	spez. Jahresheizwärmebedarf
[-]	[-]	[-]	[MWh/a]	[kWh/(m ² * a)]
Vor 1918	Urzustand	EFH-A-U-451	88,7	441,4
	Teilsaniert	EFH-A-TS-212	15,2	204,9
	Saniert	EFH-A-S-126	24,4	121,5
1919-1948	Urzustand	EFH-B-U-380	44,2	371,4
	Teilsaniert	EFH-B-TS-210	27,7	203,5
	Saniert	EFH-B-S-121	14,0	117,3
1949-1957	Urzustand	EFH-C-U-318	40,5	311,3
	Teilsaniert	EFH-C-TS-314	28,1	305,9
	Saniert	EFH-C-S-114	14,4	110,5
1958-1968	Urzustand	EFH-D-U-211	30,9	206,2
1969-1978	Urzustand	EFH-E-U-224	41,5	218,3
	Teilsaniert	EFH-E-TS-188	30,4	180,7
1979-1983	Urzustand	EFH-F-U-249	39,9	242,1
	Teilsaniert	EFH-F-TS-134	25,4	127,3
	Saniert	EFH-F-S-106	16,7	101,3
1984-1994	Urzustand	EFH-G-U-120	31,6	115,7
	Saniert	EFH-G-S-96	12,7	93,1
2007	Urzustand	EFH-L-U-72	10,2	75,0
	Urzustand	EFH-M-U-78	10,2	75,0
2009	Urzustand	EFH-N-U-56	7,2	52,6

Quelle: Eigene Berechnungen BEI mit BHKW Plan

Werden die spezifischen Jahresheizwärmebedarf ausgewählter Wohngebäudetypen, auch die von Reiheneckhäuser sowie die von KMH und GMH in Bezug auf den Urzustand miteinander verglichen, ergibt sich eine Entwicklung gemäß Abbildung 3-5. Der mit der Baualtersklasse am stärksten abnehmende spezifische Bedarfswert findet sich bei den Ein-/Zweifamilienhäusern.



Abbildung 3-5: Entwicklung des spezifischen Jahresheizwärmebedarfs verschiedener Gebäudetypen in Abhängigkeit des Baujahres (Klimaregion Essen)

Bei der Betrachtung des Jahresheizwärmebedarf von Nichtwohngebäuden spielt weniger die Baualtersklasse als vielmehr die Nutzungsart und der Prozesswärme- bzw. der Warmwasserbedarf die zentrale Rolle. Tabelle 3-4 stellt für zehn unterschiedliche Nutzungsarten die verfügbaren Daten aus BHKW Plan exemplarisch dar. Dabei wurde stets ein Beispielobjekt mit mittlerem spezifischen Bedarf verwendet. Alle Werte können bei Bedarf angepasst werden. Es ist wieder die vergleichsweise große Bandbreite ersichtlich: während bspw. der Heizwärmebedarf von Verwaltungsgebäuden dem der Wohngebäude ähnelt, sind Schwimmbäder und Krankenhäuser deutlich vom viel höheren Prozesswärmebedarf geprägt.

Tabelle 3-4: Darstellung ausgewählter NWG (Klimaregion Hannover)

Nutzung	Baujahr	Jahresheiz- wärme- bedarf	spez. Heiz- wärmebedarf	Prozess- wärmebedarf (inkl. Warmw.)
[-]	[-]	[MWh/a]	[kWh/(m ² * a)]	[MWh/a]
Altenheim/ Pflegeheim/ betreutes Wohnen	1984 - 1994	476	157,6	73
Gasthof	1989	74	129,2	12
Hallenschwimmbad	1995 - 2000	586	510,1	421
Hotel	1982	383	336,7	138
Industriehalle	1969 - 1978	6.438	178,8	116
Kaufhalle	1984 - 1994	243	98,2	9
Krankenhaus	1979 - 1983	4.349	241,5	1.801
Schule	1958 - 1968	148	118,8	8
Sporthalle	1979 - 1983	295	182,9	12
Verwaltung	ab 2000	41	74,9	0

3.1.5 Lastgangkurven der Fernwärmeversorgung

Das Bremer Energie Institut hat zahlreiche Netzbetreiber nach Lastprofilen angefragt. Dabei lag der Schwerpunkt der Anfragen auf großen Netzen in Großstädten, da diese für die Modellierung von größter Bedeutung sind. Dank guter Kontakte zu einzelnen Unternehmen wurden einige Datensätze bereits geliefert, bei anderen läuft die interne Abstimmung in den Unternehmen noch, in Einzelfällen gibt es zwar weitere Zusagen, aber noch keine Datenübermittlung, so dass abzuwarten bleibt, ob die Mitwirkungsverprechungen auch erfüllt werden.

Die derzeit vorliegenden und bereits analysierten Lastprofile weisen eine unterschiedliche Qualität auf. In einigen Fällen gab es Aufzeichnungsausfälle in einzelnen Stunden, welche aber mengenmäßig nicht ins Gewicht fallen und durch das Bremer Energie Institut problemlos geschlossen werden konnten. Weitere Einschränkungen sind u.a.: teilweise wurde keine Temperatur mit geliefert; es sind Brennstoffmengen, aber keine Wärmemengen verfügbar; in einem Fall handelt es sich nicht um ein Kalenderjahr. Die folgenden Darstellungen beziehen sich deshalb auf die qualitativ hochwertigen Datensätze und kennzeichnen den bei Berichtslegung möglichen Auswertungsstand. Es lassen sich aber bereits wichtige Schlussfolgerungen für die Modellierung ziehen.

Es liegen im Regelfall keine Angaben darüber vor, ob bzw. in welchem Maße sich Netzlängen oder Verbrauchsstrukturen über die gelieferten Jahre hinweg geändert haben. Aus den Quervergleichen der Jahreslastsummen im Verhältnis zu den Klimadaten lässt sich aber relativ sicher ableiten, dass es zu keinen größeren Zusatzeffekten

gekommen ist. Für ein Wärmenetz (B, siehe folgende Tabelle) wurde dies durch den Netzbetreiber bestätigt.

Aus Datenschutzgründen müssen alle Lastprofile mit einem Kennbuchstaben verschlüsselt werden.

Im Wesentlichen konzentrieren sich die Auswertungen der bestehenden Lastfiles auf drei verschiedene Fernwärme-Netze, die in Tabelle 3-5 vorgestellt werden. Die angegebene Jahreslast verdeutlicht, dass die Netze entsprechend der Höhe ihrer Einspeisung aufgeführt werden und sich in ihrer Netzlänge nur geringfügig unterscheiden. Die Gradtagszahl und die Heiztage wurden (IWU, 2011) entnommen.

Tabelle 3-5: Grunddaten ausgewählter Fernwärmenetz-Datensätze mit hoher Qualität und der verfügbaren Jahre

Kz.	Jahr	Jahreslast	Jahreshöchstlast	Volllaststd.	Mittlere Außenlufttemp.*	Gradtagszahl	Heiztage	Hausanschlüsse
[-]	[-]	[TJ/a]	[GJ/h]	[h]	[°C]	[Kd]	[d]	[Stck.]
B ¹	2006	2.117	813,3	2.603	11,9	3.510	248	3.231
	2007	1.975	731,3	2.701	10,6	3.343	261	
	2008	2.090	690,6	3.027	10,2	3.593	265	
	2009	2.108	959,3	2.197	10,0	3.688	269	
	2010	2.589	871,9	2.969	8,4	4.196	279	
S ²	2009	2.644	1.090,1	2.426	11,5	3.142	249	k.A.
D ³	2009	3.044	1.302,5	2.337	12,1	3.142	249	3.688

* gemäß Angaben der Netzbetreiber

¹ Großstadt, 75% WG, 25% NWG

² Großstadt

³ Großstadt, 40% WG, 30% Handel, 25% Gewerbe, 5% öffentl. Geb.

Einfluss der unterschiedlichen Jahre auf den Lastverlauf

Für ein Fernwärmenetz (B) liegen die Lastverläufe der letzten 5 Jahre vor. Wie Abbildung 3-6 zeigt, ändert sich erwartungsgemäß die Grundcharakteristik der geordneten Jahresdauerlinie wenig, nur das deutlich kältere Jahr 2010 weicht sichtbar von den anderen Jahren ab. Die Anteile der Monate an der jeweiligen Jahressumme, welcher in Abbildung 3-7 dargestellt ist, belegt hingegen (insbesondere mit dem in der Mitte liegenden Jahr 2010), dass diese nur in einem begrenzten Korridor schwanken, d. h. die Witterungsumstände eines Jahres wirken sich nur in relativ geringem Maße auf die jahreszeitliche Verteilung der Last aus.

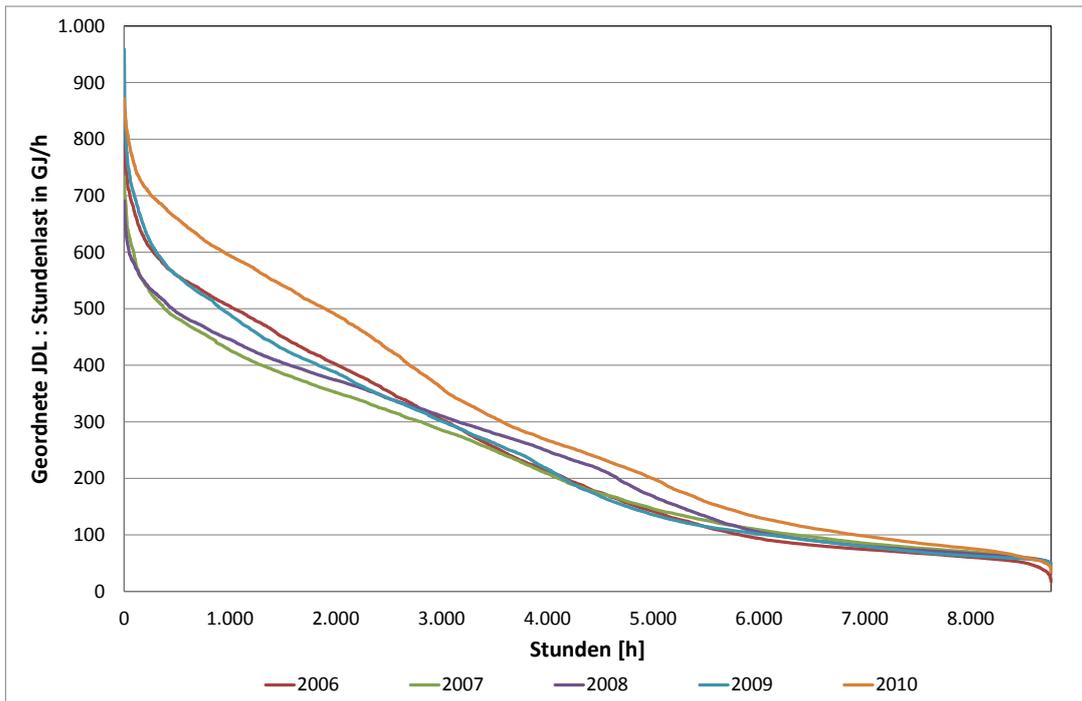


Abbildung 3-6: Geordnete Jahresdauerlinie des Fernwärmenetzes B für die Jahre 2006 bis 2010

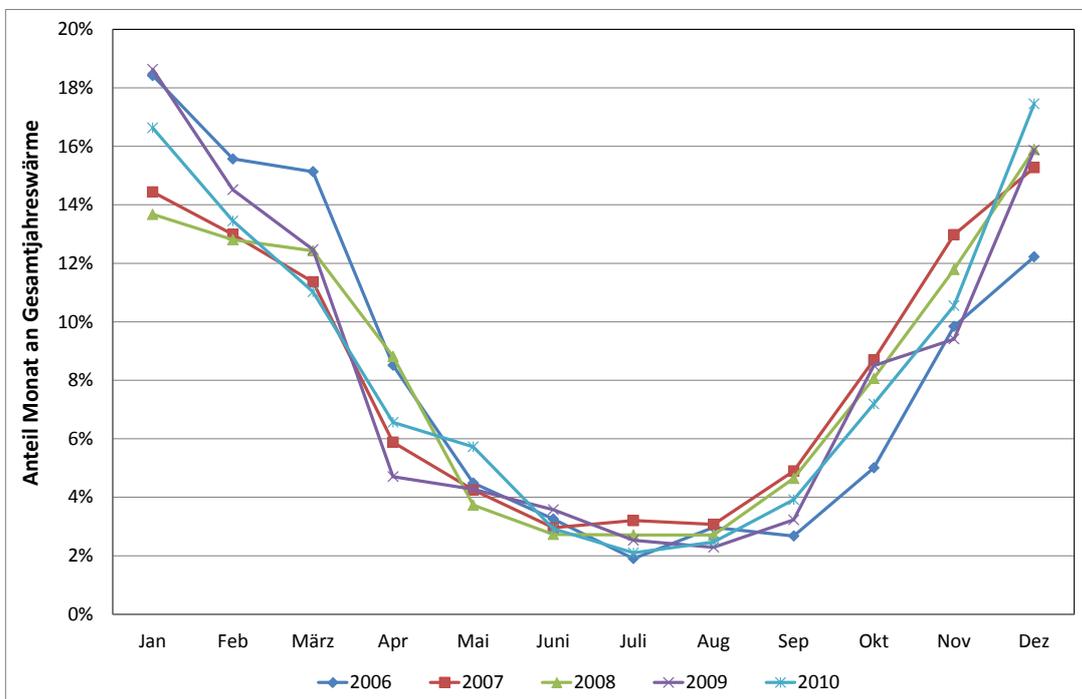


Abbildung 3-7: Anteile der Monatssummen an der jeweiligen Jahressumme des Fernwärmenetzes B für die Jahre 2006 bis 2010

Detailbetrachtung eines typischen größeren Fernwärmenetzes

Bei der Darstellung des ungeordneten Wärmeeinspeiseprofiles der Tageslast des FW-Netzes B in Abbildung 3-8 werden die saisonalen Schwankungen der Einspeisung verdeutlicht. Während in den Wintermonaten (Dez., Jan., Febr.) durchschnittlich an einem Tag zwischen 2.900 und 3.500 MWh/d eingespeist werden, schwankt die Einspeiselast im Sommer (Juni, Juli, Aug., Sep.) zwischen 430 und 700 MWh/d (im Jahr 2009). Der Übergang von der Heizperiode in das Sommerprofil erfolgt teils innerhalb weniger Tage.

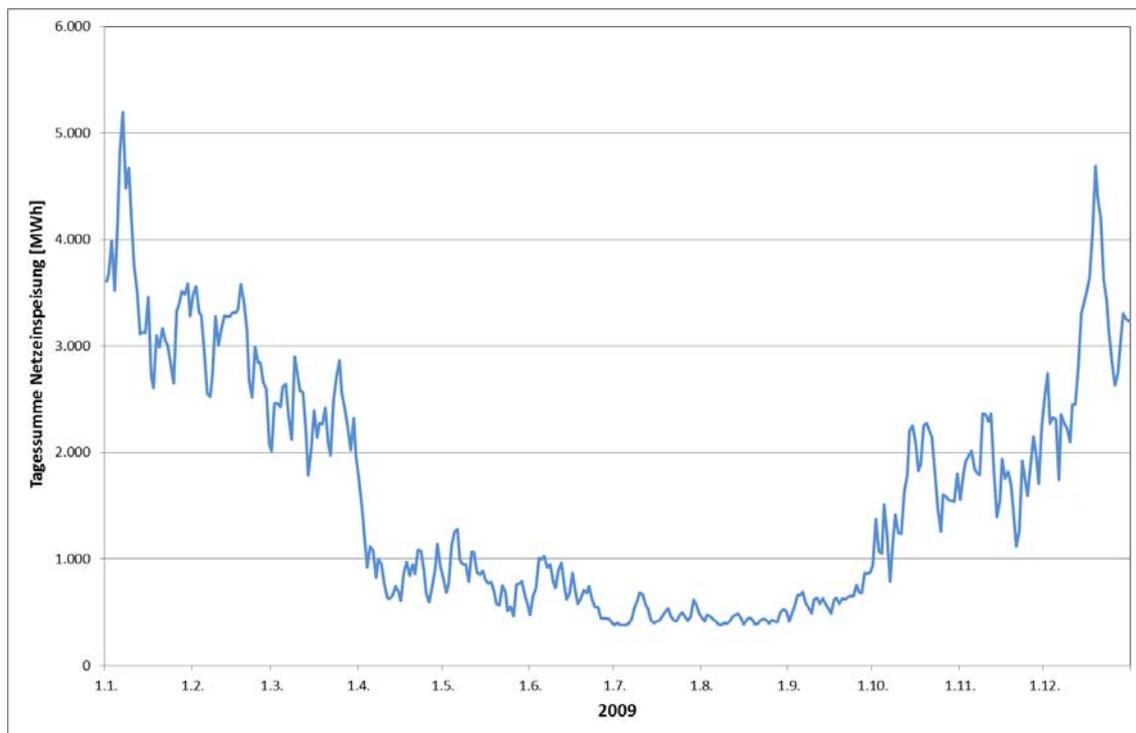


Abbildung 3-8: Ungeordnetes Wärmeeinspeiseprofil (Tageswerte) von Netz B im Jahr 2009

In der Heizperiode ergibt sich der Wärmebedarf aus dem Heizwärmebedarf und dem Warmwasserbedarf, für Nichtwohngebäude fällt je nach Nutzungsart zusätzlich der Prozesswärmebedarf an. Daraus folgt, dass in den Wintermonaten die Verbräuche bzw. die Absatzleistung der Betreiber stärkeren Schwankungen unterliegen als in den Sommermonaten. Diesen Sachverhalt zeigt Abbildung 3-9, in der die stündliche Wärmeeinspeisung in Abhängigkeit der Außenlufttemperatur dargestellt wird.

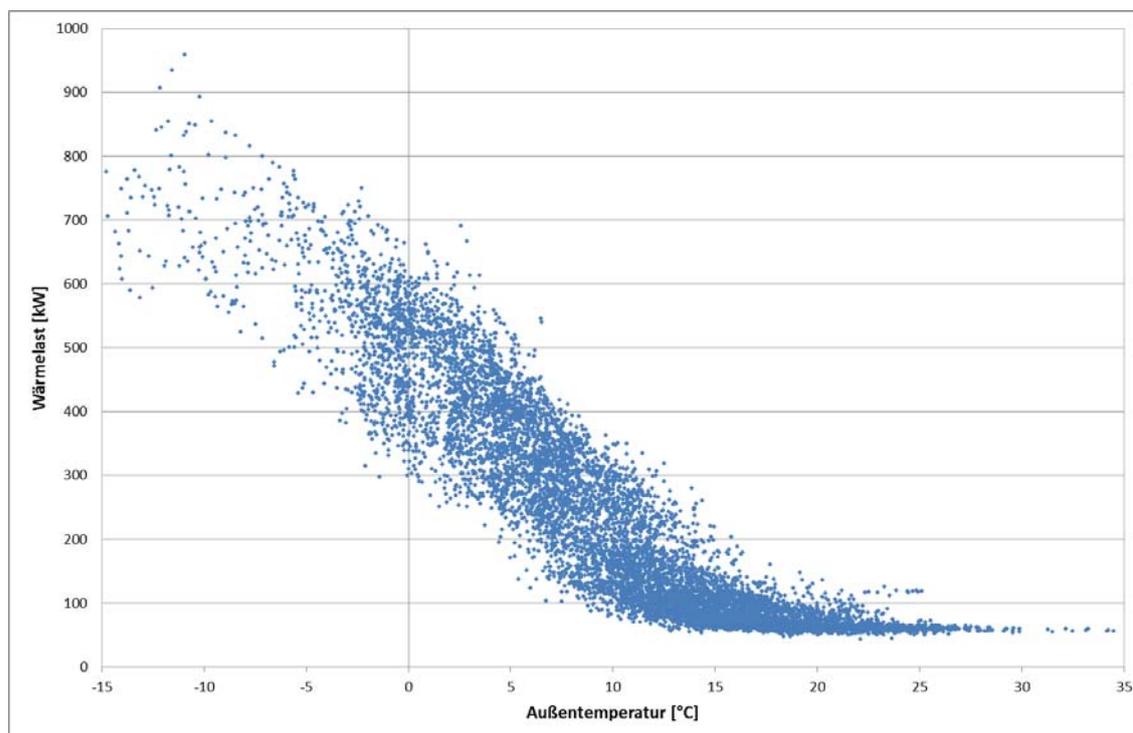


Abbildung 3-9: Stündliche Netzeinspeisung im Netz B im Jahr 2009 in Abhängigkeit der Außenlufttemperatur

Die Schwankungsbreite nimmt mit der Zunahme der Außenlufttemperatur deutlich ab und nähert sich einem Grenzwert (dem stündlichen Brauchwasser- und Prozesswärmebedarf) an. Überschreitet die Außenluft 15°C, entfällt größtenteils der Heizwärmebedarf. Somit verringert sich die Schwankungsbreite; es verbleibt nur die Grundlast im Netz.

Um die täglichen und stündlichen Schwankungen bzw. Verbräuche systematisch zu untersuchen, wurden für die Jahreszeit typische Tage ausgewählt und miteinander verglichen. Die folgenden Abbildungen zeigen charakteristische Tagesprofile von Werktagen mit Absolutwerten (Abbildung 3-10) und in normierter Darstellung (Abbildung 3-11).

Abbildung 3-10 dokumentiert eine deutlich höhere Grundlast und stärkere Verbrauchsschwankungen an Wintertagen, der morgendliche Peak zwischen etwa 6 und 8 Uhr fällt deutlich höher aus als an Sommertagen. Der erhöhte Peak ergibt sich aus der Nachtabsenkung und dem allgemeinen Arbeitsbeginn am Morgen. Die verschiedenen Einspeiseniveaus der Jahreszeiten werden aus der Abbildung ebenfalls deutlich, wobei die Übergangstage je nach Umfang des betrachteten Zeitraums unterschiedlich hohe Einspeiseniveaus erreichen.

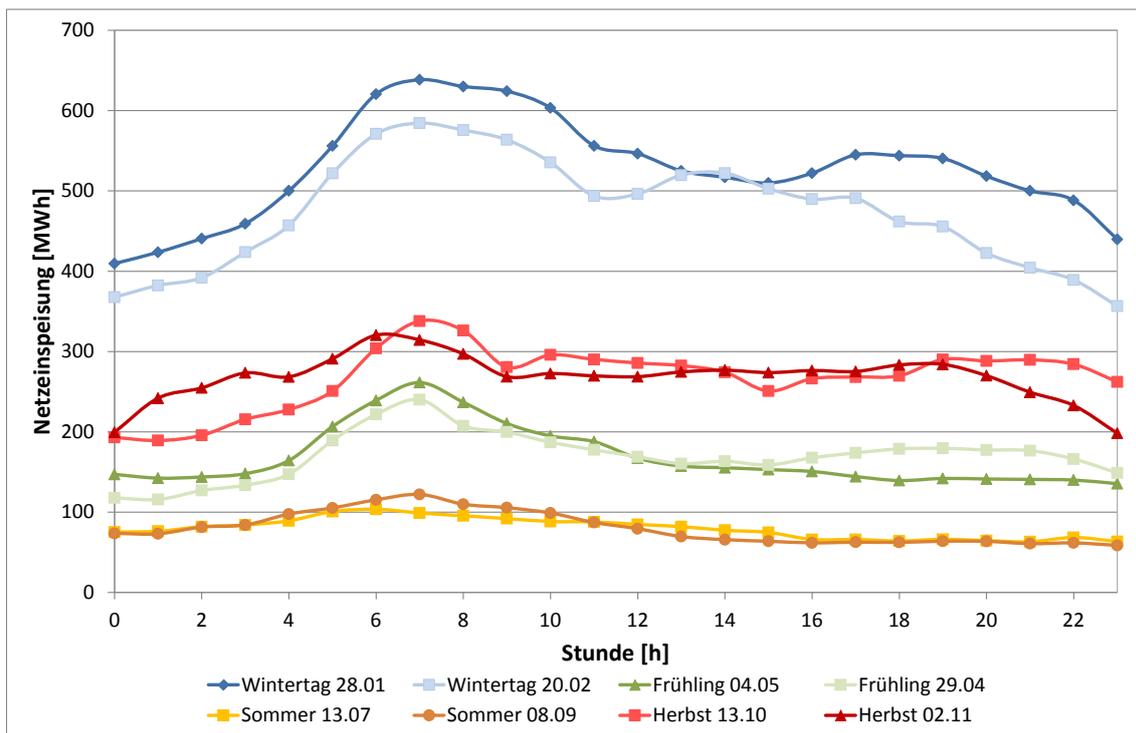


Abbildung 3-10: Charakteristik von ausgewählten Tagesprofilen unterschiedlicher Jahreszeiten im Netz B in 2009 (Werktage, Absolutwerte)

Abbildung 3-11 stellt die Charakteristik der Werktage normiert dar, damit die täglichen Stundenwerte besser miteinander verglichen werden können. Dabei wird der morgendliche Anstieg zwischen etwa 6 und 8 Uhr mit einem darauf folgenden abnehmenden Wärmeverbrauch besonders deutlich; es werden Werte von etwa 5,0 - 6,5% des täglichen Wärmebedarfs erreicht. Die geringe Schwankungsbreite der Kurven belegt, dass dieser Effekt und seine konkrete Ausprägung weitgehend unabhängig von der Jahreszeit bzw. der Höhe der Wärmelast im Netz ist. Das bedeutet, dass eine Modellierung von Lastverläufen relativ gut auf Basis von Tageswerten und solcher Tagesverlaufskurven möglich ist.

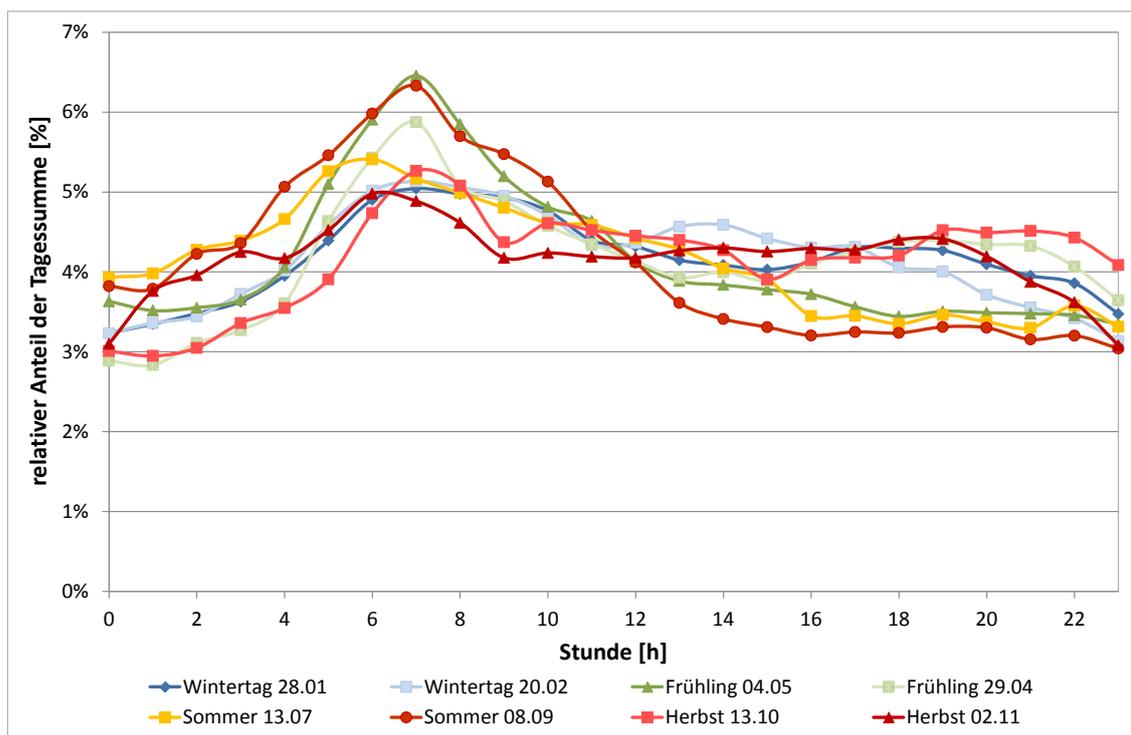


Abbildung 3-11: Charakteristik von Tagesprofilen unterschiedlicher Jahreszeiten im Netz B in 2009 (Werktage, normierte Darstellung)

Neben den Werktagen wurden auch die Wochenendtage analysiert, so dass der Vergleich von Abbildung 3-11 und Abbildung 3-12 Aufschlüsse zum Einfluss des Unterschiedes zwischen Werktag und Wochentag liefert. Für die Wochenendtage ergeben sich zumeist deutlich flachere Kurvenverläufe ohne ausgeprägten morgendlichen Peak. Der stündliche Verbrauch variiert je nach Tageszeit zwischen rund 3 % und 5 % des täglichen Wärmebedarfs. Der Übergangstag im Frühjahr (18.04.) resultiert aus einem Verbrauch, der noch der Heizperiode zugeschrieben werden kann, während die Tagessumme des zweiten Übergangstages (05.05.) bereits dem Sommerprofiltyp entspricht.

Die Charakteristik dieser Tagesprofile entspricht grundsätzlich denjenigen einzelner Gebäudetypen, so wie sie bspw. in der VDI 2067 hinterlegt und in BHKW Plan genutzt werden, allerdings mit einer deutlichen Vergleichmäßigung. Diese ergibt sich durch die Mischung vieler Verbrauchstypen im Netz, einem von der Netzgröße abhängigen Gleichzeitigkeitsfaktor sowie der Netzträgheit selbst, welche durch die Wärmespeicherkapazität des Netzes hervorgerufen wird. So findet sich die bei Wohngebäuden typische, kleinere Lastspitze zwischen etwa 19 bis 21 Uhr in größeren Fernwärmenetzen kaum mehr wieder, weil sie durch andere Verbraucher mit absinkendem Bedarf wie z. B. Verwaltungs- oder Betriebsgebäude nach Betriebsschluss ausgeglichen wird.

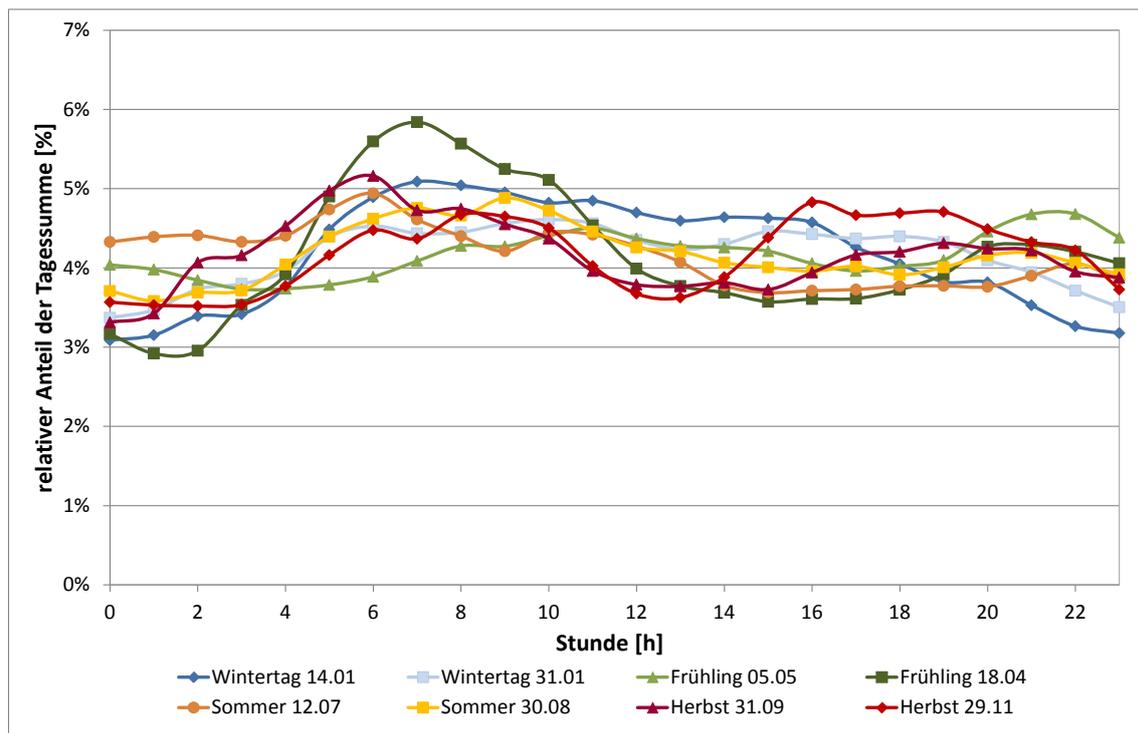


Abbildung 3-12: Charakteristik von Tagesprofilen unterschiedlicher Jahreszeiten im Netz B in 2009, (Wochenendtage, normierte Darstellung)

Vergleich der Jahresdauerlinien größerer FW-Netze

Für das Jahr 2009 liegen bereits für 3 größere Fernwärmenetze Datensätze vor, so dass ein erster Quervergleich möglich ist. Abbildung 3-13 zeigt den normierten Verlauf der geordneten Jahresdauerlinie. Es ergeben sich nur relativ geringe Unterschiede. Kann dieser Trend im weiteren Projektverlauf durch zusätzliche Datensätze untermauert werden, dann würde es für die Modellierung zumindest der größeren Netze bedeuten, dass diese ggfs. mit einer einheitlichen Verteilung abgebildet werden könnten.

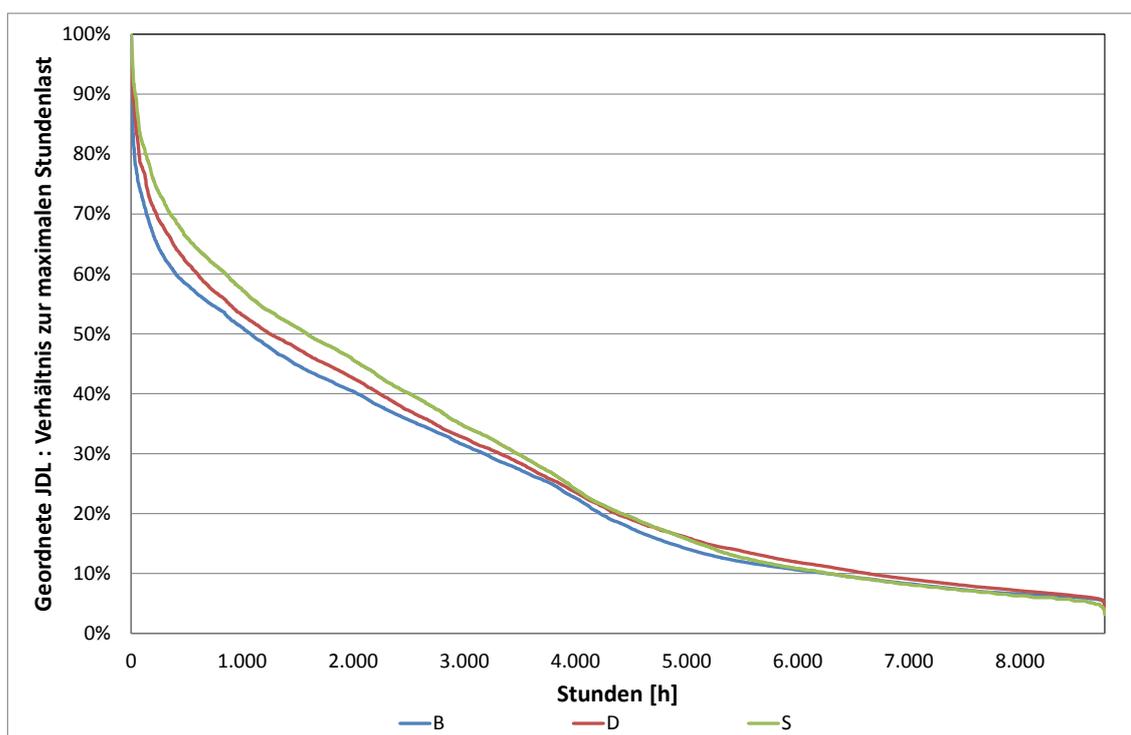


Abbildung 3-13: Vergleich der geordneten Jahresdauerlinie von drei Fernwärmenetzen für das Jahr 2009 (normierte Darstellung).

Noch ausgeprägter ist die Übereinstimmung der jahreszeitlichen Verteilungen (Monatssummen) der jeweiligen Gesamtwärmemengen in den drei Netzen, wie Abbildung 3-14 verdeutlicht. Die Unterschiede sind (vor allem gegenüber anderen Einflussfaktoren) praktisch vernachlässigbar. Diese Aussage gilt sogar für die Auflösung nach Tagessummen (vgl. Abbildung 3-15): deren jeweiliger prozentualer Anteil an der Jahressumme des Netzes zeigt eine bemerkenswerte Übereinstimmung beim Vergleich der drei Netze. Die 10 höchsten Tageseinspeisungen des Jahres fallen ausnahmslos auf die identischen Tage, die 10 niedrigsten stimmen vielfach überein oder liegen in einer zeitlich eng begrenzten Bandbreite.

Dazu ist allerdings anzumerken, dass alle drei dargestellten Fernwärmenetze alle aus NRW stammen, womit ein möglicher Klimaeffekt aufgrund unterschiedlicher geografischer Lagen in Deutschland minimiert wird. Der Vergleich von Abbildung 3-7 (ein Netz, mehrere Jahre) und Abbildung 3-14 (drei Netze, identisches Jahr) bestätigt aber für dieses Beispiel, dass der Klimaeffekt unterschiedlicher Jahre deutlich ausgeprägter ist als die durch die Netzcharakteristiken induzierten Unterschiede; auch ablesbar beim Vergleich der geordneten Jahresdauerlinien (siehe Abbildung 3-6 und Abbildung 3-13).

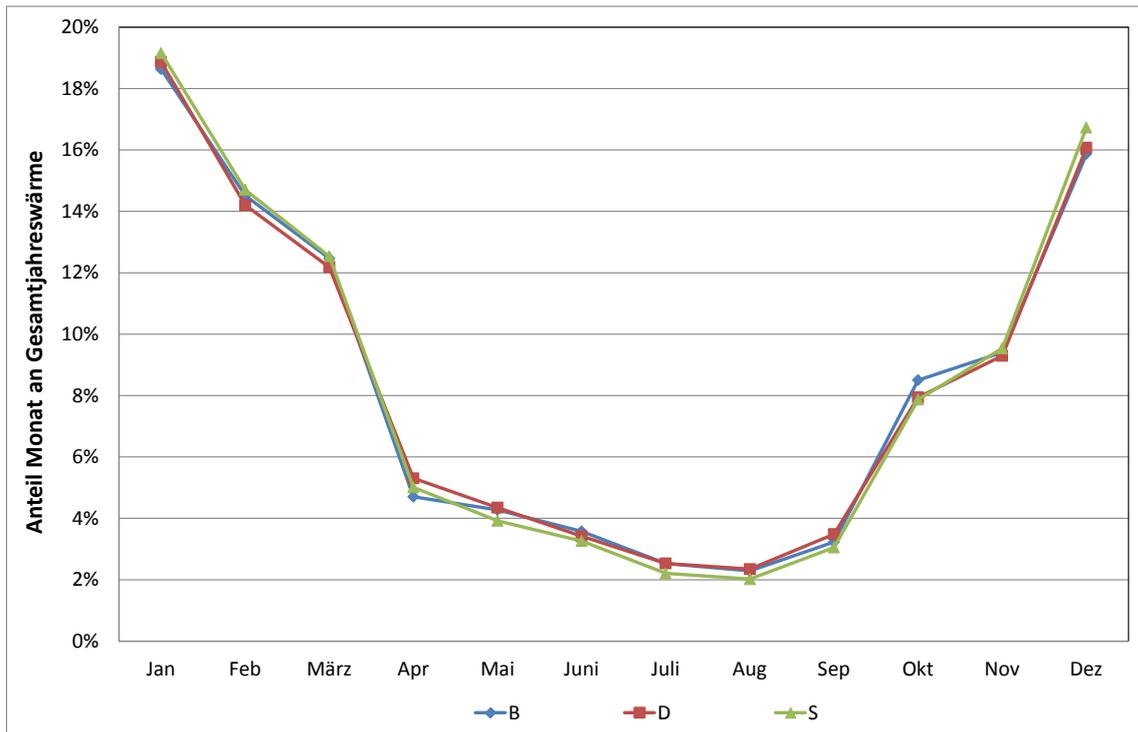


Abbildung 3-14: Anteile der Monatssummen an der jeweiligen Jahressumme von drei Fernwärmenetzen für das Jahr 2009

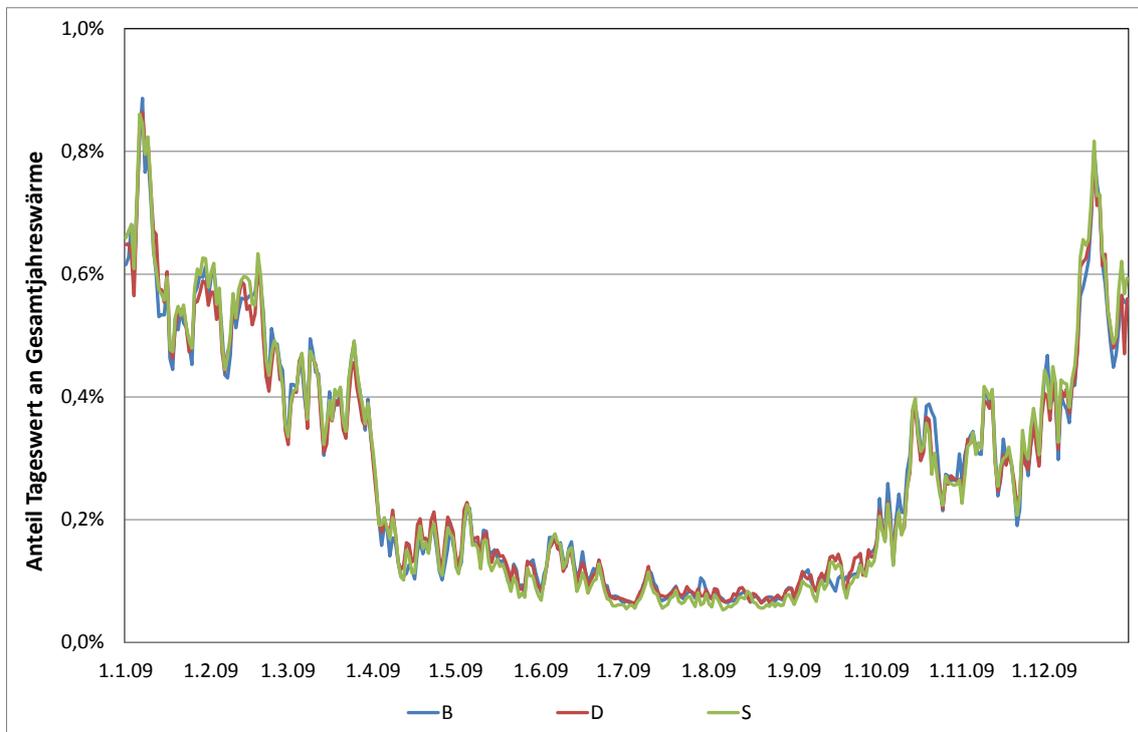


Abbildung 3-15: Anteile der Tagessummen an der jeweiligen Jahressumme von drei Fernwärmenetzen für das Jahr 2009

3.2 Industrie (ISI)

Der Wärmebedarf der Industrie unterteilt sich in Prozess- und Raumwärmebedarf. Während der Raumwärmebedarf von der Umgebungstemperatur abhängig ist, wird der Prozesswärmebedarf nicht beeinflusst. Der Prozesswärmebedarf wird vielmehr von der Auslastung der Produktion bestimmt. Im Folgenden erfolgt deshalb eine getrennte Betrachtung von Raum- und Prozesswärmebedarf.

3.2.1 Prozesswärme

Reale stündliche Wärmebedarfsprofile liegen nicht vor, weshalb die jährlichen Verbrauchsdaten auf ein stündliches Profil gebracht werden müssen. Dies geschieht für die Branchen Ernährung und Tabak, Papiergewerbe, und Grundstoffchemie für den Anteil der im Rahmen der Anwendungsbilanzen ermittelten brennstoffbasierten Prozesswärme (siehe Kapitel 2.3).

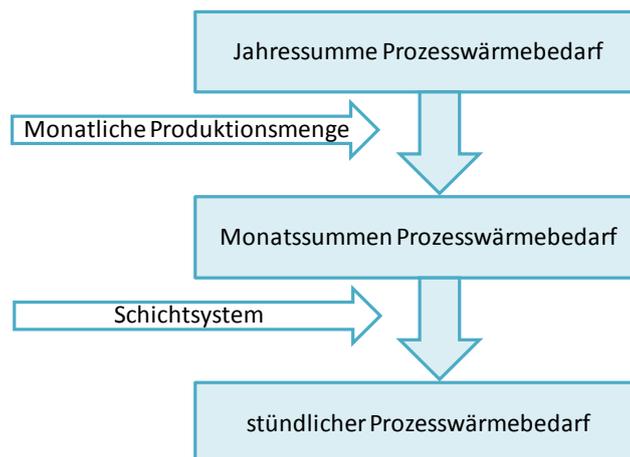


Abbildung 3-16: Ableitung stündlicher Wärmeprofile für Prozesswärmebedarf in der Industrie

In einem ersten Schritt werden die Jahressummen auf Monatssummen herunter gebrochen. Um die Jahresverlauf des Prozesswärmebedarfs abzubilden, wurden die geleisteten monatlichen Arbeitsstunden als Indikator zur Abschätzung der monatlichen Produktionsmenge gewählt. Datenbasis für die geleisteten Arbeitsstunden sind die Monatsberichte für das verarbeitende Gewerbe des Statistischen Bundesamtes. Die Zuordnung der Klassifikation WZ2008 zu den Anwendungsbereichen ist im Anhang dargestellt. Der ermittelte Jahresverlauf der geleisteten Arbeitsstunden ist für alle Branchen in Tabelle 3-6 und für die Branchen mit dem höchsten Mitteltemperaturbedarf in Abbildung 3-17 dargestellt. Haupteinflussfaktor sind die auf den Monat entfal-

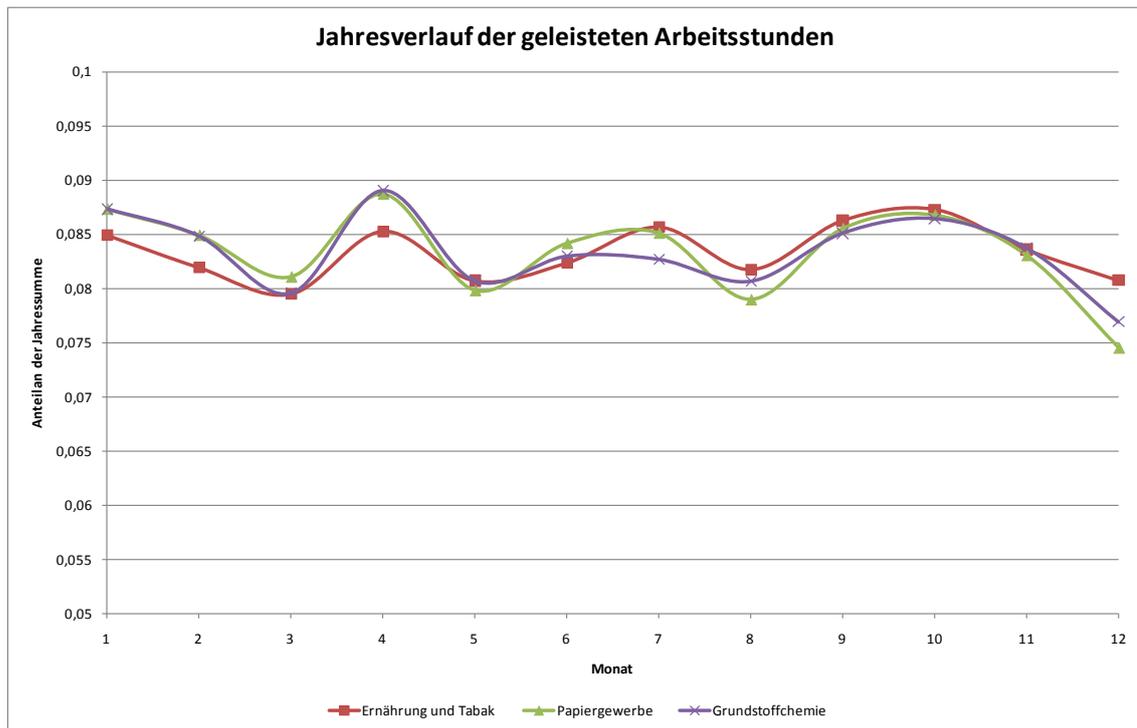
lenden Werktagen, in den Sommermonaten und im Dezember überlagern jedoch Urlaubszeiten, unter Umständen auch Werksferien, diesen Effekt. Durch Multiplikation mit den ermittelten Faktoren können aus dem jährlichen Prozesswärmebedarf monatliche Werte ermittelt werden.

Tabelle 3-6: Jahresverlauf der geleisteten Arbeitsstunden in den einzelnen Branchen

2008	Gew. v. Steinen u. Erden	Ernährung und Tabak	Papiergewerbe	Grundstoffchemie	Sonst. chemische Industrie	Gummi- u. Kunststoffwaren	Glas u. Keramik	Verarb. v. Steinen u. Erden	Metallerzeugung	NE-Metalle, -gießereien	Metallbearbeitung	Maschinenbau	Fahrzeugaufbau	Sonst. Verarbeitendes Gewerbe
Januar	8,0%	8,5%	8,7%	8,7%	8,7%	8,6%	8,2%	8,5%	8,8%	8,8%	8,5%	8,4%	8,7%	8,6%
Februar	8,1%	8,2%	8,5%	8,5%	8,4%	8,5%	8,3%	8,5%	8,6%	8,7%	8,5%	8,5%	8,9%	8,5%
März	7,9%	8,0%	8,1%	8,0%	8,0%	8,1%	8,1%	8,0%	8,2%	8,2%	8,1%	8,1%	8,2%	8,0%
April	9,0%	8,5%	8,9%	8,9%	8,9%	9,0%	9,0%	8,9%	9,1%	9,2%	9,1%	9,0%	9,5%	9,0%
Mai	8,2%	8,1%	8,0%	8,1%	7,9%	8,1%	8,1%	8,1%	8,2%	8,1%	8,0%	7,9%	8,0%	7,9%
Juni	8,5%	8,2%	8,4%	8,3%	8,4%	8,6%	8,5%	8,6%	8,4%	8,7%	8,6%	8,5%	8,8%	8,5%
Juli	8,7%	8,6%	8,5%	8,3%	8,6%	8,7%	8,7%	8,7%	8,2%	8,6%	8,7%	8,8%	8,6%	8,7%
August	8,0%	8,2%	7,9%	8,1%	8,0%	7,9%	7,9%	8,0%	8,0%	7,7%	7,8%	7,6%	7,1%	7,6%
September	8,8%	8,6%	8,6%	8,5%	8,6%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,6%	8,8%	8,7%
Oktober	8,9%	8,7%	8,7%	8,6%	8,7%	8,8%	8,9%	8,8%	8,7%	8,7%	8,8%	8,9%	8,9%	8,8%
November	8,5%	8,4%	8,3%	8,4%	8,3%	8,2%	8,4%	8,3%	8,3%	8,1%	8,3%	8,4%	8,3%	8,4%
Dezember	7,6%	8,1%	7,5%	7,7%	7,4%	6,9%	7,3%	6,8%	6,9%	6,6%	6,8%	7,3%	6,2%	7,3%

Daten: Destatis 2011

Anschließend werden die täglichen Wärmebedarfe abgeschätzt. Dazu werden drei unterschiedliche Schichtsysteme angenommen. Diese sind A – 5 Tage-Woche mit je 12 Produktionsstunden, B – 5 Tage Woche mit je 24 Produktionsstunden und C ein Vollschichtbetrieb mit einer 7 Tage Woche mit je 24 Produktionsstunden. In einer ersten Arbeitshypothese wird von 30% Schichtsystem A, 30% Schichtsystem B und 40% Schichtsystem C ausgegangen. Diese Hypothese wird im weiteren Projektverlauf noch genauer verifiziert werden. Die ermittelten Tageswärmebedarfe werden anschließend gleichmäßig auf die Produktionsstunden verteilt. Der sich ergebende stündliche Verlauf ist in Abbildung 3-18 beispielhaft für das Papiergewerbe das Schichtsystem C (Vollschichtbetrieb mit einer 7 Tage Woche) sowie für die Branche Ernährung und Tabak das Schichtsystem A (5 Tage-Woche mit je 12 Produktionsstunden) dargestellt.



Daten: Destatis 2011

Abbildung 3-17: Jahresverlauf der geleisteten Arbeitsstunden

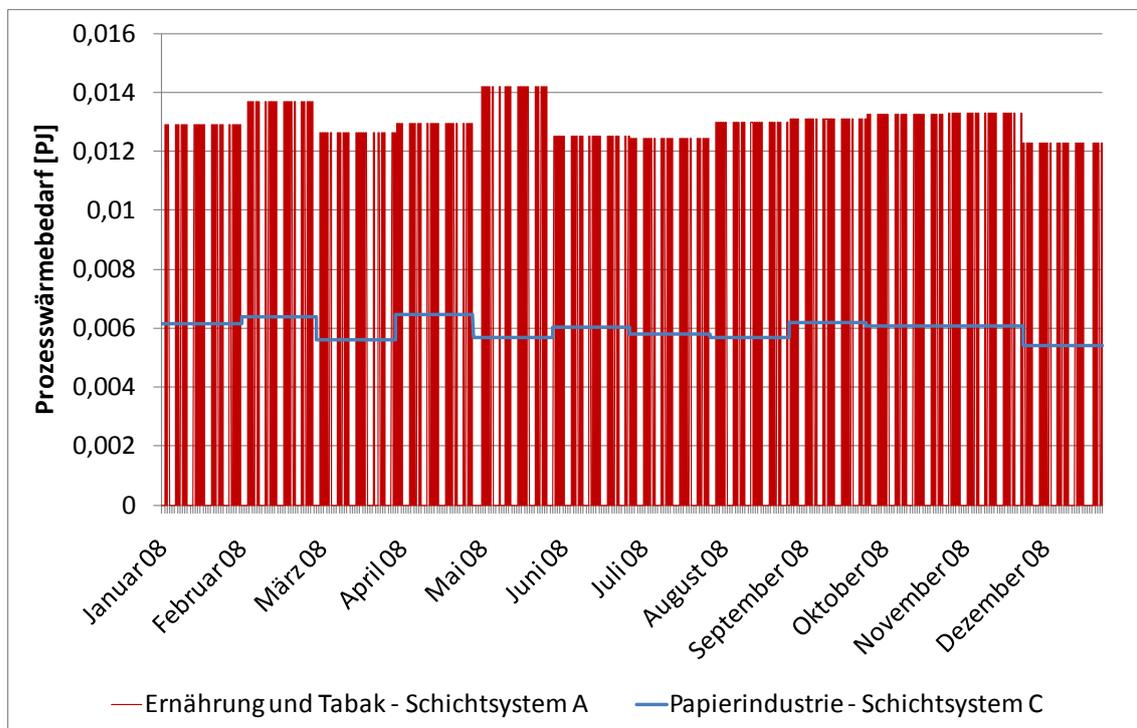
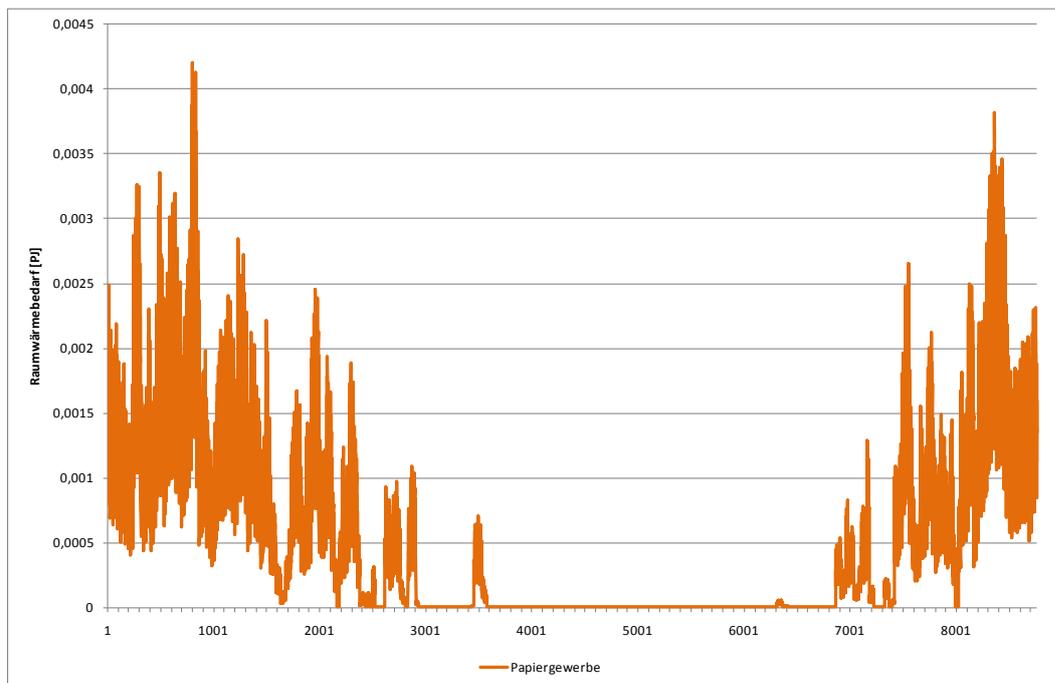


Abbildung 3-18: stündlicher Prozesswärmebedarf im Papiergewerbe

3.2.2 Raumwärme

Für den Raumwärmebedarf wird ein skaliertes stündliches Profil für Industriehallen aus BHKW Plan (BHKW-HB, 2011) genutzt. Abbildung 3-19 zeigt beispielhaft den Jahresverlauf für das Papiergewerbe. Für alle anderen Branchen wird dieselbe Struktur des stündlichen Raumwärmebedarfs angenommen.



Daten: BHKW-Plan

Abbildung 3-19: stündlicher Raumwärmebedarf im Papiergewerbe

4 Wärmebereitstellung (ISI, DLR, BEI)

Der Ausbau erneuerbarer Energien im Strommarkt bedingt mittelfristig eine starke Reduktion der verbleibenden Restnachfrage, die durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden kann. In diesem Bereich laufen neben den konventionellen Kondensationskraftwerken auch KWK-Anlagen. Die Bandbreite an eingesetzten Technologien sowie an Brennstoffen ist dabei sehr groß. Es wird der aktuelle Bestand an KWK-Anlagen sowie die eingesetzten Brennstoffe identifiziert, die Analyse der IST-Situation erfolgt getrennt für KWK-Anlagen zur Fernwärmeversorgung, für industrielle KWK-Anlagen, für BHKW in Einzelobjekten sowie für KWK-Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien.

Im Fernwärmebereich werden zentrale Daten zu den Eigenschaften der Fernwärmenetze in Deutschland dargestellt. Es wird auch ermittelt, inwieweit erneuerbaren Energien derzeit bereits im Bereich der öffentlichen bzw. industriellen KWK eingesetzt wer-

den. Das Anlagenspektrum reicht dabei von Großkraftwerken mit Wärmeauskopplung bis zu kleinen BHKW-Anlagen, die zur Biogasverstromung eingesetzt werden.

4.1 Status quo der Fernwärme in Deutschland (BEI)

Keine vollständige, aber eine ausreichend gute Darstellung der Fernwärmenutzung in Deutschland liefert der jährliche AGFW-Hauptbericht; die aktuelle Fassung bezieht sich auf das Jahr 2009 (AGFW, 2010) und fasst die Befragungsergebnisse von 210 Fernwärmeunternehmen zusammen. In Tabelle 4-1 sind die wesentlichen Kennzahlen zusammengefasst.

Das deutsche Fernwärmenetz weist eine Länge von mehr als 19.500 km auf und versorgt damit mehr als 330.000 Kunden. In welchem Maße die weitere Entwicklung der KWK mit dem Ausbau der Wärmenetze verknüpft ist, lässt sich an der Tatsache ablesen, dass 83% der eingespeisten Wärmemenge aus KWK-Anlagen stammt. Die in diesen KWK-Anlagen vor allem eingesetzten Brennstoffe sind Erdgas und Steinkohle mit einem Anteil von zusammen fast 80%. Der in reinen Heizwerken dominierende Energieträger bei der Fernwärmeerzeugung ist mit einem Anteil von rund zwei Dritteln das Erdgas, gefolgt von Müllverbrennungsanlagen.

Die Zusammensetzung der angeschlossenen Verbraucher ergibt sich bundesweit zu 46 % Haushalte, 36 % GHD und 18 % Industrie; in einzelnen Netzen kann es natürlich zu deutlich abweichenden Verteilungen kommen.

Ein Vergleich der in der Tabelle ausgewiesenen Durchschnittswerte mit den Mittelwerten der größten 12 Fernwärmenetze in Deutschland zeigt eine relativ gute Übereinstimmung. Die durchschnittliche Trassenlänge je Hausstation (HS) beträgt 63 m (Bandbreite rund 40 – 80 m/HS), die Netzverluste im Mittel 12 % (Bandbreite 9 % – 17 %). Die erwartete Abweichung gibt es bei der durchschnittlichen Netzeinspeisung je HS: hier liegt der Mittelwert mit rd. 1.220 GJ/HS (Median 1.090 GJ/HS, Bandbreite rund 600 – 2.100 GJ/HS) um den Faktor 1,4 höher als für Deutschland insgesamt. Dies erklärt sich durch den überproportionalen Anteil sehr großer Gebäude / Unternehmen mit hohem Verbrauch in solchen Großstädten; der Höchstwert wird in der Stadt Berlin erreicht.

Tabelle 4-1: Status quo der Fernwärme in Deutschland (im Jahr 2009)

Einspeisung			
Wärmenetzeinspeisung gesamt	290 PJ		
davon Erzeugung mit KWK	241 PJ	83 %	
davon Erzeugung ohne KWK	46 PJ	16 %	
davon Industrielle Abwärmenutzung	3 PJ	1 %	
davon Einspeisung in Wassernetze	283 PJ		
Fernwärmenetz			
FW-Netzausbau (Trassenlänge)	19.538 km		
FW-Anschlusswert	51.506 MW		
Anschluss- und Kundenanlagen	334.200		
davon in Wassernetzen	325.320		
Durchschnittl. Anschlusswert pro Hausstation (HS)	154 kW		
Durchschnittl. Netzeinspeisung pro HS in Wassernetzen	870 GJ		
Durchschnittl. Trassenlänge pro HS in Wassernetzen	58 m		
Durchschnittl. Fernwärme-Netzverluste	11 %		
Eigene Erzeugungsanlagen mit KWK inklusive Fremdbezug		PJ	%
Brennstoffeinsatz für die Strom- und Wärmeerzeugung in Heizkraftwerken einschl. Fremdbezug		463	
Steinkohle			34
Braunkohle			11
Heizöl			1
Erdgas			44
Müll			7
Biomasse (fest)			2
Sonstige			1
Eigene Erzeugungsanlagen ohne KWK inklusive Fremdbezug		PJ	%
Brennstoffwärme für die in Heizwerken erzeugte Wärme einschl. Fremdbezug		54	
Steinkohle			6
Braunkohle			1
Heizöl			7
Erdgas			67
Müll			15
Biomasse (fest)			2
Sonstige			2

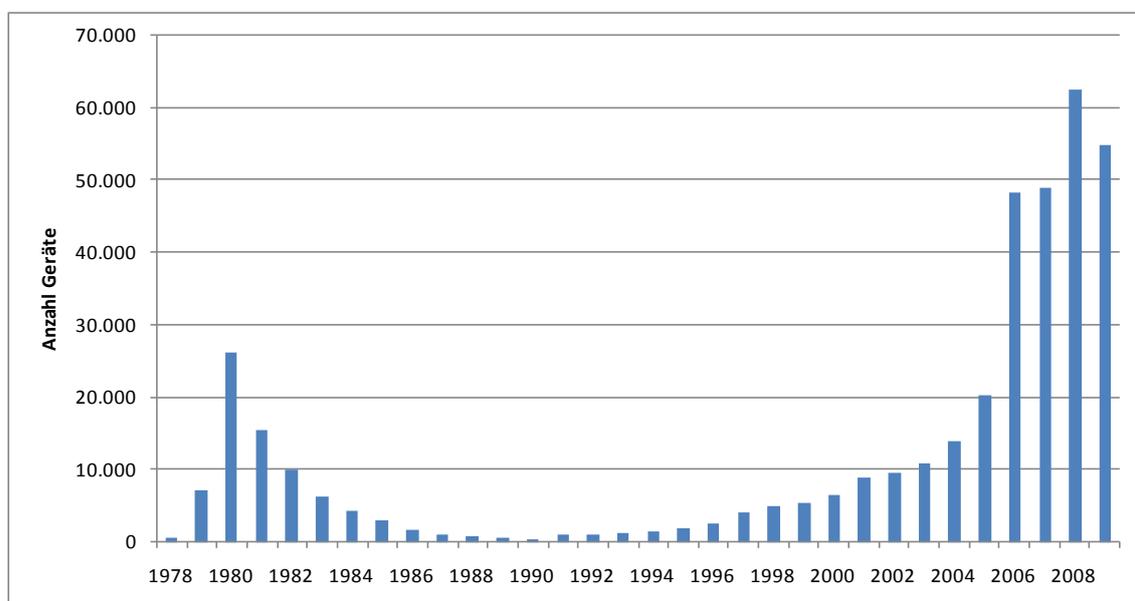
Quelle: (AGFW, 2010)

4.2 Anlagen zur strombasierten Wärmeerzeugung (ISI, DLR)

4.2.1 Wärmepumpen (DLR, ISI)

Die Hauptaufgabe von Wärmepumpen ist die Beheizung von Gebäuden. Daher werden sie stets wärmegeführt betrieben.

Einen ersten vorübergehenden Boom erfuhr der Wärmepumpenmarkt um das Jahr 1980 infolge der Ölkrise, welcher allerdings schnell wieder abflaute. Mitte der Neunziger folgte ein erneuter Anstieg der Verkaufszahlen (Quaschnig, 2006). Ab 2006 stieg der Absatz stark an, im Jahr 2008 wurden schließlich 62.500 Geräte abgesetzt. 2009 war der Absatz auf dem Wärmepumpenmarkt zum ersten Mal seit 1989 wieder rückläufig (siehe Abbildung 4-1).



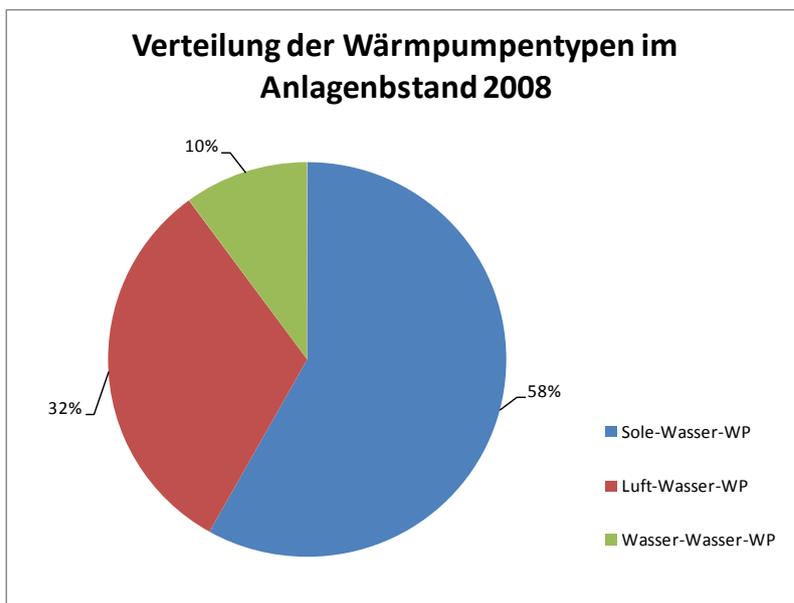
Quelle: Quaschnig 2006, mit Ergänzungen nach BWP 2010

Abbildung 4-1: Wärmepumpenabsatz 1978 bis 2009 nach Wärmequellentyp

Die Absatzzahlen sind nicht zwangsläufig mit der tatsächlich installierten Anzahl an WP identisch, da sie den Großhandelsmarkt (Herstellerangaben) widerspiegeln und damit auch Außenhandel und Zwischenlagerung beinhalten.

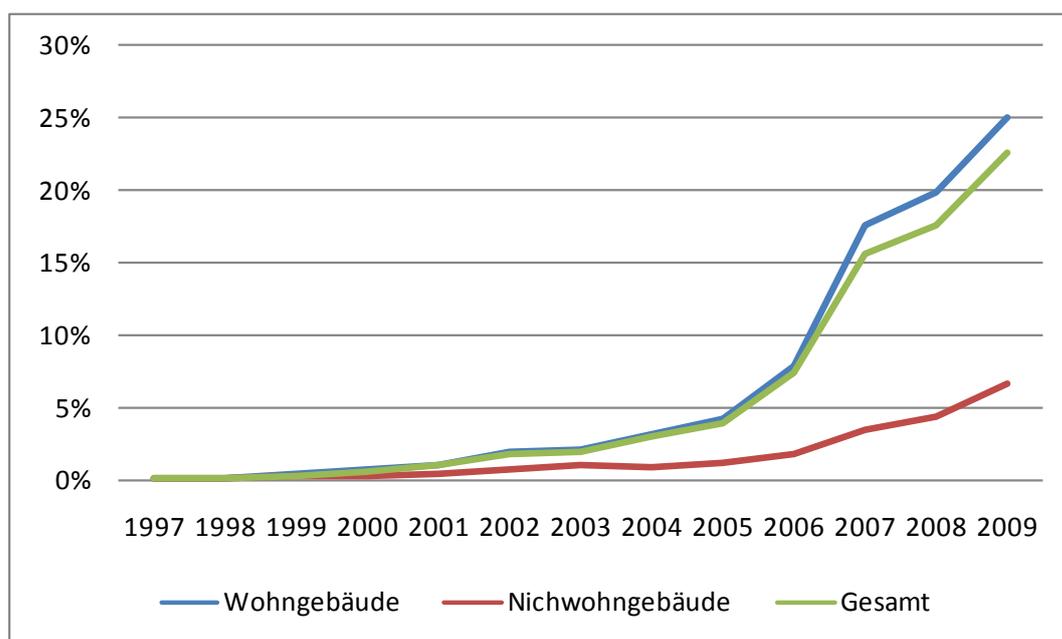
Der Bundesverband Wärmepumpe e.V. (BWP) gibt die Anzahl der Ende 2008 in Deutschland betriebenen WP-Anlagen mit rund 222.000 Geräten an. Der Verband berücksichtigt dabei von einer Differenz zum Gesamtabsatz (1978 bis 2009) durch Rückbau von Heizungen sowie Austausch von alten WP von insgesamt annähernd 35 %. Sole-Wasser-Wärmepumpen bildeten mit rund 164.000 Geräten und 60 % die Haupt-

gruppe. Der Anteil der Wasser-Wasser-Wärmepumpen lag mit etwa 28.000 Geräten bei 10 %. Ende 2008 war somit jede dritte Wärmepumpe eine Luft-Wasser-Wärmepumpe, welche mit knapp 89.000 Anlagen über 30 % des Bestands stellten (siehe Abbildung 4-2). Am Gesamtbestand der Wärmeerzeuger hatten die Wärmepumpen 2008 einen Anteil von 2% mit einer Gesamtleistung von 3,5 GW thermisch und 0,93 GW elektrisch. Laut Statistischen Bundesamt wurden bisher 93500 Wärmepumpen in Neubauten installiert, wobei mehr als 95% in Wohngebäuden zum Einsatz kamen. Während Wärmepumpen als vorwiegend verwendete Heiztechnik im Neubau von Wohngebäuden im Jahr 2000 weniger als ein Prozent stellten, ist die Wärmepumpe heute mit 25 % die zweitwichtigste Heiztechnik (siehe Abbildung 4-3).



Quelle: BWP 2010

Abbildung 4-2: Verteilung der Wärmepumpentypen im Anlagenbestand



Quelle: BWP 2010

Abbildung 4-3: Entwicklung des Anteils an Wärmepumpen in fertiggestellten Neubauten von 1997 bis 2009

Aufgrund der dynamischen Entwicklung des Wärmepumpenmarktes werden im Folgenden die technologischen Eigenschaften detailliert dargestellt.

Wärmepumpen zur Beheizung von Ein- und Zweifamilienhäusern verfügen regelmäßig über einen Notheizstab (entsprechend dem Spitzenkessel bei KWK-Anlagen). Die erdgekoppelten Wärmepumpen sind jedoch i.a. so ausgelegt, dass der Notheizstab nicht benötigt wird¹⁶. Bei Luft/Wasser-Wärmepumpen wird gemäß Auslegung der Notheizstab meist auch tatsächlich benötigt. Aber selbst im Falle der Altbauten, wo der Notheizstab auslegungsgemäß in 80-90% der Fälle an den kältesten Tragen des Jahres benötigt wird, wird nur mit einem Anteil von 2% am Jahreswärmebedarf gerechnet.

Der Strombedarf eines Wärmepumpensystems ist wenigstens annähernd proportional zum aktuellen Wärmebedarf (mit der Jahresarbeitszahl als Proportionalitätsfaktor). Bei genauerer Betrachtung variiert die Jahresarbeitszahl im Jahresverlauf, da sie von der jeweils erforderlichen Vorlauftemperatur und bei Luft/Wasser-Wärmepumpen auch noch von der Außentemperatur abhängt. Die höchste Vorlauftemperatur wird für die

¹⁶ Untersuchungen des FhG-ISE zeigen, dass auch bei erdgekoppelten Wärmepumpen der Notheizstab im Mittel einen Anteil von 2-3% am gesamten Wärmebedarf hat. Es kommen aber auch Fälle vor, in denen versehentlich nur der Notheizstab in Betrieb ist. Bemerkte wird dies ggf. erst an der hohen Stromrechnung.

Warmwasserbereitung benötigt. Daher ist bei Sole/Wasser-Wärmepumpen die Arbeitszahl im Sommer, wenn nur Warmwasser benötigt wird, am schlechtesten. Bei der Heizung hängt die Vorlauftemperatur von der Außentemperatur ab. Eingeschränkt auf den Heizbetrieb ist daher die Arbeitszahl in den Übergangszeiten höher als an den kalten Tagen im Winter. Bei Luft/Wasser-Wärmepumpen ist der jahreszeitlich bedingte Unterschied der Arbeitszahlen deutlich größer als bei Sole/Wasser-Wärmepumpen – bis hin zu dem Fall, dass an kalten Tagen die Arbeitszahl nicht mehr ausreicht, um den Wärmebedarf des beheizten Gebäudes zu decken.

Im Altbau werden ca. $\frac{3}{4}$ und in Neubauten gut die Hälfte aller Wärmepumpen mit einem Pufferspeicher versehen. Dies hat seine Ursache einerseits darin, dass die Anlagen mit Speicher seltener takten und dass andererseits die günstigen Tarifen für den Betriebsstrom der Wärmepumpen nur mit der Auflage gewährt werden, dass die Wärmepumpe täglich ein bis zwei Stunden vom Stromversorger abgeschaltet werden darf. In dieser Zeit kann dann der Speicher die Wärmeversorgung übernehmen. Ob diese vertraglich eingeräumte Möglichkeit tatsächlich genutzt wird, hängt stark vom Stromversorger ab. Auch ob während dieser Sperrzeiten ggf. stattdessen teurer Normalstrom für den Betrieb der Wärmepumpen bezogen wird, scheint individuell unterschiedlich geregelt zu sein.

Sofern vorhanden, liegt die typische Größe für Pufferspeicher in Ein- und Zweifamilienhäusern bei ca. 500 l. Die Temperaturspreizung in diesen Speichern ist systembedingt relativ gering. Die höchste Speichertemperatur sollte nicht über 55°C liegen, da sonst die Arbeitszahl zu niedrig wird. Die untere Temperaturgrenze im Speicher liegt bei der Rücklauftemperatur des Heizsystems, also auch im günstigen Fall von Fußbodenheizsystemen kaum unter 25°C. Im günstigsten Fall liegt die Temperaturspreizung somit bei 30 K. Damit lässt sich in einem typischen Speicher die Wärmeproduktion von ein bis zwei Stunden speichern (typische Leistung der Wärmepumpen in Einfamilienhäusern: 8-10 kW im Neubau, 10-15 kW im Altbau). Ist die Temperaturspreizung geringer, nimmt die Speicherkapazität entsprechend ab. Der Nutzen dieser Pufferspeicher für das elektrische Lastmanagement bewegt sich daher in engen Grenzen. Pufferspeicher können zwar den Komfort der Bewohner steigern. Sie haben jedoch den Nachteil, dass sie die Vorlauftemperatur, die von der Wärmepumpe geliefert werden muss, erhöhen und gleichzeitig auch die Regelung komplexer machen. Beides führt zu einer Verschlechterung der Jahresarbeitszahl. Bei größeren Nichtwohngebäuden können auch Decken und Wände des Gebäudes selbst zur Speicherung von Wärme genutzt werden (Betonkernaktivierung), wodurch bereits eine Lastverschiebung vom Tag in die Nacht möglich wird.

Nachtabenkungen können den Wärmebedarf eines Hauses senken. Mit Wärmepumpen ausgerüstete Gebäude sind für diese Art des Energiesparens weniger geeignet,

weil sie erstens bei der Auslegung der Wärmenennleistung wegen der hohen Anschaffungskosten meist knapper kalkuliert werden als normale Heizkessel. Dies führt dazu, dass es morgens beim Ausgleich der Nachtabenkung länger dauert, bis die normale Raumtemperatur wieder erreicht wird. Zweitens wird für das möglichst rasche Wiederaufheizen der Räume am Morgen eine höhere Vorlauftemperatur benötigt, was zu einer Verschlechterung der Arbeitszahl führt. In Simulationsmodellen, welche Nachtabenkungen berücksichtigen, sind Wärmepumpen daher gesondert zu betrachten.

4.2.2 Stromheizungen (ISI)

Bei den Stromheizungen kann unterschieden werden zwischen den Stromdirektheizungen ohne Speichereffekte (Heizlüfter, Infrarotstrahler etc.) und Nachtspeicherheizungen, von denen 95% dezentral als Einzelspeicherheizgeräte ausgeführt sind Anteil (Stadler 2005). Nachtspeicherheizungen wurden insbesondere in den 1950er und 1960er Jahren eingesetzt. 2009 wurde die Außerbetriebnahme von Nachtspeicherheizungen im §10a EnEV festgelegt. Demnach dürfen in Wohngebäuden mit mehr als fünf Wohneinheiten keine elektrischen Speicherheizungen mehr betrieben werden, in anderen Gebäuden ist die Nutzung der Heizungen im Wesentlichen auf 30 Jahre beschränkt. 2006 betrug der Bestand ca. 500.000 Nachtspeicherheizungen, davon 25.000 in Berlin und 50.000 in Hamburg (BDEW 2009).

4.3 Betriebsweisen von Anlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeversorgung (ISI,DLR)

Kraftwerke zur reinen Stromerzeugung werden in Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke eingeteilt, Kessel zur reinen Wärmeerzeugung in Grund- und Spitzenlastkessel. Ähnliche Unterscheidungen sind bei KWK-Anlagen möglich.

Bei KWK-Anlagen sind zunächst zwei Grundvarianten zu unterscheiden:

1. Stromgeführte KWK-Anlagen (z.B. Großkraftwerke) und
2. Wärmegeführte KWK-Anlagen (z.B. Mikro-BHKW).

Bei Biomasse-KWK-Anlagen bedeutet eine Stromführung gleichzeitig, dass Grundlast bereitgestellt wird. Die Einspeisevergütung, welche vom EEG für derartige Anlagen vorgesehen ist, wird unabhängig vom Zeitpunkt der Einspeisung gezahlt, sodass es für stromgeführte keinen Anlass gibt, Biomasse-KWK-Anlagen zu Schwachlastzeiten zurückzufahren. Überschüssige Wärme wird bei dieser Betriebsart weggekühlt. Eine Ausnahme stellt die Mitverbrennung von Biomasse in Kohlekraftwerken dar. Hier richtete sich die Biomassenutzung nach der Betriebsart des Kohlekraftwerks, welches auch in der Mittellast eingesetzt werden kann.

Bei wärmegeführten KWK-Anlagen kann weiter unterschieden werden in Anlagen, welche der Vollversorgung des beheizten Objektes dienen und solchen, welche nur die Grundlast bereitstellen und an kalten Tagen durch einen Spitzenlastkessel ergänzt werden müssen. Die gezielte Erzeugung von Spitzenlast aus KWK-Anlagen ist aus Kostengründen nicht sinnvoll.

Die Einteilung in wärme- und stromgeführte Anlagen ist begrifflich sehr nützlich aber in der Praxis nicht streng möglich, da es auch Mischformen gibt.

Wärmespeicher können zwischen der strom- und wärmegeführten Betriebsweise vermitteln. Bei stromgeführten Anlagen kann durch die Nutzung von Speichern die Wärme auch dann genutzt werden, wenn sie nicht zum Zeitpunkt der Stromerzeugung benötigt wird. In welchem Umfang dies bei gegebener Speichergröße möglich ist, hängt von der Ganglinie der Stromerzeugung und von der Ganglinie des Wärmebedarfs ab. Da diese Ganglinien wetterbedingt in jedem Jahr unterschiedlich ausfallen, ist eine exakte Vorhersage der Auswirkung eines Wärmespeichers nicht möglich, und auch die näherungsweise Abschätzung benötigt relativ aufwendige Instrumente wie z.B. das Simulationsprogramm BHKW-Plan.

Im wärmegeführten Betrieb dienen Wärmespeicher einerseits, um ein zu häufiges An- und Abfahren des Wärmeerzeugers (Takten) zu verhindern. Sofern von der KWK-Anlage keine (Wärme-)Grundlast bereitgestellt wird, kann durch den Speicher auch der Deckungsanteil der KWK-Anlage am gesamten Wärmebedarf erhöht werden, da in Zeiten mit geringer Wärmenachfrage der Speicher beladen und zu Zeiten mit hoher Wärmenachfrage, wenn ohne Speicher der Spitzenlastkessel zugeschaltet werden müsste, wieder entladen werden kann.

4.3.1 Wärmeauskopplung aus Großkraftwerken/Fernwärmenetze (ISI)

Aus großen Dampfkraftwerken wird Wärme zur Speisung von Fernwärmenetzen ausgekoppelt. Dampfkraftwerke existieren in einem Leistungsbereich von weniger als einem bis zu 800 Megawatt. Der Anteil von Dampfkraftwerken an den Kraftwerksneubauten ist stagnierend oder leicht rückläufig. Hohen spezifischen Investitionskosten und schlechten Teillastwirkungsgraden stehen allerdings ein hohe Flexibilität des Brennstoffeinsatzes gegenüber.

Die Wärmeauskopplung erfolgt durch die die Nutzung von Abdampf in Heizkondensatoren oder Abdampfeinspeisung. Erfolgt die Wärmebedarfsdeckung auch aus der Niederdruckturbine, können Stromerzeugung und Wärmebedarfsdeckung entkoppelt werden. Eine Turbinenaufteilung in Hoch-/Mitteldruck und Niederdruckturbinen ist aller-

dings nur bei mittleren und großen Dampfkraftwerken ab 30 MW üblich. Spitzen in der Wärmenachfrage werden meist durch günstigere Mittel-/ oder Niederdruckdampfessel, Wärmespeicher oder Spitzen- oder Reservekessel gedeckt um 2000 bis 4000 Volllaststunden (thermisch) und 4000 Volllaststunden (elektrisch) zu erreichen zu können.

Stromkennzahlen von Dampfkraftwerken mit Wärmeauskopplung liegen zwischen 0,4 und 1,7. Je nach Art der Dampfauskopplung liegen die Stromverlustkennziffern (Minderung der Stromerzeugung im Verhältnis zur Wärmeauskopplung) zwischen 10 und 21 Prozent.

Neben Dampfkraftwerken kann auch aus Gasturbinenkraftwerken Wärme ausgekoppelt werden. Während in der Vergangenheit hauptsächlich Anlagen mit elektrischen Leistungen zwischen 1,5 und 25 MW gebaut wurden, entstanden durch die Förderung des KWKG in letzter Zeit auch viele Mikro-KWK Anlagen mit 30 kW bis 100 kW und Anlagen mit elektrischen Leistungen im Bereich von 2 MW. Gasturbinenkraftwerke können auf einem einfachen, offenen Gasturbinenprozess beruhen mit Wärmeerzeugung in einem Abhitzeessel. Diese Ausführungsweise ist die häufigste Konzeption im industriellen Leistungsbereich. durch die hohen Abgastemperaturen zwischen 500 und 600 °C kann Heißwasser mit einer Temperatur bis 200 °C oder Dampf bis zu einem Druck von 160 bar bereitgestellt werden. Ein wesentlich höherer elektrischer Wirkungsgrad kann erreicht werden, wenn der Gasturbine eine Dampfturbine nachgeschaltet wird. Auch durch Dampfeinspritzung in die Gasturbine (Cheng-Prozess) kann der Wirkungsgrad gesteigert werden, allerdings sind nur wenige Gastrubinen für die Dampfeinspritzung geeignet. Gasturbinen werden stromorientiert, wärmeorientiert oder wechselnd strom- bzw. wärmeorientiert gefahren.

Im einfachen, offenen Gasturbinenprozess ist die Wärmebereitstellung der Stromerzeugung nachgeschaltet. Die im Abgas enthaltene Energie kann zur Wärmebereitstellung genutzt werden, ohne dass der elektrische Wirkungsgrad der Gasturbine sinkt. In Gas- und Dampfturbinenanlagen (GuD) entsteht hingegen im Dampfprozess ein Stromverlust durch die Wärmeerzeugung. Im Cheng-Prozess kann der in die Gasturbine eingespritzte Dampf ebenfalls nicht mehr für die Wärmebereitstellung genutzt werden, so dass auch hier eine erhöhte Wärmebereitstellung zu geringeren elektrischen Wirkungsgraden führen kann. (Schaumann und Schmitz, 2010)

4.3.2 Wärmeezeugung in BHKW (ISI)

Blockheizkraftwerke (BHKW) werden in Nahwärmenetzen, öffentlichen Gebäuden, Schwimmbädern, Krankenhäusern, Gewerbe- und Industriebetrieben sowie Kläranlagen und Deponien eingesetzt. Die elektrische Leistung der Anlagen reicht von wenigen

Kilowatt bis etwa zwei Megawatt. Das Temperaturniveau der Nutzwärme liegt meist zwischen 85°C bis 90°C, es sind allerdings auch Heizwassertemperaturen von bis zu 130 °C sowie auch Dampferzeugung möglich. Aus ökonomischen Gründen deckt das BHKW meist nur einen Anteil von 10% bis 50% der thermischen Gesamtleistung ab, um die nötigen Volllaststunden zu erreichen. Durch die Installation eines Wärmespeichers kann die Wärmeerzeugung vom Wärmeverbrauch entkoppelt werden. So ist auch ein stromorientierter Betrieb des BHKWs möglich und es können höhere Volllaststunden erreicht werden.

Mini BHKWs sind Anlagen mit einer elektrischen Leistung unter 50 kW_{el}. Für den dezentralen Einsatz in Ein- und Zweifamilienhäusern bieten sich allerdings insbesondere Mikro-BHKWs mit einer Leistung bis zu 15 kW_{el} an. Diese Anlagen basieren auf Verbrennungsmotoren, es existieren allerdings auch Anlagen auf Basis von Stirling- oder Dampfmaschinen. Anlagen mit Ottomotoren sind dabei bereits am längsten am Markt verfügbar und werden vorrangig mit Erdgas oder Heizöl betrieben. Der elektrische Wirkungsgrad liegt bei den meisten Anlagen zwischen 25 und 30 %, der Gesamtwirkungsgrad kann Werte über 90 % erreichen. Die Zahl der verfügbaren Mikro-KWK Anlagen ist gering und nur wenige Hersteller können derzeit Serienprodukte anbieten. (Marth 2011)

4.3.3 Biogasanlagen (DLR)

Heutige Biogasanlagen mit Verstromung des Rohbiogases vor Ort werden stromgeführt und in Grundlast betrieben. Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit der Anlage ist, dass die gesamte erzeugte Biogasmenge verstromt oder zu Biomethan aufbereitet wird. Auch ohne etwaige Einnahmen aus der Wärmenutzung (z.B. durch den KWK-Bonus) ist die Vergütung aus dem EEG deutlich höher als die Kosten für die Beschickung der Anlage mit nachwachsenden Rohstoffen (z.B. Mais). Eine Biogasanlage erzeugt daher unter den derzeitigen EEG-Randbedingungen über das ganze Jahr kontinuierlich Strom. Die dabei entstehende Wärme wird nur dann genutzt, wenn dafür ein Bedarf besteht. Etwaige Wärmeüberschüsse werden weggekühlt.

Zukünftig ist aber auch eine Bereitstellung von Mittel- und Spitzenlast möglich. Die dafür notwendige Flexibilität wird durch Rohbiogasspeicher auf dem Fermenter oder auf dem Gärrestlager möglich. Auf dem Fermenter sind drucklose Speichersäcke möglich, die die Biogasproduktion von 5 bis 6 Stunden aufnehmen können. Auf dem größeren Gärrestlager ist eine Speicherkapazität von 9 - 12 Stunden möglich. Diese Speicherkapazität reicht aus, um ein Rückfahren der BHKW in der Nacht und am Wochenende zu ermöglichen, ohne dass Biogas abgefackelt werden müsste. Das zu Schwachlastzeiten eingesparte Biogas kann dann zu den Starklastzeiten verstromt werden (was

natürlich eine im Vergleich zum reinen Grundlastbetrieb größere Leistung der installierten BHKW voraussetzt). Die bei heutigen Anlagen typische Speicherkapazität für Rohbiogas dürfte bei etwa fünf Stunden liegen, d.h. bei einem Ausfall des BHKW muss nach spätestens fünf Stunden das Biogas abgefackelt werden.

Aus den Statistiken des BMU zu erneuerbaren Energien kann geschlossen werden, dass etwa die Hälfte der in Biogas-BHKW erzeugten Wärme einer sinnvollen Nutzung außerhalb der Anlage selbst zugeführt wird (der Rest wird weggekühlt oder dient der Beheizung des Fermenters). Der Anteil der sinnvoll genutzten Wärme dürfte sich zukünftig weiter erhöhen, da pro Jahr der Anschluss von etwa 300 Biogasanlagen an ein Nahwärmenetz durch das Marktanzreizprogramm gefördert wird (Fichtner 2010).

Nur die Fälle, in welchen die Wärme aus dem Biogas-BHKW in ein Wärmenetz eingespeist wird, sind für eine Untersuchung der Kopplung des Strom- und Wärmemarktes von Interesse. Bei einer etwaigen Aufbereitung des Rohbiogases und Einspeisung des gereinigten Biomethans ist das Erdgasnetz hat der Zeitpunkt der Einspeisung keinen Einfluss auf den Zeitpunkt, zu welchem das Biomethan an irgendeiner andern Stelle des Ergasnetzes gemäß rechnerischer Bilanzierung genutzt wird. Strom- und Wärmeerzeugung sind damit vollständig entkoppelt. Ähnliches gilt bei vielen sonstigen Möglichkeiten die Abwärme des Biogas-BHKWs zu nutzen, wie z.B. für Trocknungsprozesse, bei welchen der Zeitpunkt unerheblich ist, zu welchem diese Trocknung erfolgt.

Welcher Anteil am gesamten Wärmebedarf eines Wärmenetzes durch die Biogasanlage gedeckt wird, hängt von den örtlichen Verhältnissen ab. Wirtschaftlich günstige Verhältnisse ergeben sich, wenn der Wärmebedarf des Wärmenetzes zu gut 50% aus dem Biogas-BHKW gedeckt wird¹⁷ und der Rest aus einem Spitzenkessel (das kann ein Holz-, Gas- oder Ölkessel sein). Zur Deckung von 50% des Wärmebedarfs reicht es aus, wenn das BHKW eine thermische Leistung bereitstellen kann, die 20% der Jahreshöchstlast am Netzeinspeisepunkt des Wärmenetzes entspricht. Zusätzlich zur Einspeisung in das Wärmenetz wird vom BHKW der Prozesswärmebedarf des Fermenters abgedeckt¹⁸. Ca. 10% der Wärmeerzeugung des BHKW kann bei dieser Auslegung nicht genutzt werden. Diese Wärmemenge muss im Sommer weggekühlt werden.

¹⁷ Dabei ist ein Pufferspeicher der Größe 0,2 – 0,4 m³ je kW thermischer Leistung des BHKW, entsprechend 10 Volllaststunden des BHKW, schon berücksichtigt.

¹⁸ Bei Fermentern mit einer Gasleistung von knapp 1000 kW wird für die Prozesswärme 10 – 15% der vom BHKW (thermische Nennleistung ca. 400 kW) insgesamt erzeugten Wärme benötigt. An kalten Tagen wird etwa 1/3 der thermischen Nennleistung des BHKW für die Beheizung des Fermenters benötigt.

4.3.4 Holz-Heizkraftwerk (DLR)

Holzheizkraftwerke werden stromgeführt und in Grundlast betrieben. Sowohl wegen der Vergütungsstruktur des EEG als auch wegen der Korrosionsgefahr bei An- und Abfahrvorgängen werden diese Anlagen möglichst nur zur Revision abgeschaltet und die übrige Zeit im Dauerbetrieb gehalten. Im Sommer anfallende, überschüssige Wärme muss dann weggekühlt werden. Streng wärmegeführte KWK-Anlagen sind zwar technisch möglich und sie werden auch vom MAP gefördert. Die Nachfrage nach dieser Förderung ist aber gering. Seit Beginn des Förderangebots im Jahr 2008 wurden nur 13 Förderzusagen durch die KfW erteilt, die meisten davon für kleine Anlagen mit Darlehenssummen von unter 300.000 €.

Bei Versorgung eines Wärmenetzes durch das HKW ergeben sich wirtschaftlich günstige Verhältnisse, wenn das das HKW etwa 20% der Wärmehöchstlast und 50% des Jahreswärmebedarfs liefert.

4.3.5 Stirling-Motoren (DLR)

Stirling-Motoren sind bis heute noch nicht vollständig in den Markt eingeführt. Prinzipiell können sie mit jeder Wärmequelle, also auch mit Holzpellets oder Hackschnitzeln betrieben werden. Stirling-Motoren weisen vergleichsweise geringe Stromwirkungsgrade und hohe thermische Wirkungsgrade auf. Sie werden daher eher wärmegeführt betrieben. Es handelt sich um Anlagen im kleineren Leistungsbereich. Daher wird der Aufwand für einen zusätzlichen Spitzenkessel zu hoch, sodass davon auszugehen ist, dass Stirlingmotoren so ausgelegt werden, dass aus ihnen der Wärmebedarf des angeschlossenen Verbrauchers zu 100% gedeckt werden kann. Stromerzeugung und Wärmebedarf sind daher streng miteinander gekoppelt. Prinzipiell kann diese enge Kopplung durch den Einsatz von Wärmespeichern gelockert werden.

4.3.6 Mitverbrennung (DLR)

In benachbarten europäischen Ländern werden Steinkohlekraftwerke häufig auch zusätzlich mit Holzpellets befeuert. Grundsätzlich handelt es sich dabei um eine Technik, mit welcher kostengünstig CO₂ vermieden werden kann. In Deutschland ist sie allerdings wenig verbreitet, da hierfür keine Förderung aus dem EEG vorgesehen ist. Der Betrieb dieser Anlagen ändert sich nicht durch die Zufeuerung von Holzpellets. In den meisten Fällen wird es sich daher um stromgeführte Mittellastanlagen handeln.

4.3.7 Müllheizkraftwerke (DLR)

Etwa die Hälfte des Heizwertes der Müllmengen, die bei der Müllverbrennung angeliefert werden, besteht aus biogenen Stoffen. Der Betrieb der Müllverbrennungsanlagen

ist allein auf die Müllentsorgung ausgerichtet. Strom und Wärme können ggf. ausgekoppelt werden, beeinflussen die Betriebsweise aber nicht. Müllheizkraftwerke können daher so behandelt werden, als ob sie stromgeführt und in strenger Grundlast betrieben werden.

4.3.8 Sonstige Biomasse-KWK-Anlagen (DLR)

Aus technischer Sicht können die oben beschriebenen Anlagen deutlich von den bisher noch nicht behandelten Holzvergaser-BHKW und Stroh-Heizkraftwerken abgetrennt werden. Für Untersuchungen zur Kopplung von Strom- und Wärmemarkt könne diese jedoch gemeinsam mit Holz-Heizkraftwerken behandelt werden.

4.4 Anlagendaten zur KWK (ISI)

Ein zentraler Aspekt für die kombinierte Modellierung der Strom- und Wärmeversorgung ist die Erhebung des Anlagenbestandes. Für die Erhebung und den Abgleich der Anlagendaten stehen folgende Datenquellen zur Verfügung.

- Die Datenbank „Kraftwerke in Deutschland“ des Umweltbundesamtes für Kraftwerke mit mehr als 100 MW Kraftwerksleistung (08.04.2011)
- Die kommerzielle “World Electric Power Plants Database” (Stand März 2010) ergänzt um eigene Recherchen
- Die aggregierten Anlagendaten der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW)
- Daten des Statistischen Bundesamtes zur industriellen Stromerzeugung
- Den Monitoringbericht zur Biomasse im EEG (Stand März 2010)

4.4.1 Kraftwerksdatenbanken

Tabelle 4-2: Anlagenbestand in der UBA Kraftwerksdatenbank (Stand 08.04.2011)

Brennstoff	Bruttoleistung (el) GW	Fernwärmeleistung GW	Anzahl
Erdgas	21,5	12,1	77
Steinkohle	27,0	12,9	78
Uran	21,5	0,0	17
Braunkohle	20,9	4,3	50
Andere	12,4	1,9	64
Summe	103,3	31,2	286

Datenquelle: UBA Kraftwerksdatenbank

Im Rahmen der Bearbeitung wurden die wichtigsten Kraftwerke der UBA Kraftwerksdatenbank noch einmal durch eine Internetrecherche überprüft. Eine Tabelle der abweichenden Angaben zu Kraftwerksparametern findet sich im Anhang. Dieser Abgleich wird im Laufe des Projektes kontinuierlich fortgesetzt.

4.4.2 Anlagendaten zur Fernwärme

Ein Vergleich mit den Anlagendaten der AGFW macht jedoch zusätzlich deutlich, dass die UBA-Datenbank die Bedeutung der KWK im Erdgasbereich unterschätzt, da es eine Vielzahl von BHKWs mit einer Leistung von deutlich unter 100 MW gibt. Die in Tabelle 4-3 dargestellte Anlagendatenbank der AGFW weist 552 BHKW mit einer elektrischen Engpassleistung von 547 MW und einer Wärmeleistung von 769 MW aus. Weiterhin liefert die Tabelle wertvolle Informationen zur Auslastung der Wärmeauskopplung, die meist deutlich unter 5000 Volllaststunden liegt.

Tabelle 4-3: Anlagendaten AGFW (Werte für das Jahr 2009)

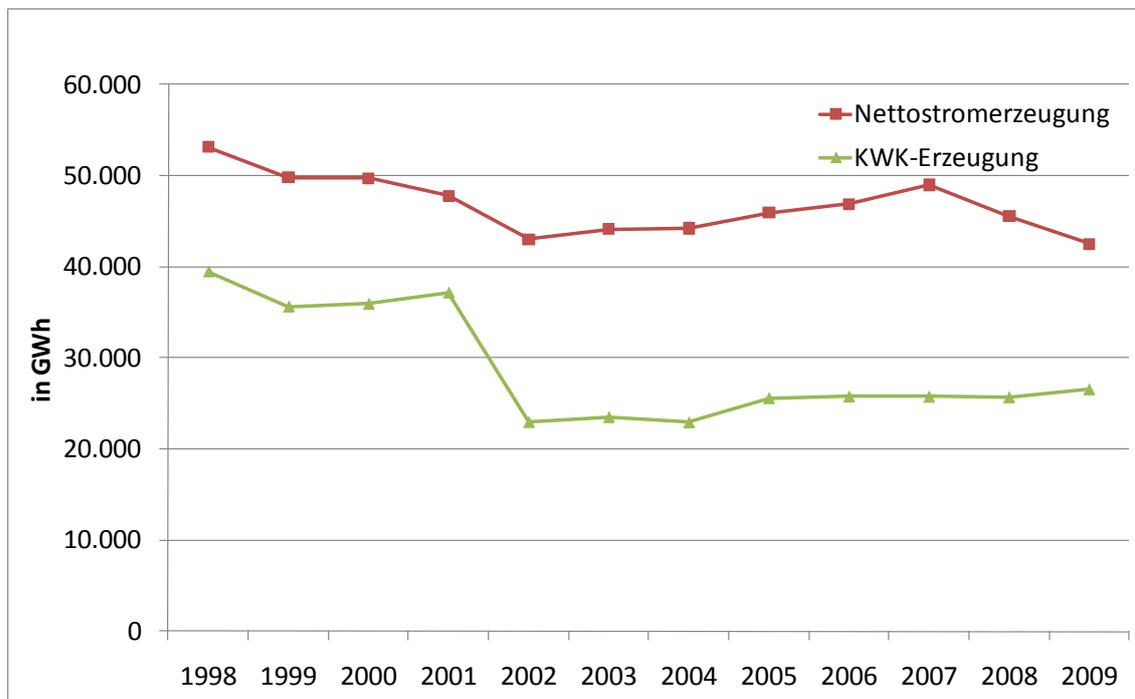
	Wärme				Strom					
	Anzahl	Netto- erz. KWK	W.- engp.- leist. KWK	Auslast. Wärme	Netto-erz. Gesamtanl.	Netto- erz. KWK	El.- Engp.- leist.	El.- Engp.- leist. KWK	El.- Auslast.	St.- KZ
		TJ	MW	h/a	GWh	GWh	MW	MW	h/a	
DT_EK	77	75338	8917	2348	85905	8867	14913	4356	1338	0.42
DT-GD	48	45092	5043	2484	9979	3989	1398	1398	3055	0.32
GT-AHK	41	7917	1571	1400	1207	1187	979	979	1333	0.54
GUD-GD	19	35078	2005	4860	9431	9078	1871	1871	5250	0.93
GUD-EK	17	19247	2169	2465	10946	5171	2479	2134	2733	0.97
BHKW	552	11739	769	4241	2313	2266	547	547	3961	0.70
Summe	754	194411	20474	2638	119781	30558	22187	11285	2708	0.57

Quelle: AGFW Hauptbericht 2009

4.4.3 KWK Eigenerzeugung Industrie

Die Nettostromerzeugung in der Industrie ist seit einigen Jahren rückläufig. Die Stromerzeugung in KWK-Anlagen ist dagegen in den letzten Jahren konstant geblieben und sogar leicht angestiegen (siehe Abbildung 4-4). Der Rückgang hat insbesondere bei Anlagen aus der Bergbauindustrie stattgefunden, die einen hohen Anteil an Entnahmekondensationsturbinen betreiben, die typischerweise nur eine geringe KWK-Stromerzeugung haben. Der Rückgang der KWK-Stromerzeugung in 2002 ist auf eine Änderung der Definition des KWK-Stroms zurückzuführen, der ab diesem Zeitpunkt exakter erfasst worden ist. Trotz verschiedener Förderprogramme zur Steigerung der

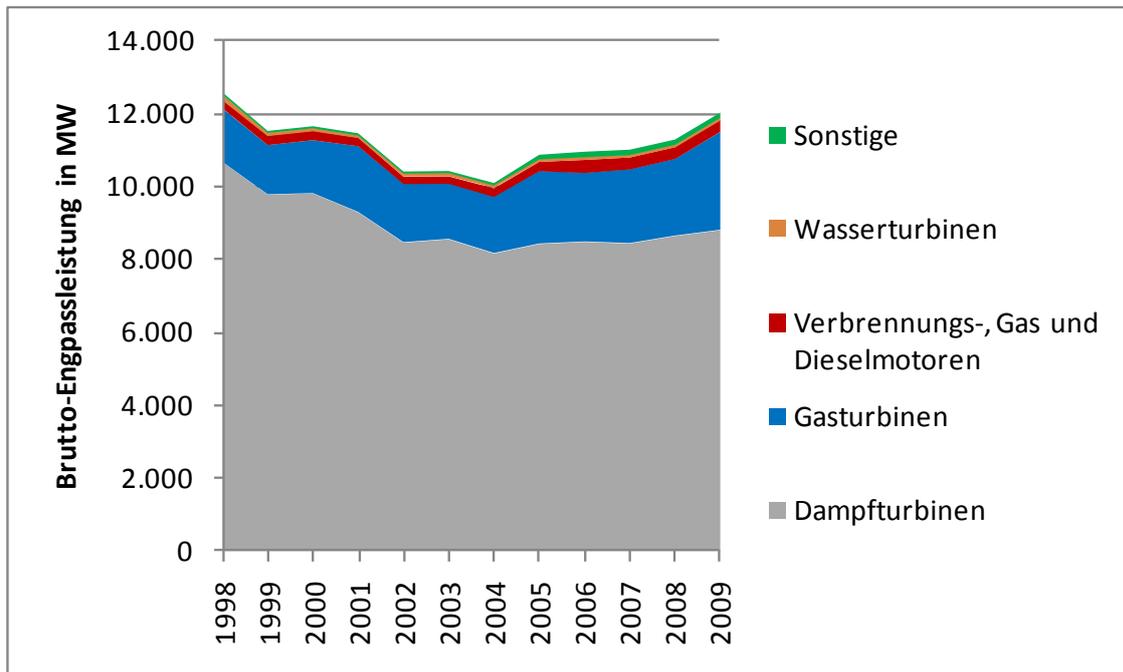
KWK-Strom- und Wärmeerzeugung in der Industrie hat sich in diesem Bereich bisher keine Ausbaudynamik entwickelt. In der Statistik zur industriellen KWK werden allerdings keine Anlagen erfasst, die im Contracting durch Energieversorger errichtet worden sind. Diese Anlagen werden, obwohl sie Industriestandorte versorgen, in der Statistik für Unternehmen der Energieversorgung erfasst. Aus diesem Grund wird die Ausbaudynamik hier etwas unterschätzt.



Quelle: Destatis 2010

Abbildung 4-4: Netto-Stromerzeugung insgesamt und Netto-KWK-Stromerzeugung in der Industrie seit 1998 bis 2009

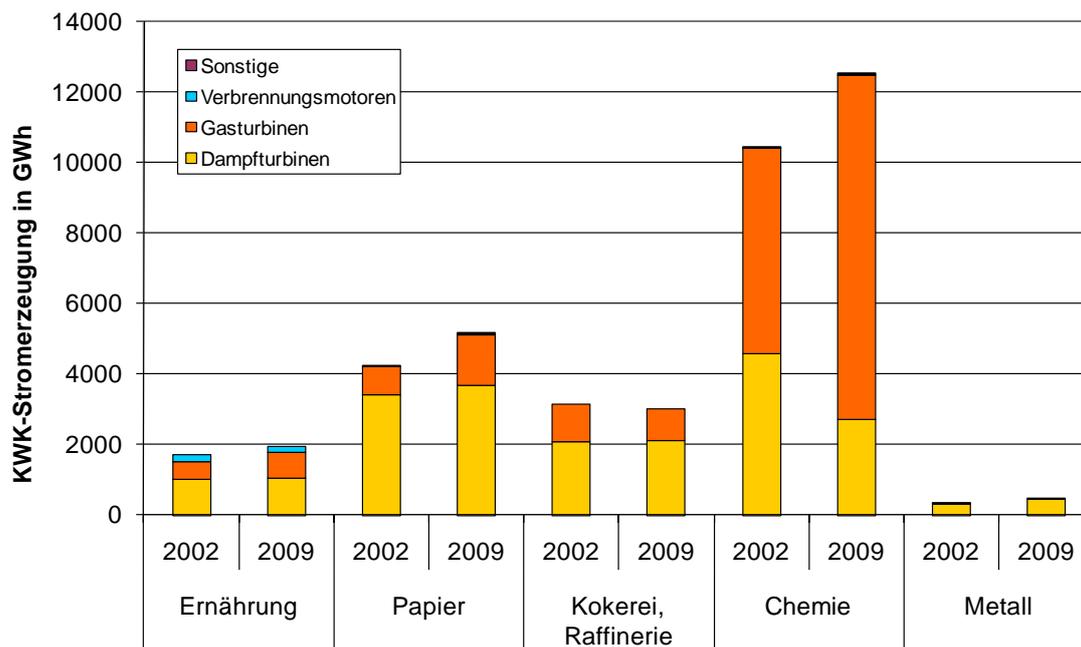
Die verbreitetste Anlagentechnologie waren in der Vergangenheit Dampfturbinenanlagen, die mittlerweile verstärkt durch Gasturbinen bzw. Gas- und Dampfturbinenanlagen ersetzt worden sind. Die insgesamt installierte elektrische Leistung ist mittlerweile auf 12.000 MW angestiegen (siehe Abbildung 4-5), nachdem sie bis 2004 auf ca. 10.000 MW gefallen war.



Quelle: Destatis 2010

Abbildung 4-5: Installierte elektrische Bruttoleistung nach Anlagenart in der Industrie von 1998 bis 2009

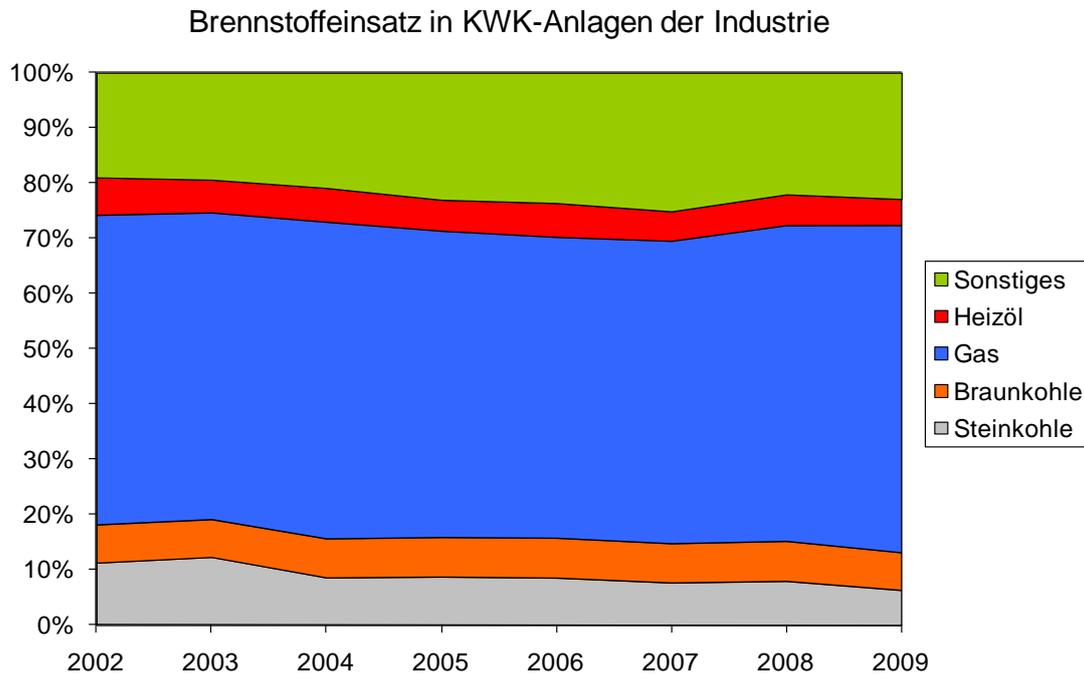
Am stärksten ist diese Entwicklung in der Chemieindustrie gewesen, wo der Anteil der Stromerzeugung aus Dampfmaschinen von ca. 45 % in 2002 auf knapp 20 % in 2009 gefallen ist. Insgesamt zeigt sich in allen relevanten KWK-Branchen, dass die KWK-Stromerzeugung aus Gasturbinen (inkl. GuD-Anlagen) gesteigert werden konnte (siehe Abbildung 4-6).



Quelle: Destatis 2010

Abbildung 4-6: KWK-Stromerzeugung nach Anlagenarten in der Ernährungs-, Papier-, Chemie- und Metallindustrie sowie bei Kokereien/Raffinerien in 2002 und 2009

Als Brennstoff in KWK-Anlagen wird in der Industrie zu über 50 % Erdgas eingesetzt. Dieser Anteil ist in den letzten Jahren noch leicht angestiegen. Gleichzeitig ist der Anteil an Steinkohle auf unter 10 % gefallen (siehe Abbildung 4-7). Welcher Anteil erneuerbarer Energien in KWK-Anlagen eingesetzt wird, ist aus den Statistiken nicht exakt zu ermitteln, da die erneuerbaren Brennstoffe mit den sonstigen Brennstoffen (z. B. Ersatzbrennstoffe) zusammen erfasst werden. Insgesamt ist der Anteil sonstiger Brennstoffe seit 2002 leicht angestiegen und erreichte 2009 ca. 23 %. Für 2003 veröffentlichte Daten von Eurostat weisen den Anteil an erneuerbaren Brennstoffen in KWK-Anlagen in Deutschland mit 4,6 % aus. Seit 2003 ist der Einsatz von erneuerbaren Energien als Brennstoff im Industriesektor weiter von 56 PJ auf 99 PJ angestiegen. Von daher ist davon auszugehen, dass auch der Brennstoffeinsatz in KWK-Anlagen weiter gestiegen ist.



Quelle: Destatis 2010

Abbildung 4-7: Brennstoffeinsatz in KWK-Anlagen der Industrie

Die erneuerbaren Brennstoffe werden insbesondere in der Holzindustrie, der Papier- und der Chemieindustrie eingesetzt (siehe Abbildung 4-8), da in diesen Branchen erneuerbare Brennstoffe in der Produktion anfallen und genutzt werden können. Abschätzungen zum verfügbaren Potenzial dieser erneuerbaren Reststoffe zeigen jedoch, dass ein Großteil bereits genutzt wird (UBA 2007).

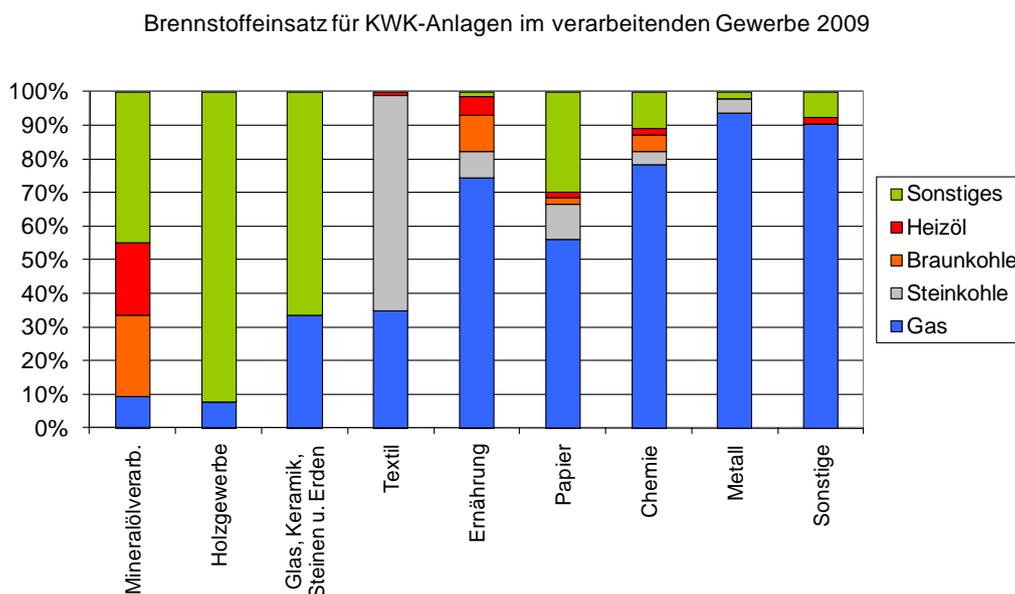


Abbildung 4-8: Brennstoffeinsatz in unterschiedlichen Industriesektoren in 2009

4.4.4 Biogene Brennstoffe

Einen Überblick zu KWK-Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen liefert der Monitoringbericht zur Biomasse. Ein Überblick zu den statistischen Daten finden sich in Tabelle 4-4. Im Jahr 2010 waren insgesamt ca. 7500 Anlagen mit einer Leistung von 3,8 GW installiert. Die Wärmenutzung der Anlagen bewegte sich etwas oberhalb von 20 TWh. Die durchschnittliche Leistung fällt im Bereich der festen Brennstoffe mit ca. 5 MW deutlich größer aus als im Bereich von Gas mit ca. 0,4 MW und flüssigen Brennstoffen mit 0,2MW. Insgesamt kommt gasförmigen Brennstoffen in Bezug auf Strom- und Wärmeproduktion die größte Bedeutung zu. Diese hohe Bedeutung ist insbesondere durch das starke Wachstum der Biogasanlagen begründet. Die Stromerzeugung hat sich durch die EEG Förderung von 2007 bis 2010 verdoppelt (AGEE-Stat 2011).

Tabelle 4-4: Anlagenbestand 2010 biogene Brennstoffe

	Anzahl	Leistung MW	Ø Leistung kW	Stromerzeugung TWh	Wärmenutzung TWh
Gas	5900	2300	389	15,6	14,1
Fest	249	1236	4965	8,3	ca. 5,8-6,7
Flüssig	1400	295	200	1,8	ca. 1,5
Summe	7549	3831	5554	25,7	Ca. 21,4-22,3

Datenquelle: DBFZ (2011)

5 Literatur

- AGEB 2011 Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland im Jahr 2008 Online: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/S-T/studie-anwendungsbilanzen,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>
- AGEE-Stat 2011 Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/msexcel/ee_zeitreihe.xls
Stand März 2011
- AGFW 2005 Perspektiven der Fernwärme und Kraft-Wärme-Kopplung – Ergebnisse und Schlussfolgerungen aus der AGFW-Studie “Pluralistische Wärmeversorgung”. Frankfurt am Main.
- AGFW 2010 Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft: *AGFW-Hauptbericht 2009*, Frankfurt, Oktober 2010
- BDEW 2009 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Steckbriefe zu Heiztechniken und additiven Erdgasanwendungen. Online: http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Steckbriefe
- BHKW-HB 2011 F. Steinborn: *BHKW Plan Handbuch (Version 1.14)*, Februar 2011, Stuttgart
- BMU 2007 Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung Online: http://www.bmu.de/klimaschutz/nationale_klimapolitik/doc/40550.php
download 15.04.2011
- BMU 2011a Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vom 22.06.2011. Deutscher Bundestag 17/6247. <http://dip.bundestag.de/btd/17/062/1706247.pdf>
- BMU 2011b Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eewaermeg_bf.pdf
download 15.06.2011
- BMU 2008 Bundesministerium für Umwelt, N.u.R.B., Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG 2009). Online: <http://www.bgblportal.de/BGBl/bgbl1f/bgbl108s2074.pdf>
- BMWi 2011 *Zahlen und Fakten - Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung*, BMWi, Stand: 27.04.2011, Online: <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/energiedaten.html>
- BWP 2010 Bundesverband Wärmepumpe e.V. Gorris, Verena. Persönliche Mitteilung, Berlin 2010

- DBFZ 2011 Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare- Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse
http://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/Userupload_Neu/Stromerzeugung_aus_Biomasse_Zwischenbericht_Maerz_2011.pdf Stand März 2011
- Destatis 2010 Statistisches Bundesamt, Produzierendes Gewerbe Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Wiesbaden
- Destatis 2011 Statistisches Bundesamt, GENESIS-Online Datenbank. Beschäftigte und Umsatz der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe
- Fichtner et. al. 2010 Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2009 bis 2011 (Zwischenbericht Dezember 2010). Online:
http://www.fichtner.de/pdf/MAP-Evaluationsbericht_2009.pdf
- Fraunhofer ISI 2011 Erstellung von Anwendungsbilanzen für das Verarbeitende Gewerbe Pilotstudie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB) Online: <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=255>
- IWU 2011 Institut Wohnen und Umwelt, Excel-Tool 2010, Online:
<http://www.iwu.de/aktuelles/news-im-deail/ttnews/75/12/?cHash=394afc6e914cf4f07b883203de95e580>
- KWK-Gesetz Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz). Online:
http://www.bhkw-infozentrum.de/download/KWKModG2009_novelliert_konsolidiert2.pdf download. 16.04.2011
- Marth 2011 Auswirkungen von Politikmaßnahmen auf das Innovationsgeschehen im Bereich der Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung, Diplomarbeit. Karlsruhe
- Quaschnig 2006 Renaissance der Wärmepumpe, Sonne Wind & Wärme 09/2006 S.28-31 Online aktualisiert: <http://www.volker-quaschnig.de/artikel/waermepumpe/index.php>
- Rudolph, Wagner 2008 Energieanwendungstechnik – Wege und Techniken zur effizienteren Energienutzung. Berlin. Springer
- Schaumann, Schmitz (Hrsg.) 2010 Kraft-Wärme-Kopplung, 4. vollst. bearbeitete und erweiterte Auflage. Berlin. Springer
- Stadler 2005 Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Habilitation. Kassel.
- UBA 2007 Umweltbundesamt, Stoffstrommanagement von Biomasseabfällen mit dem Ziel der Optimierung der Verwertung organischer Abfälle. Dessau
- VDI 2067 2003 Verein Deutscher Ingenieure: VDI 2067, Mai 2003, Düsseldorf abgerufen von Website: <http://www.energieberaterkurs.de/>

6 Anhang:

6.1 Abgleich der UBA-Datenbank mit Betreiberdaten

Kraftwerk	Elektrische Leistung in MW		Wärmeauskopplung in MW	
	UBA (Brutto)	Betreiber	UBA	Betreiber
Berlin-Mitte HKW	468	444 (Netto ?)	1210	670
Berlin Reuter C	165	160 (Netto?)	170	230
Nürnberg Sandreuth	198	320	225	462
Stuttgart-Münster	171	164 (Netto?)	600	450

6.2 Zuordnung Klassifikation des Statistischen Bundesamtes zu den Branchen der Anwendungsbilanzen

Branchenzuteilung Anwendungsbilanzen	Statistisches Bundesamt WZ2008 3-Steller
Ernährung und Tabak	WZ08-101 Schlachten und Fleischverarbeitung
	WZ08-102 Fischverarbeitung
	WZ08-103 Obst- und Gemüseverarbeitung
	WZ08-104 H.v. pflanzlichen und tierischen Ölen und Fetten
	WZ08-105 Milchverarbeitung
	WZ08-106 Mahl- u. Schälmaschinen, H.v. Stärke u. Stärkeerzeugn.
	WZ08-107 Herstellung von Back- und Teigwaren
	WZ08-108 Herstellung von sonstigen Nahrungsmitteln
	WZ08-109 Herstellung von Futtermitteln
	WZ08-110 Getränkeherstellung
	WZ08-120 Tabakverarbeitung
Fahrzeugbau	WZ08-291 Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenmotoren
	WZ08-292 Herstellung von Karosserien, Aufbauten u. Anhängern
	WZ08-293 Herstellung von Teilen und Zubehör für Kraftwagen
	WZ08-301 Schiff- und Bootsbau
	WZ08-302 Schienenfahrzeugbau
	WZ08-303 Luft- und Raumfahrzeugbau
	WZ08-304 Herstellung von militärischen Kampffahrzeugen
	WZ08-309 Herstellung von Fahrzeugen a.n.g.
Gew. v. Steinen u. Erden	WZ08-081 Gewinnung von Natursteinen, Kies, Sand, Ton u. Kaolin
	WZ08-089 Sonst. Bergbau, Gewinnung v. Steinen u. Erden a.n.g.
Glas u. Keramik	WZ08-231 Herstellung von Glas und Glaswaren
	WZ08-232 H.v. feuerfesten keramischen Werkstoffen und Waren
	WZ08-233 Herstellung von keramischen Baumaterialien
	WZ08-234 H.v. sonst. Porzellan- u. keramischen Erzeugnissen
	WZ08-235 Herstellung von Zement, Kalk und gebranntem Gips
WZ08-236 H.v. Erzeugnissen aus Beton, Zement und Gips	
Grundstoffchemie	WZ08-201 Herstellung von chemischen Grundstoffen u.a.
Gummi- u. Kunststoffwaren	WZ08-221 Herstellung von Gummiwaren
	WZ08-222 Herstellung von Kunststoffwaren
Maschinenbau	WZ08-281 H.v. nicht wirtschaftszweigspezifischen Maschinen
	WZ08-282 H.v. sonst. nicht wirtschaftszweigspezif. Maschinen
	WZ08-283 H.v. land- und forstwirtschaftlichen Maschinen
	WZ08-284 Herstellung von Werkzeugmaschinen
	WZ08-289 H.v. Maschinen f. sonst. best. Wirtschaftszweige
Metallbearbeitung	WZ08-251 Stahl- und Leichtmetallbau
	WZ08-252 H.v. Metalltanks, Heizkörpern und -kesseln
	WZ08-253 H.v. Dampfkesseln (ohne Zentralheizungskessel)
	WZ08-254 Herstellung von Waffen und Munition
	WZ08-255 H.v. Schmiede-, Press-, Zieh-, Stanzteilen u.Ä.
	WZ08-256 Oberflächenveredlung, Wärmebehandlung, Mechanik ang
	WZ08-257 H.v. Schneidwaren, Werkzeug., Schlössern u. Beschlägen
WZ08-259 Herstellung von sonstigen Metallwaren	

Fortsetzung

Branchenzuteilung Anwendungsbilanzen	Statistisches Bundesamt WZ2008 3-Steller
Metallerzeugung	WZ08-241 Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen
	WZ08-242 H.v. Stahlrohren und Rohrstücken aus Stahl
	WZ08-243 Sonstige erste Bearbeitung von Eisen und Stahl
NE-Metalle, -gießereien	WZ08-244 Erzeugung und erste Bearb. von NE-Metallen
	WZ08-245 Gießereien
Papiergewerbe	WZ08-171 H.v. Holz- u. Zellstoff, Papier, Karton u. Pappe
	WZ08-172 Herstellung von Waren aus Papier, Karton und Pappe
Sonst. chemische Industrie	WZ08-202 H.v. Schädlingsbekämpfung- u. Desinfektionsmitteln
	WZ08-203 H.v. Anstrichmitteln, Druckfarben und Kitten
	WZ08-204 H.v. Seifen, Wasch-, Reinigungs- u. Körperpflegemitteln
	WZ08-205 H.v. sonstigen chemischen Erzeugnissen
	WZ08-206 Herstellung von Chemiefasern
	WZ08-211 Herstellung von pharmazeutischen Grundstoffen
	WZ08-212 H.v. pharmazeut. Spezialitäten u. sonst. Erzeugn.
Sonst. Verarbeitendes Gewerbe	WZ08-261 H.v. elektronischen Bauelementen und Leiterplatten
	WZ08-262 H.v. DV-Geräten und peripheren Geräten
	WZ08-263 H.v. Geräten u. Einr. d. Telekommunikationstechnik
	WZ08-264 H.v. Geräten der Unterhaltungselektronik
	WZ08-265 H.v. Mess-, Kontroll-, Navig.-u.ä. Instr., Uhren
	WZ08-266 H.v. Bestrahlungs- u.a. elektromed. Geräten
	WZ08-267 H.v. optischen und fotografischen Geräten
	WZ08-268 H.v. magnetischen und optischen Datenträgern
	WZ08-271 H.v. Elektromot., Generatoren, Transformatoren usw
	WZ08-272 Herstellung von Batterien und Akkumulatoren
	WZ08-273 H.v. Kabeln und elektrischem Installationsmaterial
	WZ08-274 Herstellung von elektrischen Lampen und Leuchten
	WZ08-275 Herstellung von Haushaltsgeräten
	WZ08-279 H.v. sonst. elektr. Ausrüstungen u. Geräten a.n.g.
	WZ08-310 Herstellung von Möbeln
	WZ08-321 Herstellung von Münzen, Schmuck u.ä. Erzeugnissen
	WZ08-322 Herstellung von Musikinstrumenten
	WZ08-323 Herstellung von Sportgeräten
	WZ08-324 Herstellung von Spielwaren
	WZ08-325 H.v. med. u. zahnmed. Apparaten und Materialien
	WZ08-329 Herstellung von Erzeugnissen a.n.g.
	WZ08-331 Reparatur v. Metallerzeugn., Masch. u. Ausrüstungen
	WZ08-332 Installation von Maschinen und Ausrüstungen a.n.g.
Verarb. v. Steinen u. Erden	WZ08-237 Be- u. Verarb. v. Naturwerk- u. Natursteinen a.n.g.
	WZ08-239 H.v. sonst. Erzeugn. aus nichtmetall. Mineralien