

TRANSFORMATIONSPFADE DER FERN- WÄRME IN RÜCKKOPPLUNG MIT DEM ENERGIESYSTEM UND NOTWENDIGE RAHMENBEDINGUNGEN

Teilbericht im Rahmen des Projektes: TRANSFORMATIONSPFADE IM WÄRMESEKTOR –

Betriebs- und volkswirtschaftliche Betrachtung der Sektorkopplung mit dem Fokus Fernwärme mit hohen Anteilen konventioneller KWK-Erzeugung und Rückkopplung zum Gesamtenergieversorgungssystem

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

TRANSFORMATIONSPFADE DER FERN- WÄRME IN RÜCKKOPPLUNG MIT DEM ENERGIESYSTEM UND NOTWENDIGE RAHMENBEDINGUNGEN

Teilbericht

Norman Gerhardt (Projektleiter)

Britta Zimmermann, Irina Ganal, Angela Pape, Pedro Gíron, Debraj Ghosh, Elias Dörre, Anna Kallert, Young-Jae Yu

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE)

Fördergeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Förderkennzeichen: 03MAP359

Veröffentlichung im Juni 2021

Inhalt

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis.....	4
1 Management Summary	7
2 Einleitung und Ziel	12
2.1 Einleitung.....	12
2.2 Ziel.....	13
2.3 Exkurs – Wasserstoff in der Fernwärme	14
3 Methodik und Modelle	17
3.1 Zusammenwirken von makro- und mikroökonomischer Perspektive	17
3.2 Makroökonomische Optimierung von Transformationspfaden der aggregierten Fernwärme Deutschlands innerhalb des Energiesystems	18
3.3 Mikroökonomische Optimierung von Transformationspfaden für Beispiel-Fernwärmeversorgungssysteme unter regulatorischen Rahmenbedingungen	21
3.3.1 Typwochen	22
3.3.2 Zukünftige Entwicklung des Wärmebedarfs	23
4 Aggregierte Transformationspfade der Fernwärme in Deutschland	24
4.1 Grundsätzlicher Rahmen	24
4.1.1 Klimaziel	24
4.1.2 Brennstoffkosten.....	26
4.1.3 Biomassesszenario	27
4.2 Sektorale Rahmenbedingungen außerhalb der Gebäudewärme	28
4.2.1 Stromsektor	28
4.2.2 Gebäudewärme und Fernwärme.....	29
4.2.3 Industrieprozesswärme	30
4.2.4 Verkehrsaufkommen.....	31
4.2.5 Europäischer Rahmen	31
4.3 Ergebnisse der Transformationspfade.....	31
4.3.1 Szenario: LULUCF + Einsatz von Biomasse in Fernwärme	32
4.3.2 Szenario: BECCS + keine Biomasse in Fernwärme	41
4.4 Kosten der Transformation der Fernwärme für Deutschland.....	46
5 Ableitung regulatorischer Rahmenbedingungen und Sensitivitäten für die mikroökonomische Bewertung	49
5.1 Entwicklung Endverbraucherpreise.....	49
5.1.1 Szenarien zur Entwicklung des CO ₂ -Preises	51
5.1.2 Szenarien zur Entwicklung der Stromkostenbestandteile	51
5.1.3 Szenarien zur Entwicklung der Brennstoffkosten.....	54
5.2 Entwicklung Förderbedingungen.....	55
5.2.1 KWK-Förderung	55
5.2.2 EE-Wärme-Förderung.....	56
5.3 Benchmark zu einer dezentralen erneuerbaren Wärmeversorgung	58
6 Transformationspfade von Beispielnetzen	60
6.1 Definition der Beispielsysteme	60
6.1.1 Entwicklung der Wärmenachfrage	60
6.1.2 Wärmenetz und Wärmeerzeugung	61
6.2 Einführung der Sensitivitäten	63
6.2.1 Fortführung EE-Wärmeförderung in 2025	64

6.2.2	Leistungspreis für Wärmepumpen.....	65
6.2.3	Risikobewertung in der Finanzierung.....	65
6.2.4	Rolle Bestandskraftwerke	66
6.2.5	Reform 1 – PtG	66
6.2.6	Reform 2 – Wasserstoff.....	66
6.3	Ergebnisse der optimierten Versorgungspfade	67
6.3.1	Basisszenario.....	67
6.3.2	Einfluss eines geringer kalkulierten finanziellen Risikos (3% Diskont).....	69
6.3.3	Einfluss einer reduzierten EE-Wärmeförderung in Form einer Betriebsprämie („Defizit“).....	70
6.3.4	Einfluss eines Leistungspreises für Wärmepumpen	72
6.3.5	Einfluss einer progressiven Energiepolitik (EEG-Umlage/CO ₂ Preis).....	74
6.3.6	Einfluss einer progressiven Energiepolitik zugunsten von Wasserstoff (EEG-Umlage/CO ₂ Preis)	75
6.3.7	Einfluss einer Bestands-GuD, Lebensdauer bis Ende 2037	76
6.3.8	Einfluss einer Kohle-KWK im Bestand/ früher Ausstieg in 2 Blöcken jeweils Ende 2022 und Ende 2027	78
6.3.9	Einfluss einer Kohle-KWK im Bestand/ später Ausstieg in 2 Blöcken jeweils Ende 2027 und Ende 2032	79
6.3.10	Einfluss eines geringeren Wärmepumpen-Potenzials ohne Integration von Industrie-/Müll-Grundlast	81
6.3.11	Einfluss einer erhöhten Wärmenachfrage durch Ausbau des Netzes mit hoher Grundlast.....	83
6.3.12	Einfluss einer erhöhten Wärmenachfrage durch Ausbau des Netzes mit geringer Grundlast.....	85
6.4	Kostenentwicklung der Fernwärme für Endkunden	86
6.4.1	Fernwärmekosten und dezentraler Benchmark.....	86
6.4.2	Vergleich der EE-Wärmeanteile und Kosten - bestehender regulatorischer Rahmen + Wärmenetzverdichtung.....	88
6.4.3	Vergleich der EE-Wärmeanteile und Kosten - bestehender regulatorischer Rahmen + Wärmenetzausbau.....	89
6.4.4	Vergleich der EE-Wärmeanteile und Kosten – neue progressive Energiepolitik + Wärmenetzverdichtung.....	91
6.4.5	Zusammenfassung	92
7	Schlussfolgerungen	95
8	Literaturverzeichnis	98

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1-1: Entwicklung der arbeitspreisbezogenen Endverbraucher-Strompreise (ohne Leistungspreise Netzentgelte Netz-LP) für Großwärmepumpen und der CO ₂ -Preise - für zwei Szenarien	9
Abbildung 1-2: Wärmeerzeugung Basis-Szenario	9
Abbildung 1-3: Wärmeerzeugung „Ausbau mit hoher Grundlast“	10
Abbildung 1-4: Wärmeerzeugung „Progressive Energiepolitik“	10
Abbildung 1-5: Benchmarking -Wärmevollkosten der Sensitivitäten	11
Abbildung 2-1: Vision für ein H ₂ -Netz in 2040.....	15
Abbildung 3-1: Schematische Darstellung der sektorübergreifenden Ausbauplanung SCOPE-Path	18
Abbildung 3-2: Schematische Darstellung der mikroökonomischen Pfadoptimierung für Fernwärme investSCOPE.....	22
Abbildung 4-1: Emissionen Europas ohne LULUCF und intern. Verkehr (ohne Malta und Zypern, inkl. Norwegen und Schweiz) differenziert zwischen Emissionshandel ETS und Nicht ETS-Bereich (ERS)	25
Abbildung 4-2: theoretisches Emissionsbudget Deutschlands für ein „deutlich unter 2 °C-Ziel“	26
Abbildung 4-3: Entwicklung der Brennstoffkosten (ohne CO ₂ -Preis) – Preispfad „Sustainable Development“	26
Abbildung 4-4: Primär bzw. Sekundärenergie Biomasse und Aufteilung der Nutzung von fester Biomasse.....	28
Abbildung 4-5: Entwicklung Biomasseverstromung	28
Abbildung 4-6: Entwicklung Gebäudewärme	29
Abbildung 4-7: Entwicklung Fernwärme.....	30
Abbildung 4-8: Prozesswärme und Industriegebäude	30
Abbildung 4-9: Strombilanz Deutschland – Szenario LULUCF.....	33
Abbildung 4-10: Endogen installierte Leistung Deutschland – Szenario LULUCF	34
Abbildung 4-11: Wärmelastdeckung Industrierwärme <100°C (inkl. Gebäude) – Szenario LULUCF	34
Abbildung 4-12: Wärmelastdeckung Industrierwärme 100-500°C – Szenario LULUCF	35
Abbildung 4-13: Wärmelastdeckung Gebäude HH+GHD – Szenario LULUCF	36
Abbildung 4-14: Fernwärme-Verdichtung mit hohem Wärmepumpenpotenzial – Szenario LULUCF	37
Abbildung 4-15: Fernwärme-Ausbau mit hohem Geothermie- und Industrie-Abwärmepotenzial – Szenario LULUCF	38
Abbildung 4-16: Fernwärme-Ausbau auf Basis von Quartiers-Wärmepumpen– Szenario LULUCF	39
Abbildung 4-17: Alternative Lösung für Fernwärme-auf Basis Quartiers-Wärmepumpen, bei geringerem Anteil des Wärmenetztyps am Gesamtmarkt	39
Abbildung 4-18: Fernwärme-Ausbau auf Basis von Netzen ohne Wärmepumpenpotenzial – Szenario LULUCF	40
Abbildung 4-19: Strombilanz Deutschland – Szenario BECCS	41
Abbildung 4-20: Endogen installierte Leistung Deutschland – Szenario BECCS.....	42
Abbildung 4-21: Wärmelastdeckung Industrierwärme <100°C (inkl. Gebäude) – Szenario BECCS	43
Abbildung 4-22: Wärmelastdeckung Industrierwärme 100-500°C – Szenario BECCS.....	43
Abbildung 4-23: Fernwärme-Verdichtung mit hohem Wärmepumpenpotenzial – Szenario BECCS	44
Abbildung 4-24: Fernwärme-Ausbau mit hohem Geothermie- und Industrie-Abwärmepotenzial – Szenario LULUCF Biomasse auch in FW	44
Abbildung 4-25: Fernwärme-Ausbau auf Basis von Quartiers-Wärmepumpen– Szenario BECCS	45

Abbildung 4-26: Fernwärme-Ausbau auf Basis von Netzen ohne Wärmepumpenpotenzial – Szenario BECCS	45
Abbildung 4-27: Installierte Leistung in Summe über 5 Jahre der Fernwärme im Szenario LULUCF	46
Abbildung 4-28: Investitionskosten in Summe über 5 Jahre der Fernwärme (ohne Finanzierungskosten und variable Kosten) im Szenario LULUCF	47
Abbildung 4-29: Installierte Leistung in Summe über 5 Jahre der Fernwärme im Szenario BECCS	47
Abbildung 4-30: Investitionskosten in Summe über 5 Jahre der Fernwärme (ohne Finanzierungskosten und variable Kosten) im Szenario BECCS	48
Abbildung 5-1: Datenstruktur des Modells zur Vollkostenwälzung des Energiesystems	50
Abbildung 5-2: Entwicklung der absoluten Systemkosten des deutschen Stromsystems 2016-2050	50
Abbildung 5-3: Entwicklung CO ₂ -Preis im Emissionshandelsbereich ETS	51
Abbildung 5-4: Entwicklung EEG-Umlage (bis 2020 nominal, ab 2020 real)	52
Abbildung 5-5: Entwicklung Stromsteuer (bis 2020 nominal, ab 2020 real)	52
Abbildung 5-6: Entwicklung mittlerer Börsenpreis EPEX-Base Jahresmittelwert (bis 2020 nominal, ab 2020 real)	53
Abbildung 5-7: Entwicklung der Jahresdauerlinien der Börsenpreiszeitreihen	53
Abbildung 5-8: Basisszenario - Entwicklung Stromgrenzkosten (ohne Leistungspreis Stromnetz) für Großwärmepumpen (bis 2020 nominal, ab 2020 real)	54
Abbildung 5-9: Reform1/2-Szenario - Entwicklung Stromgrenzkosten (ohne Leistungspreis Stromnetz) für Großwärmepumpen (bis 2020 nominal, ab 2020 real)	54
Abbildung 5-10: Entwicklung Brennstoffpreise ohne CO ₂ -Preis (bis 2020 nominal, ab 2020 real) und für das Basisszenario inkl. CO ₂ -Preis	55
Abbildung 5-11: Jahresdauerlinie Wärmelastgang 2030	57
Abbildung 5-12: Wärmeerzeugungspotenzial 2030 je nach installierter Leistung	58
Abbildung 5-13: Basisszenario - Entwicklung dezentrale Endverbraucherpreise (bis 2020 nominal, ab 2020 real)	58
Abbildung 5-14: Reform1-Szenario - Entwicklung dezentrale Endverbraucherpreise (bis 2020 nominal, ab 2020 real)	59
Abbildung 6-1: Entwicklung Wärmenachfrage für 2 Szenarien	61
Abbildung 6-2: Wärmeerzeugung Basis-Szenario	68
Abbildung 6-3: Installierte Leistung und Zubau Basis-Szenario	68
Abbildung 6-4: Wärmeerzeugung „Geringeres Risiko“	69
Abbildung 6-5: Installierte Leistung und Zubau „Geringeres Risiko“	70
Abbildung 6-6: Wärmeerzeugung „Reduzierte Wärmeförderung“	71
Abbildung 6-7: Installierte Leistung und Zubau „Reduzierte Wärmeförderung“	72
Abbildung 6-8: Wärmeerzeugung „Leistungspreis Wärmepumpen“	73
Abbildung 6-9: Installierte Leistung und Zubau „Leistungspreis Wärmepumpen“	73
Abbildung 6-10: Wärmeerzeugung „Progressive Energiepolitik“	74
Abbildung 6-11: Installierte Leistung und Zubau „Progressive Energiepolitik“	75
Abbildung 6-12: Wärmeerzeugung „Progressive Energiepolitik – H2“	76
Abbildung 6-13: Installierte Leistung und Zubau „Progressive Energiepolitik – H2“	76
Abbildung 6-14: Wärmeerzeugung „Bestands-GuD“	77
Abbildung 6-15: Installierte Leistung und Zubau „Bestands-GuD“	78
Abbildung 6-16: Wärmeerzeugung „Früher Ausstieg Kohle-KWK“	79
Abbildung 6-17: Installierte Leistung und Zubau „Früher Ausstieg Kohle-KWK“	79
Abbildung 6-18: Wärmeerzeugung „Später Ausstieg Kohle-KWK“	80
Abbildung 6-19: Installierte Leistung und Zubau „Später Ausstieg Kohle-KWK“	81
Abbildung 6-20: Wärmeerzeugung „Geringes Wärmepumpen-Potenzial ohne Abwärme“	82
Abbildung 6-21: Installierte Leistung und Zubau „Geringes Wärmepumpen-Potenzial ohne Abwärme“	83
Abbildung 6-22: Wärmeerzeugung „Ausbau mit hoher Grundlast“	84
Abbildung 6-23: Installierte Leistung und Zubau „Ausbau mit hoher Grundlast“	84

Abbildung 6-24: Wärmeerzeugung „Ausbau mit geringer Grundlast“	85
Abbildung 6-25: Installierte Leistung und Zubau „Ausbau mit geringer Grundlast“	86
Abbildung 6-26: Wettbewerbssituation für dekarbonisierte Fernwärme (Aktueller politischer Rahmen).....	87
Abbildung 6-27: Wettbewerbssituation für dekarbonisierte Fernwärme (Progressive Politik)	87
Abbildung 6-28: Differenz der EE-Wärmeerzeugung zwischen Mittl. FS + Wärmenetzverdichtung (Referenz) und den Szenarien mit bestehendem regulatorischen Rahmen	88
Abbildung 6-29: Benchmarking Wärmevervollkosten Sensitivitäten bei Fortführung aktueller Energiepolitik und Wärmenetzverdichtung	89
Abbildung 6-30: Differenz der EE-Wärmeerzeugung zwischen Mittl. FS + Wärmenetzverdichtung (Referenz) und den Szenarien mit Wärmenetzausbau	90
Abbildung 6-31: Benchmarking Wärmevervollkosten Sensitivitäten bei Fortführung aktueller Energiepolitik und Wärmenetz-Ausbau	90
Abbildung 6-32: Differenz der EE-Wärmeerzeugung zwischen Mittl. FS + dyn.NNE + Wärmenetzverdichtung und den Szenarien mit neuer progressiver Energiepolitik.....	91
Abbildung 6-33: Benchmarking Wärmevervollkosten Sensitivitäten bei progressiver Energiepolitik und Wärmenetzverdichtung	92
<hr/>	
Tabelle 4-1: Emissionsziele und nicht vermeidbare Emissionen	25
Tabelle 5-1: dezentrale Wärmeversorgungskosten als Referenzpreis für Fernwärmeanschluss – nach Inbetriebnahmejahr für MFH	59
Tabelle 6-1: Im Modell abgebildete Bestandstechnologien und Zubauoptionen.....	61
Tabelle 6-2: Flusstemperaturen und Fernwärmenetztemperaturen als Grundlage für die COP-Berechnung.....	62
Tabelle 6-3: Bivalenzpunkt je nach Leistungsauslegung der Wärmepumpe auf den Wärmelastgang	62
Tabelle 6-4: Entwicklung COP je nach Leistungsauslegung der Wärmepumpe auf den Wärmelastgang	62
Tabelle 6-5: Solarer Nutzungsgrad nach Stützjahr, aufbauend auf Netz-Vorlauftemperaturen	63
Tabelle 6-6: Überblick über in der betriebswirtschaftlichen Optimierung berücksichtigte Sensitivitäten	64
Tabelle 6-7: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität.....	67
Tabelle 6-8: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität.....	69
Tabelle 6-9: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität.....	70
Tabelle 6-10: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität.....	72
Tabelle 6-11: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität.....	74
Tabelle 6-12: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität.....	75
Tabelle 6-13: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität.....	77
Tabelle 6-14: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität.....	78
Tabelle 6-15: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität.....	80
Tabelle 6-16: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität.....	81
Tabelle 6-17: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität.....	83
Tabelle 6-18: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität.....	85
Tabelle 6-19: Wärmevervollkosten der Sensitivitäten (aktueller politischer Rahmen) und Benchmark je Stützjahr	93
Tabelle 6-20: Wärmevervollkosten der Sensitivitäten (Progressive Politik) und Benchmark je Stützjahr.....	93

1 Management Summary

Ziel der Studie war es, die Dekarbonisierung der deutschen Fernwärme in Rückkopplung mit dem gesamten Energiesystem zu bewerten. Dabei wurden geschlossene Transformationspfade des gesamten Energiesystems (Makro-Sicht) und Transformationspfade von ausgewählten Fernwärmebeispielnetzen unter regulatorischen Rahmenbedingungen (Mikro-Sicht) bestimmt. Dabei baut die Studie auf den wissenschaftlichen Erkenntnissen des ersten Teilberichtes des Projektes TRANSFORMATIONSPFADE IM WÄRMESEKTOR auf (Gerhardt et al. 2019). Basis ist dabei der getätigte Nachweis, dass ein Fernwärmeanteil von 30 % an Gebäudewärme ab 2030 aus Gesamtsystemsicht kostenminimal ist¹. Der aktuellen energiepolitischen Entwicklung folgend, stehen bei der makroökonomischen Optimierung sowohl die Verschärfung der europäischen Klimaziele für 2030 im Vordergrund als auch die Klimaneutralität für 2050. Klimaneutralität bedeutet dabei, dass Anwendungen die nicht anders dekarbonisiert werden, durch PtX oder grünen Wasserstoff versorgt werden müssen und zusätzlich negative Emissionen für die Kompensation nicht-vermeidbarer Emissionen und eine Erreichbarkeit eines „deutlich unter 2°C Ziels“ notwendig werden.

Konkret war also das Ziel der wissenschaftlichen Studie zu bewerten, was ein schneller Ausbau von 30% Fernwärme die bis 2050 klimaneutral werden muss für den Wärmemarkt bedeutet und welche Anreize dafür notwendig sind.

Für die mikroökonomische Bewertung, also wie dekarbonisierte Wärmenetze durch Investitionen in der Praxis umgesetzt werden können, steht als **Basisszenario** die Bewertung der Einführung des Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) und damit zusammenhängend einer Reduktion der EEG-Umlage, die Förderung nach KWKG und „Bundesförderung Effiziente Wärmenetze“ (BEW) im Fokus. Innerhalb dieses bestehenden bzw. konkret geplanten regulatorischen Rahmens wurde zusätzlich geprüft, inwiefern zusätzliche **Einzelmaßnahmen** wie z.B. eine Reform der Netzentgelte, keine Verstärkung der EE-Wärme-Förderung oder eine höhere Investitionssicherheit durch mehr Ordnungsrecht² auf die Entwicklung der Fernwärmeerzeugung auswirken würden. Zudem wurde geprüft, welchen Einfluss die **regional individuelle Verfügbarkeit** von Bestands-KWK-Anlagen und Großwärmepumpen-Potenzial aufweist. Und es wurde bewertet, wie sich ein **sehr starker mittelfristiger Wärmenetzausbau** statt einer Wärmenetzverdichtung je nach Verfügbarkeit einer Grundlast (Industrie-Abwärme oder Geothermie) auf die Erzeugungsstruktur auswirkt. In der aktuellen energiepolitischen Diskussion ist es aber Konsens, dass die beschlossenen Maßnahmen zur Energiebepreisung nicht ausreichen um Klimaziele und damit auch einen frühzeitigen Emissionsrückgang in der Fernwärme zu erreichen. Deswegen wurde neben dem Basisszenario ein **progressives Szenario** definiert welches häufig diskutierte Maßnahmen über höhere CO₂-Preise und schnelleres Absenkung der Stromnebenkosten aufgreift und ihre Wirkung auf die kostenminimierten Fernwärmeerzeugungsstruktur analysiert. Die Steigerung des EE-Wärmeanteils und die Fernwärmekosten im Vergleich zu Einzelheizungen sind dabei keine Randbedingungen der Optimierung, sondern erlauben es, die Wirksamkeit von Maßnahmen zu bewerten.

¹ 30% Fernwärme für Haushalte und GHD beziehen sich auf Szenarien des ersten Teilberichtes die einen gewissen Anteil von dezentralen Holzheizungen beibehalten. Bei einem Ausstieg aus der Biomassenutzung wäre der Fernwärmeausbaubedarf höher, aber in dem kurzen Zeitraum bis 2030 in der Praxis nicht mehr umsetzbar.

² bspw. ein Anschluss- und Benutzungszwang oder das Festschreiben eines kommunalen Mindestanteils und Zubaupfad für erneuerbare Energien in der Fernwärme

Dabei stellt die Konsistenz zwischen der deutsch-europäischen Transformation des Energiesystems und den anreizbasierten Investitionspfaden in die Wärmeerzeugung von konkreten Beispielfernwärmenetzen das Alleinstellungsmerkmal der Studie dar. Kernbotschaften des hiermit veröffentlichten zweiten Teilberichtes sind:

1. **Wärmepumpen werden zur zentralen Technologie für eine Versorgung einer stark auszubauenden Fernwärme:** Zum einen sind dies zentrale Großwärmepumpen (Flüsse, Klärwerke, ...) in verdichteten städtischen Bereichen. Zudem werden auch Quartierswärmepumpen (Erdsondenfelder durch Kühlung und Solarthermie regeneriert oder auf Basis von Abwasserkanälen, ...) in kleineren Netzen im vorstädtischen Bereich wichtiger.
2. **Zusätzlich sind Industrieabwärmenutzung, Tiefengeothermie und Müll-Heizkraftwerke in den zentralen Fernwärmenetzen dauerhaft relevant:** Andere Erzeuger spielen eine geringere Rolle. Gas-KWK und Holzheizwerke sind Brückentechnologien in der Fernwärme, da ein frühzeitiger Wärmenetzausbau zu einer mittelfristigen Steigerung der Wärmenachfrage führt. Langfristig dienen sie zur Leistungsabsicherung. Elektrodenkessel erreichen langfristig gewisse Deckungsanteile.
3. **Um den Fernwärme- und EE-Wärmeausbau erreichen zu können, ist in der nächsten Dekade eine Förderung notwendig:** Hier kann für die gesamte deutsche Fernwärme ein mittlerer jährlicher Förderbedarf von 3 Mrd.€/a abgeschätzt werden, bestehend aus 2/3 für den Ausbau der Wärmenetze und 1/3 für die Versorgung der Netze mit Großwärmepumpen.
4. **Effektive Anreize für Großwärmepumpen sind jetzt notwendig:** In den Anfangsjahren ist eine Förderung in Form einer Betriebsprämie notwendig, um die derzeit sehr hohen Stromkostenbestandteile im Anlageneinsatz kompensieren zu können. Im Rahmen der Bundesförderung Effizienter Wärmenetze erlaubt diese Betriebsprämie unabhängig von der KWK eine hohe Auslastung der Wärmepumpen. Die Betriebsprämie sollte ausgeweitet und verlängert werden. Die beihilferechtliche Begrenzung der Förderung von großen Projekten für einzelne Unternehmen stellt ein großes Hemmnis dar, das gelöst werden muss. Zusätzlich kann insbesondere eine Flexibilisierung der Stromnetz-Leistungspreise und deren Reduktion (auch für Stadtwerke unter 100.000 Kunden) die EE-Wärme deutlich steigern. Auch die Stärkung von Ordnungsrechten (z.B. ein Anschluss- und Benutzungszwang oder EE-Mindestanteile in der Fernwärme) kann durch geringere Risiken und damit Finanzierungskosten höhere EE-Anteile bewirken.
5. **Ein Förderrahmen für den Netzausbau muss die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber dezentraler Wärmeerzeugung gewährleisten:** Für die transformierte Fernwärme besteht mittel- bis langfristig teilweise eine starke Konkurrenz zur dezentralen (EE-)Wärmeversorgung. Insbesondere das Jahr 2035 ist hier hervorzuheben, wenn ein hoher CO₂-Preis mit auslaufender Betriebsprämie für Wärmepumpen und noch relativ hohen Stromnebenkosten zusammenfällt. Besonders bei einem starken Wärmenetzausbau muss der Förderrahmen es ermöglichen, neue, heute gasversorgte Quartiere ohne Kostensteigerungen im Vergleich zu den Infrastrukturkosten bestehender Wärmenetze zu erschließen.
6. **Eine weitere Absenkung der Stromkostenbestandteile und Erhöhung der CO₂-Preise ermöglicht schneller höhere EE-Anteile in der Fernwärme:** Eine schnellere Reduktion der Stromkostenbestandteile als unter den aktuellen Beschlüssen ermöglicht es, dass die EE-Wärme in den Jahren 2030 und 2035 noch einmal deutlich zunimmt. Die langfristige Verfügbarkeit von günstigerem Wasserstoff statt EE-Methan ist dagegen nicht gegenüber Großwärmepumpen (welche die Vollkosten für Stromerzeugung und Stromnetz tragen) konkurrenzfähig.

Um die Zusammenhänge hinter diesen Kernaussagen zu verdeutlichen, sind im Folgenden die wichtigsten Grafiken des Berichtes für 3 von 12 Szenarien dargestellt. Speziell für die Anwendung Großwärmepumpe (oder Elektrodenkessel) lässt sich folgende Entwicklung der grenzkostenwirksamen Stromkostenbestandteile (ohne Leistungspreise Netzentgelte) ableiten. Zusätzlich ist der CO₂-Preis in den beiden Szenarien (aktuelle Beschlüsse und progressive Energiepolitik) dargestellt.

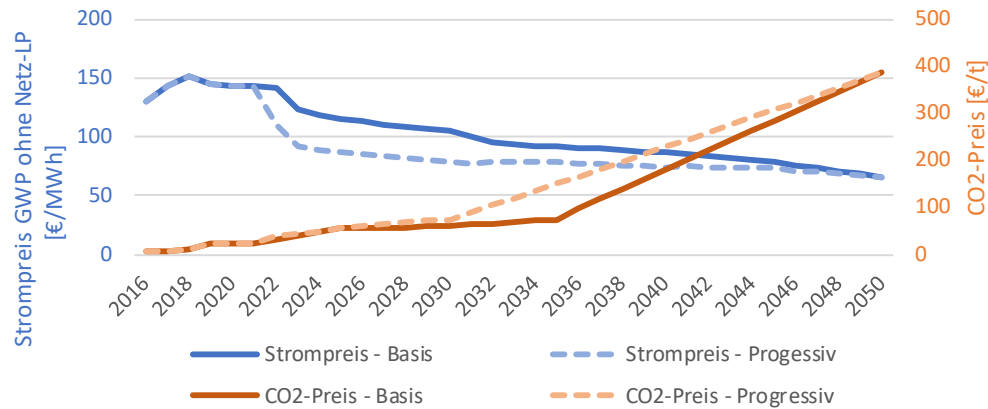


Abbildung 1-1: Entwicklung der arbeitspreisbezogenen Endverbraucher-Strompreise (ohne Leistungspreise Netzentgelte Netz-LP) für Großwärmepumpen und der CO₂-Preise - für zwei Szenarien

Quelle: eigene Darstellung

Für das Basisszenario ist im Folgenden die kostenminimale Wärmelastdeckung aus Investorensicht für ein Beispielfernwärmenetz unter Verdichtung des bestehenden Netzes dargestellt. Dabei werden neben den Energiepreisen zusätzlich in den Anfangsjahren bis 2030 anlagenspezifische Förderungen berücksichtigt. Hier wird die hohe Bedeutung von Großwärmepumpen und die Rolle von KWK als Brückentechnologie deutlich. Dabei ist das Basisszenario das mittlere Förderszenario (Mittl. FS) da es bereits die Fortführung einer reduzierten Betriebsprämie für eine mögliche Inbetriebnahme einer weiteren Großwärmepumpe in 2025 unterstellt.

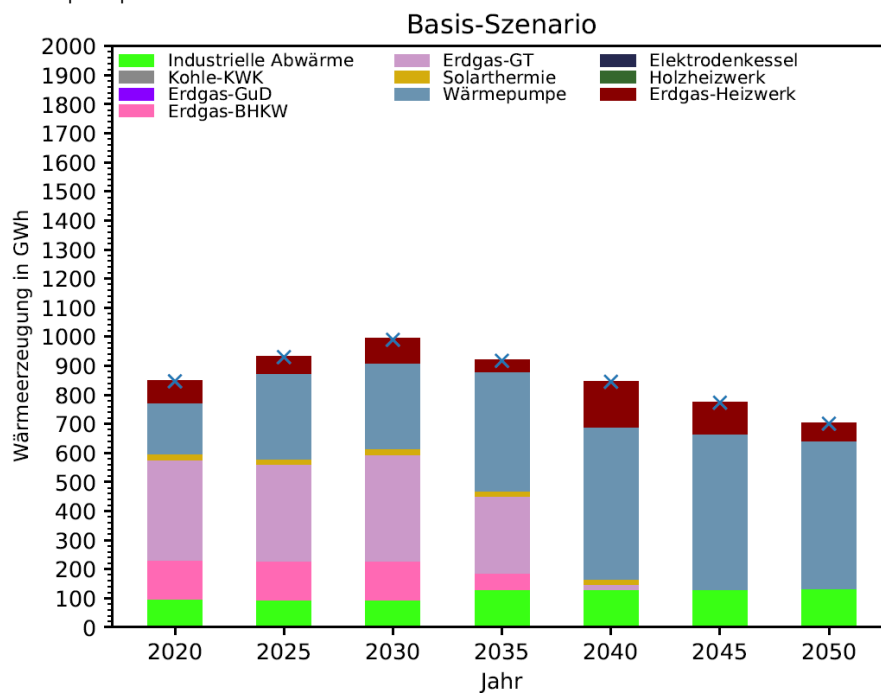


Abbildung 1-2: Wärmeerzeugung Basis-Szenario bzw. auch mittleres Förderszenarios (Mittl. FS)

Quelle: eigene Darstellung

Für das Basisszenario wurden mehrere Sensitivitäten gerechnet. Die höchsten EE-Anteile wiesen dabei Varianten mit reduzierten Stromnetz-Leistungspreisen für flexible Verbraucher und mit mehr Ordnungsrecht auf. Mittelfristig am schlechtesten stellte sich dagegen eine Nichtverlängerung der Betriebsprämie sowie der Weiterbetrieb einer bestehenden Erdgas-KWK-Anlage (GuD) dar. Neben den Verdichtungsszenarien wurden Szenarien mit einem starken Ausbau der Wärmenetze gerechnet. Wie im Folgenden ersichtlich ist, kann Industrieabwärme in Verbindung mit einem Saisonspeicher ein Drittel bis zur Hälfte der Wärmenachfrage abdecken. Alternativ wären durch Tiefengeothermie noch höhere Wärmedeckungsanteile möglich. Wärmepumpen werden dabei zwar in die Mittel- bis Spitzenlast verdrängt, sind aber dennoch wirtschaftlich und werden stark ausgebaut.

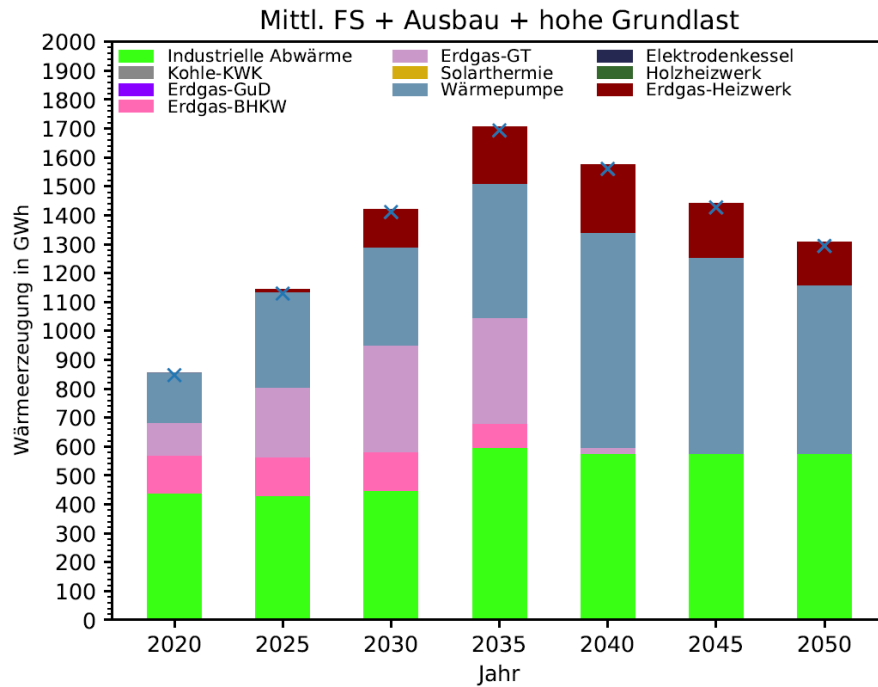


Abbildung 1-3: Wärmeerzeugung „Ausbau mit hoher Grundlast“

Quelle: eigene Darstellung

Als letztes Beispiel ist im Folgenden für eine Verdichtung der Wärmenetze der Einfluss einer neuen progressiven Energiepolitik dargestellt. Im Vergleich zum Basisszenario wird deutlich, dass die EE-Wärme in den Jahren 2030 und 2035 noch einmal deutlich zunimmt.

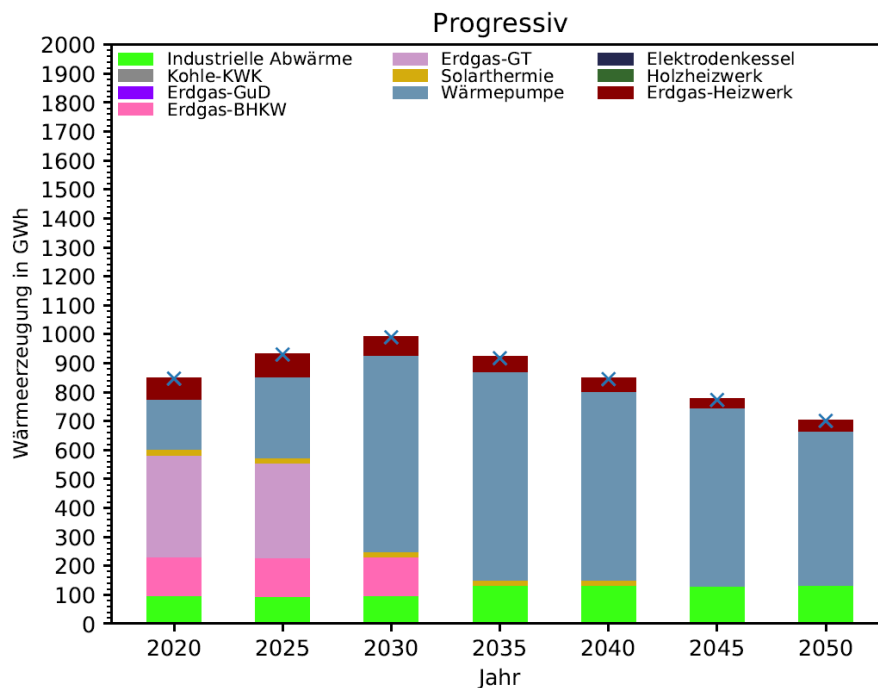


Abbildung 1-4: Wärmeerzeugung „Progressive Energiepolitik“

Quelle: eigene Darstellung

Es zeigt sich, dass die Fernwärme-Transformationspfade im Wettbewerb mit den Wärmegestehungskosten dezentraler Erzeuger mithalten können. Aber mittel- bis langfristig besteht eine sehr starke Konkurrenz, insbesondere 2035 aufgrund der Kombination eines hohen CO₂-Preises mit wegfallender Betriebsprämie für die ersten Wärmepumpen

bei noch relativ hohen Stromnebenkosten. In folgender Abbildung sind die drei gezeigten Beispielszenarien dabei hervorgehoben. Die anderen Sensitivitäten sind im Bericht ausführlich erläutert.

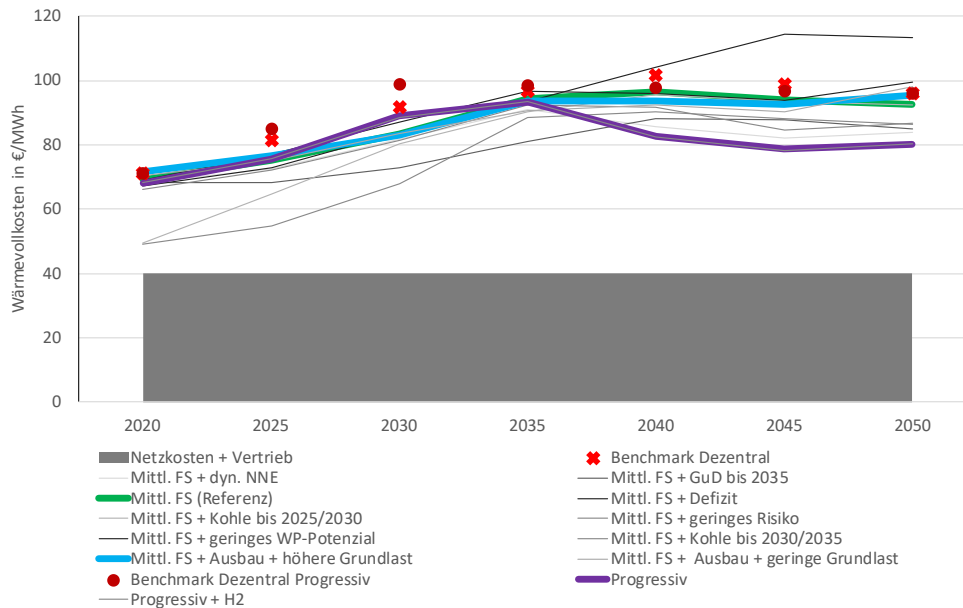


Abbildung 1-5: Benchmarking-Wärmevollkosten der Sensitivitäten

Quelle: eigene Darstellung

Durch die Studie konnte gezeigt werden, dass sich Fernwärme in verdichteten Siedlungsstrukturen besser als andere Alternativen darstellt, weil sie in der nächsten Dekade bis 2030 schneller und realistischer verfügbar, schneller dekarbonisierbar und vergleichsweise preisgünstiger ist. Um diese Vorteile zu heben müssen aber die Voraussetzungen für ihre Versorgung gegeben sein. Dabei wurde aus allen Sensitivitätsanalysen deutlich, dass Großwärmepumpen langfristig, wenn sie ohne Förderung verursachergerecht die Vollkosten der Energieerzeugung tragen, die dominierende Wärmeherzeugung darstellen. Um jedoch bereits mittelfristig hohe EE-Wärmeanteile in der Fernwärme und dabei eine hohe CO₂-Einsparung zu erreichen, sind entsprechende Anreize notwendig. Die dadurch verursachte höhere Stromnachfrage kann im System des europäischen Emissionshandels (ETS) durch die Freiheitsgrade eines vorgezogenen Kohleausstiegs und eines schnelleren Ausbaus von Photovoltaik und Windkraft CO₂-frei gedeckt werden. Ohne geeignete Rahmenbedingungen für Großwärmepumpen erscheint dagegen der Ausbau der Fernwärme nicht realisierbar und damit keine kostengünstige und praktikable Dekarbonisierung des Wärmemarktes.

2 Einleitung und Ziel

2.1 Einleitung

Das energiepolitische Umfeld ändert sich gegenwärtig sehr dynamisch und stellt hohe zusätzliche Anforderungen an die Transformation der Fernwärme in Deutschland. Die europäische Union und die Bundesrepublik Deutschland haben beschlossen, die Klimaziele zu verschärfen. Erneuerbare Energien sollen deutlich schneller ausgebaut werden, auch um neue Stromverbraucher in anderen Sektoren zu versorgen. Auf der anderen Seite unterbinden Stromkostenbestandteile und die bestehende Struktur der Netzentgelte die direkte Nutzung von Strom. Für eine schnelle Dekarbonisierung des Gebäudesektors und die Refinanzierbarkeit der langlebigen neuen Infrastruktur bei stetig sinkender Wärmenachfrage ist es notwendig, die Fernwärme frühzeitig auszubauen. Auf der anderen Seite wird die Erzeugungssituation für KWK-Anlagen im Zuge des Ausbaus von Wind- und Solarstrom im Strommarkt mittelfristig eingeschränkt, und mit dem Ausstieg aus der Kohleverstromung fallen in vielen Fernwärmenetzen zusätzlich Erzeugungseinheiten weg. Es stellt also eine hohe Herausforderung dar, eine mittelfristig hohe Fernwärmenachfrage kosteneffizient und klimaschonend decken zu können.

Im Februar 2019 wurde im Rahmen dieses Projektes vom Fraunhofer IEE der Teilbericht „ENTWICKLUNG DER GEBÄUDEWÄRME UND RÜCKKOPPLUNG MIT DEM ENERGIESYSTEM IN -95 % THG-KLIMAZIELSZENARIEN“ veröffentlicht. Dabei wurde für Deutschland ein 2°C-Szenario für die Stützjahre 2030 und 2050 analysiert. Fokus waren dabei Analysen zum Einfluss der Sanierungsrate und -tiefe, zum Einfluss der Anteile dezentraler Holzheizungen sowie zur Erreichbarkeit des Sektorziels für die dezentrale Gebäudewärme in 2030 bei einer Reduktion der THG um 66 % gegenüber 1990 (CDU et al. 2018). Des Weiteren wurden in der Studie die Möglichkeiten einer Versorgung von Bestandsgebäuden mit dezentralen Wärmepumpen bewertet und die Potenziale für Wärmenetzausbau und EE-Wärme für deren Versorgung erhoben.

Im Vergleich zur dezentralen Versorgung ist Fernwärme aber stark individuell von den gegebenen Bedingungen vor Ort abhängig. Zudem bestehen höhere Wechselwirkungen im Zeitverlauf, beispielsweise durch den Einfluss zukünftiger Entwicklungen auf Entscheidungsprozesse von heute. Fokus des hier vorliegenden zweiten Teilberichtes ist es, aufbauend auf den ersten Teilbericht die komplexe Transformation der Fernwärme detailliert zu analysieren. Im Unterschied zum Februar 2019 wird jedoch eine Klimazielverschärfung bzw. die Notwendigkeit von negativen Emissionen zur Kompensation entsprechend des Klimaschutzpaketes der Bundesregierung aus dem Herbst 2019 berücksichtigt. Ziel der Studie ist eine Treibhausgasneutralität im Jahr 2050.

Es ist zu erwarten, dass die 2021 kurzfristig beschlossene Klimazielverschärfung die ermittelten Trends und damit auch die notwendigen Anreize verstärken würde, um ein vollständig klimaneutrales Deutschland bereits im Jahr 2045 erreichen zu können. Trotz der gegenwärtig dynamischen energiepolitischen Entwicklung sind die Studienergebnisse aktuell. Sie erlauben es, die bestehenden Hemmnisse zu analysieren und legen bei den Zielszenarien den Fokus stärker auf die Sensitivitäten, die einen höheren EE-Anteil in der Fernwärme erreichen. Folgende Fragen werden adressiert:

- Wie kann sich ein Transformationspfad der Wärmeversorgung darstellen, wenn einerseits Wärmenetze frühzeitig ausgebaut werden müssen, um auch Quartiere mit geringen Wärmedichten erschließen zu können, aber andererseits langfristig die Nachfrage in diesen Netzen aufgrund der Gebäudesanierung wieder zurückgeht? Und wie können dabei die Netze mit EE-Wärme versorgt werden?

- Wie unterscheiden sich dabei die optimierten Transformationspfade des gesamten Energiesystems (Makro-Sicht) für die unterschiedlichen nach typischen EE-Versorgungspotenzialen differenzierten Netze?
- Wie wirken sich die bestehenden und möglichen Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen und Fördermittel auf reale Investitionsentscheidungen (Mikro-Sicht) im Transformationspfad für typische Netze aus?
- Welche Endverbraucherpreise für dekarbonisierte Fernwärme resultieren daraus und ist Fernwärme damit wettbewerbsfähig im Vergleich zu dezentralen Versorgungslösungen? Und welche zusätzlichen Kosten entstehen aggregiert auf nationaler Ebene für den Fernwärmeausbau und dessen Versorgung?

In einem immer komplexer werdenden Energiesystem sind die Fragen der Fernwärme dabei aber nicht isoliert, sondern immer in Rückkopplung mit der zeitlichen Entwicklung und mit dem Energiesystem zu bewerten. Diese Rückkopplung liegt einerseits insbesondere in der Stromversorgung unter einer zunehmenden Durchdringung wetterabhängiger Wind- und PV-Stromerzeugung und andererseits in einer PtX-Importoption als Benchmark. Nicht mehr berücksichtigt werden kann zusätzlich eine intensiv verfolgte Wasserstoffstrategie der Bundesregierung und deren Auswirkungen auf bestimmte Technologien.

2.2 Ziel

Folgende **Untersuchungsziele** sind für diese wissenschaftliche Studie vorangestellt:

- Definition eines übergeordneten Rahmens für detaillierte makro- und mikroökonomische Analysen in Form eines Transformationspfades des Gesamtenergiesystem Deutschlands, eingebunden in Europa, und darauf basierend Ableitung der Entwicklung der Endverbraucherpreise und des regulatorischen Rahmens.
- Ermittlung von kostenminimalen Transformationspfaden für repräsentative Typnetze in Rückkopplung mit dem Gesamtsystem, um die Rolle von Versorgungstechnologien in Abhängigkeit des individuell verfügbaren EE-Wärmepotenziales besser bewerten zu können (Makro-Sicht).
- Bewertung der möglichen Auswirkungen von verschärften Klimazielen und damit der Notwendigkeit, negative Emissionen zu erzeugen, auf die Fernwärme. Sensitivitätsanalyse der Verfügbarkeit von Biomasse für Fernwärme vs. der Nutzung von Biomasse mit CCS anstelle von KWK-Anlagen in der Prozesswärme (Makro-Sicht).
- Prüfung der Wirkung einer Fortschreibung bestehender und geplanter Fördermaßnahmen (EE-Wärmeförderung, KWK-Boni) und regulatorischer Rahmenbedingungen (CO₂-Preis, Senkung EEG-Umlage, Netzentgeltssystematik für flexible Verbraucher) auf verschiedene Fernwärmetypsysteme in Abhängigkeit von Bestandskraftwerken, EE-Wärmepotenzial und Wärmenetzausbau (Mikro-Sicht).
- Kostenbewertung der Entwicklung und Wettbewerbsfähigkeit von relativen Endverbraucherpreisen der verschiedenen dekarbonisierten Fernwärmesysteme einerseits und absoluten zusätzlichen Kosten für den Fernwärmenetzausbau und dessen Versorgung in Summe für ganz Deutschland andererseits.

Die Besonderheit dieser Studie liegt in der Kopplung der volkswirtschaftlichen mit der betriebswirtschaftlichen Betrachtung. In diesem Zusammenhang werden die Ergebnisse der volkswirtschaftlichen Analysen bezüglich ihrer mikroökonomischen Wirkung geprüft. Sie liefern damit wertvolle Aussagen zur Umsetzbarkeit der Transformation der Fernwärme. **Was diese Untersuchung nicht leisten kann, ist** die Bewertung von infrastrukturell bedingten, komplexeren Fragen einer optionalen Wasserstoffnutzung für die Fernwärme. In der makroökonomischen Bewertung wird nur Power-to-Gas in Form von SNG

berücksichtigt und in der mikroökonomischen Bewertung wird nur mit sehr vereinfachten Annahmen auf die Option H₂ statt SNG eingegangen. Neben der Frage der regionalen Verfügbarkeit von reinem Wasserstoff per Pipeline für das jeweilige Netz stellt sich zudem die Frage der ökonomischen Auswirkung der langfristig begrenzten Auslastung einer Infrastruktur für Spitzenlastkessel und KWK in Hybridsystemen mit Großwärmepumpen und Elektrodenkesseln.

2.3 Exkurs – Wasserstoff in der Fernwärme

Neben der Klimazielsverschärfung auf eine Treibhausgasneutralität in 2045 ist die aktuelle Diskussion stark von der Nutzung von Wasserstoff statt von EE-Methan (Power-to-Gas) geprägt. Die Studie betrachtet im Kapitel 4 in der Analyse aggregierter Transformationspfade der Fernwärme für Deutschland, eingebunden in das europäische Energiesystem, nur EE-Methan. In Kapitel 6 in der Analyse der Transformationspfade von Fernwärme-Beispielnetzen wird dagegen eine Wasserstoffverfügbarkeit für ein Fernwärmenetz berücksichtigt. Grundsätzlich erweisen sich auch andere Modellierungsergebnisse für die langfristige optionale Nutzung von grünem Wasserstoff in der Fernwärme als robust und stehen im Einklang mit den hier vorgestellten Ergebnissen. Dennoch sollen die komplexen Rückwirkungen auf der zeitlichen Ebene mit Fokus auf KWK-Anlagen im Folgenden eingangs diskutiert werden.

Eine Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz ist in bestehenden Anwendungen des Verteilnetzes derzeit bis zu 10% Vol. möglich und kann mit komplexen Anpassungsmaßnahmen auf bis zu 20% Vol. mittelfristig gesteigert werden. Der maximale energiebezogene Wasserstoffanteil beträgt dabei aber nur ca. 6,6 % und ist Schwankungen unterworfen. Eine Umwidmung der Gasverteilnetze zu 100% Wasserstoff wäre nur dann zu moderaten Kosten umsetzbar, wenn Bauteile immer am Lebensdauerende auf einen „H₂-ready“-Standard ausgetauscht werden würden. Entsprechend wäre die Klimaschutzwirkung selbst bei ausreichender H₂-Verfügbarkeit verzögert und in Hinblick auf neue ambitioniertere Klimaziele zu gering. Die Alternative stellt dagegen eine Umwidmung von Teilen des Gastransportnetzes auf Wasserstoff dar. Dies würde es ermöglichen, an Übergabestationen zum Gasverteilnetz parallel Methan und Wasserstoff verfügbar zu haben. Großverbraucher, welche reinen Wasserstoff benötigen, könnten dann separat damit versorgt werden, während verbleibende Gasverbraucher weiterhin mit Erdgas, PtG oder Biomethan versorgt werden könnten. Fokus für Wasserstoff ist dabei die Industrie (Stahl, chemische Industrie), aber auch Gaskraftwerke und Fernwärme können damit versorgt werden. Die europäischen Transportgasnetzbetreiber haben dazu eine Vision des „European Hydrogen Backbone“ erarbeitet. Im Jahr 2030 sieht diese jedoch nur in Nordwest-Deutschland sowie in den Niederlanden, Belgien und Nordost-Frankreich ein verbundenes H₂-Netz als realisierbar an. Für das Jahr 2040 wird dagegen eine Verfügbarkeit in großen Teilen Deutschlands gesehen. Aber auch dann wäre noch immer nicht in alle Großstädten eine H₂-Verfügbarkeit gegeben. Entsprechend ist die Frage einer Nutzung von H₂ für die Fernwärme regional individuell zu prüfen.

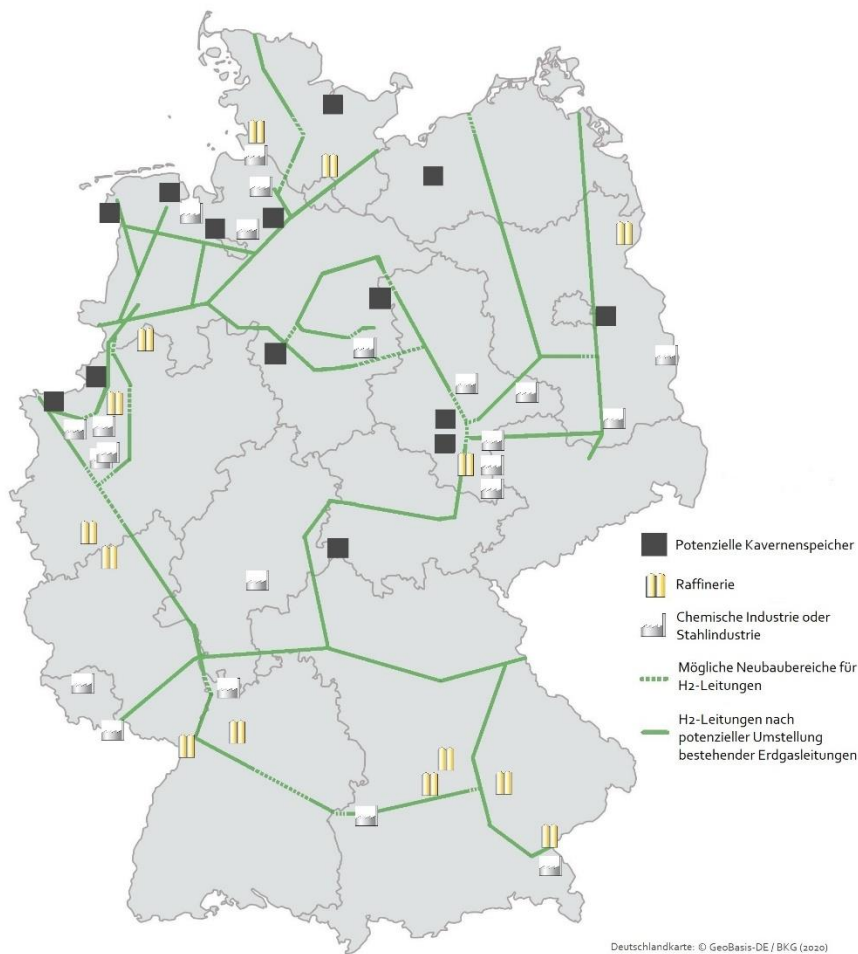


Abbildung 2-1: Vision für ein H2-Netz in 2040

Quelle: (Gerhardt et al. 2020)

Grundsätzlich würde die direkte Wasserstoffnutzung in neuen Gaskraftwerken gegenüber dem verlustbehafteten Synthetisieren von grünem Wasserstoff zu SNG für die Nutzung in bestehenden Gaskraftwerken je nach Transportverlusten Effizienzvorteile von ca. 30 % bezogen auf die EE-Stromerzeugung aufweisen. In der Anlagenklasse unter 100 MW sind bereits heute Gasturbinen von einigen Herstellern für den Einsatz von reinem Wasserstoff als Brennstoff erhältlich, der Einsatz ist jedoch noch auf Spezialfälle der Industrie beschränkt. Hier besteht teilweise noch Forschungsbedarf, um die Kosten zu senken und auch die größten Leistungsklassen auf den Betrieb mit Wasserstoff auszulegen und die Toleranzbreite für Wasserstoff-Beimischungen in den Anlagen zu erhöhen. Hinsichtlich einer flächendeckenden und daher langwierigen Umwidmung der Gasnetze auf H2 stellt sich die Frage, ob die langlebigen Investitionen in neue, wasserstofftolerante Gasturbinen zu Lock-In-Effekten führen. Beimischungen von Wasserstoff zu Methan sind bis zu einem gewissen Prozentsatz möglich. Es existiert eine Selbstverpflichtung aller europäischen Turbinenhersteller, 2020 eine Verträglichkeit von 20 Vol.-% Wasserstoff für Neuanlagen und bis 2030 auch für 100 % Wasserstoff zu ermöglichen. Für neue Gasturbinen in der Fernwärme der Stadt Leipzig ist wenige Jahre nach Inbetriebnahme in 2022 ein Betrieb mit 30 bis 50 Vol.-% Wasserstoff vorgesehen. Eine Steigerung auf 100 % H2 bedingt aber einen Austausch der Brennkammer in der Gasturbine und damit Kosten für eine Anlagenumrüstung.

Für (Hochtemperatur-)Brennstoffzellen müssen ggf. auch Lock-In-Effekte diskutiert werden, da diese entweder für Wasserstoff oder Erdgas ausgelegt werden. Bei SOFC läuft

die (teil)integrierte Dampfreformierung von Erdgas durch die hohe Betriebstemperatur im Anodenraum als endotherme Teilreaktion, bei der die Stack-Abwärme die Wärme für die Reformierungsreaktion liefert. Hier ist offen, ob und wenn ja, zu welchen Kosten ein höherer Kühlbedarf, der durch eine Umstellung von CH₄ auf H₂ erforderlich wäre, nachträglich kompensiert werden könnte. Bei PEM läuft die Erdgasreformierung zwar immer komplett extern ab. Allerdings müsste bei einer H₂-Umstellung der Arbeitsdruck durch Umbaumaßnahmen angepasst werden. Grundsätzlich ist aber die Lebensdauer von Brennstoffzellen aus heutiger Sicht geringer als für Gasturbinen und sie werden in niedrigeren Druckebenen des Gasverteilnetzes betrieben, welches erst zu einem späteren Zeitpunkt als für große Gasturbinen auf H₂ umgestellt würde. Geringere Lock-In-Effekte sind ebenfalls für kleine, gasmotorische BHKWs zu erwarten, welche laut DVGW bis zu 20 Vol.-% Wasserstoffbeimischung tolerieren können und deren Lebensdauer ebenfalls geringer anzusetzen ist als die von Gasturbinen. Eine vollständige Wasserstoffversorgung von gasmotorischen BHKWs wird derzeit bereits in Pilotanlagen getestet, für einen Dauerbetrieb stellen sich noch Forschungsfragen.

3 Methodik und Modelle

3.1 Zusammenwirken von makro- und mikroökonomischer Perspektive

Eine mikroökonomische Optimierung ermöglicht die Bewertung konkreter regulatorischer Rahmenbedingungen auf Investitionsentscheidungen. Eine mikroökonomische Analyse zukünftiger Entwicklungen ist aber zwingend auf makroökonomische Fundamentaldaten angewiesen, da empirisch aktuelle Preiszeitreihen und Terminpreise bzw. Preiserwartungen nur für heute gelten oder wenige Jahre in die Zukunft reichen. Auf der anderen Seite abstrahiert ein makroökonomisches Fundamentalmodell von gegenwärtigen regulatorischen Rahmenbedingungen, welche auch nicht kurzfristig änderbar sind. Deswegen sind Ergebnisse zur Transformation der Fernwärme insbesondere im kurzfristigen Bereich nicht miteinander vergleichbar. Dennoch können mit einem Fundamentalmodell belastbare Strompreisentwicklungen als zukünftige Day-Ahead-Preiszeitreihen für ein Wetterjahr in stündlicher Auflösung generiert werden. Ein weiterer Punkt ist eine Wälzung von Kosten der Energieversorgung auf die Endverbraucher (insbesondere EEG-Umlage, Netzentgelte) auf Basis der Ergebnisse des Fundamentalmodells.

Grundsätzlich gibt das Fundamentalmodell vor, welche Leistungen in Summe in Deutschland von einer Technologie zugebaut werden können, in Rückkopplung mit dem Gesamtsystem. Die mikroökonomische Optimierung bestimmt dagegen relative Leistungen. Dies geschieht ohne eine Bewertung davon, wie häufig solche Beispielfernwärmenetze in Deutschland umgesetzt werden können, ohne dass es zu Auswirkungen generell und – durch die Sensitivitätsrechnungen – zu Auswirkungen auf die Preisbildung im Strommarkt und damit auf Kosten und Erlöse kommt. Durch Iterationen können ggf. Abweichungen zwischen beiden Welten reduziert werden, der Aufwand dafür ist aber sehr hoch. In diesem Forschungsprojekt wurden deswegen eingangs auf Basis einer europäischen Szenariooptimierung Day-Ahead-Börsenpreise, Mengengerüste, Kosten und Erlöse auf Basis des historischen Wetterjahres 2012 für die Szenariojahre 2020 bis 2050 für Deutschland in 5-Jahres-Schritten ermittelt. Auf dieser Basis wurden Preiszeitreihen und Endverbraucherpreise mit nachgelagerter mikroökonomischer Rechnung generiert. Die detaillierten Analysen zur Fernwärme in der makroökonomischen Rechnung waren auf Basis von Rechenzeit nicht im Rahmen der europäischen Rechnung umsetzbar, sondern wurden auf Basis der ermittelten Import-Exportzeitreihen dann als nachgelagerte Sensitivitätsrechnungen durchgeführt. Auch im mikroökonomischen Modell wurden alle Sensitivitätsrechnungen mit nur einer vorgelagerten Rechnung des Fundamentalmodells durchgeführt.

Mögliche Abweichungen zwischen mikroökonomischer Rechnung und dem Fundamentalmodell in den Anfangsjahren können methodisch ausgeglichen werden. So sind Unterschiede zwischen geringeren CO₂-Preisen im ETS/Nicht-ETS und höheren CO₂-Vermeidungskosten, welche in der Praxis z.B. durch eine EEG-Förderung kompensiert werden, im Fundamentalmodell näherungsweise durch CO₂-Differenzgutschriften für fossile Brennstoffe abgebildet. Während im Fundamentalmodell keine Stromkostenbestandteile für Verbraucher (z.B. EEG-Umlage), aber auch keine Förderungen berücksichtigt werden, können im mikroökonomischen Modell die zu hohen Stromkostenbestandteile (z.B. EEG-Umlage) und ggf. zu niedrigen CO₂-Kosten durch eine Förderung in Form einer grenzkostenwirksamen Betriebsprämie kompensiert werden. Deswegen sind die Mikro- und Makro-Welten in den Anfangsjahren insbesondere für EE-Wärme, aber weniger bezüglich KWK vergleichbar, da eine KWK-Förderung nicht im Makro-Modell abgebildet wird. Im mikroökonomischen Modell wird die Förderung bis 2030 reduziert und ab 2035 eine technologie neutrale Anreizwirkung durch verursachergerechte Wälzung der Kosten unterstellt.

3.2 Makroökonomische Optimierung von Transformationspfaden der aggregierten Fernwärme Deutschlands innerhalb des Energiesystems

Wie alle anderen Bereiche der Wirtschaft unterliegt auch der Energiesektor gewissen Trends, wovon einige nachhaltiger sind als andere. Darum ist es wichtig, auf dem Weg zu einem Zielsystem beispielsweise Brückentechnologien zu erkennen und Fehlinvestitionen zu vermeiden. Aus diesem Grund wurde das neue SCOPE Modul SCOPE-Path entwickelt. Es optimiert unter gegebenen Voraussetzungen nicht nur ein kostenminimales Energieversorgungssystem eines Zieljahres, sondern ein kostenminimal entwickeltes Energieversorgungssystem, das Aufschluss über Markthochläufe, Brückentechnologien und andere Aspekte gibt.

SCOPE-Path ist mathematisch in die lineare Optimierung einzuordnen. Es ist in der Modellierungssprache MATLAB unter Nutzung eines mathematischen Solvers umgesetzt worden. Aufgrund der neuen Komplexität und der Problemgröße, die sich für diese Art der Betrachtung zukünftiger Energiesysteme ergeben, reicht die alleinige Anwendung des Solvers nicht mehr aus. Daher muss zur Lösung des Optimierungsproblems sowohl das frei verfügbare und in C++ programmierte Verfahren des Conic Bundels als auch eine selbst entwickelte Heuristik zur Erlangung von primal zulässigen Lösungen angewendet werden. Bei SCOPE-Path handelt es sich um ein Multi-Perioden Kraftwerkseinsatz- und Investitionsmodell, das sowohl den Strom- und Wärme- als auch den Mobilitätssektor abbildet. Zur Deckung der Energiebedarfe in den jeweiligen Sektoren stehen diverse konventionelle Technologien sowie Technologien, die auf erneuerbaren Energien basieren, zur Verfügung.

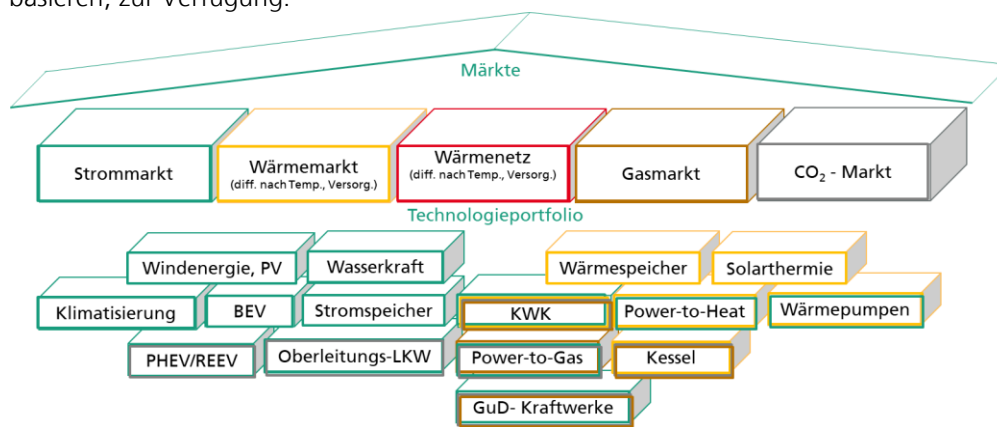


Abbildung 3-1: Schematische Darstellung der sektorübergreifenden Ausbauplanung SCOPE-Path

Quelle: eigene Darstellung

Die zeitliche Auflösung beträgt 8760h (historisches Wetterjahr 2012) mal 7 Jahreszeitpunkte als jeweiliger Mittelwert über 5 Jahre (2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045, 2050). Das CO₂-Ziel wird über den gesamten Zeitraum integral bilanziert, also über 35 Jahre (von 2018 bis einschließlich 2052). Dabei können für Stützjahre zusätzlich feste klimapolitische Ziele vorgegeben werden. Das Modell ist im Bericht des Projektes PfadE3 (Pape et al. 2020) beschrieben.

Bei der zentralen Wärmeerzeugung werden mehrere Technologien in einem gemeinsamen Netz abgebildet. Ein Wärmenetz ist modelltechnisch dadurch charakterisiert, dass alle daran angeschlossenen Technologien in Summe das Wärmebedarfsprofil decken. Die Abbildung der Wärmenetze im Pfadmodell SCOPE-Path unterscheidet sich in ihrer Methodik von der Zieljahroptimierung SCOPE-SD (welche im ersten Teilbericht des Projektes eingesetzt wurde (Gerhardt et al. 2019)). Im Modell SCOPE-SD wurden noch zentrale

Technologien in Systemen gebündelt (z.B. KWK + Wärmepumpen + Heizkessel + Wärmespeicher vs. KWK + Elektrodenkessel + Heizkessel + Wärmespeicher vs. Elektrodenkessel + Heizkessel + Wärmespeicher vs. ...) und über fixe Verhältnisse zueinander innerhalb eines Systems gekoppelt. Da bei der Betrachtung der gesamten Transformation Effekte wie Brückentechnologien relevant sind, müssen die Leistungsauslegungen der einzelnen Technologien unabhängig voneinander optimiert werden. Im Modell SCOPE-Path werden daher zentrale Technologien unabhängig voneinander abgebildet. So werden manche Technologien beispielsweise für die Deckung der Grundlast eingesetzt und andere nur für eine Spitzenlastdeckung in wenigen Stunden. Diese Zusammensetzung kann sich über die Ausbaustufen hinweg ändern. Im Modell SCOPE-Path werden 4 Netztypen abgebildet, die sich aufgrund ihrer Erzeugungsstruktur und der EE-Wärmepotenziale unterscheiden. Grundsätzlich kann durch das Modell auch der optimale Anteil der Fernwärme an der Gebäudewärme ermittelt werden. Auf Basis der Ergebnisse des ersten Teilberichtes wurde aber ein Ausbaziel von 30 % der Gebäudewärme im Bereich Haushalte und GHD bis zum Jahr 2030 als realisierbare Obergrenze unterstellt. Innerhalb dieser gemeinsamen Obergrenze stehen die 4 Typnetze im Wettbewerb zueinander, da für die einzelnen Ausbauoptionen das EE-Wärmepotenzial in Summe größer als 30 % ist. Die Typnetze sind wie folgt abgebildet:

Technologieoptionen in **Netzverdichtung** (geringere Infrastrukturkosten) bestehender Fernwärme in Großstadt/Mittelstadt - Fokus **Großwärmepumpe**:

1. KWK-Bestandsanlagen (Rückbau endogen) und Müllheizkraftwerk (geringe Reduktion durch Müllaufkommen bzw. Übergang Kreislaufwirtschaft) sowie bestehende Biomassekraftwerke (Rückbau exogen)
2. KWK-Zubau von GuD-Kraftwerken
3. Großwärmepumpen auf Basis der Potenzialberechnungen des ersten Teilberichtes für Flüsse, zentrale Klärwerke und Seen
4. Solarthermie
5. Heizwerke auf Basis von Erdgas bzw. PtG
6. Heizwerke auf Basis von Holz
7. Elektrodenkessel
8. Wärmetagespeicher

Technologieoptionen in **Netzausbau** (höhere Infrastrukturkosten) bestehender Fernwärme in Großstadt/Mittelstadt – Fokus **CO₂-freie Grundlast**:

1. Industrieabwärme-Bestand (exogen) und Ausbau von Industrieabwärme und Geothermie (endogen)
2. KWK-Zubau von GuD-Kraftwerken
3. Großwärmepumpen auf Basis der Potenzialberechnungen des ersten Teilberichtes für Flüsse, zentrale Klärwerke, Seen abzgl. des Potenzials im ersten Netz
4. Solarthermie
5. Heizwerke auf Basis von Erdgas bzw. PtG
6. Heizwerke auf Basis von Holz
7. Elektrodenkessel
8. Wärmetagespeicher

Technologieoptionen in **Netzausbau** bzw. neuer Nahwärme (höhere Infrastrukturkosten) im Vorstadtbereich – Fokus **Quartierswärmepumpe**:

1. Quartierswärmepumpen auf Basis der Potenzialberechnungen des ersten Teilberichtes für Klärwasserkanäle und Erdsondenfelder
2. Heizwerke auf Basis von Erdgas bzw. PtG
3. Heizwerke auf Basis von Holz

4. Elektrodenkessel
5. Wärmetagespeicher endogen
(Niedertemperatur-Saisonalspeicher werden indirekt über die verbesserte COP-Zeitreihe abgebildet)

Technologieoptionen in **Netzausbau** bzw. neuer Fernwärme (höhere Infrastrukturkosten) im Bereich Mittelstadt/Kleinstadt – Fokus **Solarthermie**:

1. KWK-Zubau von GuD-Kraftwerken
2. Solarthermie
3. Heizwerke auf Basis von Erdgas bzw. PtG
4. Heizwerke auf Basis von Holz
5. Elektrodenkessel
6. Wärmetagespeicher saisonal endogen

Ein weiterer Einflussparameter ist die gewählte **Diskontrate**. Indem alle anfallenden Kosten auf einen gemeinsamen Zeitpunkt diskontiert werden, können zu verschiedenen Zeiten fällige Kapitalwerte verglichen werden. Als Bezugsjahr wurde der Anfangszeitpunkt und somit das Jahr 2020 gewählt. Alle Kosten, die zu einem späteren Zeitpunkt anfallen, werden auf dieses Jahr abgezinst. Die Höhe des Kalkulationszinssatzes hat einen großen Einfluss bei der Kostenoptimierung des Transformationspfades. Je größer der Zinssatz ist, desto kleiner werden zukünftige Geldwerte. Für die Optimierung bedeutet dies, dass Kostenminima früherer Jahre entscheidender sind als ein günstiges Zieljahr. Die Wahl des Zinssatzes sollte demnach nach der Forschungsfrage gewählt werden. Ist der Fokus der Forschungsfrage das Zieljahr, ist ein kleiner Zinssatz zu wählen. Zielt die Forschungsfrage auf die Transformation ab, ist ein höherer Zins aussagekräftiger. Für die Referenzrechnung wurde ein **Zinssatz von 2 %** angenommen. Mit diesem Zins wurden alle Kosten-therme abhängig vom Zeitpunkt des Auftretens diskontiert. Dies betrifft die Investitionskosten sowie fixe und variable Betriebskosten.

Für die Berücksichtigung der Finanzierungskosten wird zusätzlich zur Diskontierung ein **kalkulatorischer Zinssatz** berücksichtigt. Anfallende Investitionskosten werden über **Annuitäten**, also eine über die Abschreibedauer gleichbleibende jährliche Zahlung, abgebildet. Abhängig vom Investor werden für die Berechnung der Annuität unterschiedliche Zinssätze unterstellt:

- 3 % für Investitionen privater Personen
- 6 % für Investitionen in zentrale Erzeugungstechnologien
- 9 % für Investitionen in der Industrie

Die so berechneten Annuitäten werden, wie oben beschrieben, abhängig vom Fälligkeitszeitpunkt mit dem einheitlichen Diskontierungszinssatz abgezinst.

Ewige Rente - Da das Zieljahr das Energiesystem im eingeschwungenen Markt widerspiegeln soll, wird zukünftig kein Nettoausbau einzelner Technologien mehr stattfinden. Alle Investitionen werden lediglich Instandhaltungsmaßnahmen sein. Daher werden alle im Zieljahr bestehenden Technologien mit einer ewigen Rente belegt. Diese bildet eine in alle Ewigkeit bestehende, jährliche Rate ab. Aufgrund der Diskontierung zukünftiger Raten läuft der Term irgendwann gegen Null und wird als Barwert zum Zeitpunkt 2050 über die gewählte Diskontrate bestimmt:

3.3 Mikroökonomische Optimierung von Transformationspfaden für Beispiel-Fernwärmeversorgungssysteme unter regulatorischen Rahmenbedingungen

Für die mikroökonomische Optimierung von Transformationspfaden kommt das Tool investSCOPE des Fraunhofer IEE zum Einsatz. Es basiert auf dem Python-Package Pyomo. Bei dem Tool handelt es sich um eine Pfadoptimierung zur Unterstützung von Investitionsentscheidungen, die optimale Technologien und Anlagenkapazitäten und optimale Investitionszeitpunkte bei Maximierung des Kapitalwertes bestimmt. In die Berechnung des Kapitalwertes gehen Investitionskosten, fixe und variable Betriebskosten, Investitionsförderung und Betriebsprämien sowie Erlöse aus der Vermarktung von Energie ein. Der Betrachtungszeitraum beträgt üblicherweise mehrere Dekaden, wobei die Optimierung aus Performancegründen auf Stützjahren basiert, die stellvertretend für bspw. 5-Jahres-Zeiträume berücksichtigt werden.

Das unterlagerte Tool microSCOPE führt für charakteristische Wochen in den Stützjahren, im Folgenden als „Typwochen“ bezeichnet (s.a. Abschnitt 3.3.1), eine Einsatzoptimierung durch, welche die Deckung der Last sicherstellt und die weiterhin über wirtschaftlich optimale Fahrpläne der Anlagen Betriebskosten und Erlöse simuliert.

Während investSCOPE für die Pfadoptimierung von Portfolios in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität bzw. für die sektorgekoppelte Betrachtung einsetzbar ist, wird im Folgenden die Methodik analog zur Abbildung 3-2 ausschließlich auf Fernwärme bezogen erläutert.

Input für das Tool sind Angaben zum Startzeitpunkt sowie Annahmen für die zukünftige Entwicklung der Parameter. Zur Modellierung des Wärmeversorgungssystems umfasst dies den aktuellen und zukünftigen Wärmebedarf (Abschnitt 3.3.2), charakteristische Angaben zum Wärmenetz (z.B. heutige und zukünftige Temperaturen) und den derzeitigen Bestand an Erzeugern und Speichern mitsamt technologiespezifischer Charakteristiken, also zum Beispiel Brennstoffe, Wirkungsgrade und fixe und variable Betriebskosten. Weiterhin dient eine Vorgabe der optional zuzubauenden Technologien mit entsprechenden Charakteristiken u.a. auch den Investitionskosten als Input. Zur Verfügung gestellt werden die Technologien in Form von Blöcken mit bestimmten Kapazitäten, die das Tool optimal kombinieren kann (siehe auch Abschnitt 6.1.2).

Während die heutigen Strom-, Brennstoff und CO₂-Preise ebenso bekannt sind wie die staatlich induzierten und regulierten Preisbestandteile (SIP), sprich Netzentgelte, EEG-Umlage und weitere, werden die Annahmen für die zukünftige Entwicklung im Zuge der makroökonomische Optimierung von Transformationspfaden ermittelt (siehe Kapitel 5).

Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit einzelner Technologien sind darüber hinaus die regulatorischen Rahmenbedingungen. Anreize zum Anschub von innovativen Technologien können beispielsweise über die Reduktion oder Reformation von SIP geliefert werden. Eine weitere Möglichkeit sind Förderungen in Form von Investitionsincentiven oder Betriebsprämien (CAPEX- bzw. OPEX-Förderung). Die aktuellen Regelungen gehen ebenso als Input in microSCOPE ein wie Annahmen zur zukünftigen Entwicklung diesbezüglich.

Schließlich muss der mikroökonomischen Optimierung zur Kalkulation des Kapitalwertes ein Diskontsatz vorgegeben werden.

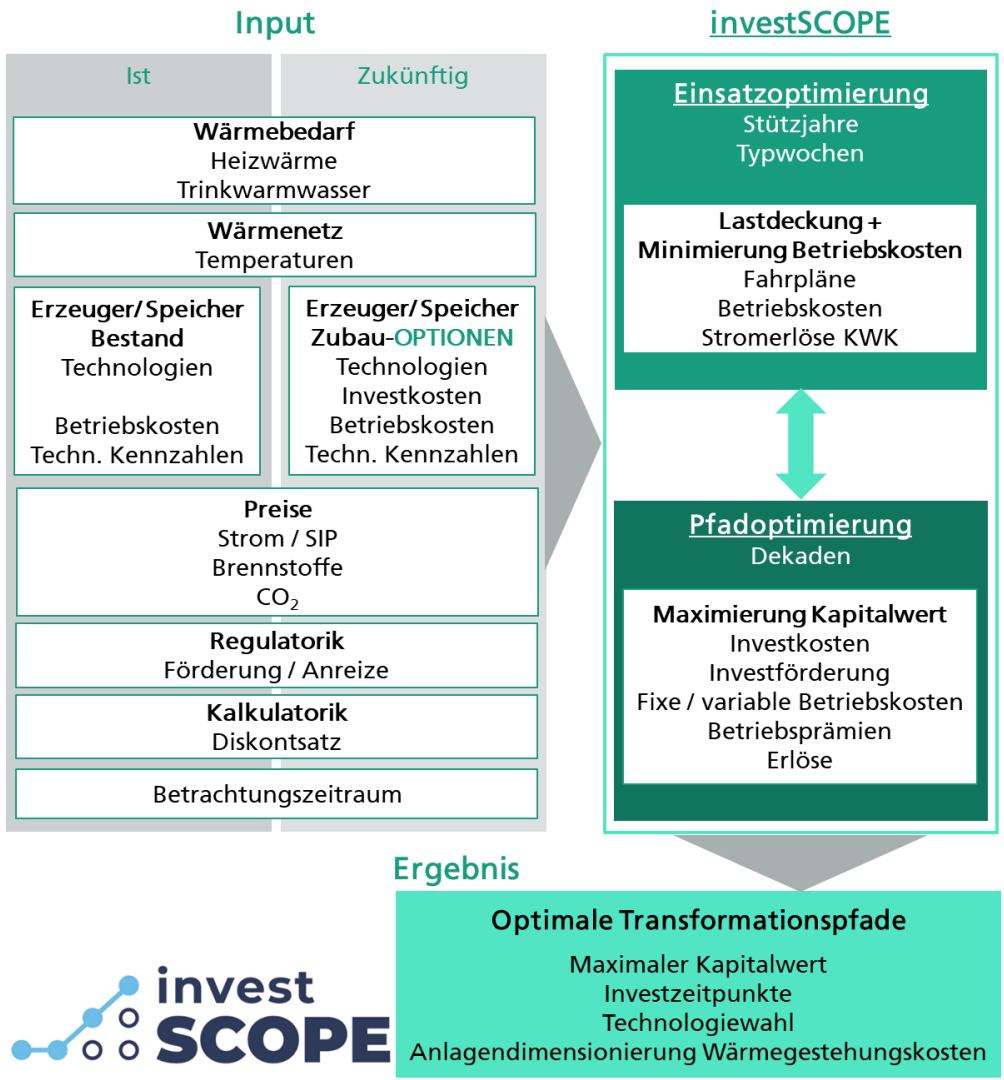


Abbildung 3-2: Schematische Darstellung der mikroökonomischen Pfadoptimierung für Fernwärme investSCOPE

Quelle: eigene Darstellung

3.3.1 Typwochen

Die Bestimmung der oben genannten Typwochen erfolgt über ein Clustering-Verfahren, das sogenannte K-Medoid-Clustering (Kotzur L., Markewitz P., Robinius M. 2018). Über dieses Verfahren wird eine eigenhändig zu definierende Anzahl an charakteristischen Zeiträumen, z.B. Wochen, in Abhängigkeit von dafür maßgeblichen Eingangsdaten, ausgewählt. Da bei dieser Methode vor allem Zeiträume mit durchschnittlichen Parametern genutzt werden, kann eine ebenfalls beliebige Anzahl an Extrempunkten hinzugefügt werden. Die entscheidenden und damit für diese Studie verwendeten Zeitreihen im Zusammenhang mit der Dekarbonisierung von einzelnen Fernwärmeversorgungssystemen sind die innerhalb eines Jahres stark fluktuierenden Parameter:

- Wärmebedarf
- Vorlauftemperatur
- Temperatur von Niedertemperaturquellen
- Solare Einstrahlung
- Strompreise

Es werden im Rahmen der vorgestellten Untersuchungen sieben Typwochen und zusätzlich eine Extremwoche genutzt. Die Rückrechnung der Typwochen-bezogenen Ergebnisse auf ganze Stützjahre erfolgt über die Verwendung von Häufigkeiten und Vorkommen der repräsentativen Wochen im Jahr. Entscheidend für die Funktionalität des Clusterings ist die Übernahme von Füllständen im Falle der Investition in Saisonalspeicher. Dies wird über eine Hyperposition und die Berücksichtigung von inter- und intra-periodischen Füllständen sichergestellt.

3.3.2 Zukünftige Entwicklung des Wärmebedarfs

Bei der Simulation des zukünftigen Wärmebedarfs wird zwischen dem Heizwärmebedarf und dem Trinkwarmwasserbedarf unterschieden. Es wird angenommen, dass der Heizwärmebedarf pro Gebäude bzw. Haushalt aufgrund von Sanierungsmaßnahmen in Zukunft sinken wird, während der Trinkwarmwasserbedarf sich voraussichtlich nicht signifikant ändern wird. Zudem gehen Annahmen aus der makroökonomischen Optimierung bezüglich der Veränderung der relativen Volllaststunden und des Ausbaus der Fernwärme in der Zukunft in die Simulation ein. Diese werden verknüpft mit spezifischen Annahmen zu den untersuchten Beispielsystemen mit möglichen Maßnahmen wie Verdichtung und Ausbau des Versorgungsnetzes. Die verschiedenen potenziellen Entwicklungen dieser Variablen werden über Sensitivitäten berücksichtigt. Eine detaillierte Beschreibung dazu ist in Kapitel 6.2 zu finden.

4 Aggregierte Transformationspfade der Fernwärme in Deutschland

Der übergeordnete Rahmen für die Modellierung des zukünftigen Energiesystems wurde im ersten Teilbericht der Studie (Gerhardt et al. 2019) ausführlich beschrieben. Im Folgenden wird darauf Bezug genommen und es werden nur die wichtigsten Eckdaten dargestellt.

4.1 Grundsätzlicher Rahmen

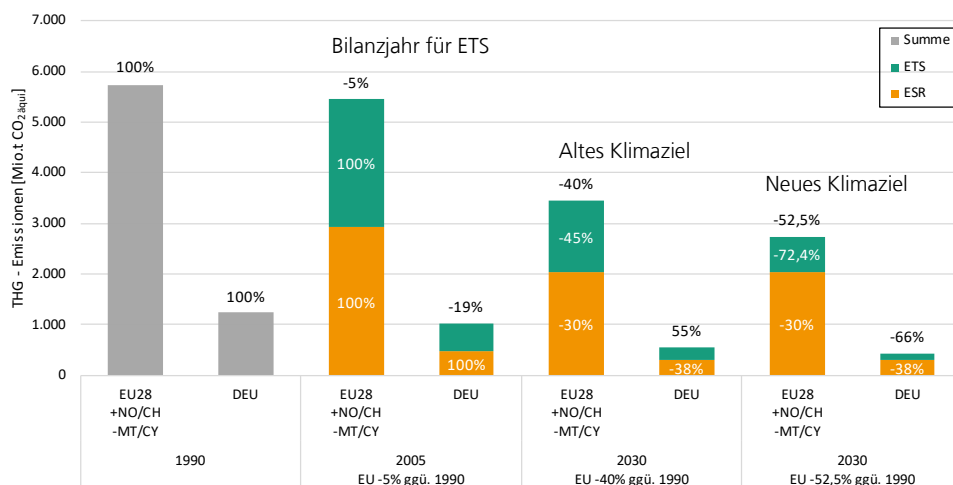
4.1.1 Klimaziel

Im Rahmen der Modellierung werden als Randbedingung folgende **Emissionsgrenzwerte und indirekte Wirkungen auf CO₂** in der Optimierung abgebildet:

- Die Emissionen des Jahres **2030** werden in Europa unterteilt in den Teil des übergreifenden Emissionshandel (ETS) und in die jeweiligen nationalen Restemissionen (Effort Sharing Regulation - ESR, bis 2020 Effort Sharing Decision - ESD). **Für Europa wird die aktuelle Verschärfung des Gesamtziels von -40 % auf -52,5 % (bezogen auf 1990, exklusive LULUCF) unterstellt und dabei einseitig auf den ETS bezogen.** Die bestehenden ESR-Ziele der Länder werden beibehalten und in Deutschland zusätzlich in die Sektorziele Gebäude, Verkehr und Rest (Landwirtschaft, Abfall) unterteilt.
- In **2030** wird das **Sektorziel dezentrale Gebäudewärme** des Klimaschutzplans mit 72 Mio. t berücksichtigt (inkl. GHD-Prozesswärme, Kraftstoffverbrauch Militär, ohne Strom, ohne große Fernwärme (Erzeugungsanlagen > 20 MW_{th} sind Teil des ETS), ohne Industriegebäude). Ebenso wird das **Sektorziel Verkehr** (national) mit 98 Mio. t berücksichtigt (ohne Strom, ohne Verkehr für Militär, Bau-, Forst- und Landwirtschaft, ohne internationalen Flug- und Schiffsverkehr).
- Das Klimaziel **2050** wird als eine **EE-Vollversorgung des Energiesystems** abgebildet. Mittels negativer Emissionen durch Landnutzungsänderung, Aufforstung und Nutzung von Holz als Rohstoff (LULUCF) sowie durch energetische Biomassennutzung mit CCS (BECCS) können **nichtvermeidbare Emissionen** in Industrie-Prozessemissionen (Zement, Kalk), Landwirtschaft, Müll u.a. **kompensiert** werden. Für modellexogene Emissionsbereiche werden für 2030 die Annahmen aus dem BMU-Klimaschutzszenario 80 und für 2050 aus dem BMU-Klimaschutzszenario 95 (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015) unterstellt.
- Um zu betrachten, wie ein globales „deutlich unter 2 °C-Ziel“ erreicht werden kann, ist das Integral der Emissionen über die Zeit entscheidend. Wenn es dabei nicht zu grundsätzlichen und kurzfristigen Strukturumbrüchen des heutigen Wirtschaftssystems kommt, ist ein **zwischenzeitliches Überschreiten der globalen Temperaturerhöhung** nicht zu vermeiden und führt zu einem höheren Bedarf an negativen Emissionen, um die Temperatur später wieder absenken zu können. Neben **zusätzlichen (also über die Kompensation der nicht-vermeidbaren Emissionen hinausgehenden) negativen Emissionen in Deutschland können negative Emissionen außerhalb Europas (z.B. durch Aufforstung)** notwendig werden.

In der vorgelagerten Europasimulation wurde analysiert, wie sich die aktuelle Klimazielverschärfung der Europäischen Union für 2030 auf -55 % THG-Reduktion inkl. LULUCF bzw. näherungsweise -52,5 % ohne LULUCF gegenüber 1990 auswirkt. Dabei wurden die bestehenden Klimaziele im Nicht-ETS-Bereich für die einzelnen Länder nicht verschärft, sondern eine Verschärfung ausschließlich im länderübergreifenden ETS im Modell umgesetzt. Als Simulationsergebnis und unter Berücksichtigung der Stromimport-

und –exportbilanz ergibt sich im Modell für Deutschland eine Verschärfung des Klimaziels von -55 % auf -66 %.



Aggregierte Transformationspfade der Fernwärme in Deutschland

Abbildung 4-1: Emissionen Europas ohne LULUCF und intern. Verkehr (ohne Malta und Zypern, inkl. Norwegen und Schweiz) differenziert zwischen Emissionshandel ETS und Nicht ETS-Bereich (ERS)

Quelle: eigene Berechnung und eigene Darstellung

Im Folgenden sind die unterstellten Emissionsziele für Deutschland dargestellt. Der Energiesektor wird dabei 2050 emissionsfrei. Die langfristig nicht vermeidbaren nichtenergetischen Emissionen (Landwirtschaft, Zement, ...) machen ca. 5 % der Emissionen von 1990 aus und werden durch negative Emissionen kompensiert.

	1990	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO ₂ äqu (ohne LULUCF)	1.252	781	603	426		linear		54
Reduktion	0%	37,6%	51,8%	66,0%		linear		95,7%
nicht-vermeidbare Emissionen								
Industrie		44,2	47,0	56,7	56,7	47,2	23,2	10,8
Landwirtschaft		76,7	68,8	61,0	52,8	44,7	36,5	28,4
Abfall		9,0	7,0	5,0	4,5	4,0	3,4	2,9
Müll, flüchtige Emissionen		43,0	38,4	33,7	27,5	21,3	16,7	12,0
negative Emissionen Deutschland								
A) LULUCF	-28,8	0	0	0	0	0	-27,1	-54,1
B) BECCS							-14,0	-36,0
B) LULUCF							-13,1	-18,1
negative Emissionen außerhalb für Deutschlands Klimaziel								
							-199,5	-399,0

Tabelle 4-1: Emissionsziele und nicht vermeidbare Emissionen

Quelle: (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015) sowie eigene Annahmen

Für die Optimierung wird das Integral der Emissionen von Anfang 2018 bis Ende 2052 vorgegeben. Dabei gibt es zwei Randbedingungen:

- Eine globale Randbedingung ist die Einhaltung des „deutlich unter 2 °C-Ziels“, welches als 1,75 Grad mit 67 % Wahrscheinlichkeit interpretiert wird (Rahmstorf 2019). Dies bedeutet ein globales Restpotenzial nur für CO₂ (nicht für andere THG) von 880 Gt global Anfang 2016, auf Deutschland entfällt entsprechend des Anteils an der Weltbevölkerung ein Anteil von 1,1 % = 9,7 Gt CO₂. Bezogen auf den Optimierungszeitraum 2018 - 2052 bedeutet dies ein Restbudget von 8,1 Gt ab Anfang 2018 (ohne sonstige THG).
- Realpolitisch wird bis 2030 von einer Klimazielverschärfung auf -66 % ausgegangen. Für die Entwicklung ab 2030 wird vereinfacht eine lineare Reduktion aller vermeidbaren Emissionen auf Null unterstellt. In Summe ergeben sich hierdurch Emissionen von 10,4 Gt CO₂ ab Anfang 2018 (ohne sonstige THG).

Die negativen nationalen Emissionen durch LULUCF und/oder BECCS können dabei in 2050 mit 80 % die sonstigen THG zwar vollständig, aber die überzähligen kumulierten CO₂ Emissionen nur zu geringem Anteil kompensieren. Um Deutschlands Anteil zur Erreichung des globalen Klimaziels zu leisten, würde theoretisch ein Zukauf von internationalen negativen Emissionen (z.B. durch Aufforstung) notwendig sein.

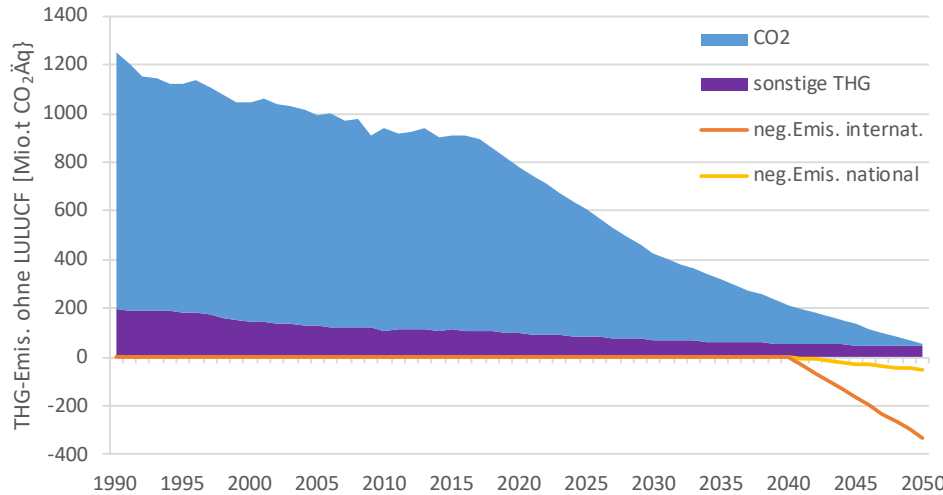


Abbildung 4-2: theoretisches Emissionsbudget Deutschlands für ein „deutlich unter 2 °C-Ziel“

Quelle: eigene Darstellung

Für die Optimierung ist das realpolitisch kumulierte THG-Emissionsbudget von 2018-2052 entscheidend. Für die Jahre 2020 und 2025 wird in der Stromerzeugung die Preisdifferenz zwischen hohen CO₂-Vermeidungskosten und niedrigem ETS-Preis kompensiert. Dennoch kann es durch die Optimierung zu gewissen Abweichungen im Pfad kommen. Beispielsweise kann es vorkommen, dass in den Anfangsjahren etwas weniger CO₂ emittiert wird (frühere Kohlestromdrosselung) und in den Endjahren etwas mehr (längerer Einsatz von Erdgas).

4.1.2 Brennstoffkosten

Die **Kosten für fossile Energieträger** basieren auf dem World Energy Outlook 2018 (IEA 2018). Langfristig wird in den Klimazielszenarien (Preisfad „Sustainable Development“) davon ausgegangen, dass im Sinne einer globalen Klimaschutzstrategie fossile Brennstoffe nicht mehr ausgebeutet werden und die Kosten dafür eher den Grenzkosten der Förderung entsprechen und gering bleiben.

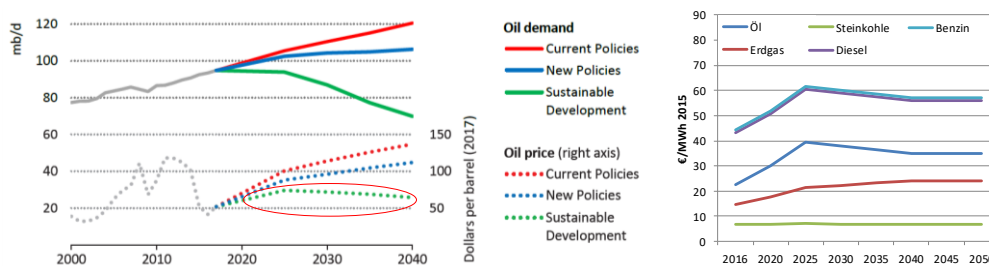


Abbildung 4-3: Entwicklung der Brennstoffkosten (ohne CO₂-Preis) – Preisfad „Sustainable Development“

Quelle: eigene Annahmen nach IEA (2017)

Da die Brennstoffkosten langfristig gering sind, ergeben sich höhere CO₂-Vermeidungskosten, welche durch das Energiesystemmodell SCOPE-Path endogen bestimmt bzw. berücksichtigt werden. Langfristig ergibt sich ein CO₂-Preis von 387 €/t als Grenzkosten im Betrieb gegenüber PtG-Importkosten von 107 €/t. Für die 3 verschiedenen energiewirtschaftlichen Szenarien der mikroökonomischen Berechnung wurden für den Pfad bis 2050 Bandbreiten der CO₂-Preisentwicklung abgeleitet und im Abschnitt 5.1.1 und in Abbildung 5-3 dargestellt. Auf Basis dieser Primärenergieträgerpreise und eigener Annahmen wurden Endverbraucherpreise für die Wirtschaftlichkeitsanalysen in Abschnitt 5.1.3 abgeleitet und in Abbildung 5-10 dargestellt.

4.1.3 Biomasseszenario

Während im ersten Teilbericht der Einfluss von dezentralen Holzheizungen auf die Versorgung der Gebäudewärme untersucht wurde, steht in diesem Teilbericht die Bewertung des Einflusses von Holzheizwerken auf die Fernwärme und KWK im Vordergrund. Für die dezentrale Gebäudewärme wurde ein mittleres Szenario unterstellt, welches auch 2050 noch Holzheizungen zu einem vergleichbaren relativen Anteil an Gebäudewärme wie heute unterstellt. Entsprechend der Ergebnisse des ersten Teilberichtes wird deshalb das Fernwärmeausbaupotenzial von 37 % auf 30 % der Gebäudewärme von Haushalten und GHD reduziert. Es werden 2 Szenarien unterstellt.

- Negative Emissionen durch LULUCF und Extensivierung:
Es besteht die Option, Holzheizwerke für Fernwärme und Industrie-Prozesswärme als Spitzenlasterzeuger auszubauen.
- Negative Emissionen durch BECCS:
Es wird mehr Biomasse monovalent in der Industrieprozesswärme 100-500 °C mit Dampferzeugung eingesetzt. Wegen dieses Fokus auf die Industrie, dem Infrastrukturaufbau und der begrenzten Mengen wird für die Sensitivität ein Einsatz in hybriden Holzheizwerken in Fernwärme ausgeschlossen.

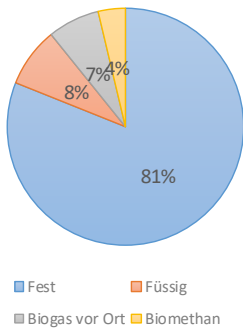
Hierbei wird ein nachhaltiges reststofffokussiertes Biomassepotenzial gemäß eines am IEE vorhanden europäischen Datensatzes zu substratspezifischen Potenzialen und eigenen Annahmen zur Konversionspfaden berücksichtigt. Die Daten beruhen auf den 3 Studien JRC (Scarlat et al. 2018), BiomassFuture (Elbersen, B. S., Staritsky, I. G., Hengeveld, G. M., Schelhaas, M. J., Naeff, H. S. D., & Böttcher, H. 2012) und S2BIOM cost supply (Dees M., Höhl M., Datta P., Forsell N., Leduc S., Fitzgerald J., Verkerk H., Zudin S., Lindner M., Elbersen B., Staritsky I., Schrijver R., Lesschen J.-P., van Diepen K., Anttila P., Prinz R., Ramirez-Almeyda J., Monti A., Vis M., Garcia Galindo D., Glavonjic B. 2017) (FNR - Agency for renewable Resources, 2016).

Aus der JRC-Studie werden alle Gülle- und Mistpotenziale berücksichtigt. Diese werden direkt vor Ort verstromt und stehen dem Modell in Form einer fixen Bandlast zur Verfügung. Bestehende Biogasanlagen werden entsprechend ihrer Lebensdauer als auslaufende Bestandskraftwerke berücksichtigt (siehe Abbildung 4-5).

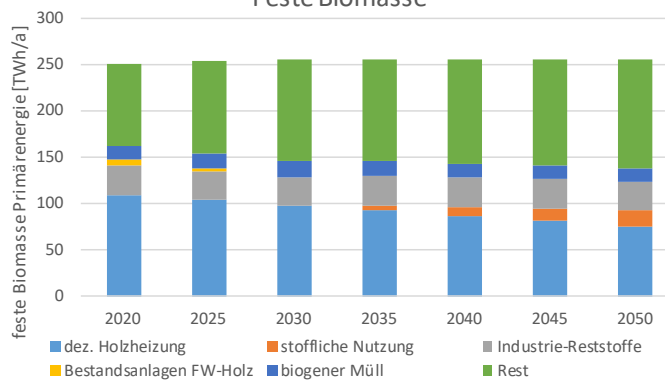
Die zweite Studie (Biomass-Future) wird für sonstige Substrate für die Biogas- und Biokraftstoffproduktion genutzt. Die Biokraftstoffe werden in negative Emissionen umgerechnet und bei den fixen Emissionen bzw. dem nichtvermeidbaren Kraftstoffbedarf des Verkehrs berücksichtigt. Restliche Substrate werden als Biomethan als Emissions- bzw. Brennstoffgutschrift für die Deckung der Gasnachfrage berücksichtigt. Die Mengen sind jedoch gering, da bei Substraten, sofern möglich, eine Kraftstoffnutzung priorisiert wird. Aus der dritten S-2-Biom Studie werden alle lignosezellulosehaltigen Biomassepotenziale berücksichtigt. Dieses Potenzial ist mit bei Weitem das Größte. Lignosezellulosehaltige Biomassepotenziale können entweder stofflich oder zur Wärmeproduktion genutzt oder vergast werden. Für die Modellierung wird eine Nutzung in dezentraler Gebäudewärme, eine stoffliche Nutzung und eine Verbrennung von Industrie-Reststoffen (z.B. Papierindustrie) und biogenem Anteil im Hausmüll exogen vorgegeben. Ebenso werden Bestandskraftwerke als auslaufend angenommen. Das verbleibende Potenzial (Rest) wird modellendogen als Holzheizwerke in der Optimierung berücksichtigt. Für überschüssiges Biomassepotenzial wird eine Vergasung und damit eine Biomethan-SNG-Erzeugung unterstellt.

Grundsätzlich bleibt anzumerken, dass auch weitere Ausgestaltungen im Umgang mit Biomasse denkbar sind. Im Fokus der vereinfachten Annahmen stehen aber die Rückwirkungen auf die Fernwärme.

Gesamte Biomasse



Feste Biomasse



Aggregierte Transformationspfade der Fernwärme in Deutschland

Abbildung 4-4: Primär bzw. Sekundärenergie Biomasse und Aufteilung der Nutzung von fester Biomasse

Quelle: eigene Annahmen nach (Scarlat et al. 2018), (Elbersen, B. S., Staritsky, I. G., Hengeveld, G. M., Schelhaas, M. J., Naeff, H. S. D., & Böttcher, H. 2012) und (FNR - Agency for renewable Resources, 2016)

Wie im ersten Teilbericht wird für Deutschland ein Ausstieg aus der Biomasseverstromung unterstellt, bei gleichzeitiger Flexibilisierung der Biogasanlagen (4000h/a doppelte BHKW-Kapazität). Damit erfolgt eine Verlagerung der Biomasse in andere Sektoren. Im Jahr 2030 bestehen in der Stromerzeugung noch Bestandsanlagen von Holzheizkraftwerken und Biogasanlagen, wobei beide Anlagentypen in Wärmenetze einspeisen.

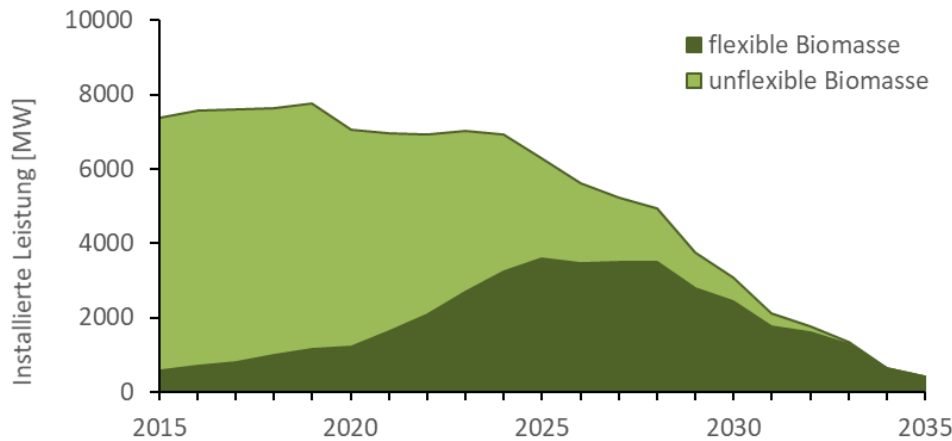


Abbildung 4-5: Entwicklung Biomasseverstromung

Quelle: eigene Annahmen

4.2 Sektorale Rahmenbedingungen außerhalb der Gebäudewärme

Die Details zu den sektoralen Rahmenbedingungen wurden bereits im ersten Teilbericht dargestellt und sind an dieser Stelle nur zusammengefasst und wo notwendig aktualisiert.

4.2.1 Stromsektor

Bei der **Höhe des Stromverbrauchs** muss zwischen herkömmlichem Verbrauch und neuen Verbrauchern der Sektorenkopplung zur Dekarbonisierung der anderen Energiesektoren unterschieden werden. Für den herkömmlichen Stromverbrauch wird die Effizienzentwicklung gemäß dem BMU-Klimaschutzszenario 80 für 2030 und 95 für 2050 (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015) unterstellt und für 2050 das historische (um Nachspeicherheizungen bereinigte) Stromverbrauchsprofil des Jahres 2012 verwendet. Hierbei ist aber festzustellen, dass es in den Szenarien unterschiedliche Einschätzungen zur Entwicklung des Stromverbrauchs für Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung und der langfristigen Rolle von elektrischer Trinkwarmwasserbereitung (Durchlauferhitzer) und Passivhäusern mit Luft-Luft-Wärmepumpen gibt. Dieser Stromverbrauch aus dem

Gebäudebereich wird zusätzlich zu dem herkömmlichen Verbrauch der BMU-Klimaschutzszenarien interpretiert. Für Europa wird eine vergleichbare Entwicklung unterstellt.

Neue Stromverbraucher (E-Pkw/LNF, E-Lkw, dezentrale Wärmepumpen, Großwärmepumpen, Elektrodenkessel, Power-to-Gas) werden durch das Modell in Hinblick auf die Erreichbarkeit des Klimaziels generiert und mit ihrem individuellen Stromverbrauchsprofil und ihrer Flexibilität abgebildet. Für Wärmepumpen wird dabei eine 100 %-ige Flexibilität berücksichtigt. Diese ist aber aufgrund der höheren Leistungsauslastung im Winter und geringem Trinkwarmwasserspeicher im Sommer saisonal eingeschränkt. E-Pkw werden mit kontinuierlich steigender Flexibilität abgebildet (Anteil flexibel am Strommarkt ladender Fahrzeuge 20 % in 2020 und 80 % in 2050). PV-Eigenstromspeicher am Strommarkt oder die Option der Rückspeisung von Elektrofahrzeugen (V2G) werden dagegen in den Rechnungen nicht berücksichtigt.

4.2.2 Gebäudewärme und Fernwärme

Während im ersten Teilbericht zwei Gebäudesanierungsszenarien als Sensitivität verglichen wurden, wird aufbauend auf diesen Erkenntnissen ein mittleres Szenario unterstellt, welches einen Rückgang von heute ca. 800 TWh Endenergie temperaturbereinigt auf ca. 500 TWh beinhaltet (Gebäudewärme inkl. Industriegebäude).

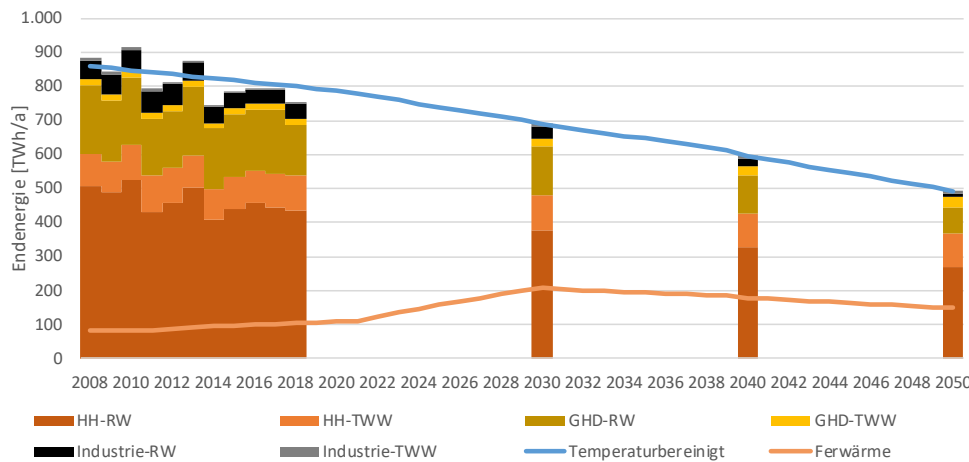


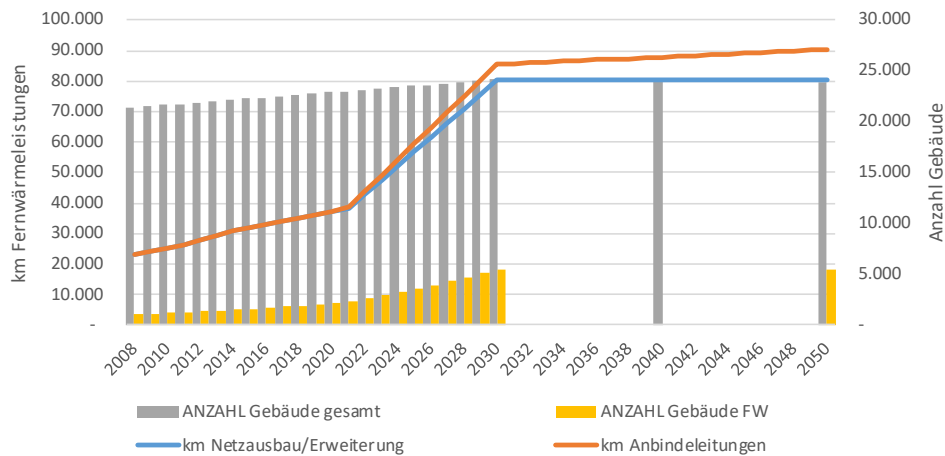
Abbildung 4-6: Entwicklung Gebäudewärme

Quelle: eigene Annahmen

Die Datenbasis zum Fernwärmeleitungssystem ist nicht vollständig veröffentlicht. Kennzahlen wie Wärmelinienichte oder Trassenmeter je Gebäude sind durch den Anschluss von Industriekunden oder durch Objektnetze (eine Fernwärmeübergabestation versorgt mehrere Hauseingänge) verzerrt. Zudem besteht Unsicherheit darüber, wie viele Trassenkilometer in den letzten Jahren über verschiedene Förderprogramme zusätzlich zu den Erhebungen der AGFW ausgebaut wurden und wie hoch der Anteil der Fernwärme unter Berücksichtigung (biogener) Nahwärmenetze ist. Die Studie kann keine differenzierte Untersuchung zur Datenbasis und darauf aufbauend zum notwendigen Trassenausbau für ein 30 %-Ziel in 2030 leisten. Vereinfacht wird auf Basis historischer Kennzahlen und des eigenen Gebäudebestandsmodells abgeschätzt, wie viele Gebäude zukünftig mit Fernwärme versorgt werden und auf Basis einer minimalen Anzahl von Trassenmeter je Gebäudeeingang ein notwendiger zusätzlicher Fernwärmeausbau von 48.000 km bis 2030 ermittelt. Bei pauschalen Kosten von 1.000 €/m wären hierfür Kosten von 48 Mrd. € in den nächsten 10 Jahren notwendig.

In der makroökonomischen Modellierung wird Fernwärme vereinfacht nur noch für Gebäude im Bereich HH und GHD berücksichtigt. Im Zuge der Temperaturabsenkung der Netze wird unterstellt, dass Prozesswärme und damit zusammenhängend auch Industriegebäude langfristig vom Fernwärmenetz abgekoppelt werden. Es wird jedoch verein-

facht mit dem gleichen Fernwärmeanteil gerechnet und bezogen auf die folgende Darstellung zu Anzahl von Gebäuden und Trassenkilometern der heutige Industrieanteil nicht rausgerechnet.



Aggregierte Transformationspfade der Fernwärme in Deutschland

Abbildung 4-7: Entwicklung Fernwärme

Quelle: eigene Annahmen

4.2.3 Industrieprozesswärme

Im Bereich der Industrieprozesswärme wird die Endenergienachfrage des **BMU-Klimaschutzszenario KS 95 für 2050 und KS 80 für 2030** nach Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI (2015) unterstellt. Dabei wird der Bereich der Verfahren mit Temperaturniveau > 500 °C hinsichtlich der Brennstoffeinsätze und Emissionen in das BMU-Klimaschutzszenario übernommen. Nachträglich werden jedoch innovative Verfahren im **Bereich Stahlherstellung und in Teilen der chemischen Industrie als wasserstoffbasiert** unterstellt und die veröffentlichten Bilanzen entsprechend angepasst. Im Bereich des Bedarfs für Warmwasser, Prozessdampf oder Thermoöl < 500 °C wird dagegen die Deckung der Energienachfrage endogen optimiert. Dabei wird ein Potenzial durch die Versorgung durch KWK + Elektrodenkessel von 2/3 (Prognos et al. 2014) unterstellt. Kleinere Leistungsbereiche können dagegen nur mit Heizkessel + Elektrodenkessel versorgt werden. Im Bereich < 100 °C besteht zusätzlich die Option eines Einsatzes von Großwärmepumpen (unter Nutzung von Industrie-Abwärme) oder von Solarthermie.

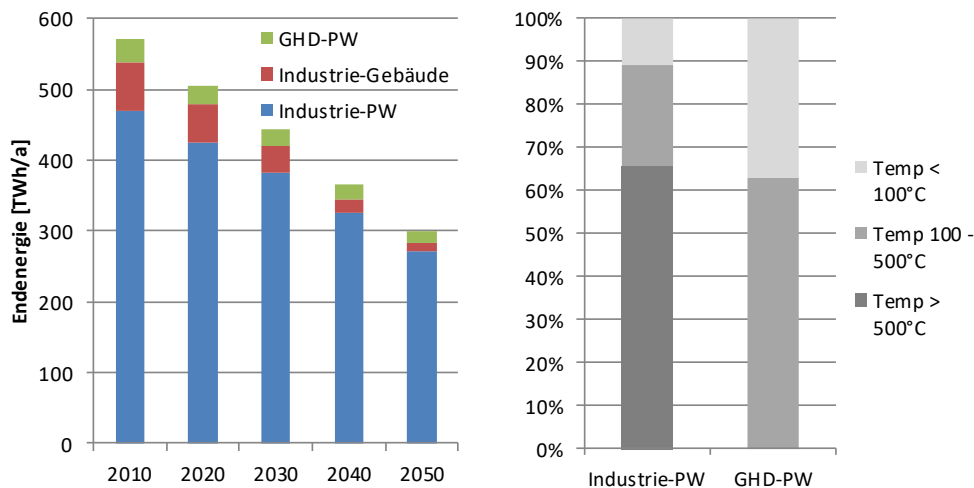


Abbildung 4-8: Prozesswärme und Industriegebäude

Quelle: In Anlehnung an Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI (2015)

4.2.4 Verkehrsaufkommen

Für die Entwicklung des Verkehrsaufkommens wurde abweichend von der **Verkehrsverflechtungsprognose 2030 des Bundesverkehrsministeriums** (BMVI 2014) ein Szenario unterstellt, welches ein **hohes Maß an Verkehrsverlagerung** und **Verkehrsvermeidung** annimmt. Es wurde das Klimaschutzszenario der Studie „Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050“ (ifeu et al. 2016) verwendet. Auf Basis der Entwicklungen der Fahrleistungen werden entsprechend der spezifischen Verbräuche modellendogen die Emissionen ermittelt. Dabei wird **unterstellt, dass es keinen Tanktourismus mehr gibt, der derzeit ca. 10 % des Straßenverkehrs ausmacht**. Der **internationale Flugverkehr und der internationale Seeverkehr** sind nicht Teil des Kyoto-Bilanzrahmens. Die Simulationen werden auf Basis der Anzahl der Fahrzeuge und der Fahrzeugkilometer für den Personenverkehr Pkw (klein, mittel, groß), LNF (in 3 Klassen der Jahresfahrleistung) und den Güterverkehr SNF (N2, N3I, N3s) durchgeführt. Der Nichtstraßenverkehr, Busse und anderer Sonderverkehr auf der Straße sowie der Kraftstoffverbrauch außerhalb des Verkehrssektors (bilanziert im GHD-Bereich für Land-, Forst- und Bauwirtschaft sowie Militär) werden exogen über ihre Verbräuche und die damit zusammenhängenden Emissionen fest vorgegeben. **Militär ist dabei dem Gebäudesektorziel**, Bauwirtschaft der Industrie und Forst- und Landwirtschaft dem Sektorziel Landwirtschaft **zuzurechnen**.

4.2.5 Europäischer Rahmen

Durch die vorgelagerte Europasimulation zum Emissionshandel 2030 unter Berücksichtigung der neuen Stromverbraucher im ESR-Bereich wurden die notwendigen installierten Leistungen im Stromsystem zur Deckung der Stromnachfrage ermittelt. Weiterhin hat sich aus der Rechnung ergeben, wie hoch der Stromimport und -export für Deutschland ausfällt und welche zulässigen Emissionen im ETS-Bereich auf Deutschland entfallen. Für die Entwicklung des EE-Ausbaus im Stromsektor werden für jedes Land die Szenarioannahmen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSOE-E (ENTSO-E 2018) als ein mittlerer Mindestausbaupfad berücksichtigt, welcher durch die Optimierung im Ausbau aber übertroffen werden kann. Dadurch wird eine bessere Vereinbarkeit der Simulationsergebnisse mit den politischen Zielen der Länder erreicht. Des Weiteren wird unterstellt, dass im Jahr 2050 noch Kernkraftwerke in Betrieb sind. Hierbei werden 50 Jahre Lebensdauer angenommen und damit die ab 2000 in Betrieb genommenen bzw. sich im Bau befindenden Anlagen berücksichtigt. Für alte Kernkraftwerke werden in Hinblick auf den im Modell ermittelten schnellen EE-Ausbau, welcher die Wirtschaftlichkeit der Kernkraftwerke einschränkt, geringere Lebensdauern unterstellt, um die untere Bandbreite des Szenariorahmens der ENTSO-E abzubilden. Für Kohlekraftwerke wird der Ausstieg modellendogen ermittelt. In Westeuropa kommt es dabei zu einer frühzeitigen Stilllegung insbesondere für Braunkohle, da diese hohe laufende Kosten für Tagebauinfrastruktur und Kraftwerksbetrieb trägt. In Osteuropa ist aufgrund der kostenlosen Zuteilung von ETS-Zertifikaten ein Betrieb trotz geringer Einsatzzeiten und Erlöse im Modell etwas länger möglich. Es wurde ein konservativer Stromnetzausbau unterstellt. Für den europäischen Netzausbau wurde für Deutschlands Grenzen das Szenario des Netzentwicklungsplanes NEP 2030 (2019) bis 2035 übernommen (BNetzA 2018). Für den Rest Europas wurde sich auf den Szenariorahmen der ENTSO-E GCA bis 2040 bezogen. Für die Anbindung Deutschlands erhöhen sich die für den Strommarkt verfügbaren Interkonnektoren von maximal 28,8 GW in 2020 auf maximal 42 GW in 2030 und dann nur noch auf 45 GW in 2050.

4.3 Ergebnisse der Transformationspfade

Im ersten Teilbericht des Projektes wurden detaillierte Analysen der Rückwirkungen der Gebäudewärme mit dem Gesamtenergiesystem für die Stützjahre 2030 und 2050 durchgeführt. Dabei wurden Sensitivitäten zur Gebäudesanierungsrate und Nutzung von Bio-

masse im Bereich dezentraler Holzheizungen vorgenommen. Hierbei wurde die kostenminimale Versorgung nach Gebäudetypen differenziert bewertet. Auf Basis dieser Ergebnisse soll nun der Transformationspfad der aggregierten deutschen Wärmenetze aus Gesamtenergiesystemsicht in den Fokus genommen werden. Modellbedingt kann bei den Analysen dabei für die dezentrale Wärmeversorgung in der aktuellen Modellversion nicht zwischen Gebäudetypen differenziert werden, sondern es wird von einem mittleren Gebäude ausgegangen.

Basisannahmen auf Grundlage der Berechnungen der Vorgängerstudie sind:

- Mittleres Gebäudesanierungsszenario
- Dezentrale Biomassenutzung
- Abgeleitet aus beiden Parametern ein Fernwärmeausbaupotenzial auf 30 % am Gebäudewärmemarkt von Haushalten und GHD bis 2030
- Langfristig sind PtG-Importe in der Form von SNG (Synthetic Natural Gas) der Benchmark für eine THG-neutrale nationale Energieversorgung. Wasserstoff wird nur auf Industrieanwendungen beschränkt (Stahl, chemische Industrie). Für den Wärmemarkt und KWK werden Wasserstoffanwendungen noch nicht berücksichtigt.

Für die Fernwärmeversorgung wird im Modell zwischen folgenden Klassen unterschieden:

- Fernwärmeverdichtung (niedrigere Wärmenetzkosten) mit Großwärmepumpen (Klärwerke, Flüsse, Seen, ...), Müll und Bestands-KWK
- Fernwärmeausbau (höhere Wärmenetzkosten) mit Geothermie und Industrie-Abwärme
- Fernwärmeausbau (höhere Wärmenetzkosten) mit Quartiers-Wärmepumpen (mit Solarthermie und Kühlung regenerierte Erdsondenfelder, Abwasserkanäle, U-Bahnschächte, ...)
- Fernwärmeausbau (höhere Wärmenetzkosten) ohne Großwärmepumpen mit Solarthermie und Saisonspeicher

Der optimale Transformationspfad dieser 4 Fernwärmeoptionen soll unter dem Einfluss von 2 Parametern hinsichtlich negativer Emissionen, welche für eine langfristige THG-Neutralität notwendig sind, sensitiv bewertet werden:

- 1) Keine Akzeptanz für CCS und damit auch kein Einsatz von Biomasse in CCS (BECCS). Nichtvermeidbare Emissionen werden durch LULUCF (Extensivierung der Landnutzung, Aufforstung und/oder stoffliche Holznutzung) kompensiert. Biomasse kann dabei auch durch die Optimierung in der Fernwärme eingesetzt werden, mit Fokus auf saisonale Spitzenlast-Heizwerke. Aufgrund der Extensivierung der Landnutzung ist das energetische Biomassepotenzial geringer.
- 2) Negative Emissionen werden fokussiert mit BECCS erzeugt. Biomasse wird ganzjährig in Heizwerken zur Industrie-Prozesswärmerzeugung eingesetzt, wo CO₂ abgeschieden, per Pipeline transportiert und in der Nordsee verpresst wird. Dadurch können weniger KWK-Anlagen in der Industrie eingesetzt werden, wodurch die Konkurrenzsituation für die optionale KWK in der Fernwärme erleichtert wird. Für die Fernwärme steht damit aber kein Biomassepotenzial zur Verfügung.

4.3.1 Szenario: LULUCF + Einsatz von Biomasse in Fernwärme

Das Optimierungsergebnis für die Entwicklung der Strombilanz Deutschland ist im Folgenden dargestellt.

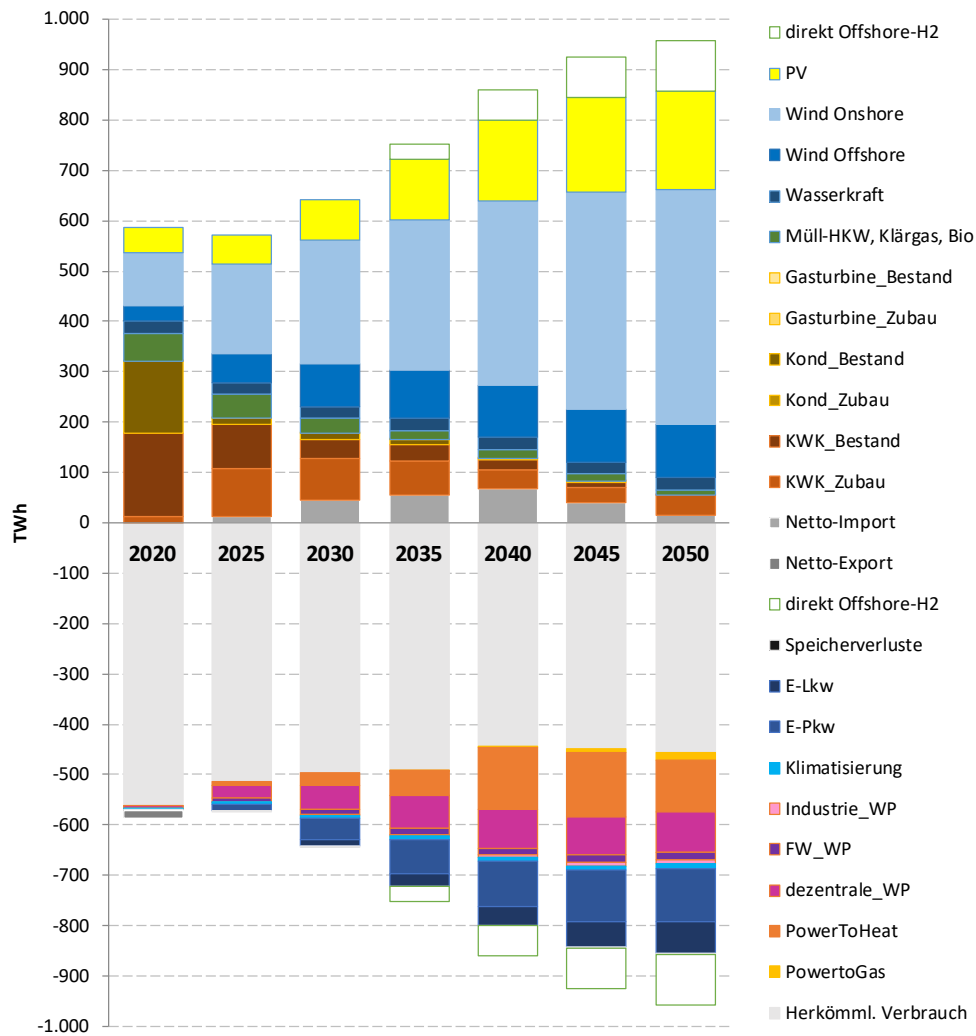


Abbildung 4-9: Strombilanz
Deutschland – Szenario
LULUCF

In der Abbildung ist im Fall der Stromerzeugung durch KWK-Anlagen nicht der gekoppelte Stromanteil vom Kondensations-Stromanteil getrennt. Dennoch wird deutlich, dass sich im Modell bereits 2025 ein starker Zubau an KWK-Anlagen ausprägt (mit Fokus auf die Industrie). 2025 sind im Modell auch bereits fast nur noch KWK-Anlagen (anteilig mit Kondensationsstrom) für die thermische Erzeugung relevant. Aus Modellsicht ist es dabei in Hinblick auf die ambitionierten Klimaziele kosteneffizient, Kohlekraftwerke bereits 2020 und noch stärker in 2025 zu drosseln. In 2030 ist die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen dann rückläufig und beträgt 2050 noch 40 TWh. Der Stromverbrauch für die Wärmeerzeugung steigt auf 101 TWh für Power-to-Heat (Elektrodenkessel) und auf 102 TWh für Wärmepumpen.

Die Entwicklung der von der Optimierung endogen installierten Leistungen ist in folgender Abbildung dargestellt. Dabei sind die exogen vorgegebenen Stromerzeuger wie Müll-HKW, Biomasse und Gichtgas sowie Pumpspeicher nicht dargestellt. Für Verbraucher sind nur die Elektrolyseleistungen für Power-to-Gas (SNG) und direkte Offshore-Nutzung (keine Stromnetzanbindung) dargestellt, wobei diese gleichzeitig auch der Offshore-Erzeugungsleistung entspricht. Nicht dargestellt sind die notwendigen zusätzlichen Back-Up-Leistungen (z.B. Gasturbinen) zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, welche für sehr seltene Extremereignisse oder aufgrund von Engpässen im Stromnetz notwendig sind.

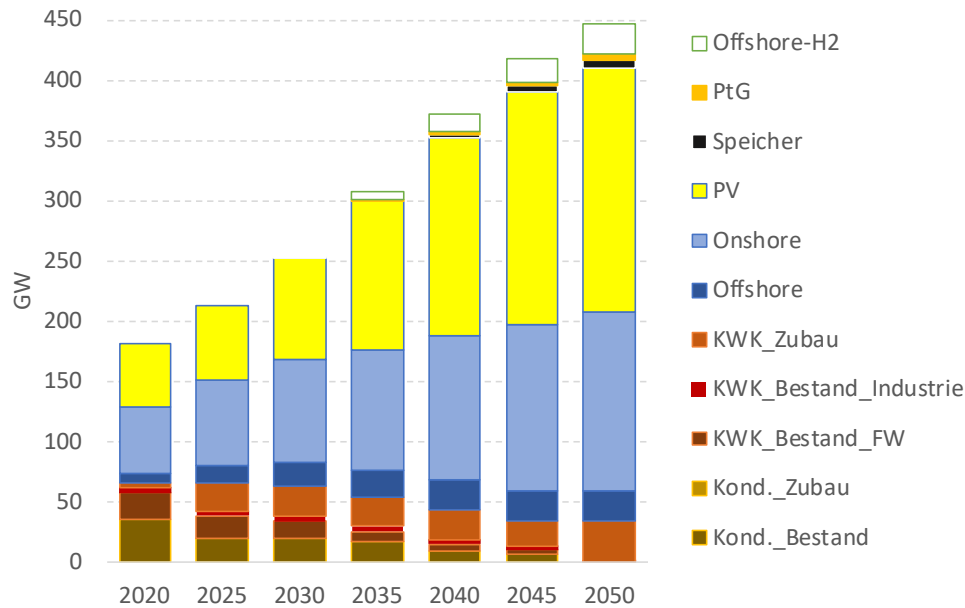


Abbildung 4-10: Endogen installierte Leistung Deutschland – Szenario LULUCF

Dabei wird deutlich, dass bis 2030 24 GW neue KWK-Leistung installiert wird. Erst 2050 wird dann weitere KWK-Leistung zugebaut. Mit dem Wegfall der Bestandskraftwerke inkl. der Kondensationskraftwerke in 2050 beträgt der Anteil von KWK dann 34 GW. Kondensationskraftwerke kommen im Strommarkt gar nicht mehr zum Einsatz. Die restlichen Erzeugungsanlagen liegen 2050 bei 149 GW Onshore, 25 GW Offshore, die am Stromnetz angeschlossen sind, 25 GW Offshore, die direkt an Elektrolyseleistungen angeschlossen sind, 202 GW PV (50% Freifläche, 50% Dachfläche), 7 GW Batteriespeicher und 5 GW Power-to-Gas-Anlagen. Insbesondere für Power-to-Gas-Anlagen ist es aus Kostenminimierungssicht schwer, höhere Leistungen zu installieren. Denn dazu ist das für den dafür notwendigen Markthochlauf in den Jahren vor 2050 nicht mit anderen Nutzern konkurrierende EE-Stromangebot zu gering.

Im Wärmemarkt ergibt sich durch die Optimierung für die Industrie-Warmwassernachfrage (<100°C inkl. Industrie-Gebäude) die in folgender Abbildung dargestellte Entwicklung.

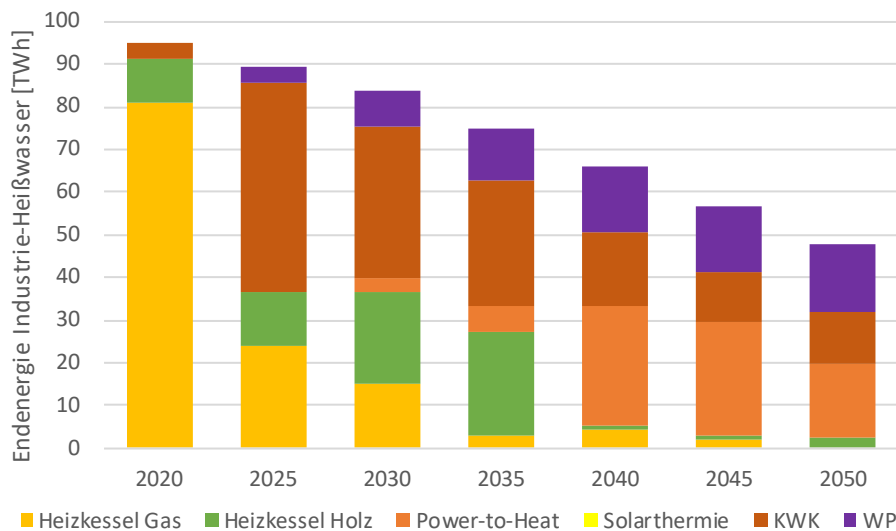


Abbildung 4-11: Wärmelastdeckung Industrierwärme <100°C (inkl. Gebäude) – Szenario LULUCF

Dabei ist zu erkennen, dass Wärmepumpen ab 2025 sukzessive ausgebaut werden und 2050 33 % des Wärmemarktes decken. Power-to-Heat macht 2050 36 % des Wärme-

marktes aus, insbesondere aufgrund von Lastsenken, bei denen keine Abwärmepotenziale vor Ort vorliegen. KWK wird 2025 stark ausgebaut, macht 2050 aber nur noch 26 % des Wärmemarktes aus. Für Holz wird dagegen keine Infrastruktur aufgebaut. Entsprechend der Annahmen zur Verfügbarkeit und zum Preis nimmt Holz eine Brückenfunktion ein und wird durch Power-to-Heat bei zunehmender EE-Durchdringungen im Strommarkt abgelöst. Grundsätzlich wären auch deutlich höhere Anteile von Wärmepumpen möglich. Da dieser Wärmemarkt aber nicht im Fokus der Analysen steht wurden hier keine branchenspezifischen Annahmen zu Abwärmepotenzialen, Temperaturniveaus bzw. Wärmepumpeneffizienz untersucht und nicht weiter in den Rahmenbedingungen zum Markthochlauf im Modell kalibriert.

Im Bereich Prozessdampfbereitstellung (100-500 °C) ergibt sich durch die Optimierung die in der folgenden Abbildung dargestellte Entwicklung.

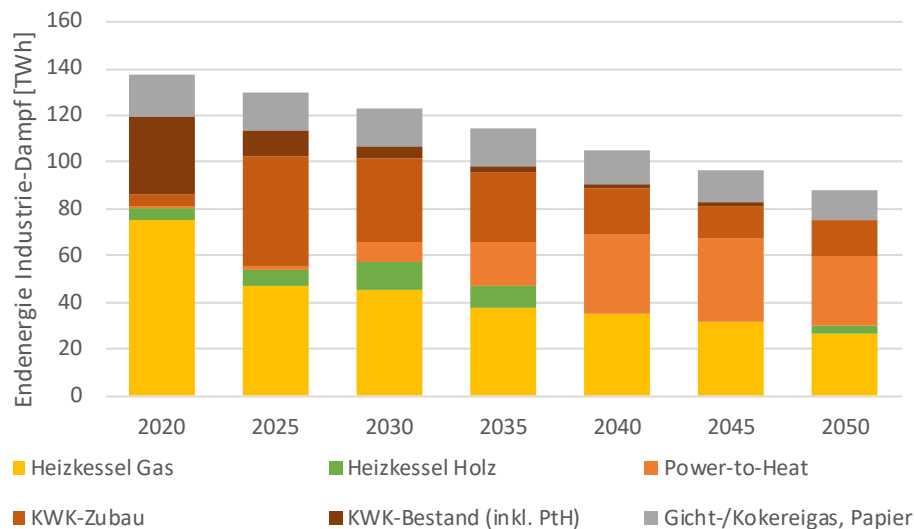


Abbildung 4-12: Wärmelastdeckung Industriewärme 100-500°C – Szenario LULUCF

Dabei wird der hohe KWK-Zubau deutlich. Bereits 2025 ist es für das Kostenminimum attraktiv, viele Bestands-KWK-Anlagen durch neue KWK zu ersetzen. Langfristig macht die KWK 17 % des Wärmemarktes aus, fokussiert auf größere Industriestandorte. Gaskessel machen langfristig 30 % der Wärmedeckung aus, mit Fokus auf kleinere Wärmesenken. PtH macht langfristig 34 % aus mit Einsatz in beiden Größenklassen. Bei Holz wird dagegen nur ein sehr geringer Anteil eingesetzt.

Industrie-Öfen (>500 °C) werden exogen vorgegeben und sind damit nicht Bestandteil der Optimierung.

Die Entwicklung der Versorgung der Gebäudewärme im Haushalte- und GHD-Bereich stellt sich wie folgt dar.

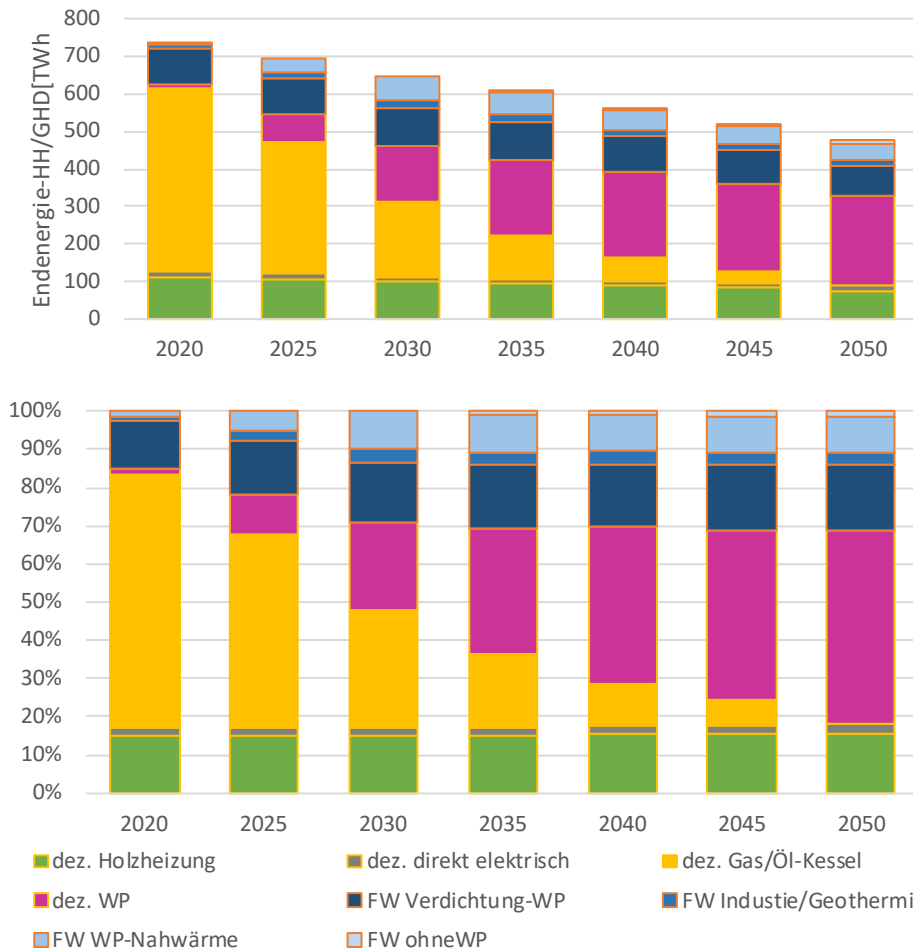


Abbildung 4-13: Wärmelast-
deckung Gebäude HH+GHD
– Szenario LULUCF

Die Fernwärme wird bis 2030 auf 30 % ausgebaut und bleibt dann auf diesem Niveau. Dezentrale Wärmepumpen machen 2050 51 % der Endenergienachfrage aus, der Anteil von Holzheizungen beträgt 16 %.

Der Anteil der bestehenden Fernwärme mit Verdichtung und hohem Potenzial für Großwärmepumpen macht in 2030 16,5 % des Wärmemarktes aus. Während Müllheizkraftwerke langfristig die Grundlast bilden, nimmt der Anteil der Bestands-KWK kontinuierlich ab. 2050 werden höhere Anteile neuer KWK-Anlagen gebaut. In den Zwischenjahren ist der Anteil neuer KWK ebenfalls relevant. Großwärmepumpen werden ab 2025 ausgebaut und machen dann sehr hohe Anteile in den Wärmenetzen aus. Langfristig kommen Elektrodenkessel dazu.



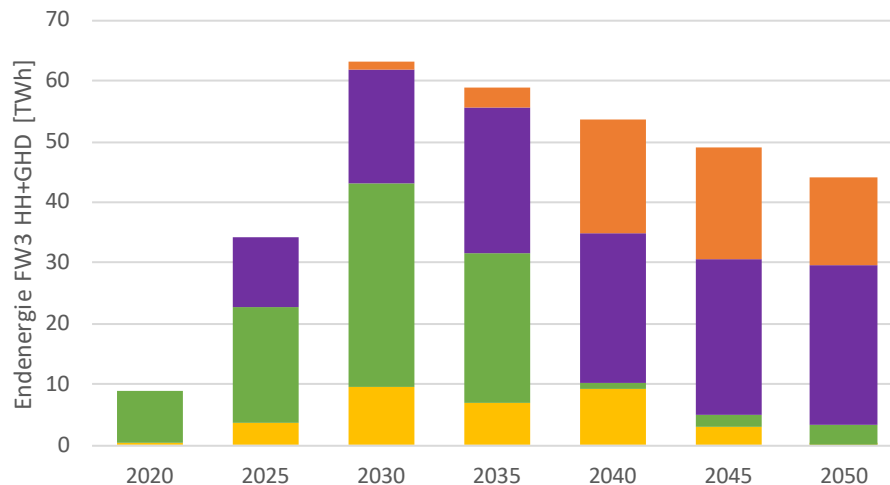
Abbildung 4-14: Fernwärme-Verdichtung mit hohem Wärmepumpenpotenzial – Szenario LULUCF

Wärmenetze, welche ein hohes Potenzial an Geothermie- oder Industrie-Abwärme aufweisen, machen im Modell nur 3,5 % des Wärmemarktes in 2030 aus. Dabei werden insbesondere Holzheizkraftwerke als Brücke genutzt, um eine Nachfragesteigerung durch den Netzausbau bis 2030 und danach den Nachfragerückgang durch Sanierung sowie die Emissionen auszugleichen. Wärmepumpen werden für die verbleibende Spitzenlast nicht ausgebaut.



Abbildung 4-15: Fernwärme-Ausbau mit hohem Geothermie- und Industrie-Abwärmepotenzial – Szenario LULUCF

Ab 2025 wird der Ausbau von Nachwärmenetzen auf Basis von kleineren Wärmepumpen (Erdsondenfelder, Abwasserkanäle, ...) relevant (siehe Abbildung 4-16 und Abbildung 4-17, welche 2030 dann 10 % des Wärmemarktes ausmachen. Wärmepumpen werden hier als Grund- und Mittellast eingesetzt. In Abhängigkeit der Parametrisierung des Modells stellt Holz im Ergebnis auch hier eine Brücke dar, die langfristig durch Power-to-Heat abgelöst wird. Allerdings ist das Ausbaupotenzial der Wärmepumpen in diesem Modelllauf bezogen auf den hohen Anteil des Netztyps am Wärmemarkt zu eingeschränkt gewesen.



Aggregierte Transformationspfade
der Fernwärme in Deutschland

Abbildung 4-16: Fernwärme-Ausbau auf Basis von Quartiers-Wärmepumpen- Szenario LULUCF

Zum Vergleich soll an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass in anderen Model-
läufen dieser Netztyp zwar mit deutlich geringerem Anteil am Wärmemarkt ausgeprägt
wurde, aber dann die Wärmepumpen viel höhere Anteile an der Wärmelast wirtschaft-
lich decken konnte. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf.

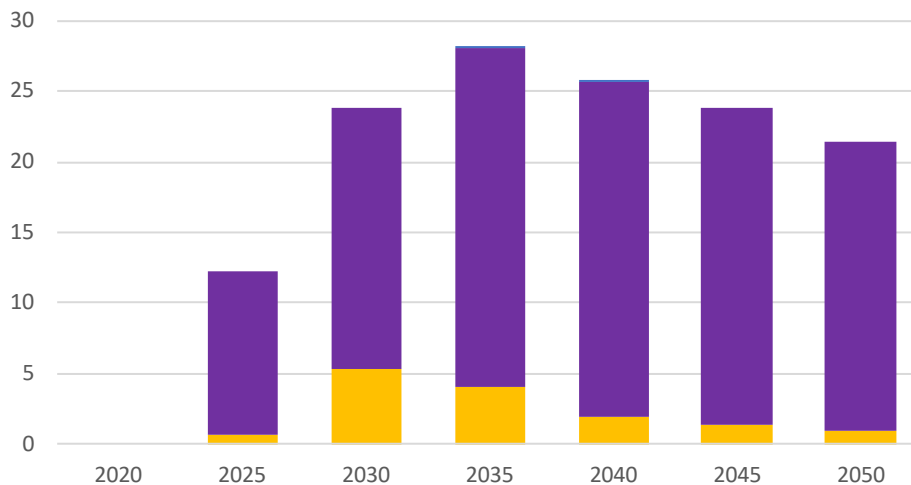


Abbildung 4-17: Alternative Lösung für Fernwärme-auf Basis Quartiers-Wärmepumpen, bei geringerem Anteil des Wärmenetztyps am Gesamtmarkt

Eine größere Unsicherheit besteht ebenfalls bei neuen Wärmenetzen, welche theoretisch
über keine Großwärmepumpenpotenziale verfügen, aber im kleinstädtischen Raum über
Solarthermie und Saisonspeicher versorgt werden könnten. Diese machen im Modell
nur 1 % der Wärmenachfrage aus. Der sehr große Speicher ermöglicht es, im Zeitraum
ab 2035 nur mit Power-to-Heat betrieben zu werden. Aus Gesamtsystemsicht erscheint
die Nutzung von überschüssigen oder kostengünstigen Stromspitzen (z.B. PV-basiert am
Wochenende) mittels eines Saisonspeichers attraktiver als die Nutzung von Solarther-
mie. Auch hier besteht noch weiterer Forschungsbedarf.

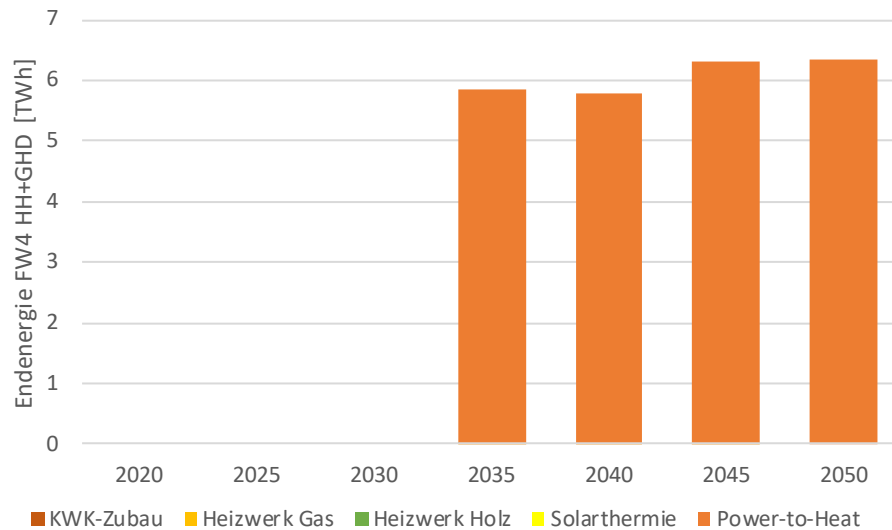


Abbildung 4-18: Fernwärme-Ausbau auf Basis von Netzen ohne Wärmepumpenpotenzial – Szenario LULUCF

Diskussion:

- Neben den Hauptwärmeerzeugern können auch im Vergleich zu Wärmepumpen sehr ineffiziente Elektrodenkessel modellbedingt eine gewisse Rolle spielen. Im Modell werden dabei Netzkosten für Verbraucher indirekt wie dynamische Netzentgelte über die Ausbaukosten für Wind- und PV-Stromerzeugung abgebildet. Dadurch ist es für das Modell kostenminimal, in Stunden mit geringen Grenzkosten der Stromerzeugung auch eine zusätzliche Stromnachfrage für die Wärmeerzeugung zu generieren. Inwiefern dies auch hinsichtlich realer Netzbelastungen und verursachergerechter Kostenwälzung regional umsetzbar ist, ist zu diskutieren.
- Ein schneller Kohleausstieg in Kombination mit einem KWK-Zubau weist im Modell die geringsten CO₂-Vermeidungskosten auf. In Hinblick auf technische und politische Umsetzbarkeit ist dieses Ergebnis aber differenziert zu diskutieren.
- Auch die Holznutzung ist differenzierter zu diskutieren. Einerseits kann Holz eine Brückentechnologie darstellen, ehe mehr kostengünstiger EE-Strom verfügbar wird, z.B. in Hinblick auf einen beschleunigten Kohleausstieg oder einen schnellen Wärmenetzausbau. Andererseits ist die Klimaschutzwirkung in Abhängigkeit der Nachwuchsgeschwindigkeit und CO₂-Senkenwirkung zu hinterfragen (Vorteil von schnell wachsenden Kurzumtriebsplantage (KUP) gegenüber langsam wachsenden Harthölzern).
- In der Optimierung wurden nur direkte nationale Emissionen betrachtet. Hierbei zeigt sich eine hohe Emissionseinsparung beim Wechsel von Kohlekraftwerken zu Gaskraftwerken. In Hinblick auf die Vorketten von Brennstoffen kann dieser Vorteil aber auch geringer ausfallen, je nach Bilanzierung von Methanschlupf im Bereich Förderung und Transport sowie je nach Bezugszeitraum in Hinblick auf mögliche Kippunkte im Klimasystem (Global Warming Potenzial über 20 Jahre (GWP₂₀) vs. über 100 Jahre (GWP₁₀₀)) (Gerhardt et al. 2020).

Schlussfolgerungen aus Gesamtsystemsicht sind:

- Wärmepumpen werden ab 2025/2030 zur dominierenden Wärmeversorgung von Wärmenetzen.
- Solarthermie steht langfristig in Konkurrenz zu Power-to-Heat.
- KWK hat einen Fokus auf Industrie-Prozesswärme. Dabei ist jedoch die Emissionseinsparung durch Erdgas-KWK hinsichtlich möglicher Bilanzierung von Vorketten differenzierter zu bewerten.

- Die Rolle von kostengünstiger, CO₂-neutraler, fester Biomasse in der Fernwärme ist differenziert hinsichtlich der Klimaschutzwirkung und nicht rein aus energie-wirtschaftlicher Sicht zu bewerten.
- Die Ausbaupotenziale für Wärmepumpen sind lokal sehr individuell. Für die Aggregation in Gesamtsystemmodellen fehlt eine bessere Datenbasis, um bewerten zu können, ob dieses Potenzial restriktiv ist.

4.3.2 Szenario: BECCS + keine Biomasse in Fernwärme

Im Vergleich dazu ist nun die Auswirkung einer Reduktion der Industrie-Prozesswärme für BECCS und das fehlende Potenzial für Holzheizwerke in der Fernwärme dargestellt. Dabei weist die Strombilanz langfristig einen etwas geringeren Stromverbrauch auf mit 933 TWh (statt 959 TWh bei LULUCF).

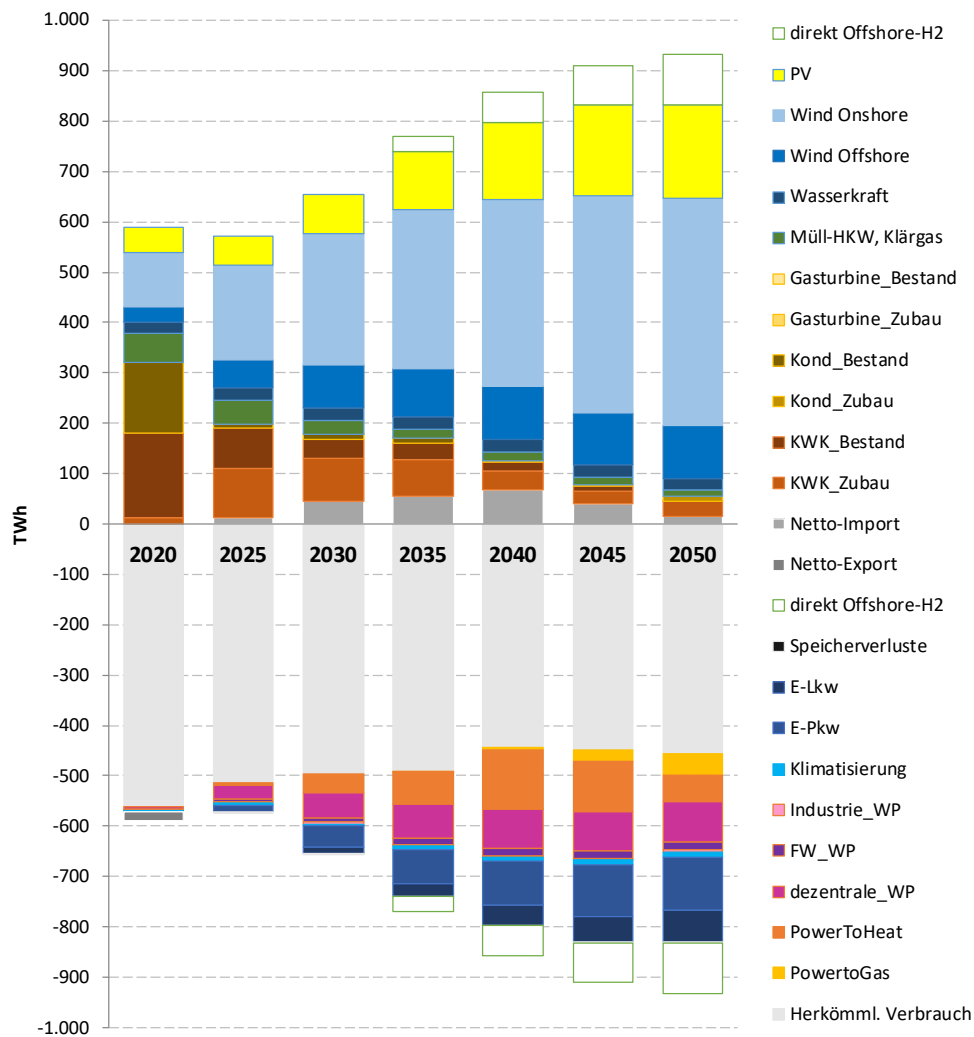


Abbildung 4-19: Strombilanz
Deutschland – Szenario
BECCS

Dabei weist die Stromerzeugung aus KWK-Kraftwerken (inkl. Kondensationsanteil, aber ohne Biomasse) eine vergleichbare Entwicklung wie im LULUCF-Szenario auf. Bis 2050 ist aber der Abfall noch stärker sinkend auf 30 TWh (statt 40 TWh bei LULUCF). Der Stromverbrauch für die Wärmeerzeugung durch Power-to-Heat ist in 2050 mit nur 52 TWh deutlich niedriger (statt 101 TWh bei LULUCF), während er für Wärmepumpen mit 100 TWh fast gleich hoch ist. Dagegen steigt der Stromverbrauch von Power-to-Gas von 16 auf 40 TWh.

Die Entwicklung der von der Optimierung endogen installierten Leistungen ist in folgender Abbildung dargestellt. Während im Pfad die Entwicklung der KWK-Leistung vergleichbar ist, fällt der Bedarf 2050 etwas geringer aus mit 28 GW (statt 34 GW bei LULUCF). Dafür ist der Bedarf an Kondensationskraftwerken mit 6 GW (statt 0 GW bei LULUCF) höher. Es findet also durch die Reduktion der Wärmesenke in der Industrie durch BECCS eine gewisse Verlagerung von KWK hin zu Kondensationskraftwerken statt. Die Leistung der PV fällt langfristig mit 190 GW etwas geringer aus (statt 202 GW bei LULUCF) und die Leistung für Power-to-Gas ist mit 10 GW höher (statt 5 GW mit LULUCF).

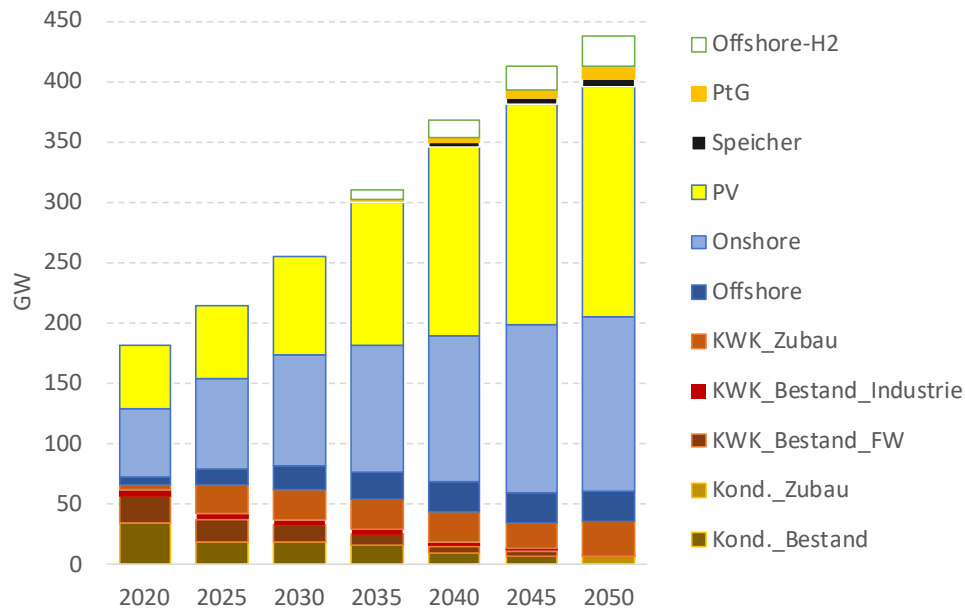


Abbildung 4-20: Endogen installierte Leistung Deutschland – Szenario BECCS

Im Wärmemarkt ergibt sich durch die Optimierung für die Industrie-Warmwassernachfrage (<100°C inkl. Industrie-Gebäude), bei der kein BECCS eingesetzt wird, eine vergleichbare Entwicklung wie bei LULUCF. Es gibt Verlagerungen von Gasheizwerken zu Biomasse. Da in der Prozessdampferzeugung durch BECCS langfristig die Anteile von KWK-Hybridsystemen wegfallen, erhöht sich deren Anteil in der Heißwassererzeugung. KWK macht 2050 sogar einen gesteigerten Anteil von 33 % aus (statt 26 % bei LULUCF). Power-to-Heat macht 2050 41 % des Wärmemarktes aus (statt 36 % bei LULUCF). Wärmepumpen decken aber dann in 2050 24 % des Wärmemarktes (statt 33 % bei LULUCF).

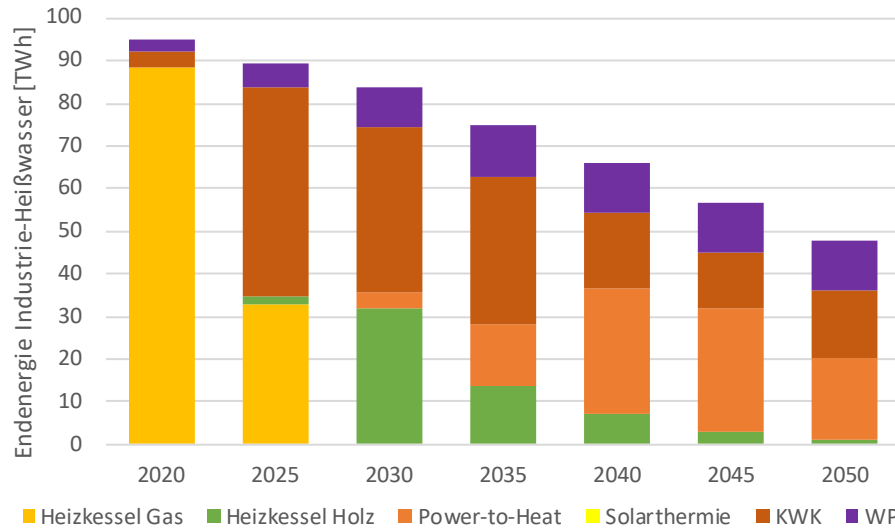


Abbildung 4-21: Wärmelastdeckung Industriewärme <100°C (inkl. Gebäude) – Szenario BECCS

Im Bereich Prozessdampfbereitstellung (100-500°C) wird dagegen ab dem Jahr 2045 BECCS eingesetzt. Bis dahin ergibt sich durch die Optimierung aber eine vergleichbare Entwicklung wie im LULUCF-Szenario. Primär gibt es einen Wechsel von Gasheizwerken zu Biomasse. Der Einsatz von KWK, Gaskesseln und Power-to-Heat wird 2045 anteilig und 2050 vollständig vermieden.

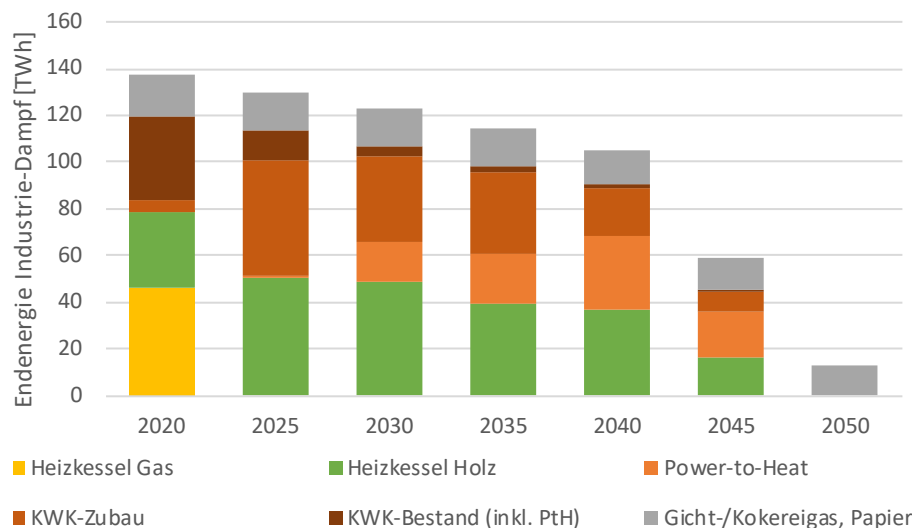


Abbildung 4-22: Wärmelastdeckung Industriewärme 100-500°C – Szenario BECCS

Die Entwicklung der Versorgung der Gebäudewärme im Haushalte- und GHD-Bereich stellt sich bei den grundsätzlichen Kategorien wie im LULUCF-Szenario dar. Die Fernwärme wird ebenfalls bis 2030 auf 30 % ausgebaut und bleibt dann auf diesem Niveau. Der Anteil der bestehenden Fernwärme mit Verdichtung und hohem Potenzial für Großwärmepumpen macht in 2030, ebenso wie im LULUCF-Szenario, 16,5 % des Wärme-marktes aus und weist eine vergleichbare Entwicklung auf.

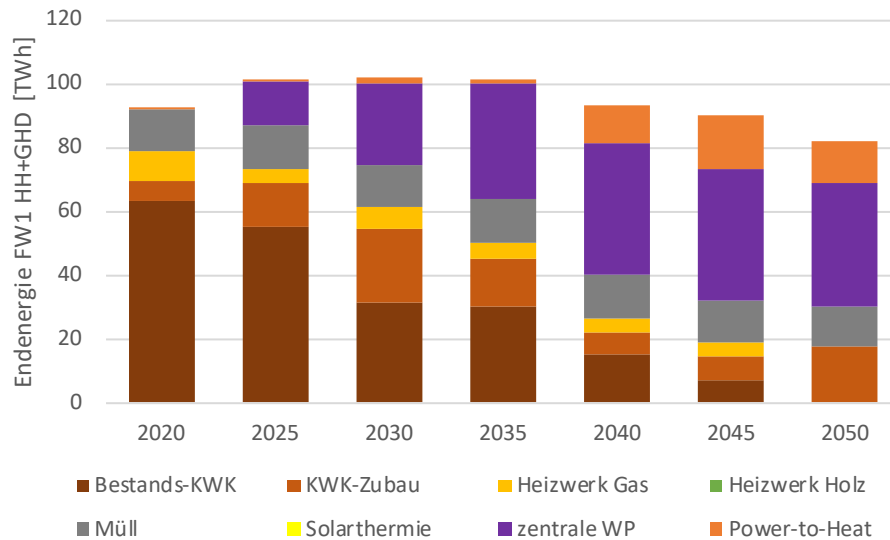


Abbildung 4-23: Fernwärme-Verdichtung mit hohem Wärmepumpenpotenzial – Szenario BECCS

Wärmenetze, welche ein hohes Potenzial an Geothermie- oder Industrieabwärme aufweisen, machen mit 5 % des Wärmemarktes in 2030 einen höheren Anteil als im LULUCF-Szenario aus (dort 3,5 %). Der Ausbau findet dabei auch schon im Jahr 2025 in höherem Ausmaß statt. Dabei werden aufgrund des durch die Industrie genutzten Potenzials keine Holzheizkraftwerke eingesetzt und stattdessen im Übergang mehr Gasheizwerke genutzt. Wärmepumpen werden aber immer noch nicht ausgebaut.

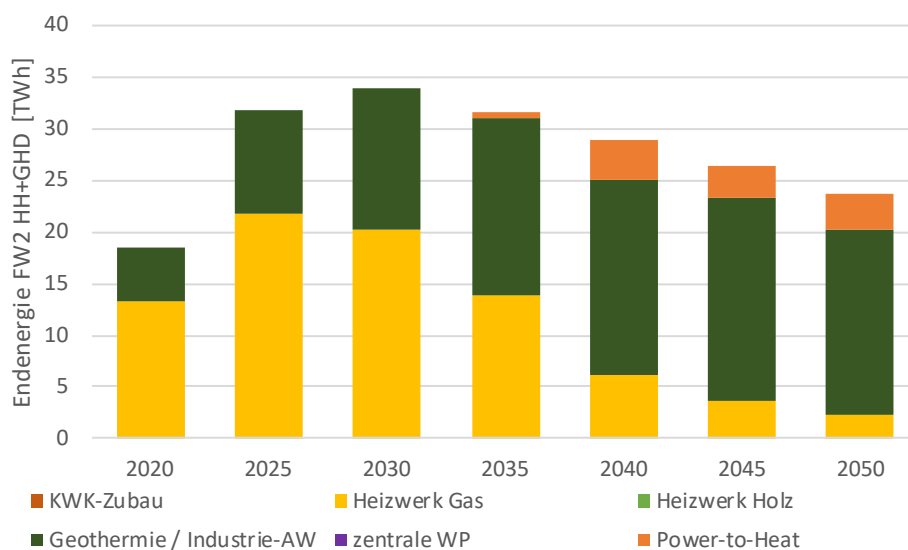


Abbildung 4-24: Fernwärme-Ausbau mit hohem Geothermie- und Industrie-Abwärmepotenzial – Szenario LULUCF Biomasse auch in FW

Etwas später als im LULUCF-Szenario kommt ab 2025 der Ausbau von Nachwärmenetzen auf Basis von kleineren Wärmepumpen dazu, welche 2030 dann 8 % des Wärmemarktes ausmachen. Im Vergleich zum LULUCF-Szenario ist der Anteil der Wärmepumpen höher. Aber im Vergleich zu möglichen Rechnungen ohne Restriktionen beim WP-Potenzial (siehe Abbildung 4-17) ist der Anteil der WP immer noch relativ gering.

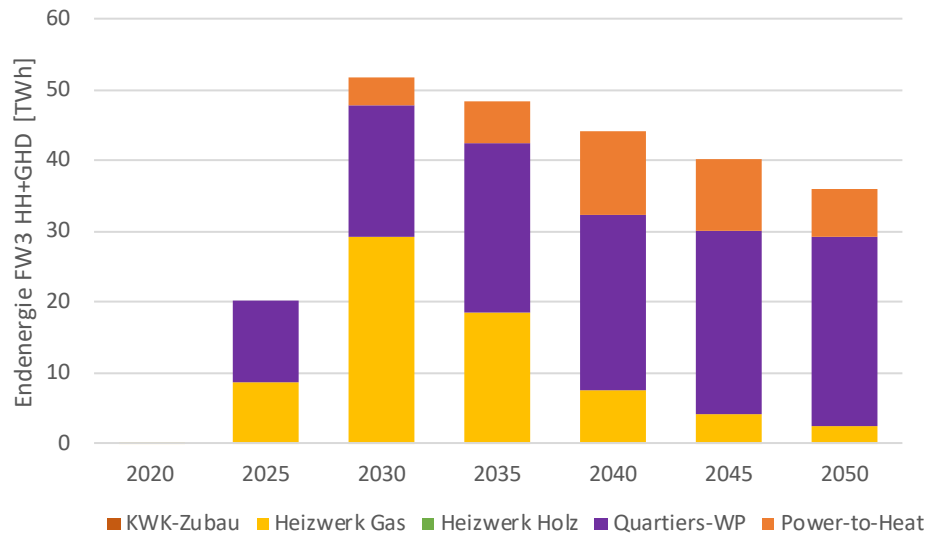


Abbildung 4-25: Fernwärme-Ausbau auf Basis von Quartiers-Wärmepumpen – Szenario BECCS

Bei Wärmenetzen, welche über keine Großwärmepumpenpotenziale verfügen, ist die Entwicklung vergleichbar wie im LULUCF-Szenario.

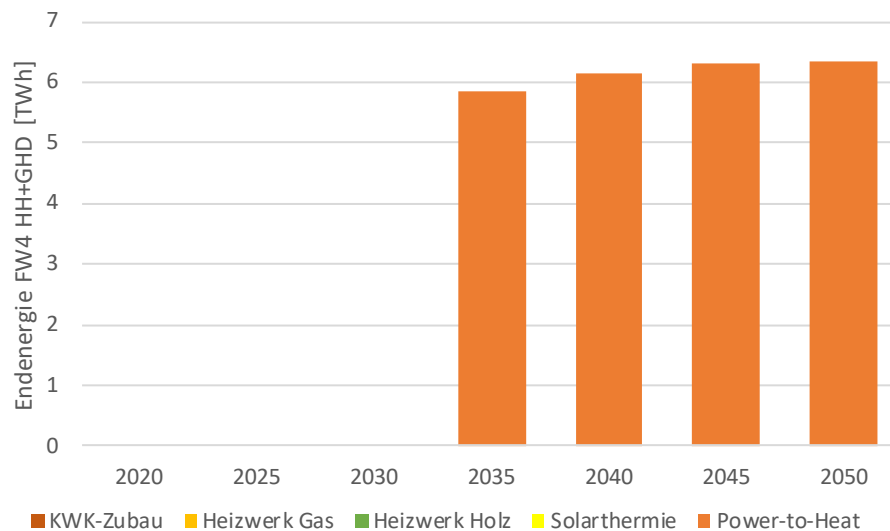


Abbildung 4-26: Fernwärme-Ausbau auf Basis von Netzen ohne Wärmepumpenpotenzial – Szenario BECCS

Diskussion:

- Die Nutzung von fester Biomasse und biogenen Reststoffen ist individuell sowohl von der Brennstoffart als auch von den lokalen Nutzungsbedingungen und der Transportwürdigkeit abhängig. Eine pauschale Zuordnung dieser Brennstoffe ausschließlich zur Industrie ist modellbezogen und in der Praxis immer im Einzelfall zu prüfen.

Schlussfolgerungen aus Gesamtsystemsicht sind:

- Die langfristig wegen BECCS wegfallende KWK-Leistung von 5,3 GW in der Prozessdampferzeugung wird nicht durch mehr KWK in der Fernwärme kompensiert, sondern stattdessen durch mehr Kondensationskraftwerke.
- Da in der Industrieprozessdampferzeugung langfristig keine Elektrodenkessel mehr eingesetzt werden (ganzjährige Wärmeerzeugung mittels BECCS) wird etwas mehr (+15 %) Power-to-Heat in der Fernwärme eingesetzt.

- Die fehlende feste Biomasse als Brückentechnologie führt zu einer deutlichen Steigerung (+20 %) der effizienten Wärmeerzeuger Großwärmepumpen, Geothermie und Industrieabwärme.

4.4 Kosten der Transformation der Fernwärme für Deutschland

Im Folgenden sind die Investitionskosten für die Versorgung der Fernwärme von 2018 bis 2052 ausgewertet für das Szenario LULUCF + Holz in der Fernwärme.

Dabei werden im für den Markthochlauf entscheidenden Zeitraum von 2020 bis 2030³ in Summe 5,5 GW_{th} Großwärmepumpen in Deutschland installiert (5,3 GW im BECCS-Szenario).

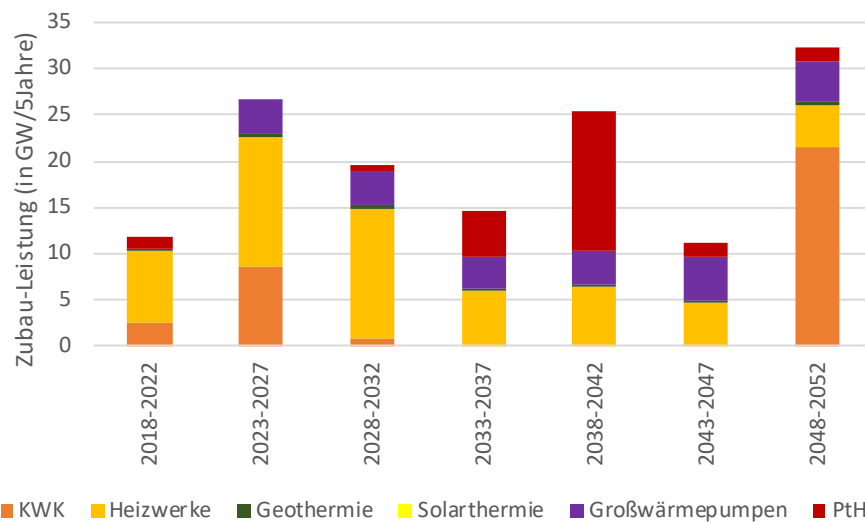


Abbildung 4-27: Installierte Leistung in Summe über 5 Jahre der Fernwärme im Szenario LULUCF

In diesem Zeitraum 2020 bis 2030 ist die Förderung der Wärmepumpen notwendig und wird als Indikator verwendet, um die Ergebnisse einordnen zu können. Für die ca. 5,5 GW_{th} an installierter Leistung können vereinfacht Investitionskosten von ca. 7 Mrd.€ abgeschätzt werden. Bei 40 %-Förderung sind dies 2,8 Mrd.€/10a bzw. 280 Mio.€/a (im BECCS-Szenario 7,3 Mrd. € bzw. 2,9 Mrd.€/10a bzw. 290 Mio.€/a).

³ Vereinfacht abgebildet über ½*Zeitraum 2018-2022 + 1* Zeitraum 2023-2027 + ½*Zeitraum 2028-2032)

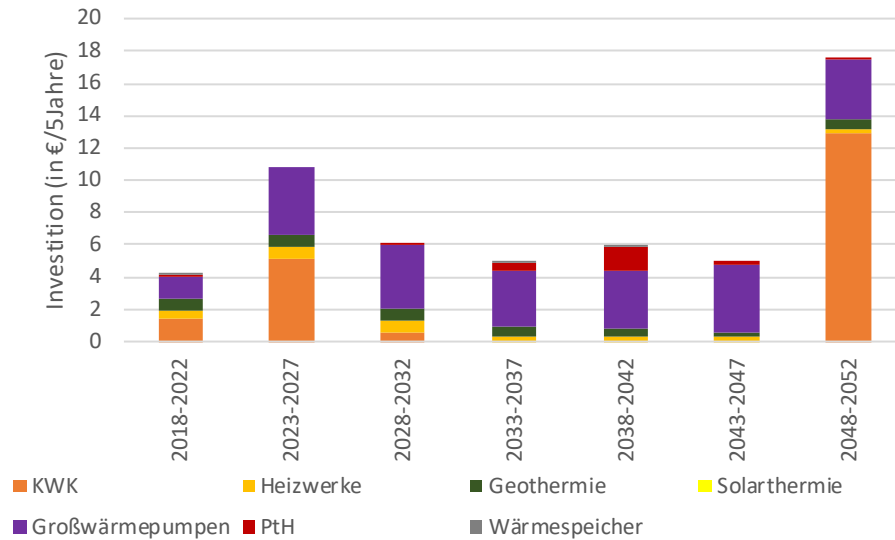


Abbildung 4-28: Investitionskosten in Summe über 5 Jahre der Fernwärme (ohne Finanzierungskosten und variable Kosten) im Szenario LULUCF

Zusätzlich zu der CAPEX-Förderung ist die OPEX-Förderung, also die Betriebsprämie im Rahmen der Bundesförderung Effizienter Wärmenetze (BEW), essentiell, um die hohen Stromkostenbestandteile zu kompensieren. In den 10 Jahren werden in Summe 263 TWh_{th}/10a Wärme erzeugt. Dabei besteht eine große Unsicherheit darüber, wie hoch eine gegenüber dem BEW-Entwurf weiterentwickelte Betriebsprämie repräsentativ für den Zeitraum 2020-2030 ausgestaltet sein muss. Durch den höheren CO₂-Preis und die EEG-Umlagekompensation muss sie geringer ausfallen. Wenn vereinfacht 30 €/MWh_{th} Betriebsprämie als Mittelwert unterstellt werden, belaufen sich die Förderkosten auf 7,9 Mrd.€/10a bzw. 790 Mio.€/a.

Im BECCS-Szenario werden dagegen 294 TWh_{th}/10a Wärme durch Wärmepumpen erzeugt. Die vereinfacht überschlagenen Förderkosten würden sich auf 8,8 Mrd.€/10a bzw. 880 Mio.€/a belaufen.

Im Folgenden sind die installierten Leistungen und Investitionskosten im BECCS-Szenario dargestellt.

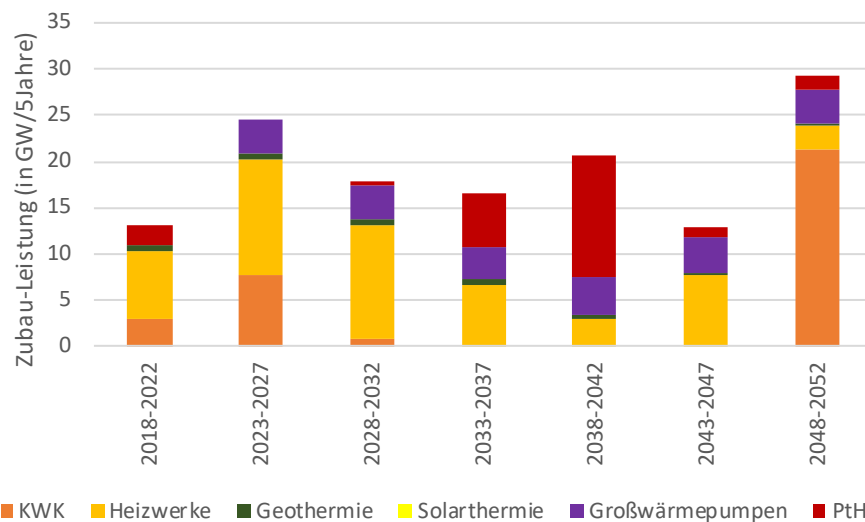
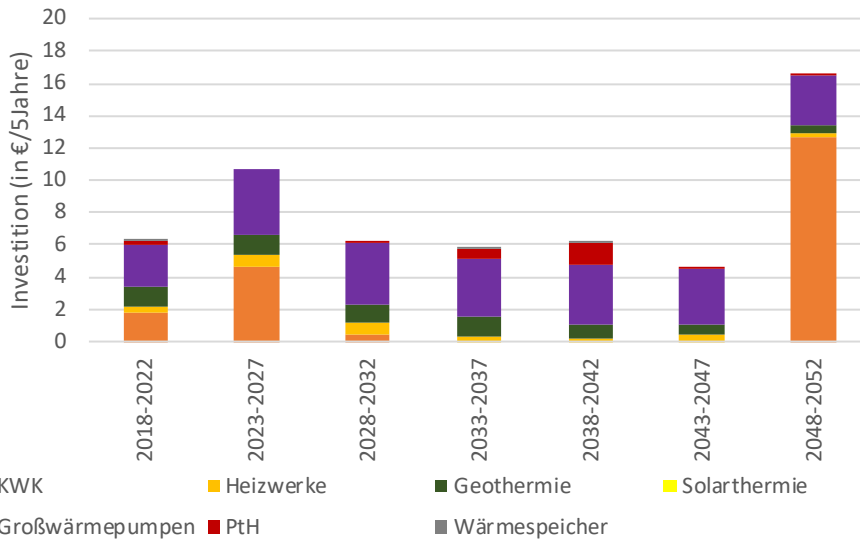


Abbildung 4-29: Installierte Leistung in Summe über 5 Jahre der Fernwärme im Szenario BECCS



Aggregierte Transformationspfade
der Fernwärme in Deutschland

Abbildung 4-30: Investitionskosten in Summe über 5 Jahre der Fernwärme (ohne Finanzierungskosten und variable Kosten) im Szenario BECCS

Für den Ausbau der Wärmenetze wurden in Abschnitt 4.2.2 Kosten von ca. 48 Mrd.€ abgeleitet. Bei einer Investition in den 10 Jahren von 2021 bis 2030 ergeben sich Kosten von 4,8 Mrd.€/a. Bei einem Förderanteil von 40 % liegen diese Kosten bei 1,9 Mrd.€/a Förderkosten.

Aus den beiden makroökonomisch optimierten Szenarien zur Transformation der gesamten deutschen Fernwärme kann für den Zeitraum 2020 bis 2030 vereinfacht ein mittlerer jährlicher Förderbedarf von 3 Mrd.€/a abgeschätzt werden, bestehend aus 2/3 für den Ausbau der Wärmenetze und 1/3 für die Versorgung der Netze mit Großwärmepumpen.

5 Ableitung regulatorischer Rahmenbedingungen und Sensitivitäten für die mikroökonomische Bewertung

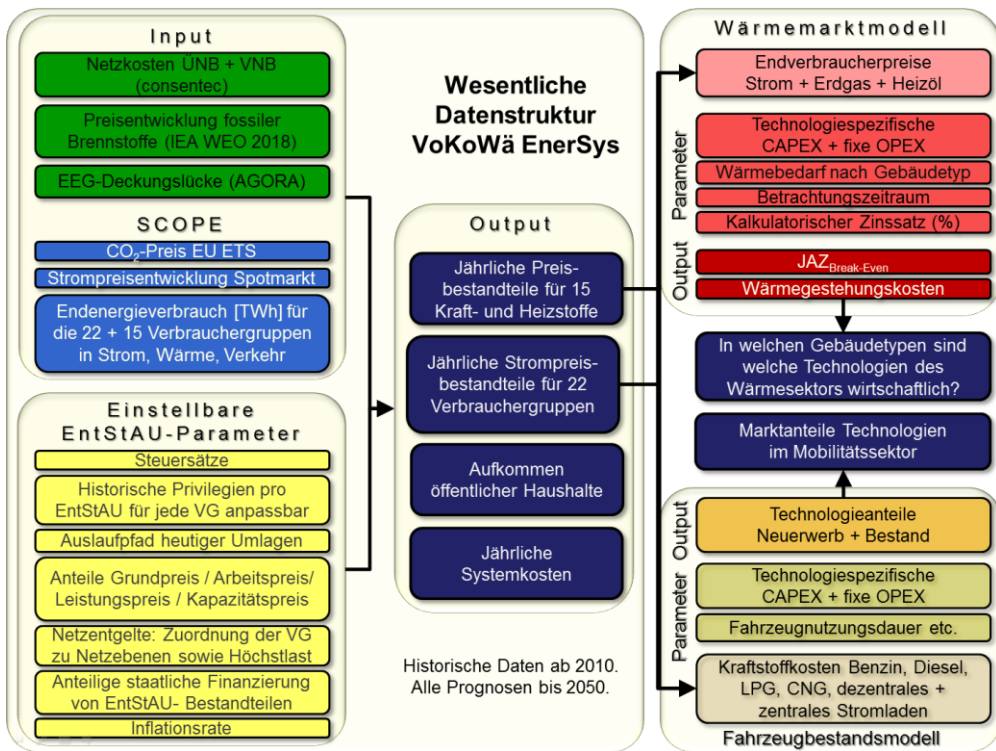
Ableitung regulatorischer
Rahmenbedingungen und
Sensitivitäten für die
mikroökonomische Bewertung

5.1 Entwicklung Endverbraucherpreise

Die Grundsatzfrage zur Ermittlung von Endverbraucherpreisentwicklungen ist, wie die Vollkosten des Systems einer europäischen Strommarktentwicklung, entsprechend der Klimaziele (Makro), verursachergerecht auf den Endenergieverbraucher gewälzt werden können (Mikro). Dazu werden folgende Szenarien zum regulatorischen Rahmen definiert:

- Basis-Szenario
 - Update Klimapaket Dez. 2019 (CO₂-Preis → Reduktion EEG-Umlage), CORONA-bedingte EEG-Deckelung aus dem Bundeshaushalt für 2021, 2022
 - Benchmark PtG-Beimischung ab 2035
 - Strommarkt Europa - moderaterer EE-Ausbau bis 2030; höherer Strompreis, EE (Fokus Onshore) finanziert sich ab 2030 selbst
- Sensitivitäten zum Basisszenario zu Diskussionspunkten
- Reformszenarien CO₂-Preis / Stromkostenbestandteile
 - höherer CO₂-Preis, geringerer Strompreis
 - Reform 1 – Power-to-Gas
 - Reform 2 – Benchmark H₂ (ohne Details zu Kosten für Umwidmung Erzeugungspark, Infrastrukturkosten und Preisbildung Strommarkt)

Für die differenzierte Bestimmung der Endverbraucherpreise wird ein Modell eingesetzt, dessen wesentliche Datenstruktur in folgender Abbildung dargestellt ist. Das deterministische VoKoWä-EnerSys-Modell baut auf der Datenstruktur des excelbasierten Agora EEG-Rechners auf. Im Rahmen des Modells werden keine eigenen Kostenschätzungen entwickelt, sondern im Sinne einer top-down-Betrachtung bestehende Kostenschätzungen der einzelnen Systemkosten zusammengetragen und auf Grundlage ihres prognostizierten Energiebedarfs auf die Endverbraucherpreise der verschiedenen Verbrauchergruppen „gewälzt“. Das Modell basiert auf Zeitreihen jährlicher Durchschnittswerte der jeweiligen Inputs und der Parameter von 2010 bis 2050.



Ableitung regulatorischer Rahmenbedingungen und Sensitivitäten für die mikroökonomische Bewertung

Abbildung 5-1: Datenstruktur des Modells zur Vollkostenwälzung des Energiesystems

Die in Kapitel 4 dargestellten Szenarien weisen annäherungsweise die in folgender Abbildung dargestellte absolute Kostenentwicklung auf. Die absoluten Kosten bleiben auf einem gleichen Niveau von ca. 100 Mrd.€/a. Da der Stromverbrauch langfristig aber in Summe um ca. 50 % steigt, sinkt der spezifische Strompreis in €/MWh im Mittel. Da die EEG-Umlage in Summe wegfällt⁴, fallen auch die bestehenden Entlastungen für energieintensive Industrie bzw. Mehrbelastungen für nicht-privilegierten Letztverbrauch weg. Deswegen fällt die Kostenreduktion für Wärmeanwendungen deutlich aus.

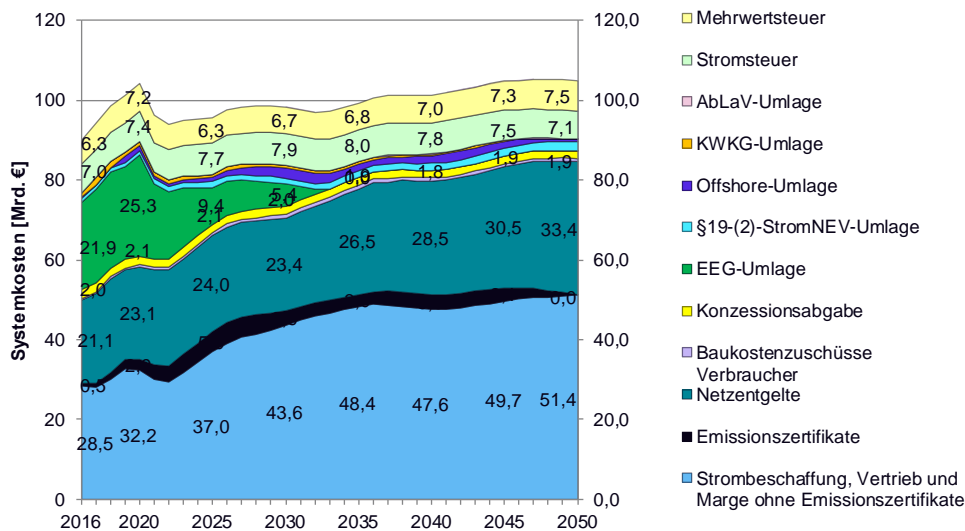


Abbildung 5-2: Entwicklung der absoluten Systemkosten des deutschen Stromsystems 2016-2050

⁴ Dies kann bedeuten, dass ein EEG nur als Absicherung von Erlösrisiken fungiert, z.B. mittels CfD (Contract for Differences), aber EE-Anlagen sich langfristig am Strommarkt finanzieren können.

5.1.1 Szenarien zur Entwicklung des CO₂-Preises

Für die Entwicklung des CO₂-Preises werden folgende Annahmen getroffen:

- Basis-Szenario
 - Klimapaket der Bundesregierung Dezember 2019 zum nationalen Nicht-ETS (BEHG)
 - 2021 25 €/t
 - 2025 55 €/t
 - 2030 55-65 €/t → 60 €/t
 - Annahme: mittelfristig gleiche Preise im ETS und im BEHG
 - PtG als Benchmark (Beimischung ab 2035) weist CO₂-Vermeidungskosten von 387 €/t auf (siehe Abschnitt 4.1.2)
- Reformszenario
 - Preisverschärfung im Zuge des European Green Deal auf 75 €/t in 2030 (z.B. Annahme Preissetzung durch Kosten für CCS von Industrie-Emissionen)
 - Reform 1: PtG-Beimischung schon ab 2030
 - Reform 2: H₂ statt PtG mit einem Übergang von blauem H₂ (Markthochlauf) zu grünem H₂ (langfristig wettbewerbsfähig) und damit gleichbleibenden CO₂-Vermeidungskosten von ca. 150 €/t

Im Vergleich über die 3 Szenarien ergibt sich folgende Entwicklung:

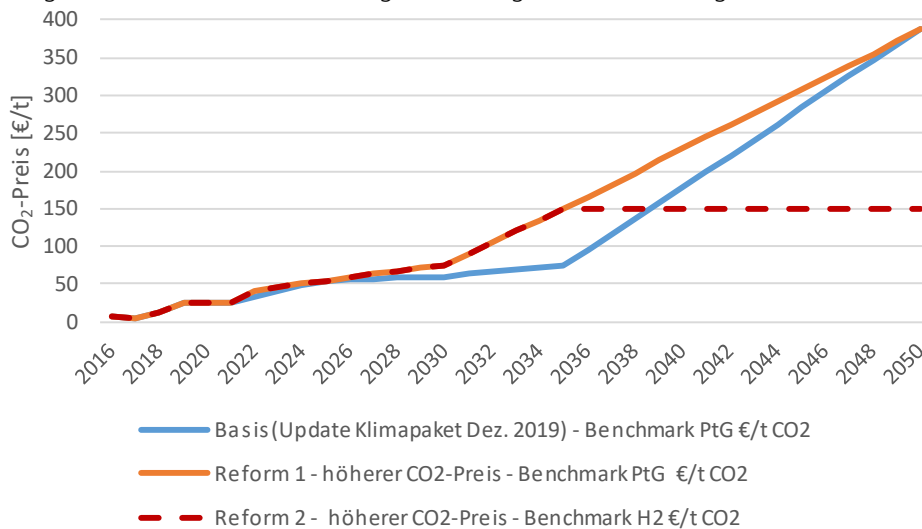


Abbildung 5-3: Entwicklung CO₂-Preis im Emissionshandelsbereich ETS

5.1.2 Szenarien zur Entwicklung der Stromkostenbestandteile

Für die Entwicklung der Stromkostenbestandteile wurden folgende Annahmen getroffen:

- Basis-Szenario
 - Ziel Klimapaket der Bundesregierung vom Dezember 2019 + nachträgliche CORONA-Maßnahmen zur Kompensation des Anstiegs der EEG-Umlage aus Bundesmitteln
 - Einnahmenabhängige Senkung der EEG-Umlage → eigene Berechnung VoKoWä-EnerSys-Modell
 - Deckelung der EEG-Umlage durch Bundeshaushalt auf 6,5 ct/kWh in 2021 und 6 ct/kWh in 2022

- langsames Auslaufen der Stromsteuer (inflationsbedingt) bis 2040 und danach auf 0, um Technologieneutralität zu gewährleisten
- Reform-Szenario – „neue Bundesregierung 2022 – Verschärfung Klimaziele“
 - Finanzierung der Offshore-Förderung (ca. 1,2 ct/kWh) durch Bundeshaushalt
 - Senkung der Stromsteuer

 Ableitung regulatorischer Rahmenbedingungen und Sensitivitäten für die mikroökonomische Bewertung

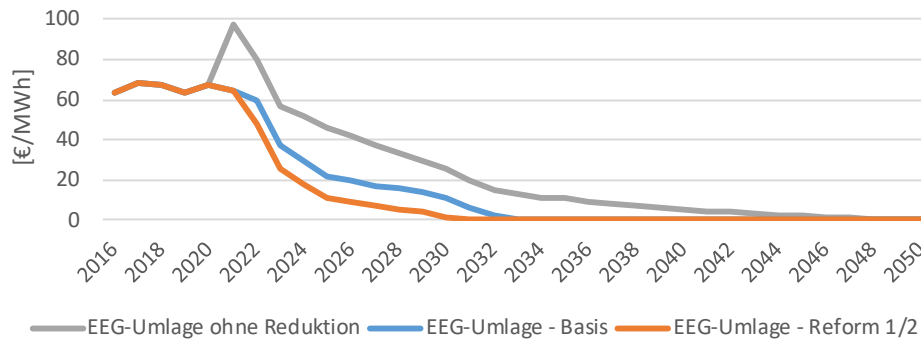


Abbildung 5-4: Entwicklung EEG-Umlage (bis 2020 nominal, ab 2020 real)

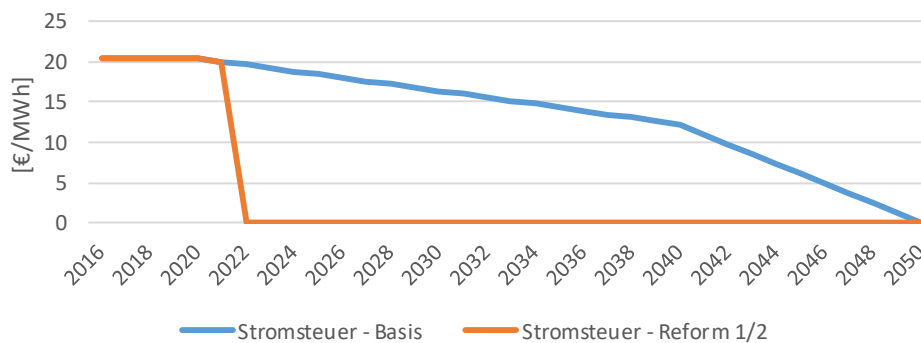
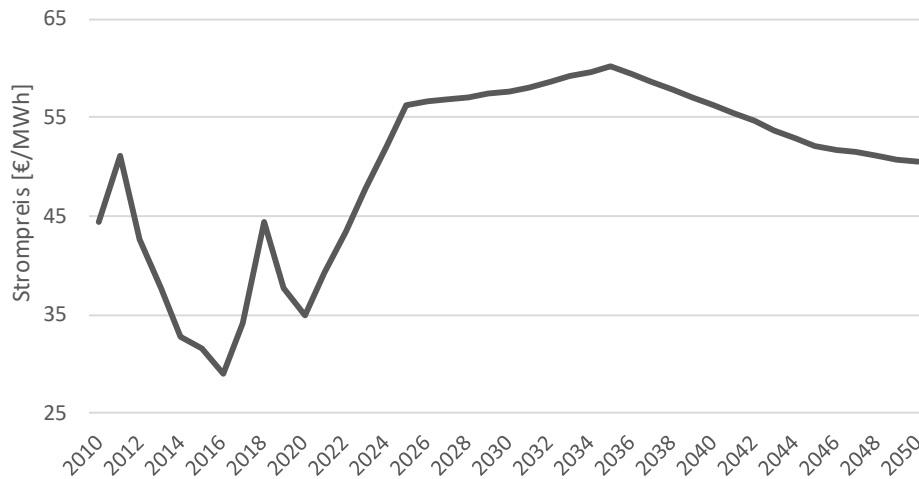


Abbildung 5-5: Entwicklung Stromsteuer (bis 2020 nominal, ab 2020 real)

Die Entwicklung der Börsenpreise (Base – Day-Ahead) basiert auf einer vorgelagerten europäischen Strommarktsimulation. Dabei werden Rückkopplungen im Strommarkt zwischen CO₂-Preis, Höhe des Börsenpreises und EE-Investitionen im Modell berücksichtigt. Aus diesem Grunde sind auch keine extremen Preisentwicklungen zu erwarten. Um eine Vergleichbarkeit zwischen Szenarien zu gewährleisten, wird von der Prämisse ausgegangen, dass EE-Neuinvestitionen (Wind, PV) sich mittelfristig im Strommarkt selbst tragen und dass EEG zur Absicherung der Erlörisiken fungieren, aber langfristig keine Differenzkosten mehr gewälzt werden müssen.



.....
 Ableitung regulatorischer
 Rahmenbedingungen und
 Sensitivitäten für die
 mikroökonomische Bewertung

Abbildung 5-6: Entwicklung mittlerer Börsenpreis EPEX-Base Jahresmittelwert (bis 2020 nominal, ab 2020 real)

Die Strompreiszeitreihen für ein Wetterjahr in stündlicher Auflösung sind im Folgenden als Jahresdauerlinie sortiert dargestellt und finden Eingang in die Typwochenauswahl.

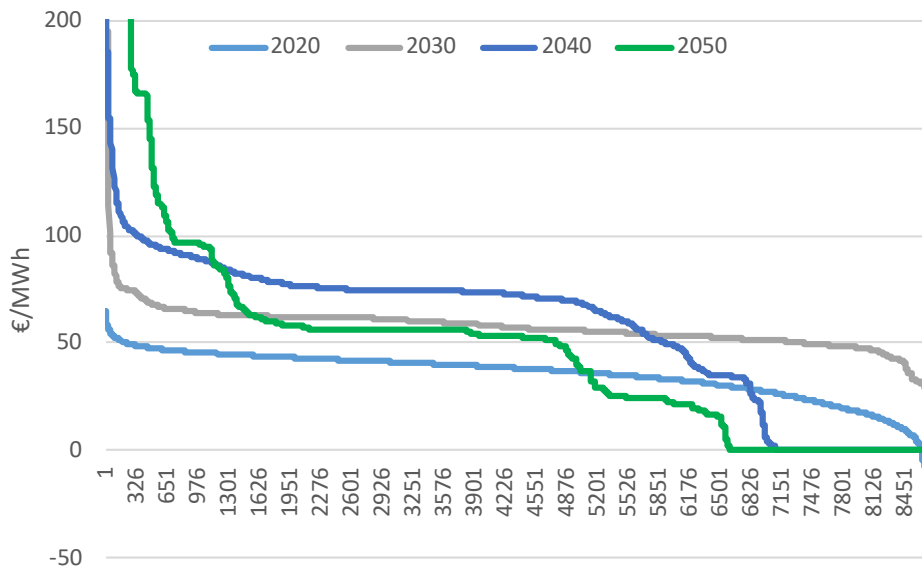
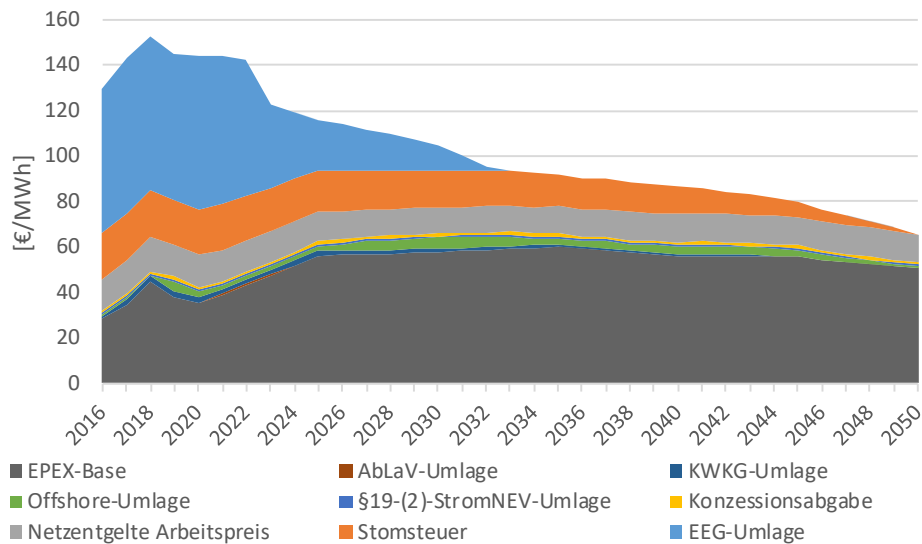


Abbildung 5-7: Entwicklung der Jahresdauerlinien der Börsenpreiszeitreihen

Speziell für die Anwendung Großwärmepumpe oder Elektrodenkessel lässt sich folgende Entwicklung der grenzkostenwirksamen Stromkostenbestandteile (ohne Leistungspreise Netzentgelte) ableiten.



Ableitung regulatorischer Rahmenbedingungen und Sensitivitäten für die mikroökonomische Bewertung

Abbildung 5-8: Basisszenario - Entwicklung Stromgrenzkosten (ohne Leistungspreis Stromnetz) für Großwärmepumpen (bis 2020 nominal, ab 2020 real)

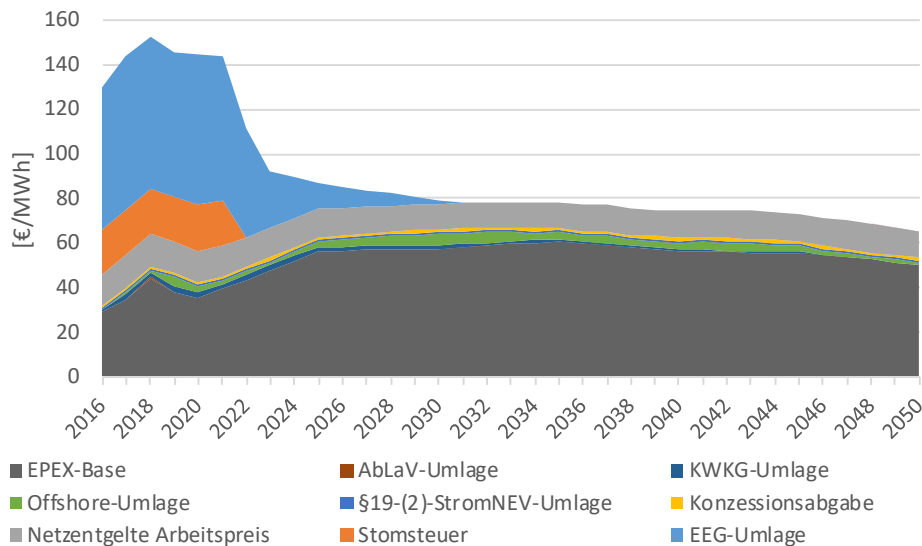
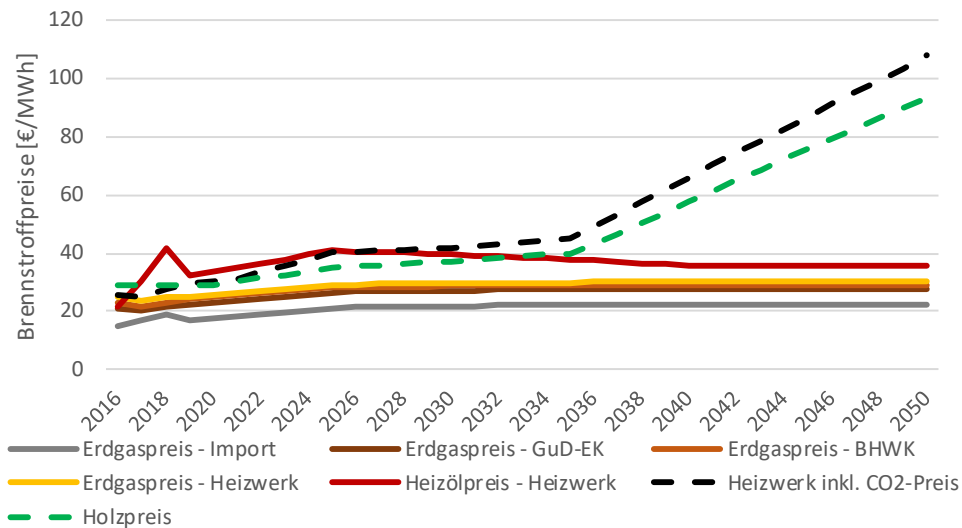


Abbildung 5-9: Reform1/2-Szenario - Entwicklung Stromgrenzkosten (ohne Leistungspreis Stromnetz) für Großwärmepumpen (bis 2020 nominal, ab 2020 real)

5.1.3 Szenarien zur Entwicklung der Brennstoffkosten

Die Brennstoffkosten, welche Eingang in die makroökonomische Optimierung gefunden haben (siehe Abschnitt 4.1.2), wurden für das mikroökonomische Modell weiter differenziert:

- Brennstoffkosten auf Basis WEO 2018 – Sustainable Development Preisfad → niedrige, fossile Primärenergiepreise führen zu hohen CO₂-Vermeidungskosten
- PtG in 2050 zu Kosten von 100 €/MWh
- Holz gleicht sich PtG-Preis bzw. Erdgas + CO₂-Preis an, unter Berücksichtigung höherer Investitions-, Anfahrts- und Wartungskosten für Heizwerke.
- Hinsichtlich Jahresverbrauch im Gasnetz werden bei unterstelltem getrennten Gasnetzanschluss für die einzelnen Aggregate große GuD-KWK, für BHKW und für Heizwerke unterschiedliche Gasnetzentgelte berücksichtigt.



Ableitung regulatorischer Rahmenbedingungen und Sensitivitäten für die mikroökonomische Bewertung

Abbildung 5-10: Entwicklung Brennstoffpreise ohne CO₂-Preis (bis 2020 nominal, ab 2020 real) und für das Basisszenario inkl. CO₂-Preis

5.2 Entwicklung Förderbedingungen

Neben den Belastungen (z.B. EEG-Umlage) und Anreizen (z.B. CO₂-Preis) der Endverbraucherpreise sind die Förderbedingungen entscheidend für die Attraktivität von Investitionen. Dabei wird von der Grundannahme ausgegangen, dass bestehende bzw. geplante Förderungen bis 2030 fortgeschrieben werden und dann in technologieoffene Anreize übergehen (im Modell von 2035 bis 2050).

5.2.1 KWK-Förderung

Es werden die Annahmen gemäß KWKG 2020 für den Zeitraum Heute bis Ende 2029 für Neuinvestitionen (mit Zahlungen über diesen Zeitraum hinaus) unterstellt:

- ➔ Für große GuD-Anlagen in 2020 (>50MW) wird eine Festvergütung von 3,1 ct/kWh zzgl. ETS-Bonus von 0,3 ct/kWh zzgl. vNNE von 0,7 ct/kWh unterstellt (=4,1 ct/kWh nominal).
- ➔ Für BHKW und GT (1 – 50 MW) sind ETS-Bonus und vNNE in den Auktionsergebnissen eingepreist. Dabei ist eine Steigerung der Ausschreibungsergebnisse im Bereich 1-50 MW festzustellen (von Juni 2019 3,95 ct/kWh → Dezember 2019 5,12 ct/kWh → bis 2020 6,22 ct/kWh). Es wird eine Differenz von ca. 1,5 ct/kWh zwischen Ausschreibungsergebnissen und Festvergütung unterstellt (= 5,6 ct/kWh nominal).
- Ein Teil der höheren Vergütung wird mit Preissteigerungen in der Bauwirtschaft mit 10 %iger Steigerung der Investitionskosten für KWK-Anlagen im Modell kompensiert.
- Es wird eine Förderung mit einer maximalen Auslastung pro Jahr in Anlehnung an das KWKG unterstellt (4000 h/a in 2020; 3500 h/a in 2025; 3000 h/a in 2030; 2500 h/a in 2035; 2000 h/a in 2040). Damit wirkt der KWKG-Boni nicht grenzkostenwirksam und verändert nicht den Anlageneinsatz am Strommarkt. Durch die Inflation (Annahme 2 %) verlieren zukünftige nominale Zahlungen aus dem KWKG an realen Wert. Zusätzlich werden die zukünftigen Erlöse im Modell mit der inflationsbereinigten Diskontrate reduziert.
- ➔ Bis Ende 2030 wird eine kostenlose Zuteilung im ETS von 30 % berücksichtigt.
- Für 2025 wird unterstellt, dass die Förderunterschiede zwischen Anlagen die größer oder kleiner als 50MW sind ausgeglichen werden.

Bei der Fortschreibung des ETS-Bonus von 0,3 ct/kWh in 2020 besteht eine Unsicherheit, da einerseits die realen Differenzkosten heute bei 0,7 ct/kWh liegen, aber andererseits 2025 von einem Angleichen der Preisdifferenzen zwischen ETS und BEHG ausgegangen wird und sich damit auch die ablegbaren Endkundenpreise im Wärmemarkt angleichen. Es werden keine vNNE ab 2023 für Neuanlagen gezahlt. Grundsätzlich wird ein Wechsel von grenzkostenwirksamen Anreizen (welchen den Anlageneinsatz im Strommarkt beeinflussen würden) zu leistungsbezogenen Anreizen für Netzentlastung wichtig. Deswegen wird eine Kompensation der vNNE unterstellt. In Summe wird in 2025/2030 eine zusätzliche Zahlung in Höhe von 0,8 ct/kWh (vNNE oder vNNE+ETS-Bonus) unterstellt.

- ➔ Für 2025 wird ein Mittelwert der Förderung zwischen höheren Ausschreibungen und Festvergütung unterstellt – also 0,75 ct/kWh zzgl. zur Festvergütung + vNNE + ETS-Bonus einheitlich für alle Leistungsklassen unterstellt (= 4,65 ct/kWh nominal).
- ➔ Für Investitionen bis Ende 2029 wird ein weiteres Abschmelzen auf die Festvergütung 3,1 ct/kWh + vNNE/ETS 0,8 ct/kWh unterstellt (=3,9 ct/kWh nominal).

Für den Zeitraum ab 2030 gemäß KWKG (im Modell ab 2035) werden für Neuinvestitionen folgende Annahmen getroffen:

- Grundsätzlich sind Investition im Energy-Only-Markt insbesondere für KWK langfristig schwierig.
- Deswegen werden KWK-Boni bis 2029 berücksichtigt → danach Überführung in technologieutralen Kapazitätsmarkt.
- ➔ Es wird eine Förderung in Höhe zentraler großer Back-Up-Gasturbinen unterstellt (420 €/kW Investitionskosten, 20 Jahre Lebensdauer, 2% fixe Betriebskosten).

Bestandskraftwerke weisen vNEE auf, was dazu führt, dass sie ihre Grenzkosten im Strommarkt zusätzlich reduzieren können. Für die Szenarien mit Bestandskraftwerken (große GuD bis 2035 oder Kohle 2020/25 und Kohle 2025/30) wird ein freier KWK-Anlagenzubau unterstellt.

Für das Szenario „Grüne Wiese“ ist es dagegen in Hinblick auf die begrenzten Ausschreibungsvolumina im KWKG nicht realistisch, dass in so kurzer Zeit so hohe neue KWK-Leistungen mit Förderung installiert werden. Das hätte wiederum Auswirkungen auf die Folgejahre, solange die KWK-Boni ausgezahlt werden. Aus diesem Grund werden in diesen Rechnungen für 2020 und 2025 bestehende Gasturbinen mit 80 MW_{th} (geringerer Wirkungsgrad als GuD) ohne vNNE unterstellt, die damit eine deutlich geringere Attraktivität als echte Bestandskraftwerke haben.

5.2.2 EE-Wärme-Förderung

Für die EE-Wärmeförderung wurden für 2020 folgende Annahmen getroffen:

- attraktive Förderung für Markthochlauf durch 2 Optionen:
 - EE-Wärmebonus nach §7a KWKG in Verbindung mit einer neuen KWK-Anlage. Hierbei ist aber die jährliche Benutzungsdauer an die Auslastung der KWK gekoppelt und damit beschränkt. Der Markt ist grundsätzlich kleiner als für das BEW.
 - Kombination von 40 % Investitionsförderung + Betriebsprämie in geplanter „Bundesförderung Effiziente Wärmenetze“ (BEW) unabhängig von der KWK.

- Beides ermöglicht bei Wärmepumpen die Kompensation der hohen Stromkostenbestandteile und damit den Anlageneinsatz im Strommarkt.
- Es bestehen vergleichbare Anreize von ca. 7,2 ct/kWh Wärmeerzeugung für Wärmepumpe bei einer Stromkennzahl von 1 für die KWK-Anlage.
- Für Solarthermie ist die Betriebsprämie nach BEW in den Modellrechnungen noch mit 1 ct/kWh statt 1 ct/kWh unterstellt worden und damit geringer, so dass die Kombination inkl. Investitionsförderung eine geringere Förderung als nach KWKG darstellt.
- ➔ Für Wärmepumpen wird eine Förderung nach BEW unabhängig von der Auslastung unterstellt. Für Solarthermie wird dagegen eine Förderung nach KWKG unterstellt, dabei stellt die solarstrahlungsbedingt geringe Auslastung keine Einschränkung dar.

Für 2025 besteht eine offene Frage, ob die EE-Förderung mit Betriebsprämie in Hinblick auf begrenzte Haushaltsmittel fortgeführt wird. Deswegen werden 2 Varianten gerechnet:

- Für 2025 wird eine Förderung entsprechend der Differenzkosten zu einer Erzeugung mittels eines Erdgas-Heizwerkes unterstellt. Durch den höheren CO₂-Preis und geringeren Strompreis im Reformszenario ist die Förderung deswegen niedriger als im Basisszenario.
 - ➔ ca. 3,4 ct/kWh Wärmeerzeugung Basis (Betriebsprämie + Investitionsförderung)
 - ➔ ca. 2,2 ct/kWh Wärmeerzeugung Reform 1/2 (Betriebsprämie + Investitionsförderung)
- Als Sensitivität „Förderungsdefizit“ wird eine fehlende Betriebsprämie in 2025 und damit nur 40 % Invest.-Förderung berücksichtigt.

Für 2030

- Es wird nur noch eine 40 %-Investitionsförderung für alle Sensitivitäten unterstellt.

Eine schnelle Umsetzung von vielen EE-Projekten ist nicht realistisch und auch die möglichen Fördermittel je Unternehmen werden wahrscheinlich begrenzt sein. Deswegen wird im Modell für 2020 die Option von 20 MW_{th} Wärmepumpenleistung mit Betriebsprämie umgesetzt und für 2025 eine weitere Wärmepumpe mit 20 MW_{th}. Zusätzlich ist es 2025 möglich, Wärmepumpen ohne Betriebsprämie zuzubauen. Die ersten Leistungen können in der Grundlast eine hohe Auslastung ermöglichen und mit zunehmender Leistung werden die relativen Arbeitsanteile immer geringer werden. Dies ist im Folgenden vereinfacht für Jahresdauerlinien der Wärmenachfrage ohne Einfluss von Strompreissetreihen oder Wärmespeichern auf den Anlageneinsatz dargestellt.

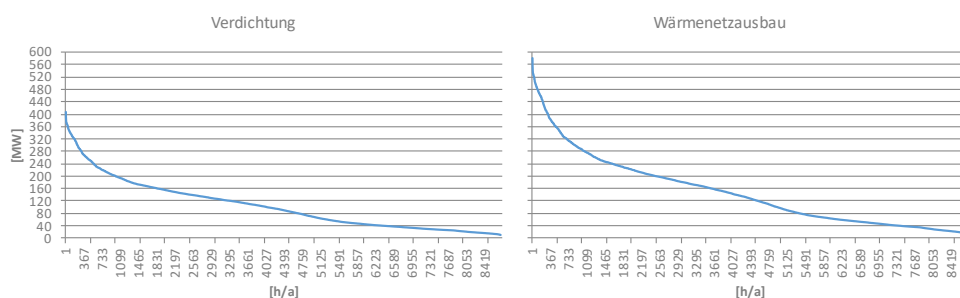
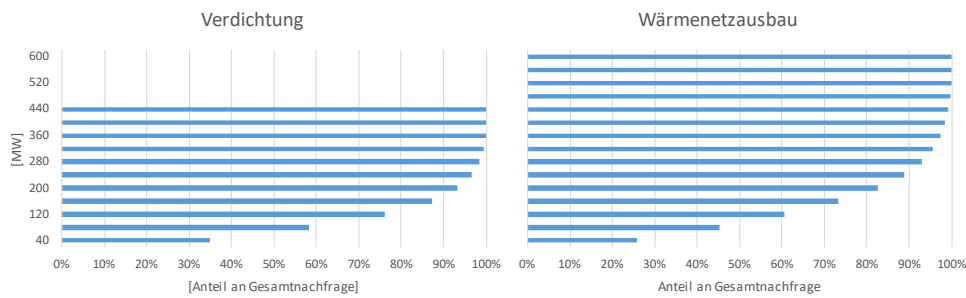


Abbildung 5-11: Jahresdauerlinie Wärmelastgang 2030

Quelle: eigene Berechnungen



Ableitung regulatorischer Rahmenbedingungen und Sensitivitäten für die mikroökonomische Bewertung

Abbildung 5-12: Wärmeezeugungspotenzial 2030 je nach installierter Leistung

Quelle: eigene Berechnungen

5.3 Benchmark zu einer dezentralen erneuerbaren Wärmeversorgung

Im Rahmen des ersten Teilberichtes wurde bereits bewertet, welche Wärmeversorgungskosten sich zukünftig für eine dezentrale Versorgung ergeben könnten. Diese Analysen wurden aktualisiert und der unterstellte regulatorische Rahmen für die beiden Szenarien „Basisszenario“ und „Reform1“⁵ auf die Entwicklung der Endverbraucherpreise mittels des VoKoWä-EnerSys-Modell angewendet. Die Preisentwicklung ist im Folgenden dargestellt. Dabei wird deutlich, dass vergleichbar zu Energiebezugspreisen für die Fernwärmeerzeugung ebenfalls ein deutlicher Rückgang der Strompreise und ein starker Anstieg der Gaspreise prognostiziert wird.

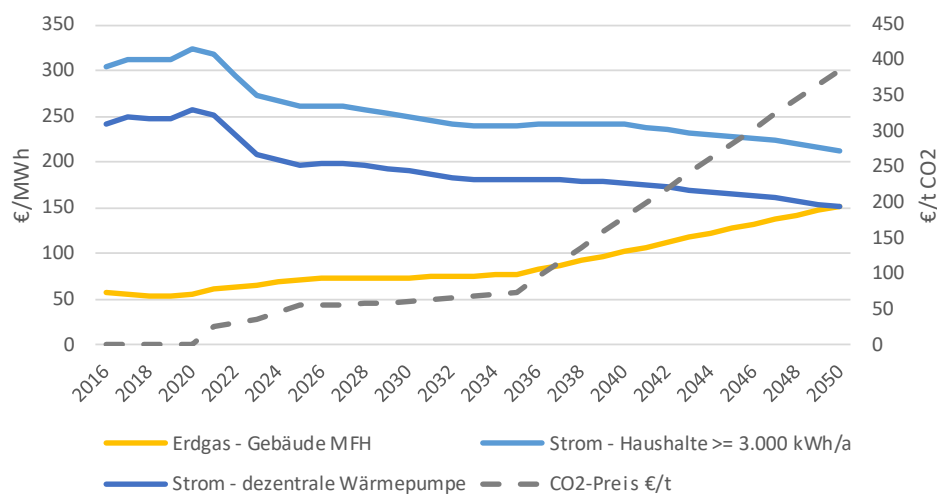
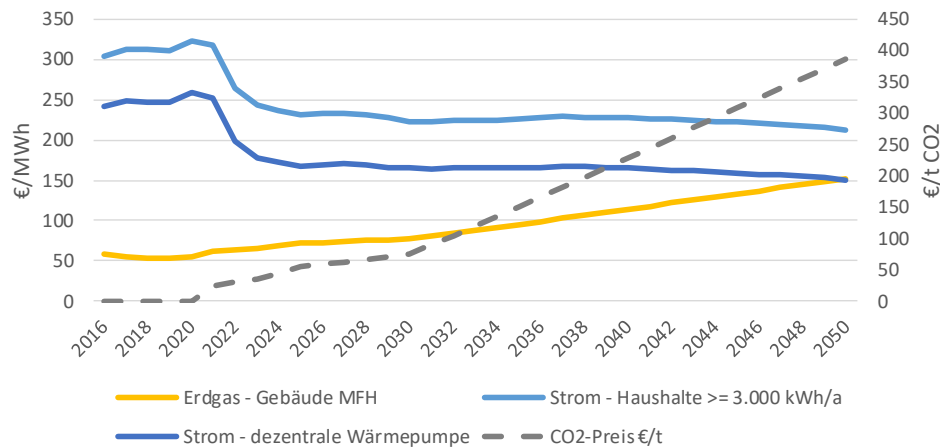


Abbildung 5-13: Basisszenario - Entwicklung dezentrale Endverbraucherpreise (bis 2020 nominal, ab 2020 real)

Für den Fall des Reformszenarios verstärkt sich diese diametrale Entwicklung zusätzlich.

⁵ Dabei wurde eine Verfügbarkeit von Wasserstoff auf Hausanschlussbene ausgeschlossen. Das heißt, es wurde kein Reform2-Szenario für dezentrale Heizungen berücksichtigt.



Ableitung regulatorischer Rahmenbedingungen und Sensitivitäten für die mikroökonomische Bewertung

Abbildung 5-14: Reform1-Szenario - Entwicklung dezentrale Endverbraucherpreise (bis 2020 nominal, ab 2020 real)

Quelle: eigene Berechnungen

Während die Kosten für den Weiterbetrieb von Gaskesseln (wenn diese nicht kaputtgehen auch über die Abschreibungszeit hinaus) heute im unsanierten Mehrfamilienhaus im Bereich von 7,1 ct/kWh liegen, ist der anlassbezogene Kessel-Sanierungsfall mit 9,4 ct/kWh teurer. Wärmepumpen im Bereich teil- und vollsaniertes Mehrfamilienhaus liegen dagegen bei ca. 119,0 ct/kWh inkl. GEG-Förderung (dabei muss berücksichtigt werden, dass die spezifischen Kosten in sanierten Gebäuden höher sind). Mit der Erhöhung der CO₂-Preise und der Reduktion der Strompreise gleichen sich aber in 2030 auch die Kosten für den Weiterbetrieb von alten Gaskesseln an diesen Preis an. Neue Gaskessel sind dann gegenüber Wärmepumpen weniger wirtschaftlich.

Hinsichtlich des Anreizes, Fernwärme auszubauen, ergibt sich für 2030 und 2040 ein Kostenbenchmark im relevanten Marktsegment des MFH-Bestandes von 9,2 bis 10,6 ct/kWh im Basisszenario und von 9,8 bis 9,9 ct/kWh im Reformszenario. Für die weiteren Potenzialberechnungen für Fernwärme wird dieser Preis als Reflexion der Wettbewerbsfähigkeit der Fernwärmeerzeugungskosten verwendet. Von 2040 bis 2050 gibt es dann nur einen geringen Rückgang dieser Preisgrenze.

Für einen Ausbau von Fernwärme in Stadtteilen, die derzeit von Gasnetzen dominiert sind, können die Kosten für den Weiterbetrieb eines Gaskessels in einem unsanierten MFH mit 9,1 bis 9,5 ct/kWh in 2030 ein zusätzliches Hemmnis darstellen, das aber in einer vergleichbaren Höhe wie der Benchmark dezentraler Wärmepumpen liegt.

€/MWh	2020	Basisszenario		Gebäude- typ MFH	Reform1		2050
		2030	2040		2030	2040	
Gas Neuinstallation	93,7	114,8	149,3	unsaniert	118,4	164,1	164,2
Gas Weiterbetrieb	71,1	91,3	122,2		94,5	135,5	164,2
Wärmepumpe	134,5/ 119,0*	106,1/ 91,8*	101,5	(teil-)saniert	98,9 **	97,9	95,8

Tabelle 5-1: dezentrale Wärmeversorgungskosten als Referenzpreis für Fernwärmeanschluss – nach Inbetriebnahmehjahr für MFH

* mit 35% Förderung in 2020/2030 im Basisszenario

** im Reformszenario ist 2030 ohne Förderung eine Wettbewerbsfähigkeit gegenüber dem Weiterbetrieb von Bestandsgaskessel möglich.

Quelle: eigene Berechnungen

6 Transformationspfade von Beispielnetzen

Inwieweit die sich aus den Ergebnissen der volkswirtschaftlichen Betrachtung ergebenden Transformationspfade (siehe Abschnitt 4.3) deutschlandweit umgesetzt werden, hängt von den individuellen, betriebswirtschaftlich motivierten Entscheidungen der einzelnen Fernwärmeversorger ab. Im Folgenden wird deshalb untersucht, welche betriebswirtschaftlich optimalen Transformationspfade sich für repräsentative Beispielsysteme ergeben. Als optimal werden diejenigen Transformationspfade angesehen, für die sich im Betrachtungszeitraum von 2018 bis 2052 (bzw. für die Stützjahre 2020 bis 2050 in 5-Jahres-Schritten) unter Berücksichtigung von fixen und variablen Kosten und Erlösen der maximale Kapitalwert einstellt. Der Einfluss von regulatorischen, ökonomischen und technologischen Annahmen wird über die Analyse von Sensitivitäten abgedeckt.

6.1 Definition der Beispielsysteme

Für die betriebswirtschaftliche Optimierung der Transformationspfade entsprechend der in Abschnitt 3.3 beschriebenen Methodik werden beispielhafte Fernwärmeversorgungssysteme über die Komponenten Wärmebedarf, Wärmenetz und Wärmeerzeugung typisiert. Für die zukünftige Entwicklung des Wärmebedarfs und das Wärmenetz werden Annahmen getroffen, während es für das Erzeugungsportfolio die optimalen Pfade zur Dekarbonisierung zu bestimmen gilt.

Die für die Stützjahre angegebenen Daten gelten jeweils für einen Zeitraum von 5 Jahren, d.h. Daten für 2020 gelten beispielsweise für die Jahre 2018 bis 2022 und werden in diesem Zeitraum als konstant angesehen.

6.1.1 Entwicklung der Wärmenachfrage

Zugrunde gelegt wird für alle Betrachtungsfälle ein Fernwärmeversorgungssystem mit einer Wärmenachfrage von 770 GWh und einer Spitzenlast von 350 MW im ersten Stützjahr 2020. Ausgehend von diesem Status Quo werden 2 Szenarien zur Wärmenachfrageentwicklung definiert:

- Szenario Wärmenetzverdichtung
 - Verdichtung bis 2030: 900 GWh/a
 - Danach Rückgang der Nachfrage durch Sanierung
 - Wärmehöchstlast von ca. 410 MW (2030)
- Szenario Netzausbau
 - Verdichtung bis 2035: 1550 GWh/a
 - Danach Rückgang der Nachfrage durch Sanierung
 - Wärmehöchstlast von ca. 700 MW (2035)

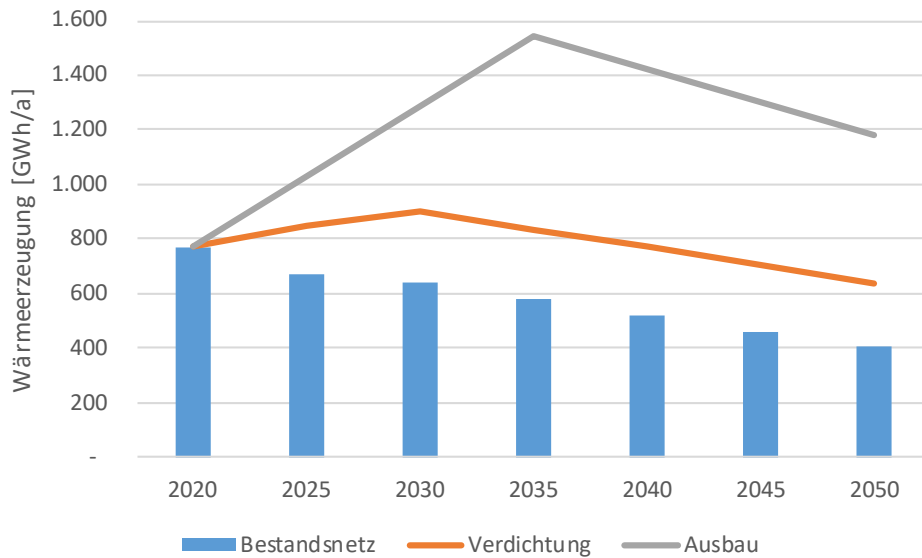


Abbildung 6-1: Entwicklung Wärmeerzeugung für 2 Szenarien

Quelle: eigene Berechnungen

6.1.2 Wärmenetz und Wärmeerzeugung

Das Wärmenetz wird in investSCOPE nicht detailliert modelliert, sondern es wird indirekt abgebildet und pauschal mit einem ganzjährigen Wärmeverlust von 10 % belegt. Entscheidend für die vorgenommenen Simulationen sind die Wechselwirkungen des Netzes mit den Technologien. Hier geht es vor allem um die Netztemperaturen, die einerseits die Wirkungsgrade bzw. die COPs der Wärmeerzeuger, insbesondere der Wärmepumpen und der Solarthermie, beeinflussen. Andererseits müssen die Technologien ausreichend hohe Temperaturen erreichen. Letzteres wird vorab durch die dem Tool für den Zubau zur Verfügung gestellten Optionen gewährleistet, die in Tabelle 6-1 gezeigt werden. Bei einigen Szenarien werden Kohle- oder Erdgas-KWK im Bestand mit einer gewissen Restlaufzeit vorgegeben (siehe Kapitel 6.2), die hier ebenfalls mit ihrer entsprechenden Nennleistung aufgeführt werden. Die Zubau-Optionen, aus welchen die Investitionsoptimierung die wirtschaftlich optimalen Portfolios ermitteln kann, werden in Form von Blöcken in der angegebenen Größe zur Auswahl gestellt (siehe auch Abschnitt 3.3). Kohle-KWK ist aufgrund des Ziels der Dekarbonisierung der Fernwärme keine Zubauoption.

Technologie	Kapazität	Bestand*	Zubauoption
Kohle-KWK [MW _{el}]	46	2x	nein
Erdgas-KWK (GuD) [MW _{el}]	200	1x	1x
Erdgas-KWK (Turbine) [MW _{el}]	40		ja
Erdgas-BHKW [MW _{el}]	20		ja
Erdgas-Heizwerk [MW _{th}]	40		ja
Holzheizwerk [MW _{th}]	30		ja
Wärmepumpe [MW _{th}]	20		ja
Solarthermie [MW _{th}]	15 / 50		ja
Elektrodenkessel [MW _{th}]	30		ja
Industrie-Abwärme [MW _{th}]	15 / 55		ja
Tagesspeicher [MWh _{th}]	1.450		ja
Saisonaler Speicher [MWh _{th}]	27.200		ja

Tabelle 6-1: Im Modell abgebildete Bestandstechnologien und Zubauoptionen

Quelle: eigene Annahmen; Wirkungsgrade, Lebensdauern, Kosten siehe Anhang

Im Folgenden wird kurz dargestellt, wie die verschiedenen Technologien unter Berücksichtigung der Netztemperaturen im Modell abgebildet werden. Bezüglich der Vorlauf-temperaturen wird von heute 115°C im Winter eine Absenkung auf 90°C bis 2030, 80°C

bis 2040 und ca. 72°C im Jahr 2050 ausgegangen. Die Temperaturabsenkung der Wärmenetze über 30 Jahre führt zur entsprechenden Vorlauftemperaturen für **Wärmepumpen**. Bei den betrachteten Wärmepumpen handelt es sich um zentrale, bivalente Wasser-Wasser-Wärmepumpen mit der Annahme, dass die beispielhaften Fernwärmeversorgungssysteme Zugang zu einer Niedertemperaturquelle, beispielsweise einem Fluss oder Abwasser, haben.

	Flusstemperatur		Vorlauf heute			Rücklauf heute		
	Max	Min	Winter	Übergang	Sommer	Winter	Übergang	Sommer
Januar	10,9	6,1	115			60		
Februar	13,2	7,4	115			60		
März	14,1	7,6		95			55	
April	17,7	10,9		95			55	
Mai	23,4	13			75			60
Juni	22,6	15,5			75			60
Juli	24,5	15,1			75			60
August	22,7	17,1			75			60
September	21,4	15,2		95			55	
Oktober	18,3	13,2		95			55	
November	15,7	9,8	115			60		
Dezember	12,2	6,7	115			60		

Tabelle 6-2: Flusstemperaturen und Fernwärmenetztemperaturen als Grundlage für die COP-Berechnung

Quelle: eigene Annahmen zum Netz; Flusstemperatur am Niederrhein

Je nachdem, wie weit die Leistung der Wärmepumpe ausgebaut wird, ergeben sich unterschiedliche Bivalenzpunkte. Bei niedrigen Leistungsanteilen von Wärmepumpen sind letztere effizienter, bei höheren Leistungsanteilen und damit auch einem Einsatz im Winter steigt die saisonale Temperaturanforderung der Wärmenetze. Der parallel eingesetzte Leistungsanteil der Heizkessel oder KWK-Anlagen, welche die von der Wärmepumpe bereit gestellte Temperatur auf das Vorlaufniveau der Wärmenetze anheben, sinkt.

Vorlauftemp.	2020	2030	2040	2050
Netz Winter	115°C	110°C	90°C	72°C
Anforderung Wärmepumpe → Bivalenzpunkt				
WP Winter	90°C	90°C	80°C	72°C
WP Übergang	90°C	90°C	80°C	72°C
WP Sommer	75°C	75°C	75°C	72°C

Tabelle 6-3: Bivalenzpunkt je nach Leistungsauslegung der Wärmepumpe auf den Wärmelastgang

Quelle: eigene Berechnung

Die Ermittlung der COPs erfolgt deshalb in Abhängigkeit der Vorlauftemperaturen und der Quelltemperatur des Flusses am Niederrhein. Weiterhin wird ein Gütegrad (Carnotwirkungsgrad) von 0,6 im Jahr 2020 und zukünftig (ab 2030) von 0,65 angenommen. Bei geringer Durchdringung von Wärmepumpen in den Anfangsjahren 2020 und 2025 ergibt sich aufgrund der geringeren Leistung relativ zum Wärmelastgang eine höhere Temperatur (Einsatz im Sommer oder Übergang) als bei einer höheren Durchdringung (Einsatz im Übergang oder Winter).

COP Auslegungspunkt	Langsamer Markthochlauf	Schneller Markthochlauf
2020	3,48	2,72
2025	3,22	2,72
2030	2,95	2,95
2035	3,11	3,11
2040	3,28	3,28
2045	3,30	3,30
2050	3,33	3,33

Tabelle 6-4: Entwicklung COP je nach Leistungsauslegung der Wärmepumpe auf den Wärmelastgang

Quelle: eigene Berechnung

Bezüglich der **Solarthermie**, bei der ausschließlich Freiflächenanlagen abgebildet werden, wird nicht zwischen Flachkollektoren und Vakuumröhrenkollektoren unterschieden. Hinter den zugrunde gelegten charakteristischen Kenngrößen (siehe Anhang) steht aber die Annahme, dass Vakuumröhrenkollektoren in Form kleinerer Anlagen in Verbindung mit einem Tagesspeicher eingesetzt werden, Flachkollektoren hingegen für größere Anlagen im Verbund mit einem Saisonspeicher. Durch die Absenkung des Temperaturniveaus der Wärmenetze über die Jahre erhöht sich der im Modell abgebildete solare Nutzungsgrad wie in Tabelle 6-5 aufgeführt.

Stützjahr	Flachkollektoren BAT	Vakuumröhrenkollektoren
2020	0,38	0,45
2040	0,44	0,48
2050	0,49	0,51

Tabelle 6-5: Solarer Nutzungsgrad nach Stützjahr, aufbauend auf Netz-Vorlauf-temperaturen

Quelle: eigene Annahmen

Zur effizienten Einbindung von erneuerbaren Energien, aber auch zur wirtschaftlichen Nutzung von KWK-Anlagen, werden die Erzeugerportfolios um **Wärmespeicher** ergänzt. Sie werden stets multivalent betrieben, werden also nicht mit einer bestimmten Technologie verbunden. Je nach untersuchter Sensitivität (diese werden im folgenden Kapitel 6.2 eingeführt) handelt es sich bei den Wärmespeichern um Tagesspeicher oder Saisonspeicher mit den in Tabelle 6-1 aufgeführten Kapazitäten. Diese werden allerdings nicht von der Optimierung ausgewählt, sondern der Zubau im ersten Stützjahr 2020 wird vorgegeben. Es wird angenommen, dass die Lebensdauer 35 Jahre beträgt und damit bis zum Ende des betrachteten Zeitraums reicht.

Aktuell spielt bei der Fernwärmeversorgung die **Kraft-Wärme-Kopplung** eine große Rolle in der Grundlast, weshalb drei der Sensitivitäten eine Kohle-KWK bzw. eine GuD-Anlage im Bestand enthalten. Letztere gibt es auch als Zubau-Option. Darüber hinaus werden dem Tool Erdgas-BHKW sowie Erdgas-Entnahme-Kondensationsturbinen zur Verfügung gestellt. Bezüglich der Abbildung im Modell sind keine Besonderheiten zu nennen, die verwendeten charakteristischen Kenngrößen sind im Anhang zu finden.

Es wird davon ausgegangen, dass **industrielle Abwärme** potenziell zu Grenzkosten der Grundlastdeckung zur Verfügung steht. Dies sind zunächst Holz-Heizwerke, ab 2030 dann Wärmepumpen. Dahinter steht die Annahme, dass einerseits die Preissetzung für die Lieferung von industrieller Abwärme bilateral ausgehandelt wird und dass letztere nur dann in die Fernwärmeversorgung integriert wird, wenn dies zu keiner Erhöhung der Wärmegestehungskosten führen würde. Der Vergleich muss also die Erzeugungstechnologie sein, die ansonsten anstelle der Abwärme genutzt würde. Andererseits fallen Kosten für die Anbindung der Abwärme an das Fernwärmenetz an, ebenso wie Kosten für ein (fossiles) Backup-Heizwerk zur Absicherung von Produktionsausfällen. Bei den meisten Sensitivitäten wird von einer potenziellen Abwärmeleistung mit ausreichender Temperatur für die direkte Einspeisung von 15 MW ausgegangen, bei einem erhöhten Potenzial von insgesamt 70 MW (siehe auch Abschnitt 6.2).

Für die Deckung der Spitzenlast stehen **Erdgaskessel, Holzheizwerke** und **Elektrodenkessel** zur Verfügung.

6.2 Einführung der Sensitivitäten

Einen Überblick über die Sensitivitätsrechnungen, die in den folgenden Unterkapiteln kurz beschrieben werden, gibt folgende Tabelle. Dabei ist das Basisszenario (oder auch Referenz) das mittlere Förderszenario (Mittl. FS), weil es bereits eine Fortführung einer reduzierten Betriebsprämie für Großwärmepumpen welche 2025 neu in Betrieb gehen unterstellt.

NAME	Technischer Rahmen						Regulatorischer Rahmen				
	Nachfrage-Verdichtung (V)/ Ausbau(A)	Bestandsanlagen	günstige Grundlast (Industrie-/Müll-Abwärme)	Tagespeicher(T)/ Saisonalspeicher(S)	WP-Potenzial	WP-Zubauoption mit Betriebsprämie (BP) und 40% Investförderung (IF)	Solarthermie-Zubauoption mit Betriebsprämie	EEG-Umlage/CO2-Preis	Leistungspreis-WP	EE-Wärmeförderung für begrenzte Kapazitäten	Diskontfaktor
Basis-Szenario (Referenz)	V	keine	gering	T	hoch	20MW mit BP 2020, 20MW mit BP 2025, mit IF 2025/2030 frei, ab 2035 frei	10 MW 2020, 10 MW 2025, mit IF 10 MW 2030, ab 2030 frei	Aktueller Beschluss	100%	hohe BP 2020 für 10a, mittl. BP 2025 für 10a, 40% IF 2030	7%
Mittl. FS + geringes Risiko										wie Basis-Szenario	3%
Mittl. FS + Defizit										hohe BP 2020 für 10a, 40% IF 2025 + 2030	
Mittl. FS + dyn.NNE										wie Basis-Szenario	7%
Progressiv										hohe BP 2020 für 10a, niedr. BP 2025 für 10a, 40% IF 2030	
Progressiv + H2										hohe BP 2020 für 10a, niedr. BP 2025 für 10a, 40% IF 2030	
Mittl. FS + Erdgas-KWK bis	V	GuD bis 2037	gering	T	hoch	wie Basis-Szenario	wie Basis-Szenario	Aktueller Beschluss	100%	wie Basis-Szenario	7%
Mittl. FS + Kohle-KWK bis 2025		Kohle-KWK bis 2022/2027									
Mittl. FS + Kohle-KWK bis 2030		Kohle-KWK bis 2027/2032									
Mittl. FS + geringeres WP Potenzial	V	keine	keine	S	gering	20MW mit BP 2020 + 20MW mit BP 2025, ab 2035 frei	50MW mit BP 2020 + 20MW mit BP 2025, mit IF 2025/2030 frei	Aktueller Beschluss	100%	wie Basis-Szenario	7%
Mittl. FS + Ausbau + hohe Grundlast	A	keine	hoch	S	hoch	wie Basis-Szenario	wie Defizit-Szenario	Aktueller Beschluss	100%	wie Basis-Szenario	7%
Mittl. FS + Ausbau + geringe Grundlast			gering								

Tabelle 6-6: Überblick über in der betriebswirtschaftlichen Optimierung berücksichtigte Sensitivitäten

6.2.1 Fortführung EE-Wärmeförderung in 2025

Die bestehende EE-Wärmeförderung im KWKG oder in der geplanten „Bundesförderung Effiziente Wärmenetze“ (BEW) werden als Anreize für Investitionen in Wärmepumpen oder Solarthermie für das Szenariojahr 2020 abgebildet. Dabei stellt für Wärmepumpen die Förderung nach BEW einen vergleichbaren Anreiz wie nach KWKG (mit Stromkennzahl 1) dar und wird hier im Modell abgebildet (unabhängig von KWK-Investition und höherem Fördervolumen für Deutschland). Für Solarthermie stellt dagegen die Förderung nach KWKG die attraktivere Option dar und wird deswegen auch so im Modell übernommen. Für 2020 werden aber die Ausbauleistungen, die zu den attraktiven Förderbedingungen realisierbar sind, begrenzt.

Es besteht eine offene Frage zur Fortführung der BEW wegen begrenzter Haushaltsmittel. → Deswegen wird neben der Basisvarianten eine zusätzliche Sensitivität gerechnet:

- Basisvariante: Förderung von 7,2 ct/kWh in 2020 (Kombination aus 40 %-Investitionsförderung und Betriebsprämie) wird in 2025 fortgeführt, aber an gestiegenen CO₂-Preis (Wärmereferenzpreis) und gesunkene Stromnebenkosten angepasst.
 - ca. 3,4 ct/kWh Wärmeerzeugung Basis
 - ca. 2,2 ct/kWh Wärmeerzeugung Reform ½
- Sensitivität „Förderungsdefizit“: Fehlende Betriebsprämie in 2025, nur 40 % Invest.-Förderung

6.2.2 Leistungspreis für Wärmepumpen

Es bestehen Hemmnisse durch den Stromnetz-Leistungspreis für Wärmepumpen und Weiterentwicklungsbedarf der atypischen Netznutzung § 19 Abs. 2 StromNEV für Großwärmepumpen:

- Leistungspreise liegen in der Mittelspannung (z.B. 90 €/kWel/a) in der Größenordnung der annuitätischen Kosten für Großwärmepumpen (ca. 130 €/kWel/a).
- 3 Gründe führen dazu, dass Wärmepumpen oftmals derzeit keine atypische Netznutzung wahrnehmen:
 - Für Stadtwerke unter 100.000 Kunden ist aufgrund des nur organisatorischen Unbundling atyp. NN nicht zulässig (ein Unternehmen kann entsprechend BGB keine Verträge mit sich selbst abschließen).
 - Statische Hochlastzeitfenster führen zu einer Reduktion im Winter um ca. 30 % der zeitlichen Einsatzmöglichkeit.
 - Es bestehen Wechselwirkungen mit KWK-Anlagen, welche zum Verlust vNNE für Bestandsanlagen führen können.
- Eine Lösung könnte dagegen in der Weiterentwicklung zu dynamischen Hochlastzeitfenstern liegen.
- Sensitivität „Netzentgeltreform“: Es wird eine 80 %ige Reduktion der Summe aus Arbeits- und Leistungspreis unterstellt → je nach Auslastung bedeutet diese ca. 20 % des Leistungspreises.

Für Elektrodenkessel werden jedoch aufgrund geringer Auslastung immer 20 % des Leistungspreises unterstellt.

6.2.3 Risikobewertung in der Finanzierung

Aktuell bestehen hohe Risiken für Investitionen in die Fernwärme:

- Regulierungsrisiken → Entwicklung Stromkostenbestandteile, CO₂-Preis, Emissionsgrenzwerte?
- Erlösrisiken am Strommarkt → Entwicklung von Börsenpreisen?
- Risiken zur Wettbewerbssituation → Welche Preise können an den Endverbraucher weitergeben werden?

Dies führt in der Praxis zu hoher Diskontierungsrate oder mittlerer Diskontrate mit verkürzten Abschreibungszeiträumen. Es wird der Status Quo optimiert, zukünftige Auswirkungen heutiger Entscheidungen werden stark abgeschwächt.

- Basisvariante: 7 % Diskontrate, Lebensdauer = Abschreibungsdauer

Andererseits werden auch Möglichkeiten diskutiert, Risiken z.B. über Förderung von Differenzkosten zu minimieren oder ggf. über EE-Verpflichtungen Kosten an Endverbraucher weiterzuleiten. Dies kann dazu führen, dass zukünftige Vorteile von aus heutiger Sicht weniger wirtschaftlichen Investitionen stärker berücksichtigt werden.

→ Sensitivität „Planungssicherheit oder Ordnungsrecht“: 3 % Diskontrate

6.2.4 Rolle Bestandskraftwerke

Es werden 3 Szenarien gerechnet.

Beispiel Kohle

- Kohleausstieg erste Runde bis 2022/23, um mit neuen KWK-Anlagen noch vNNE bewilligt zu bekommen (Beispiel Chemnitz)
→ 1. Block 2020 vorhanden und dann stillgelegt, 2. Block 2025 vorhanden und dann stillgelegt
- Kohleausstieg - großer Teil der Kraftwerke bis 2030 (Beispiel Hannover)
→ 1. Block 2025 vorhanden und dann stillgelegt, 2. Block 2030 vorhanden und dann stillgelegt

Beispiel Erdgas

- Langlebige GuD bis einschließlich 2035 (Beispiel Duisburg)

Im Szenario „Grüne Wiese“ werden, wie im Abschnitt 5.2.1 dargestellt, weniger wirtschaftliche Gasturbinen (schlechterer Wirkungsgrad, keine vNNE) für 2020 und 2025 als Option berücksichtigt, um realistischere Investitionsentscheidungen im KWK-Bereich abzubilden.

6.2.5 Reform 1 – PtG

Die Wirtschaftlichkeit für EE-Wärme kann noch mittels Verschärfung der Marktanreize im Zuge der nächsten Legislaturperiode verbessert werden. Hierbei wird berücksichtigt:

- Schneller steigender CO₂-Preis
- Schneller fallende Stromkostenbestandteile
- Grüne Wiese
- 7 % Diskontrate
- 20 %-Leistungspreis

6.2.6 Reform 2 – Wasserstoff

Im Vergleich zum langfristigen Benchmark PtG-Importe sollen vereinfacht die Auswirkungen der Option Wasserstoffeinsatz in der Fernwärme analysiert werden.

Zum Hintergrund: Im technischen Fokus steht die Umwidmung des bestehenden Übertragungsnetzes und Verteilnetzes (Hochdruck) zur Versorgung der Industriebetriebe. Eine offene Frage ist, ob und wo Fernwärme auch angeschlossen würde.

Parameter sind:

- Schneller steigender CO₂-Preis, aber dann mittel- bis langfristig geringer
- Schneller fallende Stromkostenbestandteile
- Grüne Wiese
- 7 % Diskontrate
- 20 %-Leistungspreis

6.3 Ergebnisse der optimierten Versorgungspfade

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse für die optimalen Transformationspfade der Beispielsysteme für die Sensitivitäten dargestellt und diskutiert. Der Vergleich, sofern nicht anderweitig indiziert, erfolgt grundsätzlich mit dem Basisszenario als Referenz.

6.3.1 Basisszenario

NAME	Nachfrage: Verdichtung (V)/ Ausbau(A)	Bestandsanlagen	Günstige Grundlast (Industrie-/Müll-Abwärme)	Tagesspeicher(T)/ Saisonnalspeicher(S)	WP-Potenzial	WP-Zubauoption mit Betriebsprämie (BP) und 40% Investförderung (IF)	Solarthermie-Zubauoption mit Betriebsprämie	EEG-Umlage/CO ₂ -Preis	Leistungspreis-WP	EE-Wärmeförderung für begrenzte Kapazitäten	Diskontfaktor
Basis-Szenario Referenz	V	keine	gering	T	hoch	20MW mit BP 2020, 20MW mit BP 2025, mit IF 2025/2030 frei, ab 2035 frei	10 MW 2020, 10 MW 2025, mit IF 10 MW 2030, ab 2030 frei	Aktueller Beschluss	100%	hohe BP 2020 für 10a, mittl. BP 2025 für 10a, 40% IF 2030	7%

Tabelle 6-7: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität

Beim Basisszenario handelt es sich um ein Verdichtungsszenario, dessen Pfad auf der Grundlage einer „Grünen Wiese“ optimiert wird, das heißt, es gibt keine Anlagen im Bestand, sondern im Startjahr müssen zunächst genügend Kapazitäten zugebaut werden, um den gesamten Wärmebedarf zu decken. Zur Auswahl stehen die in Tabelle 6-1 markierten Technologien, eine geringe, gleichmäßig verfügbare Abwärmeleistung aus der Industrie und eine starke Wärmepumpen-Option sowie Solarthermie, deren (begrenzter) Zubau durch die EE-Wärmeförderung (abgebildet als Betriebsprämie, siehe Abschnitt 6.2) begünstigt wird, nicht jedoch durch verminderte Leistungspreise. Der Diskontfaktor liegt bei 7 %, die SIP ergeben sich aus dem aktuellen Beschluss der Bundesregierung.

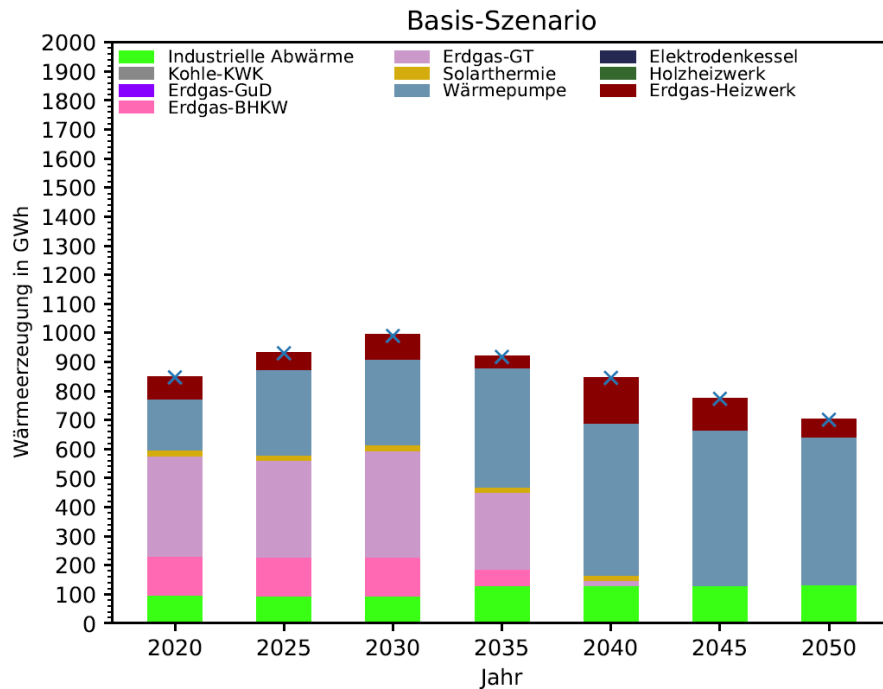


Abbildung 6-2: Wärmeerzeugung Basis-Szenario

Zu Beginn des Betrachtungszeitraums wird ein Portfolio aus Erdgas-KWK (Gasturbinen und BHKW), Wärmepumpen und Solarthermie aufgebaut. Soweit möglich wird Abwärme aus der Industrie für die Grundlast eingesetzt, da diese zu Grenzkosten der Grundlast zur Verfügung steht. Aufgrund der EE-Wärmeförderung werden - entsprechend des begrenzten Potenzials - Wärmepumpen schon 2020 und 2025 gebaut. Die Solarthermie kommt nur mit geringen Energie- und Leistungsanteilen in das Portfolio, denn sie wird nur unter der höheren Förderung im ersten Stützjahr zugebaut. Dieser Effekt wird mit der Sensitivität „Geringeres Wärmepumpen-Potenzial“ in Abschnitt 6.3.10 weitergehend untersucht.

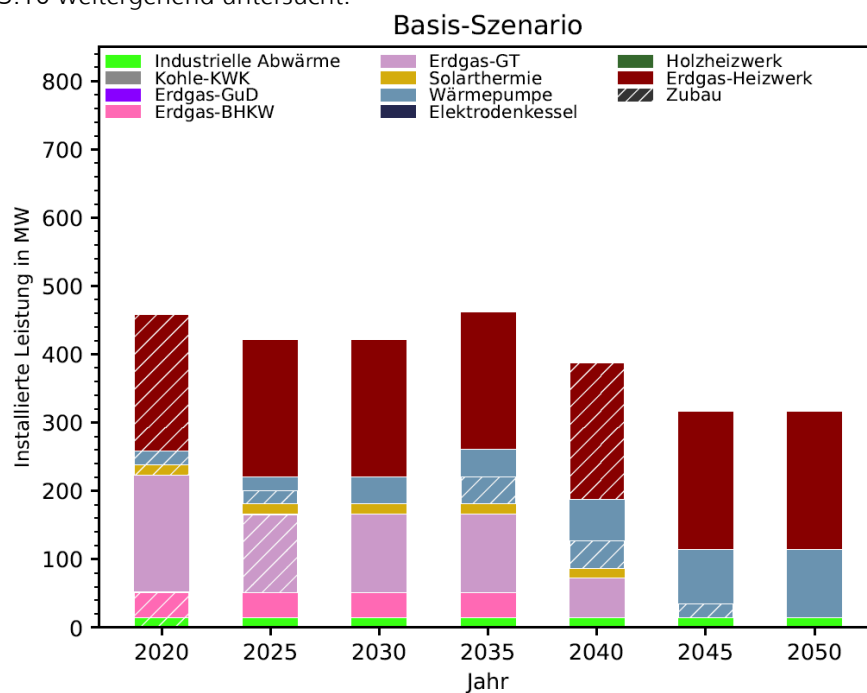


Abbildung 6-3: Installierte Leistung und Zubau Basis-Szenario

2020 wird wegen der Förderung nach KWKG auch die (Erdgas-)KWK noch signifikant ausgebaut und aufgrund der Vorgabe minimaler Betriebsstunden zur Inanspruchnahme ersterer auch umfassend eingesetzt. Bei Ablauf der Lebensdauer der KWK-Anlagen wer-

den sukzessive weitere Wärmepumpen zugebaut und übernehmen ab 2035 eine dominante Rolle in der Erzeugung. Neue KWK werden nicht gebaut, da sie beim langfristigen Strompreis gegenüber Wärmepumpen nicht mehr konkurrenzfähig sind. Die Wärmepumpen werden bis zum Schluss durch Gaskessel ergänzt, wobei diese 2040 übergangsweise einen größeren Beitrag zur Wärmeerzeugung liefern, dann aber von den Wärmepumpen in die Spitzenlast zurückgedrängt werden. Das Abwärmepotenzial wird durchgehend ausgenutzt. Unterschiede in der Wärmemenge ergeben sich durch die Verwendung von Typwochen für die Simulation des Anlageneinsatzes (siehe auch Abschnitt 3.3.1).

6.3.2 Einfluss eines geringer kalkulierten finanziellen Risikos (3% Diskont)

NAME	Nachfrage: Verdichtung (V)/ Ausbau(A)	Bestandsanlagen	günstige Grundlast (Industrie-/Müll-Abwärme)	Tagesspeicher(T)/ Saisonal-speicher(S)	WP-Potenzial	WP-Zubauoption mit Betriebsprämie (BP) und 40% Investförderung (IF)	Solarthermie-Zubauoption mit Betriebsprämie	EEG-Umlage/CO ₂ -Preis	Leistungspreis-WP	EE-Wärmeförderung für begrenzte Kapazitäten	Diskontfaktor
Mittl.FS + geringes Risiko	V	keine	gering	T	hoch	wie Basis-Szenario	10 MW 2020, 10 MW 2025, mit IF 10 MW 2030, ab 2030 frei	Aktueller Beschluss	100%	wie Basis-Szenario	3%

Tabelle 6-8: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität

Eine Unsicherheit bei Investitionsentscheidungen liegt im intern kalkulierten Risiko der Versorger, das im Rahmen dieser Studie über den Diskontfaktor abgebildet wird. Die erste Sensitivität betrachtet daher einen geringeren Diskontfaktor von 3 statt 7 %.

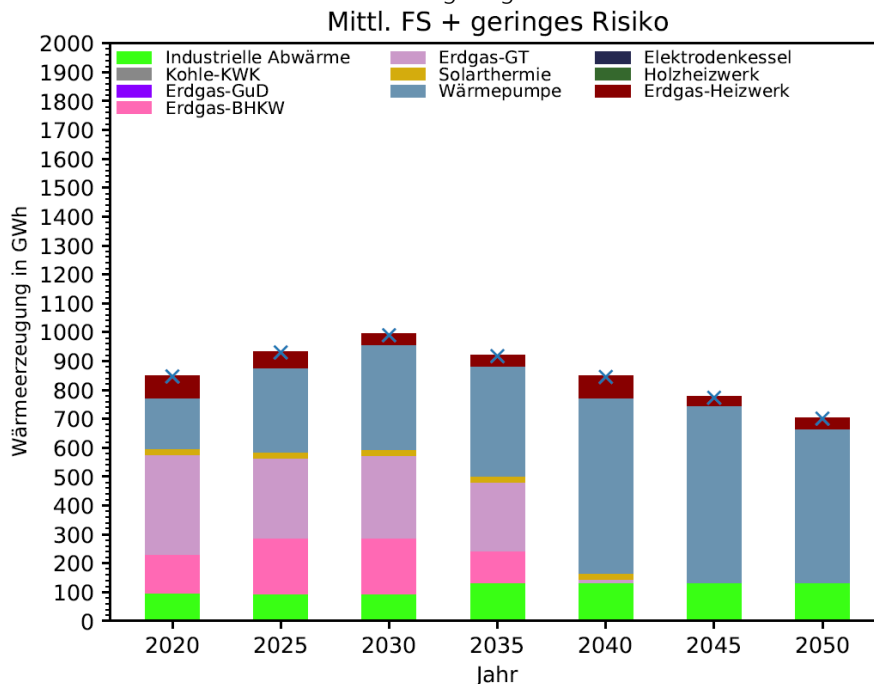


Abbildung 6-4: Wärmeerzeugung „Geringeres Risiko“

Das geringere Risiko bzw. der geringere Diskontfaktor bringt 2025 etwas mehr Erdgas-BHKW und 2040, mit Ende der Lebensdauer der KWK aus 2020, etwas mehr Wärmepumpen in das System. Während die installierte Kapazität der Erdgaskessel zur Spitzendeckung gleich hoch bleibt wie im Basisszenario, werden diese im Betrieb durch die BHKW und Wärmepumpen zurückgedrängt. Entsprechend verringert sich durchgehend der Anteil der Erdgas-Heizwerke an der Wärmeerzeugung.

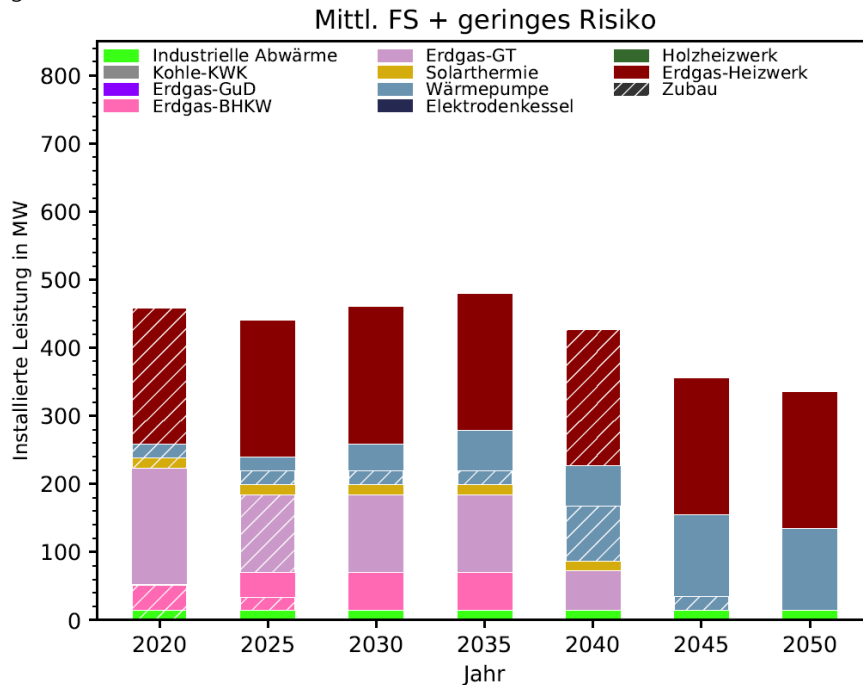


Abbildung 6-5: Installierte Leistung und Zubau „Geringeres Risiko“

Aufgrund der starken EE-Wärmeförderung wird das Wärmepumpen-Potenzial in den ersten Jahren des betrachteten Zeitraums auch bei höherem Risiko schon ausgenutzt. Die Solarthermie kann sich auch bei einem geringeren Diskontfaktor nicht stärker durchsetzen.

6.3.3 Einfluss einer reduzierten EE-Wärmeförderung in Form einer Betriebsprämie („Defizit“)

NAME	Nachfrage: Verdichtung (V)/ Ausbau(A)	Bestandsanlagen	günstige Grundlast (Industrie-/Müll-Abwärme)	Tagesspeicher(T)/ Saisonal-	WP-Potenzial	WP-Zubauoption mit Betriebsprämie (BP) und 40% Investförderung (IF)	Solarthermie-Zubauoption mit Betriebsprämie	EEG-Umlage/CO ₂ -Preis	Leistungspreis-WP	EE-Wärmeförderung für begrenzte Kapazitäten	Diskontfaktor
Mittl.FS + Defizit	V	keine	gering	T	hoch	20MW mit BP 2020, mit IF 2025/2030 frei, ab 2035 frei	10 MW 2020, 10 MW 2025, mit IF 10 MW 2030, ab 2030 frei	Aktueller Beschluss	100%	hohe BP 2020 für 10a, 40% IF 2025 + 2030	7%

Tabelle 6-9: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität

In dem sogenannten „Defizit-Szenario“ liegt der Diskontfaktor wie im Basis-Szenario bei 7 %. Stattdessen wird analysiert, wie sich die Höhe der EE-Wärmeförderung auf die optimierten Investitionsentscheidungen auswirkt. Dafür wird von einer insofern reduzierten

Förderung ausgegangen, als dass diese nur von Wärmepumpen, die im ersten Stützjahr zugebaut werden, in Anspruch genommen werden kann (im Gegensatz zu den ersten beiden Stützjahren). Die Solarthermie nutzt die Förderung, wie in Abschnitt 6.3.1 beschrieben, nur im Jahr 2020. Es wird weiterhin ebenso wie im Basis-Szenario von einem begrenzten Förderbudget ausgegangen, was sich in der Modellierung über begrenzte zu fördernde Kapazitäten von 20 MW für Wärmepumpen ausdrückt.

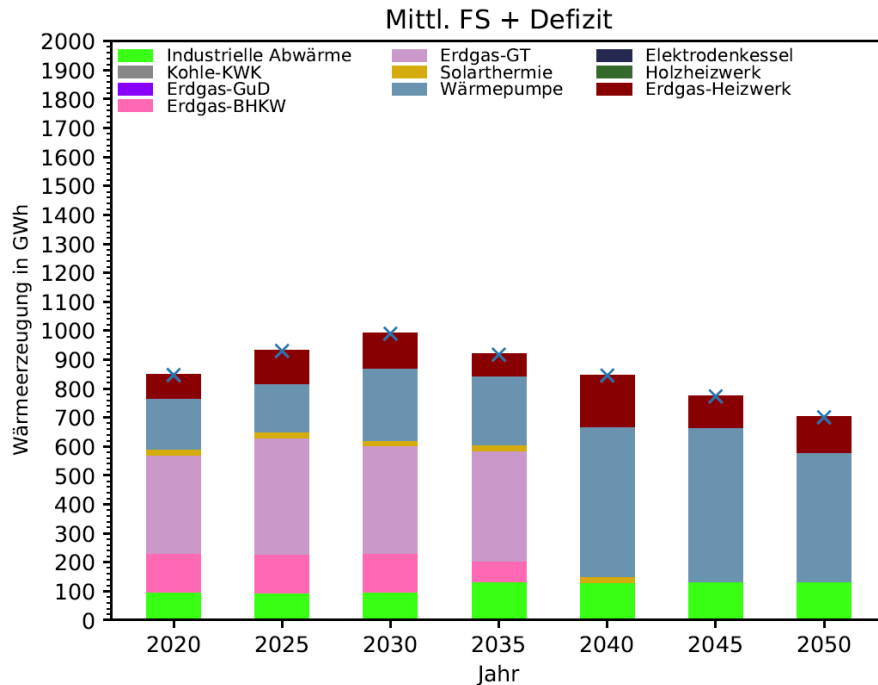


Abbildung 6-6: Wärmeerzeugung „Reduzierte Wärmeförderung“

Die reduzierte Wärmepumpenförderung führt zu einem verminderten Ausbau im Jahr 2025. In Rückkopplung der schlechteren Förderbedingungen dieses Zeitraums auf den Transformationspfad werden im gesamten Betrachtungszeitraum ca. 30 % weniger Wärmepumpen zugebaut. Das schlägt sich auch in geringeren Arbeitsanteilen der Wärmepumpen nieder. Die außerdem vorhandene CAPEX-Förderung von 40 % der Investitionskosten im Stützjahr 2030 wird unter den gegebenen Bedingungen ebenfalls genutzt.

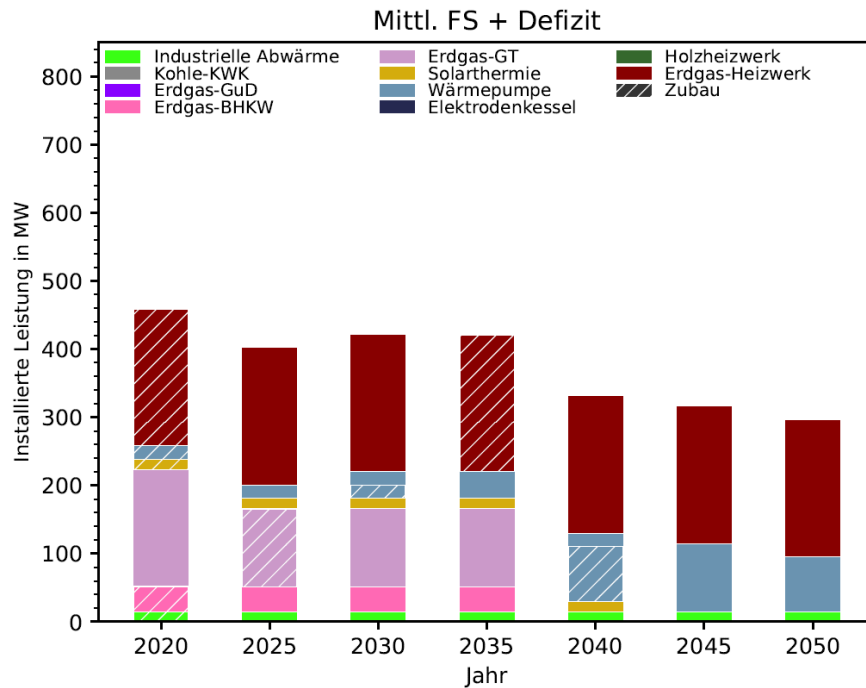


Abbildung 6-7: Installierte Leistung und Zubau „Reduzierte Wärmeförderung“

In den folgenden Abschnitten wird die Sensitivität der optimalen Transformationspfade gegenüber den SIP und deren zukünftiger Entwicklung betrachtet, zunächst gegenüber den Netzentgelten bzw. Leistungspreisen, im Anschluss gegenüber der EEG-Umlage und dem CO₂-Preis. Detaillierte Informationen zu den Annahmen sind in Kapitel 6.2 zu finden.

6.3.4 Einfluss eines Leistungspreises für Wärmepumpen

NAME	Nachfrage: Verdichtung (V)/ Ausbau(A)	Bestandsanlagen	günstige Grundlast (Industrie-/Müll-Abwärme)	Tagespeicher(T)/ Saisonspeicher(S)	WP-Potenzial	WP-Zubauoption mit Betriebsprämie (BP) und 40% Investförderung (IF)	Solarthermie-Zubauoption mit Betriebsprämie	EEG-Umlage/CO ₂ -Preis	Leistungspreis-WP	EE-Wärmeförderung für begrenzte Kapazitäten	Diskontfaktor
Mittl.FS + dyn.NNE	V	keine	gering	T	hoch	wie Basis-Szenario	10 MW 2020, 10 MW 2025, mit IF 10 MW 2030, ab 2030 frei	Aktueller Beschluss	20%	wie Basis-Szenario	7%

Tabelle 6-10: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität

Bei der Untersuchung des Einflusses einer möglichen Dynamisierung der Netzentgelte auf die Ergebnisse wird ein Leistungspreis für Wärmepumpen in Höhe von 20 % im Vergleich zum Basis-Szenario veranschlagt.

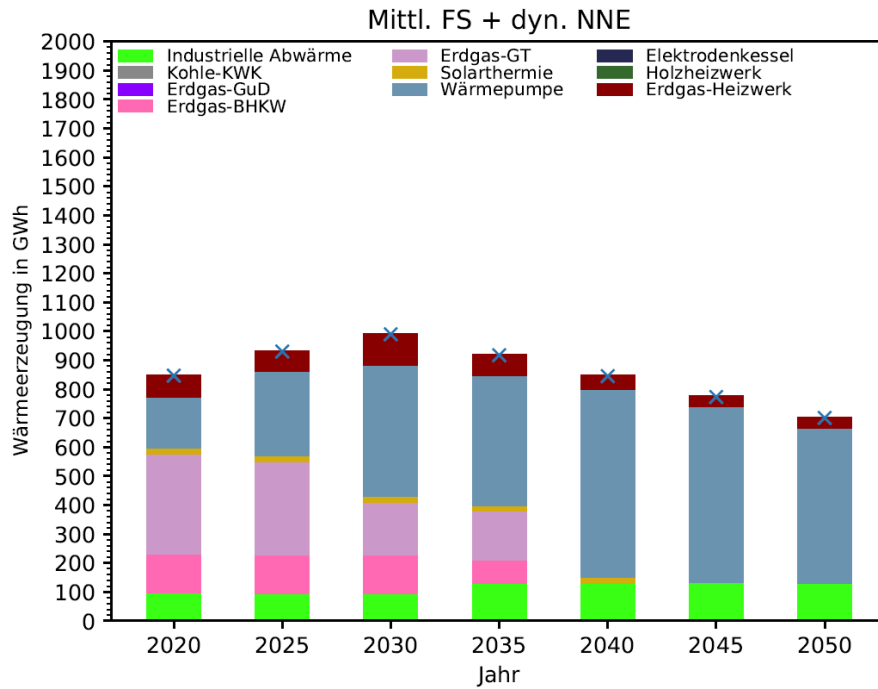


Abbildung 6-8: Wärmeerzeugung „Leistungspreis Wärmepumpen“

Der geringere Leistungspreis führt in der ersten Dekade des betrachteten Zeitraums zu keinem höheren Ausbau der Wärmepumpen, da die Wärmepumpenpotenziale schon wegen der EE-Wärmeförderung ausgereizt werden.

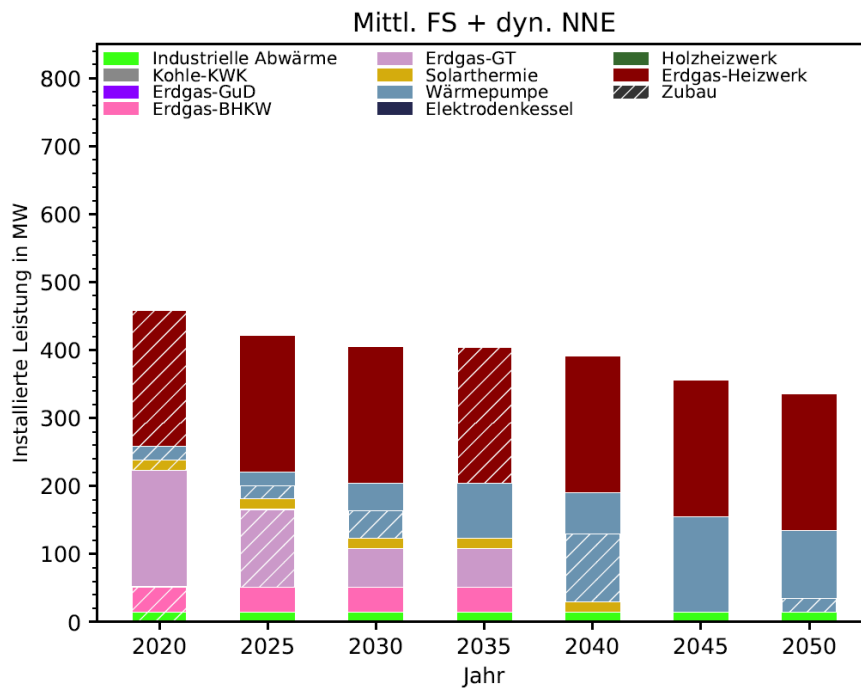


Abbildung 6-9: Installierte Leistung und Zubau „Leistungspreis Wärmepumpen“

Ab 2030 verlagern niedrigere Leistungspreise den Wärmepumpenzubau dann auf frühere Zeitpunkte mit hohen Vollaststunden der Anlagen. Das bewirkt einen früheren Bedarf eines zusätzlichen Erdgas-Heizwerks als Spitzenlasttechnologie (Jahr 2030) bei gleichzeitig vermindertem Einsatz in diesem und allen Folgejahren.

6.3.5 Einfluss einer progressiven Energiepolitik (EEG-Umlage/CO₂Preis)

NAME	Nachfrage: Verdichtung (V)/ Ausbau(A)	Bestandsanlagen	günstige Grundlast (Industrie-/Müll-Abwärme)	Tagesspeicher(T)/ Saisonspeicher	WP-Potenzial	WP-Zubauoption mit Betriebsprämie (BP) und 40% Investförderung (IF)	Solarthermie-Zubauoption mit Betriebsprämie	EEG-Umlage/CO ₂ -Preis	Leistungspreis-WP	EE-Wärmeförderung für begrenzte Kapazitäten	Diskontfaktor
Progressiv	V	keine	gering	T	hoch	20MW mit BP 2020, mit IF 2025/2030 frei, ab 2035 frei	10 MW 2020, 10 MW 2025, mit IF 10 MW 2030, ab 2030 frei	neue Regierung	20%	hohe BP 2020 für 10a, niedr. BP 2025 für 10a, 40% IF 2030	7%

Tabelle 6-11: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität

Aufbauend auf der Sensitivität mit einem 20-prozentigen Leistungspreis für Wärmepumpen wird in diesem und im nächsten Abschnitt der Einfluss von zukünftigen, politisch progressiveren Strategien als die der aktuellen Beschlüsse im Sinne des Klimaschutzpakets überprüft. Einflussgröße für die Simulation der Transformationspfade ist hier der Strompreis für die Sektorkopplungstechnologien zur Wärmeerzeugung, der wiederum abhängig ist von den SIP EEG-Umlage und Stromsteuer sowie den CO₂-Preisen. Die verwendeten Preise sind Ergebnisse der volkswirtschaftlichen Simulationen wie in Kapitel 5.1 beschrieben. Im Vergleich zum Basisszenario bzw. zur Sensitivität „Leistungspreis für Wärmepumpen“ (Abschnitt 6.3.4), mit der diese Sensitivität zu vergleichen ist, entstehen bei einer progressiveren Energiepolitik mittelfristig (2030) geringere Strompreise für Endverbraucher (bei einer früh sinkenden EEG-Umlage und einer frühzeitig dezimierten Stromsteuer) und höhere CO₂-Preise, basierend auf einem früheren Greening von Gas über PtG.

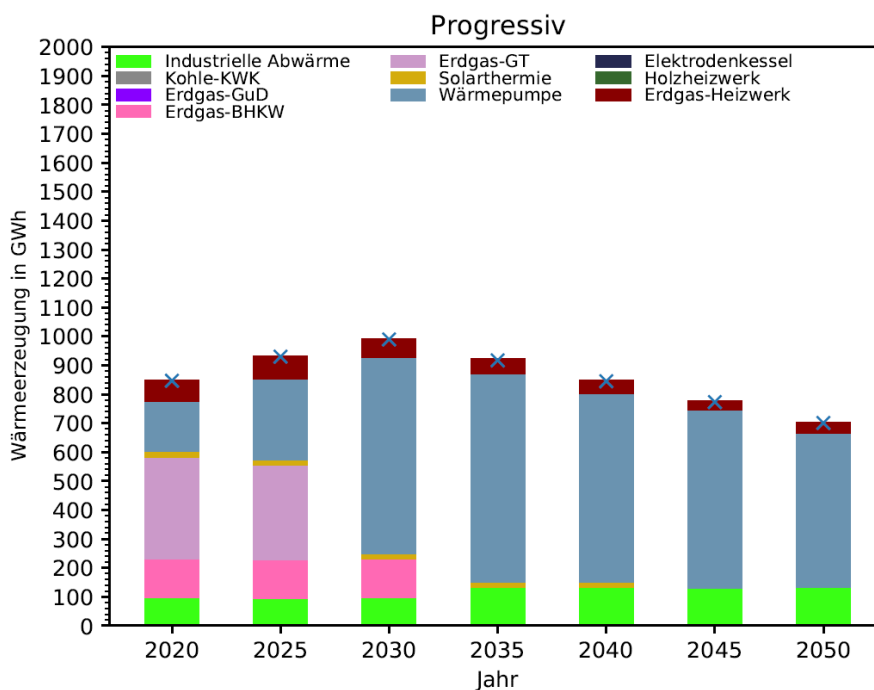


Abbildung 6-10: Wärmerezeugung „Progressive Energiepolitik“

Das führt zu einem verstärkten Wärmepumpen-Zubau zwischen 2030 und 2040 und bewirkt in Verbindung mit dynamischen Netzentgelten im gesamten Betrachtungszeitraum eine Verdopplung der gebauten Wärmepumpen-Kapazitäten im Vergleich zum Basis-Szenario. Entsprechend verdrängen die Wärmepumpen schon ab 2030 insbesondere die KWK stark aus dem Betrieb, ab 2035 bereits komplett.

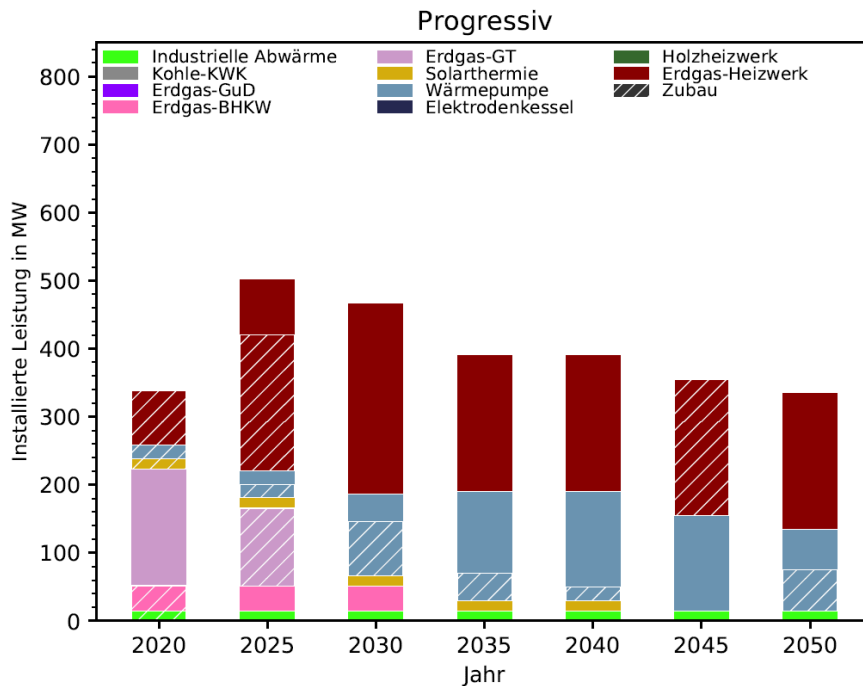


Abbildung 6-11: Installierte Leistung und Zubau „Progressive Energiepolitik“

6.3.6 Einfluss einer progressiven Energiepolitik zugunsten von Wasserstoff (EEG-Umlage/CO₂Preis)

NAME	Nachfrage: Verdichtung (V)/ Ausbau(A)	Bestandsanlagen	günstige Grundlast (Industrie-/Müll-Abwärme)	Tagesspeicher(T)/ Saisonspeicher(S)	WP-Potenzial	WP-Zubauoption mit Betriebsprämie (BP) und 40% Investförderung (IF)	Solarthermie-Zubauoption mit Betriebsprämie	EEG-Umlage/CO ₂ -Preis	Leistungspreis-WP	EE-Wärmerförderung für begrenzte Kapazitäten	Diskontfaktor
Progressiv + H2	V	keine	gering	T	hoch	20MW mit BP 2020, mit IF 2025/2030 frei, ab 2035 frei	10 MW 2020, 10 MW 2025, mit IF 10 MW 2030, ab 2030 frei	neue Regierung - H2	20%	hohe BP 2020 für 10a, niedr. BP 2025 für 10a, 40% IF 2030	7 %

Tabelle 6-12: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität

Während beim Szenario einer progressiven Energiepolitik (siehe Abschnitte 6.2.5 und 6.3.5) auf PtG gesetzt wird, kann unter Fortführung der aktuellen Wasserstoff-Strategie der Bundesregierung eine Verschiebung zu ebenjenem Energieträger geschehen. In diesem Zuge sinkt sowohl die EEG-Umlage als auch die Stromsteuer früher und schneller als im Falle einer PtG-basierten Energiewende, sodass insbesondere die mittelfristigen Strompreise für Wärmepumpen betroffen sind.

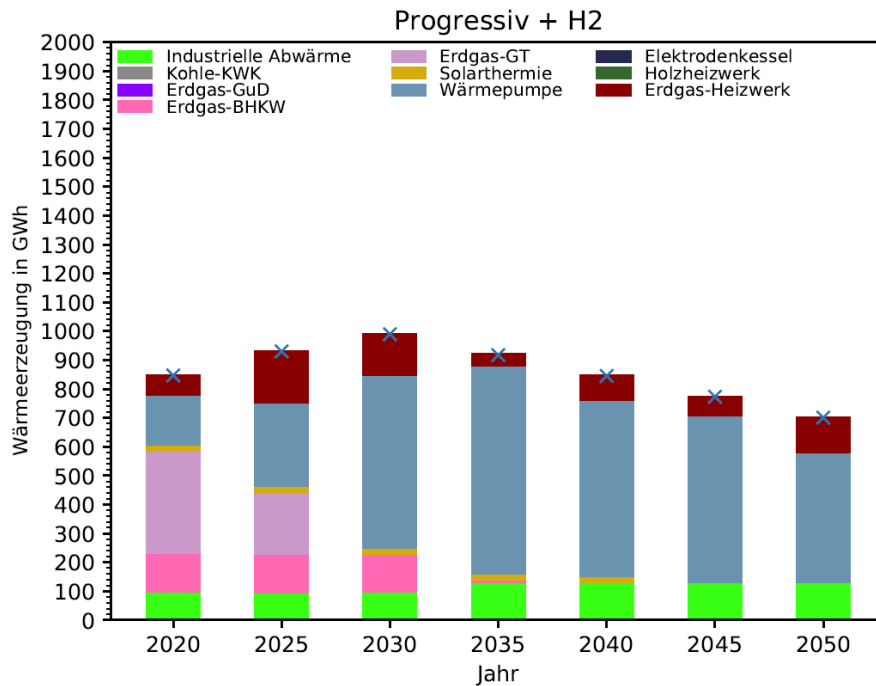


Abbildung 6-12: Wärmeerzeugung „Progressive Energiepolitik – H2“

Mit mehr Wasserstoff im System stabilisiert sich jedoch der CO₂-Preis ab 2035, sodass Gaskessel im Vergleich stärker betrieben werden und Wärmepumpen sich etwas weniger durchsetzen können.

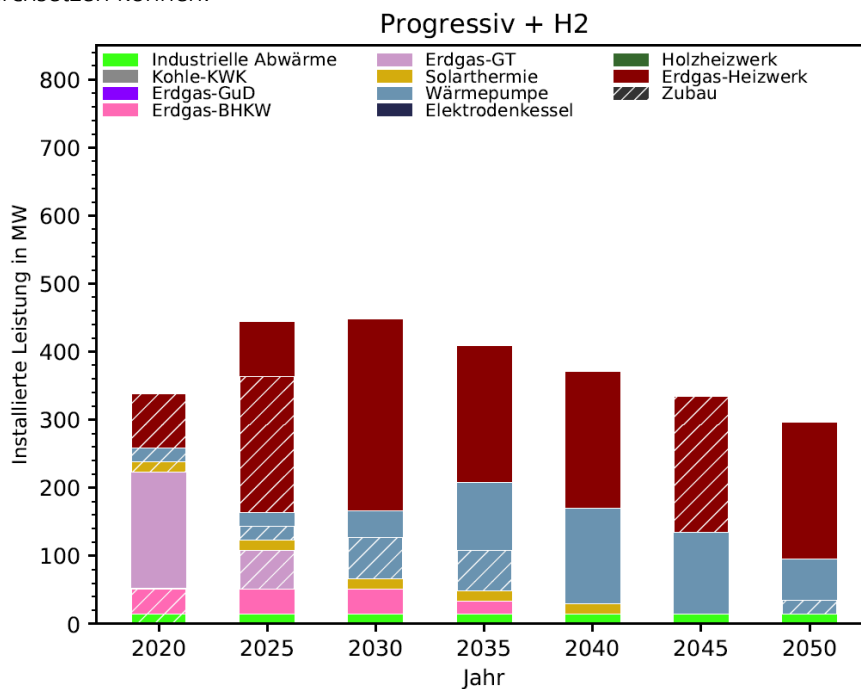


Abbildung 6-13: Installierte Leistung und Zubau „Progressive Energiepolitik – H2“

6.3.7 Einfluss einer Bestands-GuD, Lebensdauer bis Ende 2037

Diese und die folgenden Sensitivitäten sind im Vergleich zum Basis-Szenario zu begreifen. Aktuell sind die Hauptwärmeerzeuger vieler Versorger KWK-Anlagen, die eine Lebensdauer von teilweise noch bis zu zwei Jahrzehnten aufweisen und entsprechend die

Dekarbonisierung der Systeme beeinflussen. Zunächst wird die Wirkung einer Bestands-GuD mit einer Laufzeit bis 2037 (Stützjahr 2035) betrachtet.

NAME	Nachfrage: Verdichtung (V)/ Aus-	Bestandsanlagen	günstige Grundlast (Industrie- /Mittel-Abwärme)	Tagesspeicher (T)/ Saisonspeicherung	WP-Potenzial	WP-Zubauoption mit Betriebsprämie (BP) und 40% Investförderung (IF)	Solarthermie-Zubauoption mit Betriebsprämie	EEG-Umlage/CO ₂ -Preis	Leistungspreis-WP	EE-Wärmeförderung für begrenzte Kapazitäten	Diskontfaktor
Mittl.FS + Erdgas-KWK bis 2035	V	GuD bis 2037	gering	T	hoch	wie Basis-Szenario	wie Basis-Szenario	Aktueller Beschluss	100%	wie Basis-Szenario	7%

Tabelle 6-13: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität

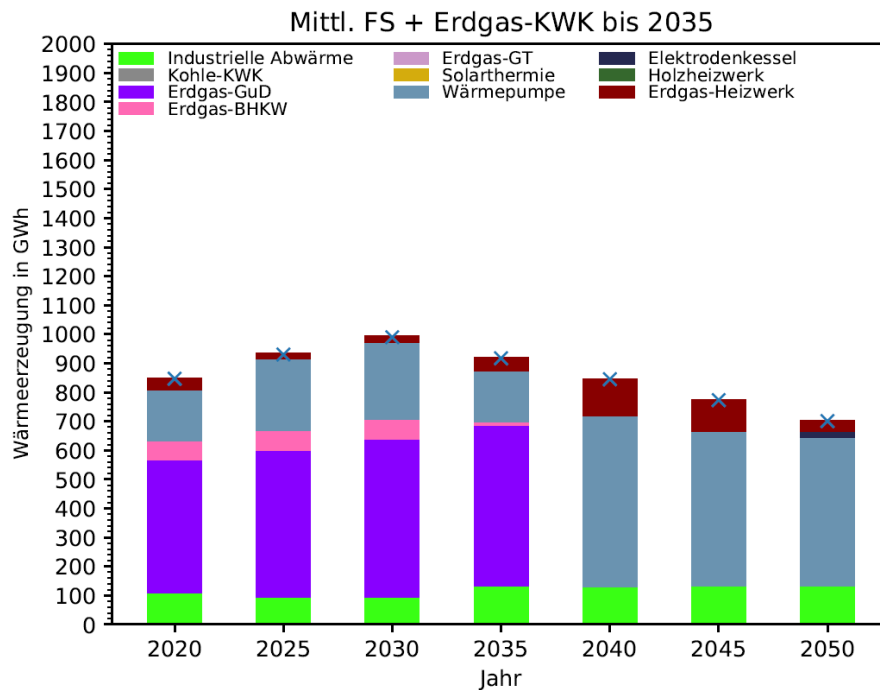


Abbildung 6-14: Wärmeerzeugung „Bestands-GuD“

Die Ergebnisse zeigen, dass die Bestands-GuD im Startjahr 2020 durch ein BHKW ergänzt wird. Darüber hinaus wird wie im Basis-Szenario die Abwärme genutzt und ein Erdgas-Heizwerk in Betrieb genommen. Die Wärmepumpen-Potenziale werden aufgrund der EE-Wärmeförderung wie gehabt genutzt, Solarthermie wird jedoch gar nicht zugebaut. Das ist damit zu erklären, dass die GuD entsprechend des KWKG bestimmte Betriebsstunden zu erfüllen hat und damit die Grundlast auch im Sommerhalbjahr zu so großen Teilen deckt, dass eine Investition in Solarthermie trotz Förderung nicht wirtschaftlich wäre. Die GuD wird bei ihrem Phase-Out im Jahr 2035 weitgehend durch Wärmepumpen ersetzt.

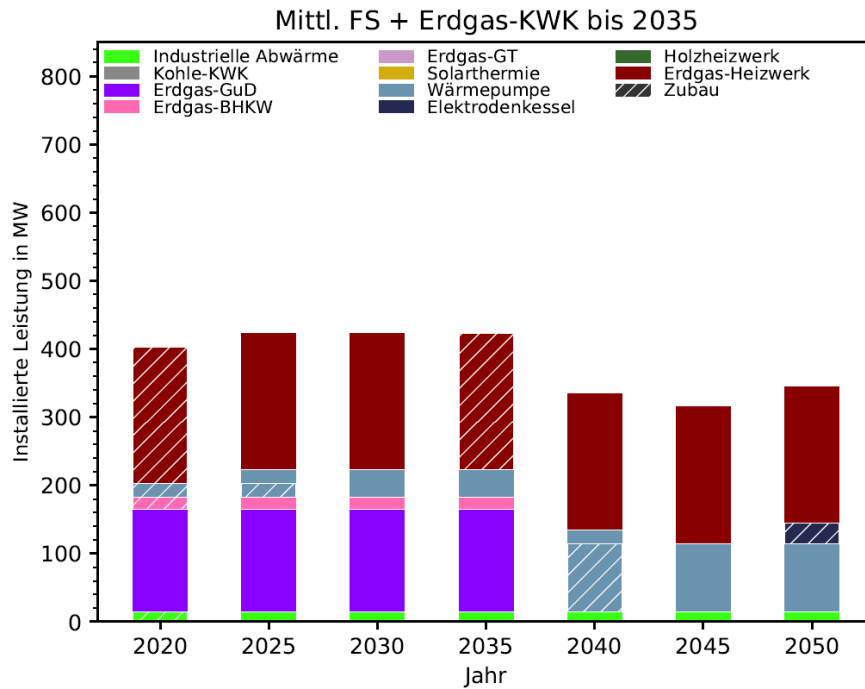


Abbildung 6-15: Installierte Leistung und Zubau „Bestands-GuD“

Eine Spitzenleistung im Jahr 2050 wird zusätzlich zum Gaskessel durch einen Elektrodenkessel bereitgestellt, der in den Szenarien mit großen Kapazitäten an Bestandsanlagen zum Zuge kommt, weil hier der Zubau der anderen Technologien entsprechend anders stattfindet als in den anderen Fällen.

6.3.8 Einfluss einer Kohle-KWK im Bestand/ früher Ausstieg in 2 Blöcken jeweils Ende 2022 und Ende 2027

Diese und die folgende Sensitivität gehen von einer Kohle-KWK im Bestand des beispielhaften Fernwärmeversorgungssystems aus, die in zwei Blöcken aussteigen. Im ersten Fall ist dies ein früher Ausstieg in den 2020er Jahren, im zweiten Fall ein späterer Ausstieg bis Ende 2032.

NAME	Nachfrage: Verdichtung (V)/ Ausbau(A)	Bestandsanlagen	günstige Grundlast (Industrie-/Müll-Abwärme)	Tagesspeicher(T)/ Saisonspeicher(S)	WP-Potenzial	WP-Zubauoption mit Betriebsprämie (BP) und 40% Investförderung (IF)	Solarthermie-Zubauoption mit Betriebsprämie	EEG-Umlage/CO ₂ -Preis	Leistungspreis-WP	EE-Wärmeförderung für begrenzte Kapazitäten	Diskontfaktor
Mittl.FS + Kohle-KWK bis 2025	V	Kohle-KWK bis 2022 / 2027	gering	T	hoch	wie Basis-Szenario	wie Basis-Szenario	Aktueller Beschluss	100%	wie Basis-Szenario	7%

Tabelle 6-14: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität

Die erste dieser beiden Sensitivitäten umfasst einen Block der Kohle-KWK, der bis Ende 2022 im System bleibt (Stützjahr 2020), während der zweite Block bis Ende 2027 (Stützjahr 2025) läuft.

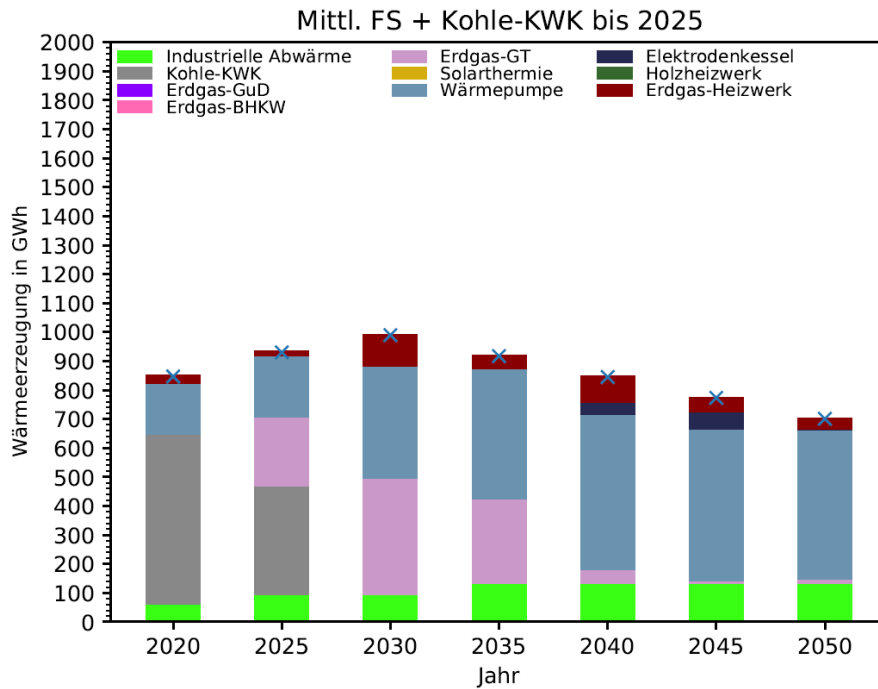


Abbildung 6-16: Wärmeerzeugung „Früher Ausstieg Kohle-KWK“

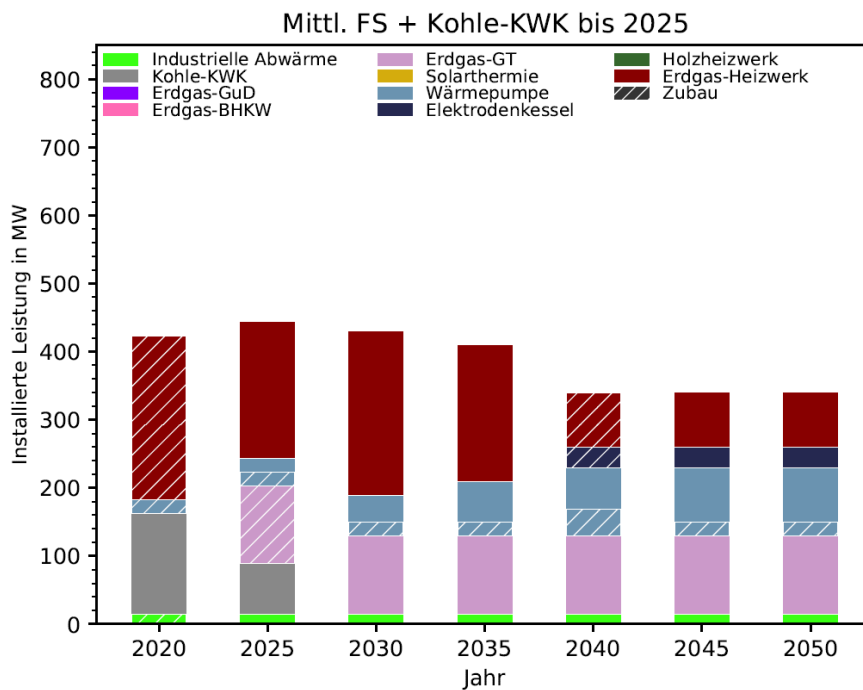


Abbildung 6-17: Installierte Leistung und Zubau „Früher Ausstieg Kohle-KWK“

Der erste Block dieser früh aussteigenden Kohle-KWK wird durch eine Erdgas-KWK, nämlich eine Gasturbine, ersetzt. Der Ausstieg des zweiten Blocks geht zeitlich mit einem steigenden Wärmebedarf aufgrund von Verdichtung entsprechend des Basis-Szenarios einher und wird über einen verstärkten Wärmepumpen-Zubau bei maximaler Ausnutzung der Potenziale auch über eine reine CAPEX-Förderung von 40 % der Investitionskosten kompensiert. Als Spitzenlastherzeugung werden ab 2040 Elektrodenkessel in Kombination mit Gaskesseln gebaut.

6.3.9 Einfluss einer Kohle-KWK im Bestand/ später Ausstieg in 2 Blöcken jeweils Ende 2027 und Ende 2032

NAME	Nachfrage: Verdichtung (V)/ Ausbau(A)	Bestandsanlagen	günstige Grundlast (Industrie-/Müll-Abwärme)	Tagesspeicher(T)/ Saisonspeicher(S)	WP-Potenzial	WP-Zubauoption mit Betriebsprämie (BP) und 40% Investförderung (IF)	Solarthermie-Zubauoption mit Betriebsprämie	EEG-Umlage/CO ₂ -Preis	Leistungspreis-WP	EE-Wärmeförderung für begrenzte Kapazitäten	Diskontfaktor
Mittl.FS + Kohle-KWK bis 2030	V	Kohle-KWK bis 2027/2032	gering	T	hoch	wie Basis-Szenario	wie Basis-Szenario	Aktueller Beschluss	100%	wie Basis-Szenario	7%

Tabelle 6-15: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität

Die zweite der beiden Sensitivitäten mit Kohle-KWK im Bestand geht vom Ausstieg eines Blocks Ende 2027 (Stützjahr 2025) und des zweiten Blocks Ende 2032 (Stützjahr 2030) aus.

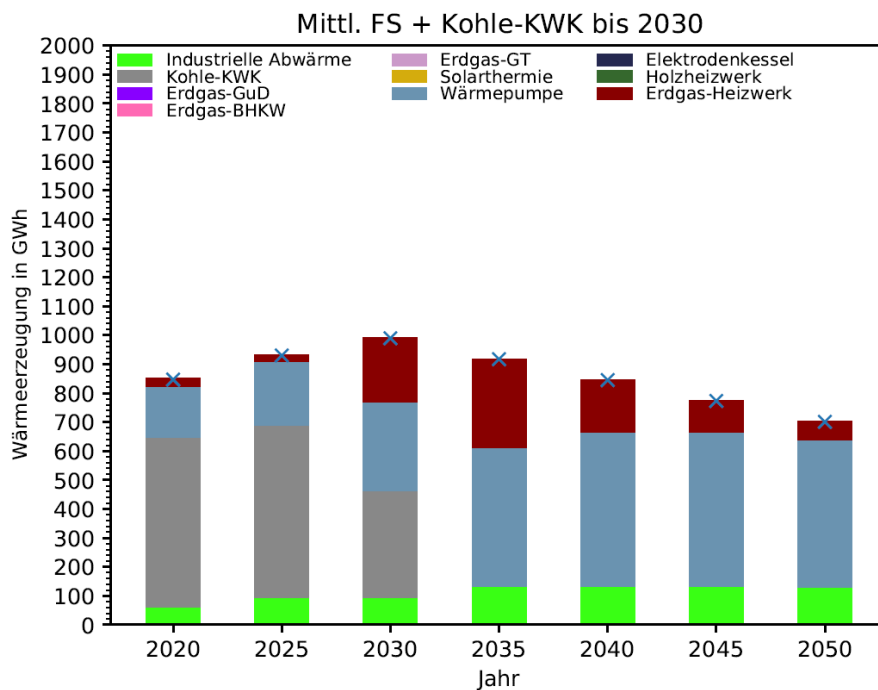


Abbildung 6-18: Wärmeezeugung „Später Ausstieg Kohle-KWK“

Dieser längere Betrieb der Kohle-KWK führt in erster Linie zu einer verstärkten Investition in Erdgas-Heizwerke, die vorübergehend (2030–2040) intensiv, also weit über die Spitzenlast hinaus, eingesetzt werden, bis die Wärmepumpen im Grundlastbetrieb günstiger werden und sich in späteren Jahren stärker durchsetzen. Die höheren Kapazitäten von Erdgaskesseln verhindern den Zubau von Elektrodenkesseln.

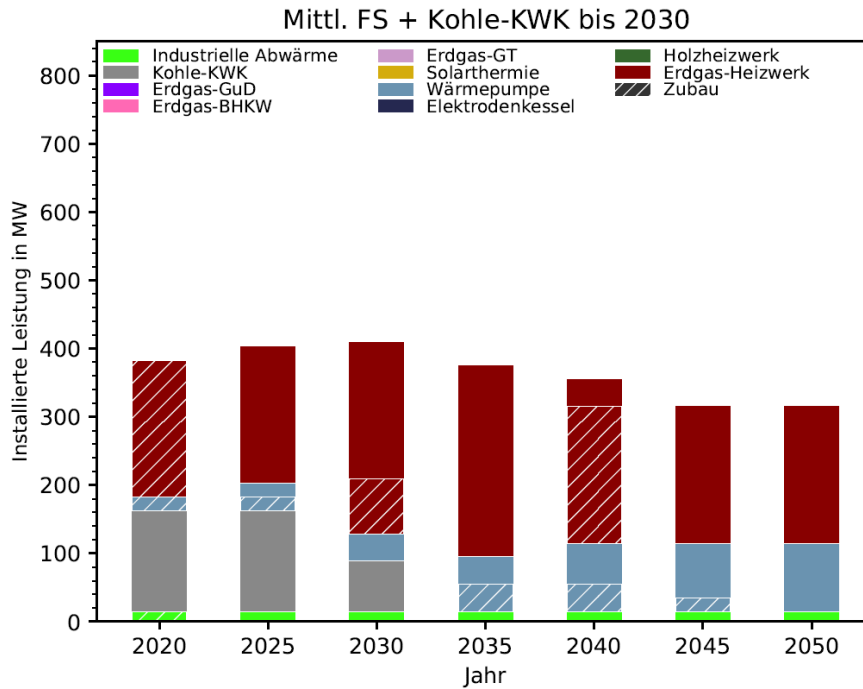


Abbildung 6-19: Installierte Leistung und Zubau „Später Ausstieg Kohle-KWK“

6.3.10 Einfluss eines geringeren Wärmepumpen-Potenzials ohne Integration von Industrie-/Müll-Grundlast

NAME	Nachfrage: Verdichtung (V) // Ausbau(A)	Bestandsanlagen	günstige Grundlast (Industrie-/Müll-Abwärme)	Tagesspeicher(T) // Saisonal-speicher(S)	WP-Potenzial	WP-Zubauoption mit Betriebsprämie (BP) und 40% Investförderung (IF)	Solarthermie-Zubauoption mit Betriebsprämie	EEG-Umlage/CO ₂ -Preis	Leistungspreis-WP	EE-Wärmeförderung für begrenzte Kapazitäten	Diskontfaktor
Mittl.FS + geringeres WP Potenzial	V	keine	keine	S	gering	20MW mit BP 2020 + 20MW mit BP 2025, ab 2035 frei	50MW mit BP 2020 + 20MW mit BP 2025, mit IF 2025/2030 frei	Aktueller Beschluss	100%	wie Basis-Szenario	7%

Tabelle 6-16: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität

Die Existenz von größeren Bestands-KWK führt dazu, dass unter den gegebenen Annahmen keine Solarthermie in die optimalen Transformationspfade integriert wird. Auch die anderen betrachteten Fälle zeigen nur eine geringe wirtschaftliche Durchsetzungskraft der Solarthermie bei starker Förderung, die damit und mit ihrem Erzeugungsprofil stets in Konkurrenz zu den Großwärmepumpen steht und sich dabei nicht durchsetzen kann. Nun ist es durchaus möglich, dass das bisher angesetzte Wärmepumpen-Potenzial bei fehlender Wärmequelle oder aufgrund von stärker begrenzter Technologieverfügbarkeit

lokal oder auch deutschlandweit geringer ausfällt. Zudem waren in den bisherigen Betrachtungen die Portfolios lediglich mit einem Tagesspeicher ausgestattet. Ein multivalent eingesetzter Saisonspeicher sollte insbesondere die Wirtschaftlichkeit von Solarthermie erhöhen. Hier wird deswegen untersucht, wie sich ein geringes Wärmepumpenpotenzial in Kombination mit einem saisonalen Wärmespeicher auswirkt.

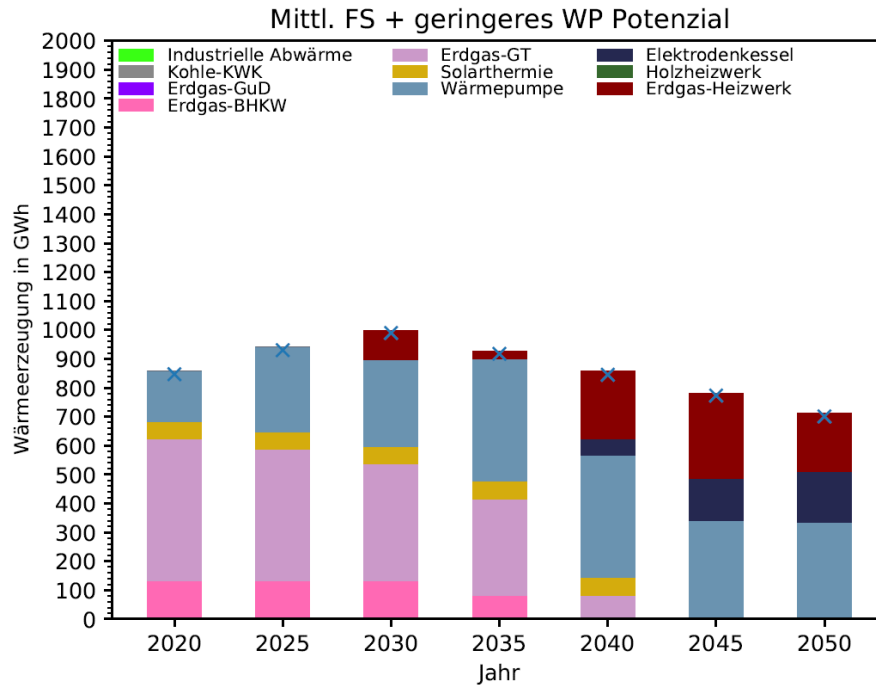
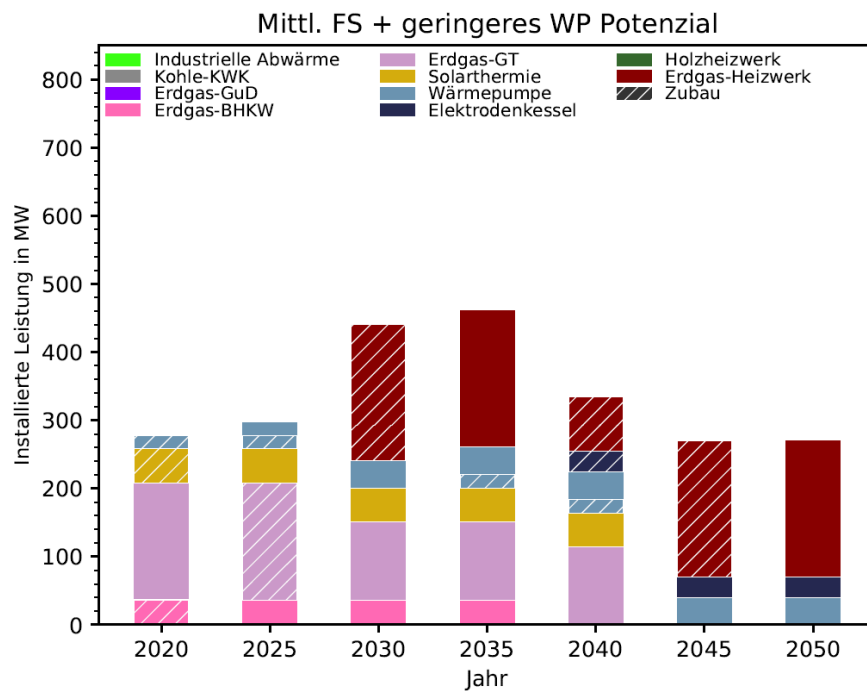


Abbildung 6-20: Wärmeerzeugung „Geringes Wärmepumpen-Potenzial ohne Abwärme“

Es zeigt sich, dass die Wärmepumpenpotenziale noch immer ausreichen, um kurzfristig etwa ein Viertel bis ein Drittel der Wärmelast zu decken. Der Saisonspeicher erlaubt die Einbindung bzw. den Zubau etwas höherer Leistungen an Solarthermie als im Basis-Szenario und führt in Verbindung mit der EE-Wärmeförderung dazu, dass Erdgas-Kessel erst ab 2030 zugebaut werden. Bis 2030 wird die Last aber größtenteils durch Erdgas-KWK (Gasturbinen und BHKW) und Wärmepumpen gedeckt. Das Kapazitätsdefizit bei Ausscheiden der KWK führt zur Investition in Elektrodenkessel ab 2040, da dann das volkswirtschaftliche Referenzszenario eine bereits ausgelaufene EEG-Umlage und eine ab 2040 rapide sinkende Stromsteuer verzeichnet.



Transformationspfade von Beispielnetzen

Abbildung 6-21: Installierte Leistung und Zubau „Geringes Wärmepumpen-Potenzial ohne Abwärme“

Die auch unter diesen Bedingungen relativ geringe Attraktivität der Solarthermie wirft die Frage auf, ob einerseits Pachtpreise oder spezifische Kosten bei sehr großen Anlagen und die Nutzung von außerstädtischen Flächen, damit aber steigenden Kosten für Anbindeleitungen andererseits, nicht in Summe zu geringeren Solarthermiekosten führen könnten als im Model angenommen. Hier wären weitere, technologiespezifische Analysen nötig.

6.3.11 Einfluss einer erhöhten Wärmenachfrage durch Ausbau des Netzes mit hoher Grundlast

NAME	Nachfrage: Verdichtung (V)/ Ausbau(A)	Bestandsanlagen	günstige Grundlast (Industrie-/Müll-Abwärme)	Tagesspeicher(T)/ Saisonspeicher(S)	WP-Potenzial	WP-Zubauoption mit Betriebsprämie (BP) und 40% Investförderung (IF)	Solarthermie-Zubauoption mit Betriebsprämie	EEG-Umlage/CO ₂ -Preis	Leistungspreis-WP	EE-Wärmeförderung für begrenzte Kapazitäten	Diskontfaktor
Mittl.FS + Ausbau + hohe Grundlast	A	keine	hoch	S	hoch	wie Basis-Szenario	wie Defizit-Szenario	Aktueller Beschluss	100%	wie Basis-Szenario	7%

Tabelle 6-17: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität

Ergänzend zu den bisher dargestellten Szenarien mit einem kurz- bis mittelfristig steigenden Wärmebedarf, aufgrund von Verdichtung, stellen die folgenden zwei Sensitivitäten Transformationspfade für den Fall eines Wärmenetzausbaus vor. Zunächst wird davon ausgegangen, dass ein hohes Potenzial an Abwärme erschließbar ist, beispielsweise in-

industrielle und kommunale Abwärme (Müll). Entgegen der in den anderen Szenarien angenommenen 15 MW an industrieller Abwärme stehen hier zusätzliche 55 MW zur Verfügung. Auch hier ist außerdem ein Saisonspeicher im multivalenten Betrieb vorhanden.

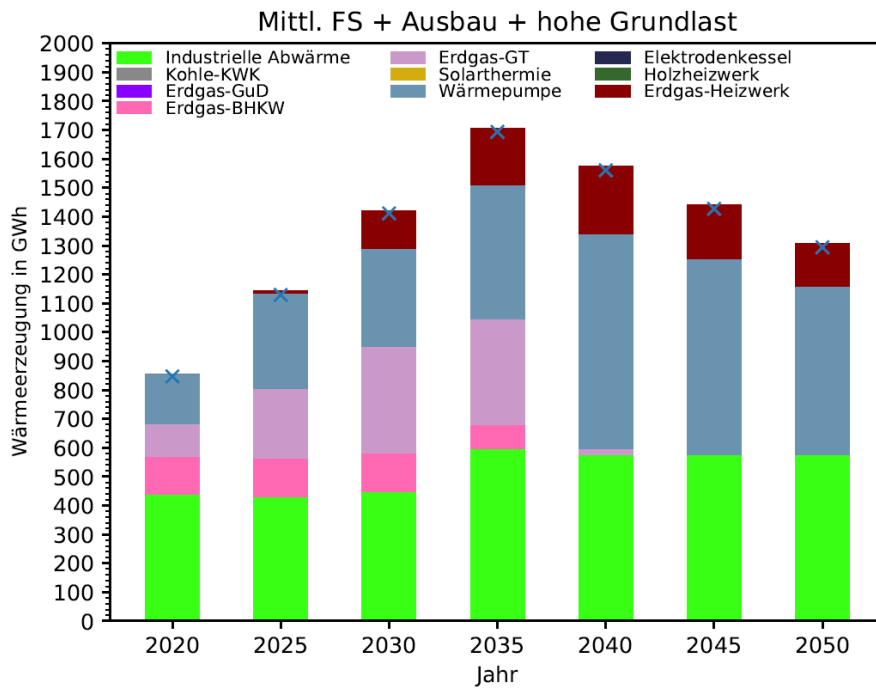


Abbildung 6-22: Wärmeezeugung „Ausbau mit hoher Grundlast“

Die Abwärme in Verbindung mit einem Saisonspeicher kann in diesem Fall ein Drittel bis zur Hälfte der Wärmenachfrage abdecken. Wärmepumpen werden dabei zwar in die Mittel- bis Spitzenlast verdrängt, sind aber dennoch wirtschaftlich und werden stark ausgebaut. KWK im Markthochlauf und Erdgasspitzenlastkessel im mittelfristigen und langfristigen Bereich vervollständigen den Erzeugungspark.

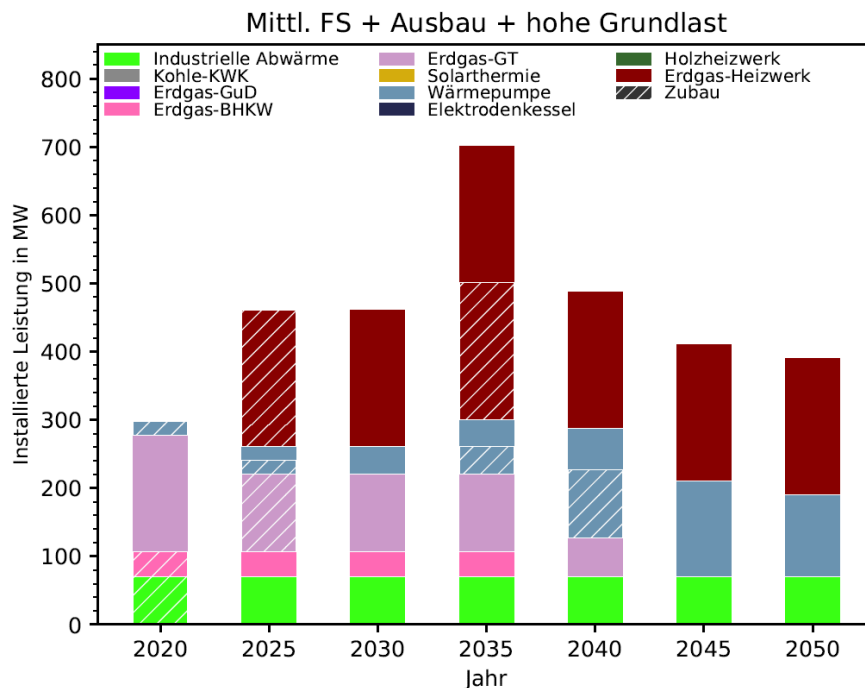


Abbildung 6-23: Installierte Leistung und Zubau „Ausbau mit hoher Grundlast“

Industrielle Abwärme ist jedoch mit einem hohen Risikofaktor belastet, da ein Wegfallen von hohen Anteilen der Abwärme aufgrund von extern, also bei den Lieferanten gelagerten, Veränderungen nicht planbar ist. Tiefengeothermie stellt, sofern lokal erschließbar, eine weitere Alternative zur direkten Einbindung von Wärme ohne den Einsatz von Wärmepumpen dar. Hier wären deutlich größere Anteile bei sehr hoher Verfügbarkeit und Sicherheit an der Wärmelastdeckung realisierbar. Jedoch sind die Potenziale auf wenige Regionen begrenzt und die Kosten für die Erschließung von Pilotprojekten noch schwer übertragbar.

6.3.12 Einfluss einer erhöhten Wärmenachfrage durch Ausbau des Netzes mit geringer Grundlast

NAME	Nachfrage: Verdichtung (V)/ Ausbau(A)	Bestandsanlagen	günstige Grundlast (Industrie-/Müll-Abwärme)	Tagespeicher(T)/ Saisonspeicher(S)	WP-Potenzial	WP-Zubauoption mit Betriebsprämie (BP) und 40% Investförderung (IF)	Solarthermie-Zubauoption mit Betriebsprämie	EEG-Umlage/CO ₂ -Preis	Leistungspreis-WP	EE-Wärmeförderung für begrenzte Kapazitäten	Diskontfaktor
Mittl.FS + Ausbau + geringe Grundlast	A	keine	gering	S	hoch	wie Basis-Szenario	wie Defizit-Szenario	Aktueller Beschluss	100%	wie Basis-Szenario	7%

Tabelle 6-18: Technischer und regulatorischer Rahmen zur Sensitivität

In diesem Szenario fällt ein hoher mittelfristiger Wärmenetzausbau mit fehlenden Förderbedingungen und einem geringen Hochtemperaturabwärme-Potenzial zusammen.

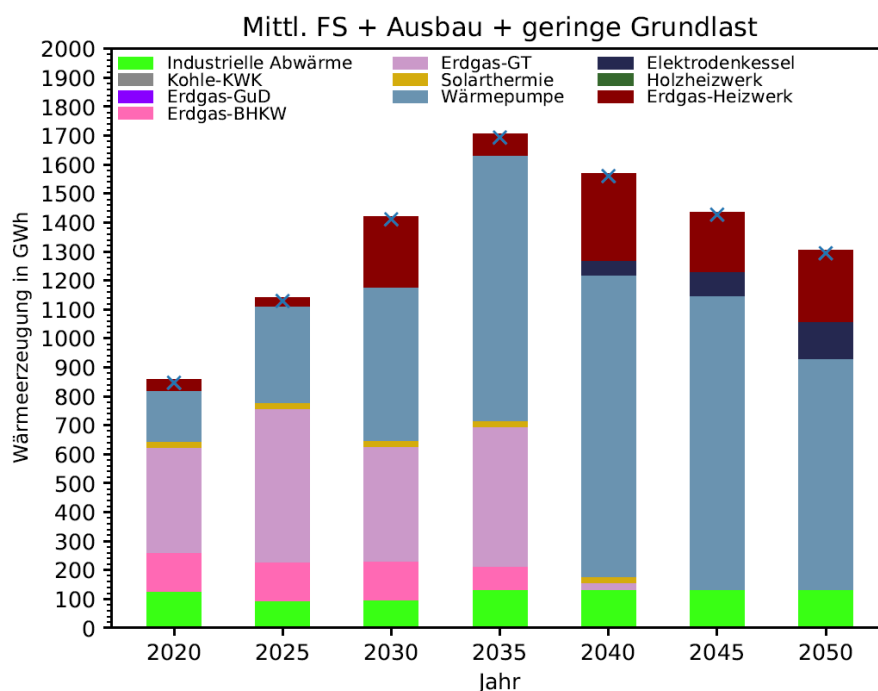


Abbildung 6-24: Wärmeerzeugung „Ausbau mit geringer Grundlast“

Die EE-Wärmeförderung, im Modell wie im Basis-Szenario als Betriebsprämie abgebildet, führt zur frühen Einführung von Wärmepumpen ins System. In Kombination mit KWK-Anlagen ermöglichen diese einen Großteil der Lastdeckung für die ersten 20 Jahre. Trotz begrenzter Förderung (lediglich 40 % der Investitionskosten) in 2030 und keiner Förderung in 2035 mit einem Leistungspreis von 100 % wird aber in den Jahren 2030 und 2035 in Wärmepumpen investiert. Damit können relativ hohe Anteile an der Wärmelastdeckung erreicht werden. Der Ausstieg der KWK-Anlagen wird durch einen starken Einsatz von Erdgaskesseln und den Zubau von Elektrodenkesseln kompensiert.

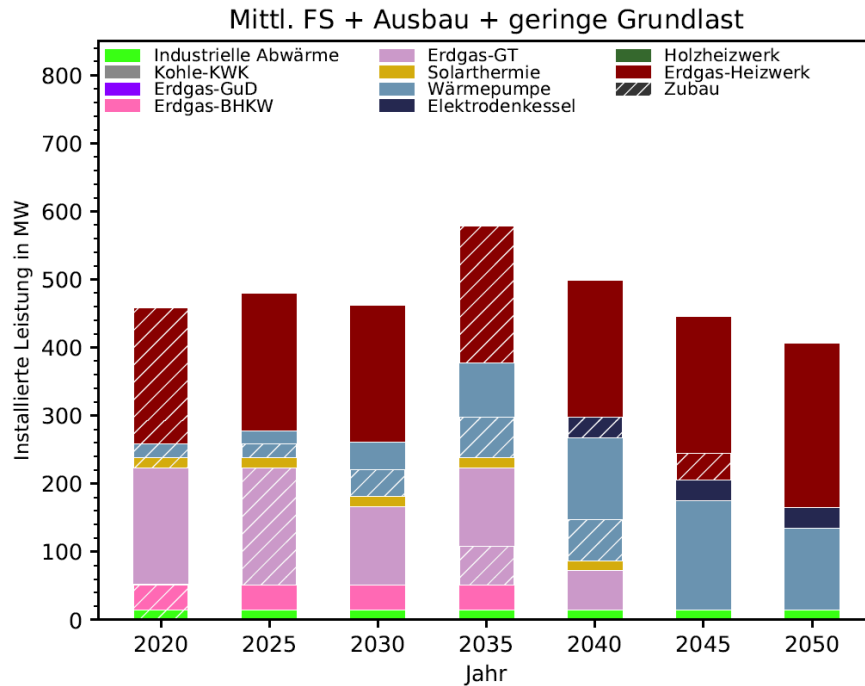


Abbildung 6-25: Installierte Leistung und Zubau „Ausbau mit geringer Grundlast“

Der Anteil der EE-Wärme an der Lastdeckung im direkten Vergleich wird in Abbildung 6-28, Abbildung 6-30 und Abbildung 6-32 im nächsten Kapitel dargestellt.

6.4 Kostenentwicklung der Fernwärme für Endkunden

6.4.1 Fernwärmekosten und dezentraler Benchmark

Die Wärmegestehungskosten beinhalten die im Umfang der betriebswirtschaftlichen Betrachtung enthaltenen Kostenkomponenten, das heißt Investitionskosten, Brennstoffkosten, sonstige fixe und variable Betriebskosten, SIP und Erlöse (aus KWK-Strom) sowie Förderungen. Die Berechnung erfolgt über Annuitäten in der Form:

$$\text{Wärmegestehungskosten pro Jahr} = \frac{\text{jährliche (Kosten - Förderungen - Erlöse - Restwerte)}}{\text{jährliche Wärmeerzeugung}}$$

Um auf die Vollkosten für die Endverbraucher zu kommen, wird vereinfacht in allen Szenarien von sonstigen Kosten (Infrastruktur, Vertrieb, Margen) von ca. 40 €/MWh ausgegangen. Für das Szenario mit Wärmenetzausbau ist zwar grundsätzlich von höheren Kosten auszugehen, aber durch die Förderung wird der Kostenanstieg an dieser Stelle nicht weiter betrachtet. Diese Wärmevollkosten der heutigen und zukünftigen betriebswirtschaftlich optimalen Portfolios sind in Hinblick auf die Wettbewerbsposition im Wärmemarkt einzuordnen. Das entspricht in der heutigen Situation der Versorgung über dezentrale Erdgaskessel, mittel- bis langfristig stellen aber dezentrale Wärmepumpen in

Mehrfamilienhäusern den Benchmark dar. Hierbei wurde für dezentrale Wärme die gleiche Entwicklung des regulatorischen Rahmens wie für Fernwärme unterstellt (siehe Kapitel 5.3 bzw. Tabelle 5-1). In dieser vereinfachten Betrachtung wurden die Kosten für Fernwärmeübergabestationen an den Hausanschlüssen, welche ebenfalls gefördert werden, nicht differenziert betrachtet.

Darüber hinaus werden die sich ergebenden Fernerzeugungskosten mit den fiktiven Kosten einer Komplettversorgung über Erdgas-Heizwerke in der Fernwärme verglichen, um insbesondere für den Zeitraum 2030/35 zu prüfen, ob die Investitionen in innovative Technologien zu zwischenzeitlich überhöhten Kosten führen bzw. ob neue separate Netze nicht wettbewerbsfähig wären.

Wie aus Abbildung 6-26 deutlich wird, liegen im Szenario einer Energiepolitik entsprechend des aktuellen politischen Rahmens die Wärmevervollkosten bei einer Versorgung über ein Erdgas-Heizwerk kurz- bis mittelfristig mit 74 €/MWh im Jahr 2020 und 86 €/MWh 2030 noch im Bereich der Kosten für die dezentrale Versorgung über Wärmepumpen mit noch 92 €/MWh im Jahr 2030. Entsprechend des politischen Rahmens spät sinkender Strompreise für Wärmepumpen und zugleich steigender CO₂-Preise, führt dies ab 2040 zu einem Auseinanderdriften der Kosten zugunsten der dezentralen Wärmepumpe.

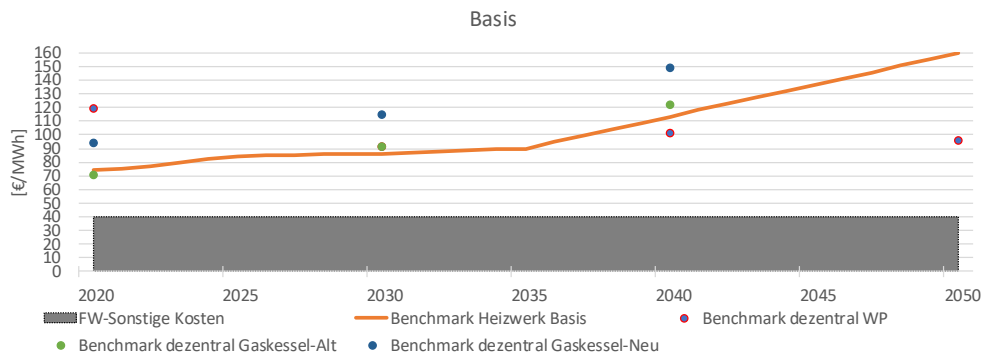


Abbildung 6-26: Wettbewerbsituation für dekarbonisierte Fernwärme (Aktueller politischer Rahmen)

Die Situation stellt sich im Falle einer progressiveren Energiepolitik hingegen entsprechend Abbildung 6-27 so dar, dass schneller sinkende Strompreise den dezentralen Wärmepumpen schon ab 2030 eine kostengünstige Wärmeerzeugung (99 €/MWh) erlauben. Auch die Versorgung über Wasserstoff-Heizwerke würde im Szenario „Reform 2“, welches hier die Werte für den Vergleich liefert, bis 2050 mit 107 €/MWh zu teuer sein.

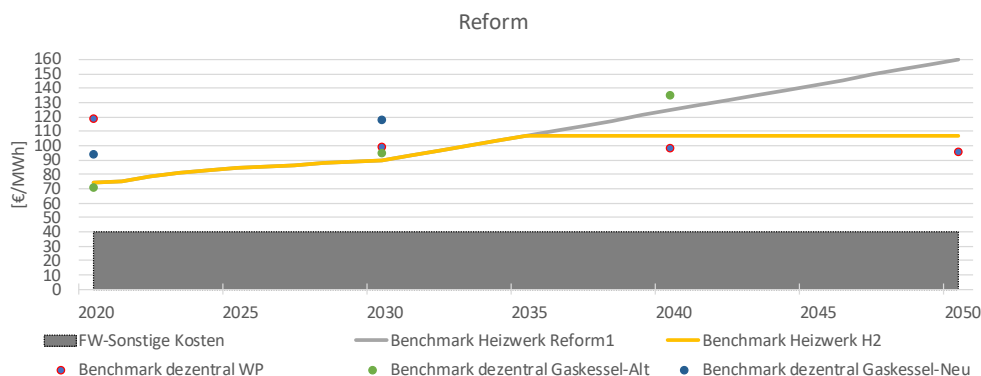


Abbildung 6-27: Wettbewerbsituation für dekarbonisierte Fernwärme (Progressive Politik)

Im Folgenden werden die **Kostenergebnisse der optimierten Fernwärme-Transformationspfade zu dem dezentralen Benchmark im Jahr 2020 „Weiterbetrieb bestehender dezentraler Erdgaskessel im unsanierten Mehrfamilienhaus“ sowie mittel- und langfristig „dezentrale Wärmepumpen im (teils-)sanierten Mehrfamilienhaus“ in Bezug gesetzt** (Werte siehe auch Tabelle 5-1). Die Ergebnisse der Wärmekosten für Endverbraucher für die berechneten Transformationspfade sind in Abbildung 6-29, Abbildung 6-31 und Abbildung 6-33, die genauen Werte in Tabelle 6-19 und Tabelle 6-20 dargestellt.

6.4.2 Vergleich der EE-Wärmeanteile und Kosten - bestehender regulatorischer Rahmen + Wärmenetzverdichtung

Im Folgenden ist aus den Ergebnissen in Abschnitt 6.3 nur die EE-Wärmeerzeugung dargestellt für die Gruppe derjenigen Sensitivitäten, die bezüglich des Wärmebedarfs eine Verdichtung des Wärmenetzes betrachten und die von einer Energiepolitik entsprechend der aktuellen Beschlüsse der Bundesregierung ausgehen. Dabei sind auch die drei Sensitivitäten enthalten, die große bestehende KWK-Anlagen berücksichtigen (s.a. Kapitel 6.2). Im Fall der Referenz ergeben sich EE-Anteile von ca. 34 % im Stützjahr 2020, 43 % im Jahr 2025, 41 % im Jahr 2030, 61 % im Jahr 2035, 79 % im Jahr 2040, 86 % im Jahr 2045 und schließlich 91 % im Jahr 2050.

Im Vergleich wird deutlich, dass die EE-Wärme (Wärmepumpen, Solarthermie, Industrie-Abwärme bzw. Geothermie) insbesondere im Szenario mit dynamischen Netzentgelten ab 2030 deutlich zunimmt. Dies stellt also die effektivste Maßnahme dar. Auch das Szenario mit mehr Ordnungsrecht und geringeren Risiken und damit Finanzierungskosten kann höhere EE-Anteile aufweisen, ist aber weniger effektiv.

Mittelfristig am schlechtesten stellen sich dagegen eine Nichtverlängerung der Betriebsprämie sowie der Weiterbetrieb einer bestehenden GuD-Anlage dar. Langfristig kann dagegen ein regional zu geringes WP-Potenzial nicht kompensiert werden.

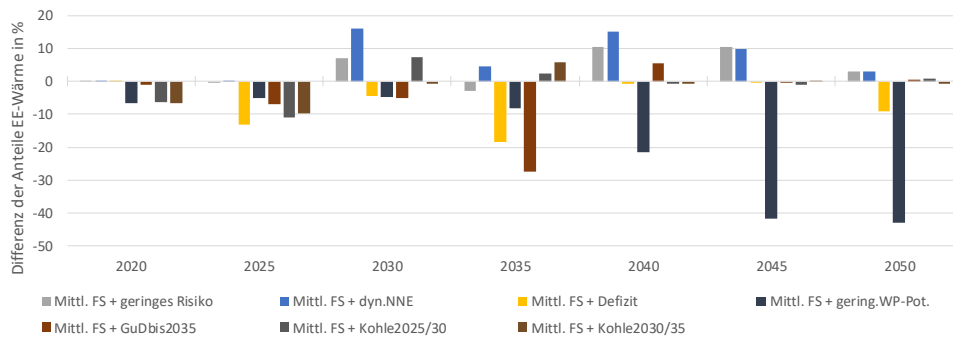
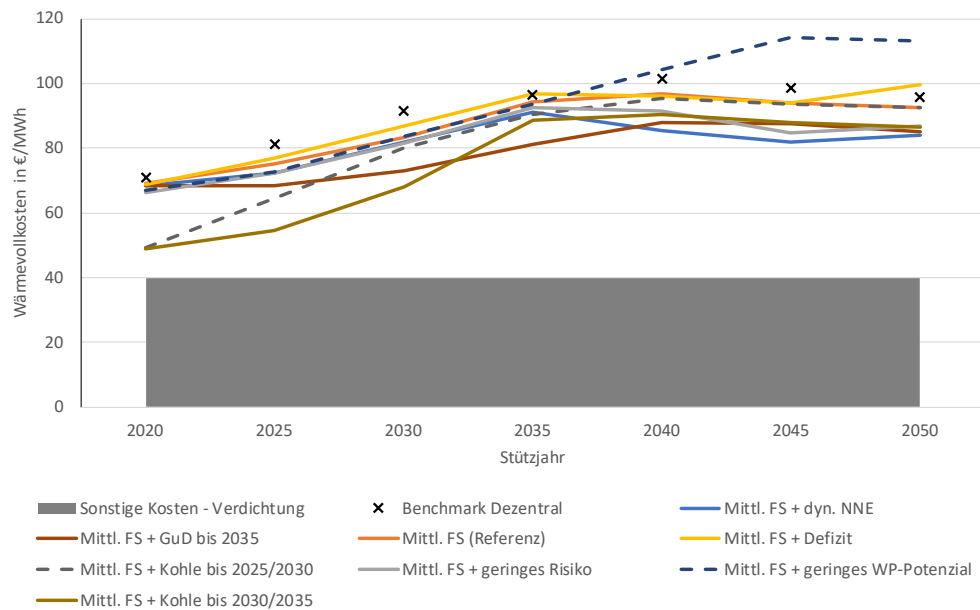


Abbildung 6-28: Differenz der EE-Wärmeerzeugung zwischen Mittl. FS + Wärmenetzverdichtung (Referenz) und den Szenarien mit bestehendem regulatorischen Rahmen

Abbildung 6-29 zeigt die Wärmevollkosten (Gestehungs- plus sonstige Kosten) zu diesen Szenarien im Vergleich.



Transformationspfade von Beispielnetzen

Abbildung 6-29: Benchmarking Wärmevollkosten Sensitivitäten bei Fortführung aktueller Energiepolitik und Wärmenetzverdichtung

Es zeigt sich, dass die Fernwärme-Transformationspfade im Wettbewerb mit der dezentral erzeugten Wärme mithalten können. Es ist aber auch zu beobachten, dass die kurzfristig deutlich günstigere Fernwärme, ermöglicht unter anderem durch die angenommene Förderung, **mittel- bis langfristig in sehr starker Konkurrenz zur dezentralen Wärmeversorgung steht. Insbesondere das Jahr 2035 ist hier hervorzuheben, da ein hoher CO₂-Preis mit wegfallender Betriebsprämie und noch relativ hohen Stromnebenkosten zusammenfällt.** Im Anschluss sind die Wärmevollkosten, je nach Sensitivität, eher geringen Schwankungen unterworfen und bewegen sich im Rahmen zwischen 80 und 95 €/MWh. Hier kann der aufgrund von Effizienzsteigerung und baulichen Maßnahmen sinkende Wärmebedarf je Endverbraucher die Kostensteigerung kompensieren.

Dynamische Netzentgelte sorgen bei hohen WP-Leistungen nach 2035 für geringere Wärmekosten als in den anderen Fällen, während zuvor vor allem die Sensitivitäten mit bestehenden großen KWK-Anlagen besonders günstig sind. Die Kohle-KWK kann kurzfristig dank günstiger Brennstoffpreise und niedriger CO₂-Preise mehr Volllaststunden erbringen als GuD-Anlagen; hinzu kommen Stromerlöse, die über den Grenzkosten liegen. Je länger die Bestandsanlagen laufen, desto niedriger bleibt das Kostenniveau über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg.

Hohe Kosten weisen diejenigen Sensitivitäten auf, die entweder wegen eines begrenzten EE-Potenzial oder wegen einer deutlich schwächeren EE-Wärmeförderung Wärmepumpen in den früheren Stützjahren mit geringeren Kapazitäten ausbauen können. Das betrifft die Sensitivitäten „Geringes Wärmepumpen-Potenzial“ und „Defizit“. Hier ergibt sich auch langfristig ein geringerer Anteil an Wärme aus Wärmepumpen bei dennoch einem geringen Ausbau der Solarthermie. Das führt zu einem stärkeren Einsatz von teuren Erdgas-Spitzenlastkesseln, vor allem in den späteren Stützjahren 2040, 2045 und 2050. Insbesondere die Transformation der Fernwärmeversorgung im Rahmen der Sensitivität „Geringes Wärmepumpenpotenzial“ führt zu deutlich höheren Wärmekosten im Vergleich zur Installation eigener Wärmepumpen der Endverbraucher.

6.4.3 Vergleich der EE-Wärmeanteile und Kosten - bestehender regulatorischer Rahmen + Wärmenetzausbau

Im Folgenden ist aus den Ergebnissen in Abschnitt 6.3 nur die EE-Wärmeerzeugung dargestellt für die Gruppe derjenigen Sensitivitäten, die bezüglich des Wärmebedarfs einen

Ausbau des Wärmenetzes betrachten und die von einer Energiepolitik entsprechend der aktuellen Beschlüsse der Bundesregierung ausgehen. Im Vergleich zum Basisszenario mit Netzverdichtung wird deutlich, dass die EE-Wärme (Wärmepumpe, Solarthermie, Industrie-Abwärme bzw. Geothermie) im Szenario mit hoher Industrie/Geothermie-Grundlast schon ab 2020 zunehmen kann, während im Szenario mit geringer Grundlast erst verspätet ab 2030 die höhere Wärmenachfrage auch durch mehr Wärmepumpen gedeckt werden kann.

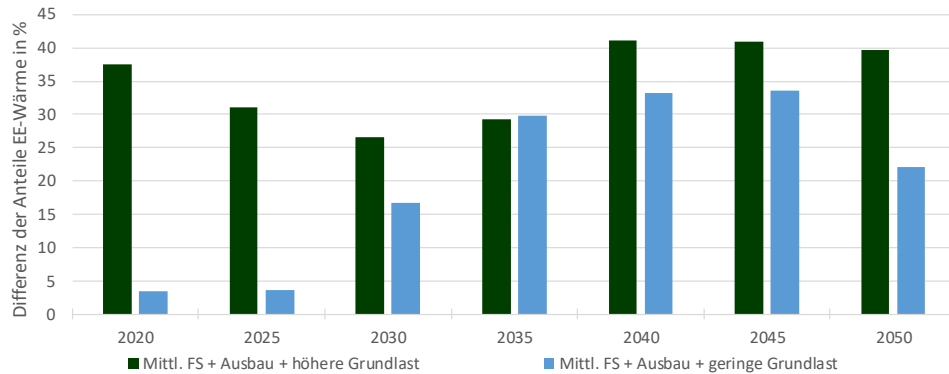


Abbildung 6-30: Differenz der EE-Wärmeerzeugung zwischen Mittl. FS + Wärmenetzverdichtung (Referenz) und den Szenarien mit Wärmenetzausbau

Die harte Konkurrenz zur dezentralen Wärmeversorgung gilt insbesondere für die Sensitivitäten, die mit einem Netzausbau einhergehen (Abbildung 6-31). Tendenziell sind hier höhere Kosten für Infrastruktur, Vertrieb und Marge notwendig als die unterstellten 40 €/MWh. Beispielsweise kann eine Abweichung nach oben, die etwa durch hohe Netzausbaukosten verursacht werden könnte, dazu führen, dass dezentrale Wärmepumpen die Endverbraucher günstiger versorgen könnten und sich ein Anschluss an die Fernwärme und damit auch ein Netzausbau nicht mehr lohnen. Entsprechend sollte der Förderrahmen für den Netzausbau es ermöglichen, neue, heute gasversorgte Quartiere ohne Kostensteigerungen zu erschließen. Im Zeitraum zwischen 2035 und 2045 liegen die Wärmegestehungskosten dann höher, wenn größere Anteile an Abwärme integriert werden. Wegen des vermehrten Einsatzes von Spitzenlastkesseln in 2050 liegen die Vollkosten wiederum sogar über denen einer dezentralen Versorgung. Systeme ohne günstige Grundlast (z.B. Abwärme) können unter den gegebenen Annahmen im Wettbewerb 2050 nicht mehr mithalten. Im Vergleich mit der Referenz kann die Abwärme ab 2035 eine kostengünstigere Wärmeerzeugung erlauben, dies dreht sich 2050 jedoch ebenfalls.

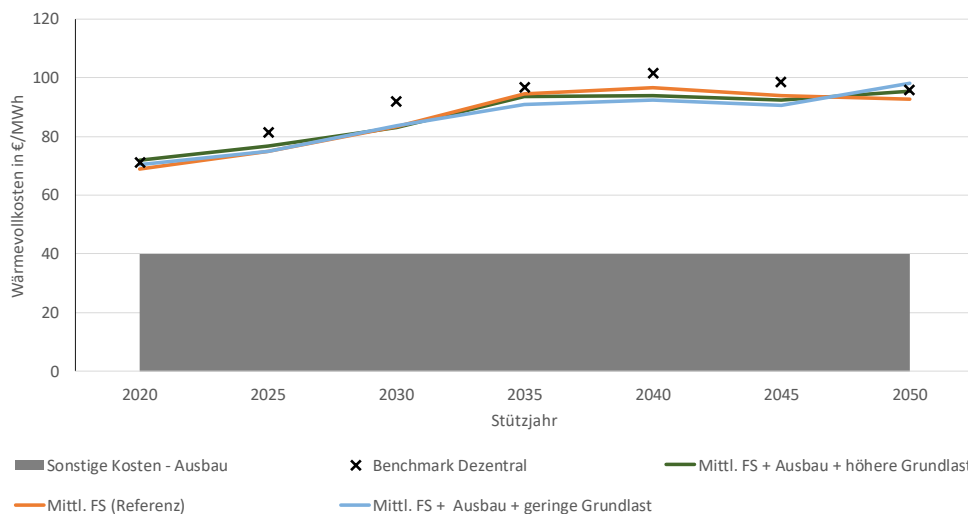


Abbildung 6-31: Benchmarking Wärmevollkosten Sensitivitäten bei Fortführung aktueller Energiepolitik und Wärmenetz-Ausbau

Abschließend ist zu sagen, dass die Ergebnisse keine klare Präferenz für oder gegen die Integration von höheren Anteilen an industrieller Abwärme gegenüber Großwärmepumpen zulassen. Beides kann funktionieren, jedoch müssen Investitionsentscheidungen lokal unterschiedlich getroffen werden.

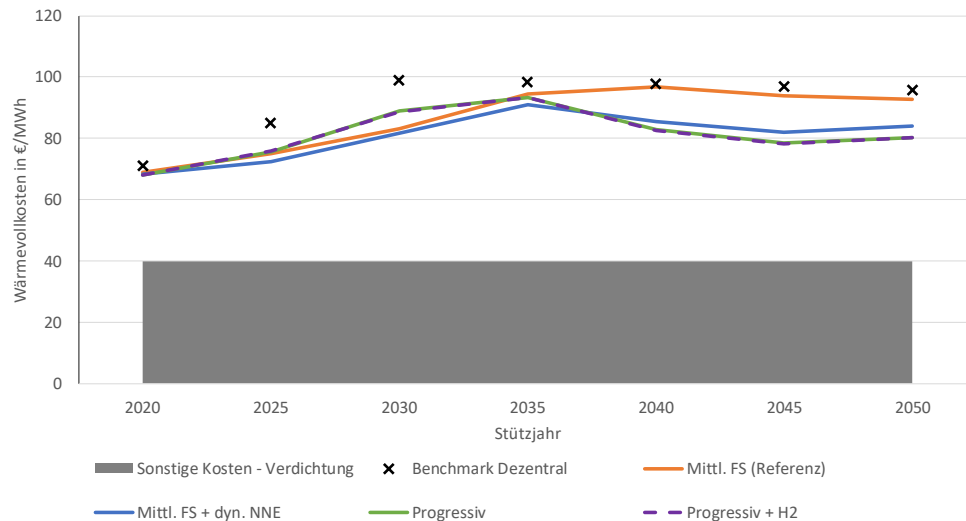
6.4.4 Vergleich der EE-Wärmeanteile und Kosten – neue progressive Energiepolitik + Wärmenetzverdichtung

Im Folgenden ist aus den Ergebnissen in Abschnitt 6.3 nur die EE-Wärmeerzeugung dargestellt für die Gruppe derjenigen Sensitivitäten, die bezüglich des Wärmebedarfs eine Verdichtung der Wärmenetze betrachten und die von einer neuen progressiven Energiepolitik ausgehen. Im Vergleich zum Szenario mit dynamischen Netzentgelten und aktuellen Beschlüssen wird deutlich, dass die EE-Wärme (Wärmepumpen, Solarthermie, Industrie-Abwärme bzw. Geothermie) in den Jahren 2030 und 2035 noch einmal deutlich zunimmt. Obwohl das Szenario mit dynamischen Netzentgelten schon das Beste der ersten Gruppe war, konnte der EE-Anteil stark gesteigert werden. Für die vereinfachte Betrachtung von Wasserstoff ist die Steigerung in 2030 gegenüber dem Basisszenario geringer und ab 2040 sogar gegenüber dem Basisszenario ohne zusätzliche Reformen leicht geringer.



Abbildung 6-32: Differenz der EE-Wärmeerzeugung zwischen Mittl. FS + dyn.NNE + Wärmenetzverdichtung und den Szenarien mit neuer progressiver Energiepolitik

Bei einer progressiveren Energiepolitik im Sinne einer flexiblen, erneuerbaren Energieversorgung sorgen die geringeren Stromnebenkosten ab 2035 für etwas geringere Wärmegestehungskosten und damit geringere Vollkosten im Vergleich zum aktuellen politischen Rahmen (Abbildung 6-33). Dies ist in Bezug auf die Sensitivität „Dynamische Netzentgelte“ zu betrachten, da von einer Flexibilisierung der Netzentgelte auch hier ausgegangen wird. Zuvor wird der Kostenvorteil der Fernwärmeversorgung gegenüber der dezentralen Versorgung über Wärmepumpen jedoch aufgrund der höheren CO₂-Preise knapper. Dies liegt daran, dass dezentrale WP besonders von schneller sinkenden Strompreisen profitieren. In den gemischten Portfolios der Fernwärmeversorgung betrifft dies nur den begrenzten Anteil an Wärmepumpen. Die Kosten für Wärme sind weiterhin unabhängig davon, ob eine Dekarbonisierung der auf fossilen Technologien basierenden Energieversorgung in Deutschland durch EE-Methan oder Wasserstoff stattfinden würde. Das liegt daran, dass die Unterschiede in den CO₂-Preisen erst spät auftreten, wenn der EE-Wärmeanteil schon sehr hoch ist.



Transformationspfade von Beispielnetzen

Abbildung 6-33: Benchmarking Wärmevollkosten Sensitivitäten bei progressiver Energiepolitik und Wärmenetzverdichtung

6.4.5 Zusammenfassung

Die diskutierten Ergebnisse zeigen:

- Fast alle Szenarien sind grundsätzlich wirtschaftlich in Bezug auf die Wettbewerbssituation mit der dezentralen Versorgung.
- Ab 2035 können Steigerungen in den Wärmegestehungskosten durch sinkende Einzelbedarfe kompensiert werden, sodass sich die Wärmevollkosten in einem nahezu konstanten Rahmen bewegen.
- In den Fällen eines geringen Wärmepumpenpotenzials, einer Nicht-Fortführung der Betriebsprämie und eines Netzausbaus bei geringer Grundlastversorgung über industrielle Abwärme oder Geothermie ist die Wettbewerbsfähigkeit allerdings langfristig als kritisch zu betrachten.
- Im Fall hoher Anteile von Industrieabwärme sind Einzelfallentscheidungen in Abhängigkeit der lokalen Gegebenheiten zu treffen.

Wärmevollkosten in €/MWh	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mittl. FS (Referenz)	69,0	75,1	83,3	94,5	96,7	93,9	92,7
Mittl. FS + geringes Risiko	66,3	72,4	81,6	92,5	91,5	84,8	86,7
Mittl. FS + Defizit	68,9	77,1	86,9	96,7	96,1	93,9	99,7
Mittl. FS + dyn. NNE	68,4	72,4	81,8	91,0	85,6	82,0	84,0
Mittl. FS + GuD bis 2035	68,4	68,3	73,0	81,2	88,1	87,7	85,1
Mittl. FS + Kohle bis 2025/2030	49,4	64,7	80,3	90,4	95,5	93,5	92,5
Mittl. FS + Kohle bis 2030/2035	49,0	54,7	68,0	88,6	90,3	88,0	86,4
Mittl. FS + geringes WP-Potenzial	67,2	72,7	83,8	93,6	104,2	114,4	113,3
Mittl. FS + Ausbau + höhere Grundlast	71,8	76,8	82,9	93,5	93,8	92,5	95,6
Mittl. FS + Ausbau + geringe Grundlast	70,4	75,0	83,6	90,8	92,3	90,5	98,2
Benchmark dez. Versorgung Erdgas-Heizwerk	71,1	81,5	91,8	96,7	101,5	98,7	95,8
	74,0	84,5	86,4	90,0	113,4	141,3	159,9

Tabelle 6-19: Wärmevollkosten der Sensitivitäten (aktueller politischer Rahmen) und Benchmark je Stützjahr

In den Stützjahren 2020 und 2025 wirken sich die angesetzte EE-Wärmeförderung und der KWK-Bonus signifikant auf die Wärmegestehungskosten aus. Besonders auffällig sind die Sensitivitäten, die bestehende Kohle-KWK integriert haben und Wärmepumpen mit EE-Förderung zuzubauen, denn dort ergeben sich sehr niedrige Wärmevollkosten von unter 50 Euro pro MWh im Stützjahr 2020. Hier lässt sich deutlich erkennen, wie entscheidend die regulatorischen Rahmenbedingungen und ihre Ausgestaltung in Form von Förderungen und deren Höhe sowohl die Technologiewahl bzw. den Zeitpunkt der großflächigen Einführung von innovativen Technologien als auch die auf die Endverbraucher umzulegenden Kosten beeinflussen. Weiterhin hat ein bestehendes Anlagenportfolio nicht nur auf die Zubauzeitpunkte und die Wahl von innovativen Technologien einen Einfluss, sondern auch auf die Wärmekosten über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg. Eine progressivere Energiepolitik wirkt sich mittelfristig in erster Linie günstig für Stromverbraucher aus. Dies zeigt sich noch einmal deutlich durch den nur knappen wirtschaftlichen Vorteil der Fernwärme im Vergleich zur dezentralen Versorgung mit Wärmepumpen um das Stützjahr 2035 herum.

Wärmevollkosten in €/MWh	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Progressiv	68,1	75,7	89,0	93,4	82,8	78,6	80,4
Progressiv + H2	68,2	75,8	88,6	93,3	82,6	78,2	80,3
Benchmark dez. Versorgung Erdgas-Heizwerk	71,1	85,0	98,9	98,4	97,9	96,9	95,8
	74,0	84,5	89,8	106,8	124,6	142,3	159,9

Tabelle 6-20: Wärmevollkosten der Sensitivitäten (Progressive Politik) und Benchmark je Stützjahr

Abschließend lässt sich feststellen, dass die meisten optimierten Portfolios mit ihrer technologischen Vielfalt und unter Inanspruchnahme der Förderung jederzeit günstiger Wärme produzieren können als Erdgas-Heizwerke. Dies ist eine unbedingte Voraussetzung für die Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgungssysteme und wird deshalb hier explizit herausgestellt, weil ansonsten der Anreiz für eine innovative, erneuerbare Wärmeversorgung fehlen würde. Besonders detailliert ist die Wirtschaftlichkeit der Transformation von Fernwärmeversorgungssystemen zu betrachten, wenn das Wärmepumpenpotenzial gering ist, wenn also beispielsweise kein Oberflächengewässer zur Verfügung steht und Luftwärmepumpen für Fernwärmeerzeugung ausgeschlossen sind oder wenn keine günstige Grundlast zusätzlich zur Abwärme aus Müllheizkraftwerken durch Industrie erschlossen werden kann.

All dies gilt unter der Voraussetzung, dass die Annahmen, die getätigt wurden, insbesondere zur EE-Wärmeförderung sowie zur Entwicklung der Strompreise für Endverbraucher (abhängig von CO₂-Preisen und der Entwicklung der Stromsteuer, EEG-Umlage und Netzentgelten), regulatorisch umgesetzt werden. Sollte das nicht passieren, können betriebswirtschaftliche Gründe dazu führen, dass viel zu wenig oder zu spät in innovative EE-Wärmetechnologien, insbesondere in den Ausbau von Großwärmepumpen, investiert wird.

7 Schlussfolgerungen

Auf Basis der Ergebnisse zur Fernwärme im Energiegesamtsystem können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Wärmepumpen werden zur zentralen Technologie für eine Versorgung einer stark auszubauenden Fernwärme. Zum einen sind dies zentrale Großwärmepumpen (Flüsse, Klärwerke, ...) in verdichteten städtischen Bereichen. Zudem werden auch Quartierswärmepumpen (Erdsondenfelder durch Kühlung oder solarthermisch regeneriert, Abwasserkanäle, ...) in kleineren Netzen im vorstädtischen Bereich wichtiger. Der Markthochlauf muss dabei frühzeitig beginnen, um bis 2030 Arbeitsanteile von ca. 22-24 % der Fernwärmeerzeugung erreichen zu können.
- Zusätzlich sind Industrieabwärmenutzung, Tiefengeothermie und Müll-Heizkraftwerke in den zentralen Fernwärmenetzen relevant. Im Hinblick auf einen starken EE-Ausbau, insbesondere der Photovoltaik, kann langfristig Power-to-Heat eine zusätzliche Rolle spielen. Für Solarthermie erscheint es dagegen neben der Regeneration von Erdsondenfeldern schwer, sich gegenüber Power-to-Heat zu behaupten.
- Auch Gas-KWK und Holzheizwerke werden gebraucht. Dabei weisen sie mittelfristig als Brückentechnologien in der Fernwärme eine relativ hohe Auslastung auf. Gründe hierfür liegen im frühzeitigen Wärmenetzausbau und der damit verbundenen Steigerung der Wärmenachfrage, dem Kohleausstieg und den noch geringen Biomassekosten (welche sich langfristig an Power-to-X-Opportunitätskosten angleichen). Langfristig dienen sie aber dann zu Leistungsabsicherung in Phasen der Dunkelflaute mit sehr geringen Auslastung. Beide Anwendungen stehen aber im Zusammenspiel mit höheren Anteilen an Industrie-Prozesswärme. Sollte langfristig die KWK-PtH-Anwendung in der Prozesswärme aufgrund des Einsatzes von BECCS⁶ zur Erzeugung von negativen Emissionen wegfallen, wird dies nicht durch mehr PtH in der Fernwärme, sondern über mehr Kondensationskraftwerke kompensiert. Sollte feste Biomasse aber nicht in der Fernwärme eingesetzt werden, steigert dies die effizienten Wärmeerzeuger Großwärmepumpen, Geothermie und Industrieabwärme.
- Um den Fernwärme- und EE-Wärmeausbau erreichen zu können, ist in der nächsten Dekade eine Förderung notwendig. Hier kann vereinfacht für die gesamte deutsche Fernwärme ein mittlerer jährlicher Förderbedarf von 3 Mrd.€/a abgeschätzt werden, bestehend aus 2/3 für den Ausbau der Wärmenetze und 1/3 für die Versorgung der Netze mit Großwärmepumpen.

Auf Basis der Ergebnisse zu großen Beispielfernwärmenetzen im verdichteten städtischen Raum unter den berücksichtigten regulatorischen Rahmenbedingungen können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Der Schlüssel für eine langfristige, absolute Dominanz von Großwärmepumpen liegt in den, bei verursachergerechter Kostenwälzung, langfristig niedrigen Stromkosten und der Steigerung von Effizienz (Temperaturabsenkung Wärmenetz, WP-Technologieentwicklung). Um diesen Markthochlauf aber zu ermöglichen, ist – begleitet durch weitere Maßnahmen – in den Anfangsjahren eine Förderung in Form einer Betriebsprämie notwendig, um die derzeit sehr hohen Stromkostenbestandteile im Anlageneinsatz kompensieren zu können.

⁶ BECCS = bioenergy with carbon capture and storage. Im Fall der Studie wurde hier die Verbrennung in Holzheizwerken der Industrie mit CO₂-Abscheidung zur Erzeugung von Prozessdampf berücksichtigt.

- Solarthermie (Förderung im KWKG mit Kopplung KWK) wird auch in Kombination mit einem Saisonspeicher und geringeren Wärmepumpenpotenzialen nur gering ausgebaut.
- Die Integration von industrieller Abwärme als Grundlast ist ebenfalls eine wichtige Option, die in Abhängigkeit von lokalen Gegebenheiten erschlossen werden sollte. Großwärmepumpen decken dann den oberen Lastbereich ab oder können zusätzlich Abwärmequellen mit geringem Temperaturniveau für Fernwärme verfügbar machen.
- Bei der Wirksamkeit der Maßnahmen wird deutlich, dass insbesondere eine Dynamisierung der Stromnetzentgelte die EE-Wärme deutlich steigern kann. Auch die Stärkung von Ordnungsrecht, z.B. ein Anschluss- und Benutzungszwang oder kommunal vorgegebene EE-Anteile für die Quartiersentwicklung, kann durch geringere Risiken und damit Finanzierungskosten höhere EE-Anteile bewirken.
- Mittelfristig am schlechtesten stellt sich dagegen eine Nichtverlängerung der Betriebsprämie bei Inbetriebnahme der Großwärmepumpen im Zeitraum 2023-2027 dar. Auch der langjährige Weiterbetrieb einer bestehenden großen KWK-Anlage mit vermiedenen Netznutzungsentgelten reduziert die Anreize, schneller in EE-Wärme zu investieren. Kleinere Leistungen an Erdgas-KWK und Holz-Heizwerken werden hingegen benötigt, um die Brücke zur Erschließung der Wärmepumpenpotenziale zu bauen.
- Es zeigt sich, dass die Fernwärme-Transformationspfade im Wettbewerb um Endverbraucherkosten mittel- bis langfristig teilweise in starker Konkurrenz zur dezentralen (EE-)Wärmeversorgung stehen. Insbesondere das Jahr 2035 ist hier hervorzuheben, wenn ein hoher CO₂-Preis mit auslaufender Betriebsprämie für Wärmepumpen und noch relativ hohen Stromnebenkosten zusammenfällt. Die harte Konkurrenz zur dezentralen Wärmeversorgung gilt insbesondere bei einem starken Wärmenetzausbau, mit gegebenenfalls höheren Kosten für die Infrastruktur, als in dieser Studie angenommen. Entsprechend muss der Förderrahmen für den Netzausbau es ermöglichen, neue, heute gasversorgte Quartiere ohne Kostensteigerungen zu erschließen.
- Der verstärkte Ausbau und die Transformation der bestehenden Fernwärmeversorgungssysteme ist aber für das Erreichen der Klimaschutzziele notwendig. Um ausreichend hohe EE-Anteile zu erreichen, ist für alle Technologien zur Erzeugung von EE-Wärme kurz- bis mittelfristig eine starke Förderung notwendig, sei es zur Unterstützung der Investitionskosten (Solarthermie, Geothermie), als Anreiz für hohe Betriebsstunden (Wärmepumpen) oder für die Anpassung der Infrastruktur (Absenkung der Vorlauftemperaturen, Ausbau Netze und Saisonspeicher).
- Eine schnellere Reduktion der Stromkostenbestandteile als unter den aktuellen Beschlüssen ermöglicht es, dass die EE-Wärme (Großwärmepumpen, Solarthermie, Industrie-Abwärme bzw. Geothermie) in den Jahren 2030 und 2035 noch einmal deutlich zunimmt. Eine vereinfachte Prüfung zeigt, dass auch die langfristige Verfügbarkeit von Wasserstoff (welche gegenüber EE-Methan deutlich günstiger wäre) nicht gegenüber Großwärmepumpen (welche die Vollkosten für Stromerzeugung und Stromnetz tragen) konkurrenzfähig ist.
- Mit der angesetzten EE-Wärmeförderung (im BEW unabhängig von KWK) in Form einer Betriebsprämie kann eine hohe Auslastung der Wärmepumpen angereizt werden. Dabei kann die beihilferechtliche Begrenzung der Förderung von großen Projekten für einzelne Unternehmen ein großes Hemmnis darstellen, sowohl in der zugebauten Leistung als auch in der Auslastung der Anlage. Andererseits wäre auch eine dynamischere Entwicklung beim Wärmepumpenausbau denkbar, als in den analysierten Sensitivitäten in dieser Studie angenommen, mit einer geringeren Kürzung der Betriebsprämie in 2025 oder einer Verstetigung bis zur Inbetriebnahme in 2030 sowie dem Umsetzen von Projekten mit einer größeren Leistung als 20 MW.

Diskussion und offene Fragen:

- Bei KWK-Anlagen stellen sowohl Gasturbinen als auch BHKW ein hohes wirtschaftliches Potenzial dar. Dabei kann der Ausbau von Magermischmotoren-BHKW aber wegen der unvollständigen Verbrennung ggf. kritisch werden. Methanemissionen rücken politisch immer mehr in den Fokus, denn sie weisen bei einer Bilanzierung über 20 Jahre eine 86-fach höhere THG-Wirkung als CO₂ auf. Die neue 44. BImSchV (<50 MW pro Standort) schreibt einen Grenzwert von max. 1,3 mg/m³ vor. Im Diskussionspapier der 13. BImSchV (>50 MW pro Standort) wurde ein noch viel niedriger Wert 0,04 g/m³ vorgeschlagen. Technische Lösungen (Abgasfackel, Katalysatoren) sind dabei schwierig. Unklar ist auch, ob es ggf. zukünftig keine Förderung oder ein Verbot für neue Motoren geben wird. Alternativ wäre eine Fokussierung auf Gasturbinen in hohen Leistungsklassen und Hochtemperatur-Brennstoffzellen in geringeren Leistungsklassen möglich.
- Die Wirkung eines vermehrten Einsatzes von Wasserstoff im deutschen Energiesystem wurde nicht untersucht. Während ein Austausch der Brennkammern von Gasturbinen zur Herstellung von H₂-Readiness als unproblematisch anzusehen ist, ist die komplexere Wirkung auf den Betrieb und den Zubau von KWK-Anlagen ausstehend und sollte entsprechend der aktuellen Entwicklungen im Jahr 2021 Betrachtungsgegenstand bei zukünftigen Studien sein.
- Neben den Hauptwärmeerzeugern können auch im Vergleich zu Wärmepumpen sehr ineffiziente Elektrodenkessel modellbedingt eine gewisse Rolle bei der Energieerzeugung spielen. Hieraus können aber hohe Leistungsabrufe resultieren. Inwiefern dies auch hinsichtlich realer Netzbelastungen und verursacherge-rechter Netzkostenwälzung regional umsetzbar ist, ist zu diskutieren.
- Für die Nutzung von Solarthermie sind spez. Kosten, Pachtpreise, Anbindung, Flächenverfügbarkeit weiter zu diskutieren.
- Ein schneller Kohleausstieg in Kombination mit einem KWK-Zubau weist im Modell die geringsten CO₂-Vermeidungskosten auf. In Hinblick auf die Vorketten von Brennstoffen kann der Vorteil des Brennstoffwechsels aber auch geringer ausfallen, je nach Bilanzierung von Methanschleupf in Bereich Förderung und Transport.
- Auch die Holznutzung ist differenzierter hinsichtlich der Emissionssenkung zu bewerten. Die Nutzung von fester Biomasse und biogenen Reststoffen ist individuell sowohl von der Brennstoffart als auch von den lokalen Nutzungsbedingungen und der Transportwürdigkeit abhängig.
- Die Ausbaupotenziale für Wärmepumpen sind lokal sehr individuell. Für die Aggregation in Gesamtsystemmodellen fehlt eine bessere Datenbasis, um bewerten zu können, ob dieses Potenzial restriktiv ist.
- Grundsätzlich ist für den Ausbau der Fernwärme entsprechend der lokalen Potenziale eine kommunale Infrastrukturplanung notwendig, mit entsprechenden ordnungsrechtlichen Rahmenbedingungen für ihre Umsetzung. Zusätzlich zu den wirtschaftlichen Anreizen kann dieses Instrument einen effektiven Hebel darstellen. Die konkrete Ausgestaltung ist aber nicht Teil Untersuchungen des Projektes gewesen.

8 Literaturverzeichnis

BMVI (2014): Verkehrsverflechtungsprognose 2030. Schlussbericht Los 3 - Erstellung der Prognose der deutschlandweiten Verkehrsverflechtungen unter Berücksichtigung des Luftverkehrs. Unter Mitarbeit von Interplan Consult GmbH und BVU Beratergruppe Verkehr+Umwelt GmbH. Bundesministerium für Verkehr und Digitale Infrastruktur.

BNetzA (2018): Netzentwicklungsplan 2030 (2019). Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn. Online verfügbar unter <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019>, zuletzt geprüft am 22.01.2019.

CDU; CSU; SPD (2018): Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. Ein neuer Aufbruch für Europa, 14.03.2018.

Dees M., Höhl M., Datta P., Forsell N., Leduc S., Fitzgerald J., Verkerk H., Zudin S., Lindner M., Elbersen B., Staritsky I., Schrijver R., Lesschen J.-P., van Diepen K., Anttila P., Prinz R., Ramirez-Almeyda J., Monti A., Vis M., Garcia Galindo D., Glavonjic B. (2017): Delivery of sustainable supply of non-food biomass to support a "resource-efficient" Bioeconomy in Europe.

Elbersen, B. S., Staritsky, I. G., Hengeveld, G. M., Schelhaas, M. J., Naeff, H. S. D., & Böttcher, H. (2012): Spatially detailed and quantified overview of EU biomass potential taking into account the main criteria determining biomass availability from different sources. Atlas of EU biomass potentials (IEE 08653 S12.529 241). Online verfügbar unter <https://research.wur.nl/en/publications/atlas-of-eu-biomass-potentials-spatially-detailed-and-quantified->, zuletzt geprüft am 15.04.2021.

ENTSO-E (2018): Maps & Data. TYNDP 2018. Brüssel. Online verfügbar unter <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>, zuletzt geprüft am 22.01.2019.

Gerhardt, Norman; Bard, Jochen; Schmitz, Richard; Beil, Michael; Pfennig, Maximilian; Kneiske, Tanja (2020): Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme. Studie zum Einsatz von H₂ im zukünftigen Energiesystem mit dem besonderen Fokus auf die Gebäudewärmeversorgung. Fraunhofer IEE.

Gerhardt, Norman; Ganal, Irina; Jentsch, Mareike; Rodriguez, Juan; Stroh, Kilian; Buchmann, Elisabeth Klara (2019): Entwicklung der Gebäudewärme und Rückkopplung mit dem Energiesystem in -95% THG-Klimazielszenarien. Online verfügbar unter https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2019/2019_Feb_Bericht_Fraunhofer_IEE_-_Transformation_Waerme_2030_2050.pdf.

IEA (2017): World Energy Outlook 2017. International Energy Agency.

IEA (2018): World Energy Outlook 2018. International Energy Agency.

ifeu; Infrac AG; LBST (2016): Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050. Unter Mitarbeit von Fabian Bergk, Kirsten Biemann, Christoph Heidt, Wolfram Knörr, Udo Lambrecht, Tobias Schmidt. Hg. v. Umweltbundesamt. ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH; LBST-Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Bern.

Kotzur L., Markewitz P., Robinius M. (2018): Impact of different time series aggregation methods on optimal energy system design. In: *Renewable energy* (vol. 117), pp. 474–487.

Öko-Institut e.V.; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt Naturschutz und nukleare Sicherheit. Öko-Institut e.V.; Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung. Berlin, Karlsruhe.

Pape, Angela; Ganal, Irina; Bley, Andreas; Fischer, Frank; Linß, Andreas; Gerhardt, Norman et al. (2020): PfadE³. Stabile Pfadoptimierung für ein nachhaltiges Energieversorgungssystem mit hohen Anteilen Erneuerbaren Energien. Online verfügbar unter <https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/pfade3.html>.

Prognos; Fraunhofer IFAM; IREES; BHKW-Consult (2014): Potenzial- und Kosten Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Enregieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Berlin.

Rahmstorf, Stefan (2019): Wie viel CO₂ kann Deutschland noch ausstoßen? Hg. v. spektrum.de. Online verfügbar unter <https://scilogs.spektrum.de/klimalounge/wie-viel-co2-kann-deutschland-noch-ausstossen/>.

Scarlat, Nicolae; Fahl, Fernando; Dallemand, Jean-François; Monforti, Fabio; Motola, Vincenzo (2018): A spatial analysis of biogas potential from manure in Europe. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 94, S. 915–930. DOI: 10.1016/j.rser.2018.06.035.