

ENTWICKLUNG DER GEBÄUDEWÄRME UND RÜCKKOPPLUNG MIT DEM ENERGIESYSTEM IN -95 % THG- KLIMAZIELSZENARIEN

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

ENTWICKLUNG DER GEBÄUDEWÄRME UND RÜCKKOPPLUNG MIT DEM ENERGIESYSTEM IN -95 % THG- KLIMAZIELSZENARIEN

Teilbericht

Norman Gerhardt (Projektleiter)

Irina Ganal, Dr. Mareike Jentsch, Dr. Juan Rodriguez, Kilian Stroh, Elisabeth Klara Buchmann

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE)

Fördergeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Förderkennzeichen: 03MAP359

Veröffentlichung im Februar 2019

Inhalt

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis.....	5
1 Management Summary	8
2 Einleitung.....	10
3 Ziel und Methodik.....	12
3.1 Ziel.....	12
3.2 Methodik und Modelle	13
4 Restriktionen für Wärmepumpen in Bestandsgebäuden – Einsatzmöglichkeiten von Hybrid-Wärmepumpen.....	19
4.1 Einführung.....	19
4.2 Korrelation von Solarstrahlung und kalten Außentemperaturen	20
4.3 Technische Restriktionen und Lösungsoptionen für den Einsatz von Luft-WP	23
4.3.1 Technische Restriktionen für Luft-WP	23
4.3.2 Leistungsfähigkeit von Heizkörpern.....	25
4.3.3 Optimierung von Heizungsvor- und Rücklauftemperaturen	28
4.3.4 Einsatzmöglichkeiten für Hybrid-Wärmepumpen in Wohngebäuden – Ableitung von Transformationspfaden	30
4.4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für Beispielwohngebäude.....	38
5 EE-Wärme- und Wärmenetzpotenziale.....	43
5.1 Szenarien Wärmeverbrauchsentwicklung	43
5.2 Wärmenetzpotenziale	45
5.2.1 Literaturvergleich	45
5.2.2 Festlegung für Modellierung	48
5.3 Dezentrale EE-Wärme (oberflächennahe Geothermie, Luftwärmepumpen)	51
5.3.1 Literaturvergleich – dezentrale Sole/Wasser-Wärmepumpen.....	52
5.3.2 Festlegung für Modellierung	53
5.4 EE-Wärmepotenzial für Netze (zentrale Erdwärmesonden, Tiefengeothermie, Großwärmepumpen (Abwasser, Fluss, Seen, Kohlegruben), Industrie- Abwärme, Müll, Freiflächensolar	55
5.4.1 Zentrale Erdwärmesonden	55
5.4.2 Tiefengeothermie.....	57
5.4.3 Generelle Annahmen für Großwärmepumpen	60
5.4.4 Abwasserwärmepumpe	63
5.4.5 Flusswärmepumpen	64
5.4.6 Wärmepumpen in Seen	65
5.4.7 Kohlegrubenwasser.....	66
5.4.8 Industrielle Abwärme	66
5.4.9 Müllheizkraftwerke	67
5.4.10 Freiflächensolarthermie	67
5.4.11 Zusammenfassung der Annahmen zu EE-Wärmepotenzialen	68
6 Weiterer Szenariorahmen und Eingangsdaten	71
6.1 Grundsätzlicher Rahmen eines Zielszenarios 2030 und 2050.....	71
6.1.1 Klimaziel	71
6.1.2 Brennstoffkosten.....	72
6.1.3 Biomasseszenario	73
6.2 Sektorale Rahmenbedingungen außerhalb der Gebäudewärme	75
6.2.1 Rahmenbedingungen Strom und Europa	75
6.2.2 Dekarbonisierung der Industrie-Prozesswärme	77

6.2.3	Rahmendaten Verkehrsaufkommen	77
7	Ergebnisse.....	80
7.1	Rückkopplung Gebäudewärme und Energiesystem – Szenario 2050	80
7.1.1	Europäisches Basisszenario (-95 % THG ggü. 1990).....	80
7.1.2	Nationales Basisszenario 1.A) hohe Sanierung + Biomasseausstieg	81
7.1.3	Nationale Sensitivitäten – Gebäudedämmung und dezentrale Biomasseverfügbarkeit	83
7.2	Rückkopplung Gebäudewärme und Energiesystem – Szenario 2030 – ETS/Sektorziele.....	87
7.2.1	Europäisches Basisszenario (-45 % THG ggü. 1990 – ETS-Handel –56 % THG ggü. 2005).....	87
7.2.2	Nationale Sensitivitäten- Klimazielerreichung in Abhängigkeit dezentraler Biomasse.....	90
8	Schlussfolgerungen.....	94
9	Literaturverzeichnis	99

Abbildung 2-1: Klimaziele 2050 und 2030	10
Abbildung 3-1: Schematische Darstellung der sektorübergreifenden Ausbauplanung SCOPE.....	14
Abbildung 3-2: Endenergie Gebäudewärme und Potenzial für Wärmenetze in 2050	16
Abbildung 3-3: Endenergie Gebäudewärme und Potenzial für Wärmenetze; betrachtete Stützjahre und Sensitivitäten	17
Abbildung 4-1: Entwicklung Absatzmarkt Wärmepumpen	19
Abbildung 4-2: mittlere Temperatur und PV-Erzeugung für 7 Wetterjahre in Deutschland.....	21
Abbildung 4-3: mittlere Januarwoche in Deutschland.....	22
Abbildung 4-4: Korrelation von Solarstrahlung und langen Kältephasen in Deutschland.....	22
Abbildung 4-5: Beispiel „kalte Dunkelflaute“ vom 30.1.-5.2.2016	23
Abbildung 4-6: Thermische, elektrische Leistung und COP in Abhängigkeit von Vorlauf- und Außentemperatur für eine Beispiel-Luft-WP	24
Abbildung 4-7: bivalent-teilparallele Hybrid-Wärmepumpen in unsanierte Bestandsgebäuden (75/60/20).....	25
Abbildung 4-8: Typen von Platten- oder Flachheizkörpern.....	26
Abbildung 4-9: Komfort-Unterschied zwischen 3 Extremen – Konvektor und Strahlungsheizung	26
Abbildung 4-10: minimale Vorlauftemperatur bei Weiternutzung bestehender Heizkörper	28
Abbildung 4-11: Klimazonenkarte nach Auslegungstemperatur	29
Abbildung 4-12: Vor- und Rücklauftemperatur unsaniertes und teilsaniertes Gebäude.....	30
Abbildung 4-13: Heizlast (nur RW) in Abhängigkeit der Außentemperatur auf Basis der thermodynamischen Simulation für EFH	31
Abbildung 4-14: Mögliche Kombinationen von Luft-WP und EFH (nur RW) (rechts) und sich ergebende Spitzenlast bis -12 °C (links).....	32
Abbildung 4-15: Anzahl der benötigten Stunden, die ein Nachheizer/Zusatzheizung benötigt wird	32
Abbildung 4-16: Leistungsauslegung und Arbeitsanteil Gaskessel/Wärmepumpe	33
Abbildung 4-17: Unterstellte Entwicklung der Endverbraucherpreise	38
Abbildung 4-18: Notwendiger COP für den Abschaltpunkt von dezentralen Hybrid- Wärmepumpen.....	39
Abbildung 4-19: Wärmegestehungskosten einer dezentralen Gebäudeversorgung bei Inbetriebnahme im Jahr 2020 – für EFH mit Förderung	40
Abbildung 4-20: Wärmegestehungskosten einer dezentralen Gebäudeversorgung bei Inbetriebnahme im Jahr 2020 – für MFH mit Förderung	41
Abbildung 4-21: Wärmegestehungskosten einer dezentralen Gebäudeversorgung bei Inbetriebnahme im Jahr 2030 – für EFH ohne Förderung.....	41
Abbildung 4-22: Wärmegestehungskosten einer dezentralen Gebäudeversorgung bei Inbetriebnahme im Jahr 2030 – für MFH ohne Förderung	41
Abbildung 4-23: Referenzpreis für Fernwärmeanschluss – Inbetriebnahme im Jahr 2030 für Bestands-MFH ohne Förderung.....	42
Abbildung 5-1: Abgrenzung Fernwärmeertrag, Endenergie, Erzeugerabgabe, Nutzenergie (links); Sektorenabgrenzung im Wärmemarkt (rechts).....	43
Abbildung 5-2: Parameter des Basis-Szenarios Nahwärmepotenzialgebiete (Quartiere ohne bestehende Fernwärme) differenziert nach Gemeindestrukturtypen	47
Abbildung 5-3: Schematische Sensitivitätsanalyse der Netzparameter im Nahwärmepotenzialmodell (Quartiere ohne bestehende Fernwärme).....	47
Abbildung 5-4: Einzelheizungs- und Fernwärmebestand getrennt nach Siedlungstypen 2011	48
Abbildung 5-5: Schematisches Ausbaupotenzial Wärmenetze getrennt nach Siedlungstypen bei Inbetriebnahme bis 2030 im Szenario Trend.....	49

	Abbildungs- Tabellenverzeichnis	und
Abbildung 5-6: Schematisches Ausbaupotenzial Wärmenetze getrennt nach Siedlungstypen bei Inbetriebnahme bis 2030 im Szenario Ambitioniert	49	
Abbildung 5-7: relatives Luft-WP Potenzial in den einzelnen Gebäudetypen	54	
Abbildung 5-8: Gebiete mit möglichen hydrothermalen Energievorräten in Deutschland – differenziert nach Temperaturniveau	57	
Abbildung 5-9: Transformationspfad Auslegung Tiefengeothermie	59	
Abbildung 5-10: Transformationspfad Auslegung Großwärmepumpen	61	
Abbildung 5-11: COP in Abhängigkeit des Temperaturhubes bei $T_{\min} = 0 \text{ °C}$	61	
Abbildung 5-12: derzeitige spezifische Kosten von Großwärmepumpen	62	
Abbildung 5-13: Notwendiger COP für den Abschaltpunkt von Groß-WP	62	
Abbildung 5-14: Anteil der Einwohner Deutschlands in Flussnähe	65	
Abbildung 5-15: Separates EE-Wärmepotenzial für Fernwärme – Wärmenetzeinspeisung (Endenergie inkl. Netzverluste) ohne Energieanteil Spitzenlastkessel aber im Fall von Großwärmepumpen inkl. Stromanteil	69	
Abbildung 5-16: Separates EE-Wärmepotenzial für Fernwärme – Erzeugungsleistung inkl. Stromanteil bei Großwärmepumpen	69	
Abbildung 5-17: Unterstellte Kombination der einzelnen Fernwärmepotenziale bezogen auf das Wärmenetznachfragepotenzial für die Modellrechnung mit und ohne Spitzenlastkessel	70	
Abbildung 6-1: Modellannahmen Klimaziele 2050 und 2030	72	
Abbildung 6-2: Entwicklung der Brennstoffkosten (ohne CO_2 -Preis) – Preispfad „Sustainable Development“	72	
Abbildung 6-3: Endenergie Biomasse und Reststoffe in Anlehnung an BMU KS 95	73	
Abbildung 6-4: Entwicklung Biomasseverstromung	74	
Abbildung 6-5: Betrachtete europäische Länder, Wasserkraft, Kuppelleistungskapazitäten NTC in Europa	76	
Abbildung 6-6: Prozesswärme und Industriegebäude	77	
Abbildung 6-7: Entwicklung der Personen- und Güterverkehrsleistungen 2010-2050	78	
Abbildung 6-8: Verbrauchsentwicklung des exogen abgebildeten Verkehrs 2010-2050	79	
Abbildung 7-1: Installierte Leistungen in Europa – Stromerzeugung und Speicherung 2050	80	
Abbildung 7-2: Stromerzeugung und -verbrauch in Europa 2050	81	
Abbildung 7-3: Stromimport- und -export in Europa 2050	81	
Abbildung 7-4: Kostenminimaler Wärmemarkt – Deutschland 2050 – hohe Sanierung, keine Biomasse 1.A)	82	
Abbildung 7-5: Kostenminimaler Strommarkt (Jahresenergiebilanz) – Deutschland 2050 – hohe Sanierung, keine Biomasse 1.A)	83	
Abbildung 7-6: Kostenminimaler Strommarkt (Leistung) – Deutschland 2050 – hohe Sanierung, keine Biomasse 1.A)	83	
Abbildung 7-7: Kostenminimaler Wärmemarkt – Deutschland 2050 – moderate Sanierung, keine Biomasse 2.A)	84	
Abbildung 7-8: Kostenminimaler Wärmemarkt – Deutschland 2050 – moderate Sanierung, keine Biomasse 2.A)	84	
Abbildung 7-9: Differenzmarktanteile Wärmemarkt gegenüber dem Szenario hohe Sanierung, keine Biomasse	85	
Abbildung 7-10: Strombilanzen im Vergleich	85	
Abbildung 7-11: Leistungsbilanzen im Vergleich	86	
Abbildung 7-12: Brennstoffbilanzen im Vergleich bei gleichem Biomassepotenzial in unterschiedlichen Nutzungspfaden	87	
Abbildung 7-13: THG-Emissionen Europa/Deutschland – ETS/ESR – IST sowie Ziel und Ergebnis 2030	88	
Abbildung 7-14: Installierte Leistungen in Europa – Stromerzeugung und Speicherung 2030	88	
Abbildung 7-15: Stromerzeugung in Europa 2030	89	
Abbildung 7-16: Stromimport- und -export in Europa 2030	89	

Abbildung 7-17: Kostenminimaler Wärmemarkt – Deutschland 2030 – wenig Biomasse A).....	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	90
Abbildung 7-18: Kostenminimaler Wärmemarkt – Deutschland 2030 – viel Biomasse B).....		91
Abbildung 7-19: Vergleich kostenminimaler Wärmemarkt – Deutschland 2030 – Einfluss Biomasse		91
Abbildung 7-20: Kostenminimaler Strommarkt (Jahresenergiebilanz) – Deutschland 2030 – wenig A) und viel B) dezentrale Biomasse.....		92
Abbildung 7-21: Kostenminimaler Strommarkt (Leistung) – Deutschland 2030 – wenig A) und viel B) dezentrale Biomasse		92
Abbildung 8-1: Markthochlauf für Wärmepumpen und Wärmenetze bei einem unterstellten Ausstieg einer dezentralen Biomassenutzung.....		94
Abbildung 8-2: Abschätzung des Ausbaubedarfs für Wärmenetze (moderate Sanierung, Ausstieg dezentrale Biomassenutzung)		95

Tabelle 4-1: Relative Heizkörperleistung in Abhängigkeit von Vor- und Rücklauf		27
Tabelle 4-2: Heizleistung bei Ersatz von alten Gussradiatoren gegenüber Flachradiatoren in Abhängigkeit von Temperaturabsenkung und Heizkörperbauart und -größe → Beispiel für ein unsaniertes und teilsaniertes Gebäude.....		27
Tabelle 4-3: Definition EFH mit 200 m ² Nutzfläche und 4 Personen		31
Tabelle 4-4: Definition eines typischen MFH.....		31
Tabelle 4-5: Außentemperatur der wirtschaftlichen Abschaltpunkte beim COP für Hybrid-WP		39
Tabelle 4-6: Leistungsauslegung und Deckungsanteile RW+TWW für Hybrid-WP		39
Tabelle 5-1: relatives Wärmenetzpotenzial 2030/2050 je Gemeindekategorie.....		51
Tabelle 5-2: Klassifizierung des Wärmenetzpotenzials für die Modellierung.....		51
Tabelle 5-3: dezentrales Erdsondenpotenzial an der Endenergie des deutschen Gebäudebestandes in 2050 für 2 Dämmszenarien		54
Tabelle 5-4: zentrales Erdsondenpotenzial (Umweltwärme + Stromanteil) an der Endenergie des deutschen Gebäudebestandes in 2050 für 2 Dämmszenarien.....		56
Tabelle 5-5: Temperaturniveau des Wärmenetzpotenzials und effiziente Einbindung von Großwärmepumpen.....		60
Tabelle 6-1: Charakterisierung Biomasseeinsatz.....		74
Tabelle 6-2: Modellinput Straßenverkehr – Fahrleistungen 2010-2050		78

1 Management Summary

Ziel der Studie war es die Dekarbonisierung des deutschen Gebäudebestandes in Rückkopplung mit dem gesamten Energiesystem zu bewerten. Methodisch wurden dabei die komplexen Systemzusammenhänge durch eine Optimierung bewertet, als technologieutraler Ansatz nach dem Kriterium der CO₂-Vermeidungskosten. Dabei wurde bewusst vom bestehenden regulatorischen Rahmen abstrahiert und durch das Optimierungsverfahren die Energiesystemkosten unter Einhaltung der Klimaziele minimiert. Der aktuellen energiepolitischen Diskussion folgend, stehen dabei die 2030er-Klimaziele im Vordergrund. Hierbei wurde die Einbindung Deutschlands in den Emissionshandel bei einem verschärften europäischen Klimaziel von -45 % berücksichtigt, ebenso wie das Sektorziel für Gebäudewärme von -66 % bzw. 72 Mio.t CO₂ und andere Sektorziele außerhalb des Emissionshandels wie für den Verkehr. Für 2050 wurde eine vollständige Dekarbonisierung des Energiesystems unterstellt. Das Projekt „Transformationspfade im Wärmesektor“ wird im Jahr 2020 durch weiterführende modellendogene Optimierung gesamter Transformationspfade des gesamten Energiesystems (Makro-Sicht) und Transformationspfade von ausgewählten Fernwärmebeispielnetzen unter regulatorischen Rahmenbedingungen (Miko-Sicht) abgeschlossen.

Kernbotschaften des hiermit veröffentlichten ersten Teilberichtes sind:

- 1. Im Massenmarkt Einfamilienhaus ist die Luft-Wärmepumpe die zentrale Heizungstechnologie:** Sie kann technisch auch über Anpassung im Heizkreis in teil- und unsanierten Bestandsgebäuden integriert werden. Hybrid-Wärmepumpen auf Gasbasis können insbesondere in Einfamilienhäusern die wirtschaftliche Basis für einen Sanierungsfahrplan sein, bei welchem am Ende ein bivalentes monoenergetisches System ohne Kessel steht. Im Mehrfamilienhaus generell oder in nicht sanierbaren Häusern kann eine Hybrid-Wärmepumpe auch eine dauerhafte Lösung darstellen.
- 2. Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit von EE-Wärme ist ein verlässlicher regulativer Rahmen für eine zielgerichtete Preisentwicklung für CO₂ und Strom:** Der anlassbezogene Kessel-Sanierungsfall lässt bereits heute den Einsatz von Wärmepumpen wirtschaftlich unter Förderung darstellen, wenn die Verbraucher eine perfekte Voraussicht hinsichtlich der zukünftigen Preisentwicklung hätten bzw. wenn ein politischer Rahmen grundsätzliche Mindestpreisentwicklungen für z. B. CO₂ für Investoren absichern würde. Vergleichbar lässt sich dies auch auf den Anschluss von Gebäuden an mit EE-Wärme versorgten Wärmenetzen beziehen. Langfristig würde sich hier marktbasierend ein CO₂-Preis von 311 €/t als Grenzkosten gegenüber den Importkosten von synthetischen Kraftstoffen ergeben, welcher aber auch durch flankierende Maßnahmen (z.B. Förderung, Ordnungsrecht) reduziert werden könnte.
- 3. Der Ausbau der Wärmenetze muss jetzt und mit Kraft beginnen:** Um das Wärmenetzpotenzial zu erschließen, ist ein möglichst weiter Ausbau der Wärmenetze bereits bis zum Jahre 2030 notwendig. Vereinfachend ergibt sich ein notwendiger zusätzlicher Netzausbau von 85.000 km und 5,7 Mio. Hausanschlüsse um in 12 Jahren von 11 % auf 37 % Endenergieanteil durch Wärmenetze zu kommen. Dies stellt eine Steigerung um den Faktor 6 bis 7 gegenüber dem bestehenden Netzausbau dar. Auch wenn langfristig der Gebäudebestand bei sehr hohen Sanierungsraten nur noch einen geringen Energiebedarf aufweisen sollte, ist dieser frühzeitige ambitionierte Netzausbau wirtschaftlich.
- 4. Potenzial an Wärmenetzen und EE-Wärme kann eine lediglich moderate Gebäudesanierung kompensieren:** Eine hohe oder moderate Gebäudesanierung ist für die gesamtwirtschaftlichen Kosten nicht entscheidend. Ein höherer Wärmebedarf kann durch EE-Wärmeerzeuger und Ausbau der Wärmenetze gedeckt werden. Dies führt aber zu einem höheren Stromverbrauch und Ausbaubedarf für Windkraft und Photovoltaik in Deutschland.

5. **Hemmnisse für die Erschließung der EE-Wärmenetzpotenziale abbauen:** Das hohe Potenzial an Wärmenetzen kann durch technisch ausreichend vorhandene EE-Wärmeerzeugungspotenziale versorgt werden. Dabei gibt es zwei grundsätzliche zentrale Voraussetzungen um die EE-Wärmepotenziale für Netze zu heben – die Reduktion der Netztemperaturen und der Bau von langen Anbindeleitungen. Die Vorlauftemperatur kann mittelfristig im Bereich der bestehenden Netze und Netzverdichtung nicht stark reduziert werden. Aber der Bau neuer Netze gewinnt in den Szenarien stark an Bedeutung und dort können auch in der nächsten Dekade Bestandsgebäude auf niedrigem Temperaturniveau versorgt werden. Große und lange Anbindeleitungen werden wichtig um zentrale und kostengünstige EE-Wärmequellen zu erschließen und die Wärme in die Innenstädte zu transportieren.
6. **Hemmnisse für den Einsatz von Großwärmepumpen in Wärmenetzen abbauen:** Im Rahmen der Anlagenförderung im Markthochlauf sind arbeitspreisbezogene Förderungen oder Ausnahmen der Netzentgeltstruktur für unterbrechbare/atypische Stromverbraucher zu diskutieren um den grenzkostenbasierten Anlageneinsatz zu verbessern, so dass für Großwärmepumpen ein Fremdstrombezug immer wirtschaftlich möglich wird. Eine ambitionierte CO₂-Bepreisung (z.B. unter 100 €/t) reicht hierfür kurz- bis mittelfristig als alleinige Maßnahme nicht aus. Analog stellt sich die Situation für dezentrale Hybrid-Wärmepumpen dar.
7. **Durch den starken Ausbau von großen Wärmenetzen kann das Sektorziel Gebäude 2030 leichter erreicht werden:** Das Sektorziel für Gebäudewärme kann sowohl durch den starken Ausbau von großen Wärmenetzen (Verlagerung von Emissionen in den ETS-Bereich) als auch den Einsatz von dezentraler Biomasse (Allokation eines begrenzten Potenzials im Gebäudesektorbereich) in seinem Ambitionsniveau stark reduziert werden, ohne damit implizit den Ausbau von EE-Wärme zu berücksichtigen. Generell ist eine Beibehaltung der dezentralen Biomassenutzung aber nicht notwendig um das Sektorziel zu erreichen.
8. **In Verbindung mit einem sehr ambitionierten deutschlandweiten Wärmenetzausbau nehmen neue Gas-KWK-Anlagen als große BHKW eine geringere anteilige Leistung in der Wärmeversorgung vor Ort ein:** Grundsätzlich sind mit großen BHKW vergleichbare Kosten wie bei großen GuD-Entnahmekondensationskraftwerken zu erwarten. Ein frühzeitiger starker Wärmenetzausbau führt mittelfristig zu sehr hohen thermischen Nachfragen aus der Summe der Wärmenetze in Deutschland. Entscheidend ist deshalb für die KWK die Höhe und Dauer der Stromlücke die sich durch den Windkraft- und Photovoltaikausbau, den europäischen Stromhandel oder den Kohleausstieg noch ergeben. Hier sollte eine geringe Leistungsauslegung der KWK in Bezug zur Höchstlast der Wärmenetze und ein frühzeitiger EE-Wärmeausbau angestrebt werden.
9. **Biomasse sollte in der Fernwärme, in Hochtemperaturanwendungen in der Industrie und in der stofflichen Nutzung genutzt werden statt in dezentralen Kesseln:** Das Sektorziel Gebäude 2030 ist auch bei einer Minimierung der dezentralen Biomassenutzung erreichbar. Eine Beibehaltung der dezentralen Biomassenutzung hingegen würde Anreize für den notwendigen Markthochlauf von Wärmenetzen und Wärmepumpen reduzieren. Aus dem notwendigen Markthochlauf für Wärmenetze und dezentrale Wärmepumpen ergibt sich ein Ausstiegsfahrplan für die dezentrale Biomasse.
10. **Langfristig ist eine vollständige Dekarbonisierung der Gebäudewärme mit einem Mix verschiedener Technologien möglich:** Dezentrale Wärmepumpen bilden langfristig den größten Markt. Dabei ist die Wärmenetzinfrastruktur in Verbindung mit EE-Wärme bei ausreichenden Wärmedichten aber kostengünstiger als dezentrale Wärmeversorgung mit Wärmepumpen. Großwärmepumpen als zentrale Quelle oder dezentral in Nahwärmenetzen haben die höchste Wirtschaftlichkeit. Solarthermie ist insbesondere im ländlichen Raum bei Saisonal-speicherung und hohen solaren Deckungsanteilen attraktiv und kann teilweise ein zusätzliches Element in Städten auch bei geringeren solaren Deckungsanteilen sein. Geothermie muss kostenseitig zwischen kostengünstigen Potenzialen in den Ballungsräumen mit besonders hohen Temperaturen und anderen Standorten unterschieden werden.

2 Einleitung

Die Klimaziele Deutschlands in Summe stellen auch hohe Anforderungen an die Gebäudewärme, einen Beitrag zur Erreichbarkeit zu leisten. Auf den Bereich „Gebäude“ entfallen derzeit ca. 34 % des Endenergieverbrauchs Deutschland, davon entfällt der Großteil auf Raumwärme (RW) und Trinkwarmwasserbereitung (TWW). Dieser Verbrauchssektor ist zwar nicht der größte CO₂-Emittent, stellt aber aufgrund der Größe und der Langlebigkeit der Infrastrukturen eine zentrale Herausforderung und einen entscheidenden Hebel für Klimaschutzmaßnahmen dar. Im Klimaschutzplan 2050 verpflichtet sich die Bundesregierung bis 2050 zu einem nahezu treibhausgasneutralen Deutschland (BMUB 2016). In diesem Sinne wird das obere Klimaziel des Energiekonzeptes der Bundesregierung mit einer Reduktion der Treibhausgase um 95 % gegenüber 1990 verstanden. Im Rahmen dieser Studie wird dies als Beitrag eines Industrielandes für ein globales 2 °C-Ziel, aber nicht für ein globales 1,5 °C-Ziel in Bezug auf die COP21, interpretiert. In Hinblick auf die nicht vermeidbaren Emissionen, vor allem im Bereich Industrieprozesse und Landwirtschaft in Deutschland¹, bedeutet dies für die Energieversorgung (öffentliche Energiewirtschaft und Energieversorgung der Industrie), den Verkehr und die Gebäudewärme eine vollständige Dekarbonisierung bis 2050. Im Klimaschutzplan und im Koalitionsvertrag der Bundesregierung (CDU et al. 2018) werden zudem die Sektorziele 2030 verbindlich festgelegt. Für die direkten Emissionen des Gebäudesektors bedeutet dies eine Reduktion um 66 % gegenüber 1990 und für den nationalen Verkehr um 40 %. Beide Sektoren sind nicht Bestandteil des Emissionshandels. Das deutsche Gesamt-Klimaziel für 2030 mit -55 % THG ist wiederum aufgrund des Emissionshandels (ETS) und der Handelsflüsse im Strommarkt nicht bindend sondern nur als europäisches Klimaziel im ETS zu verstehen. Im Bereich des internationalen Verkehrs, der nicht vom Sektorziel erfasst wird, kommt zusätzlich eine deutliche Steigerung des Verbrauchs hinzu, welcher durch den Einsatz von erneuerbaren Brennstoffen zusätzlich dekarbonisiert werden muss. Auch Landnutzungsänderungen (LULUCF), die sowohl zusätzliche als auch negative Emissionen bedeuten können, sind zusätzlich zum Klimaziel zu interpretieren.

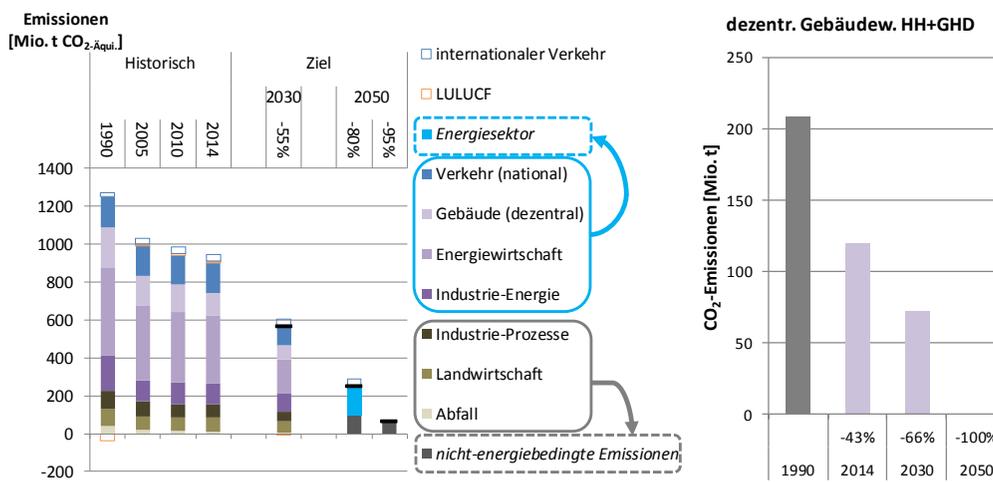


Abbildung 2-1: Klimaziele 2050 und 2030

Quelle: eigene Darstellung

¹ Annahme von 62,5 Mio.t CO₂ Restemissionen ohne CCS (carbon capture and storage), da zum Zeitpunkt 2050 im Sinne eines globalen 2 °C-Zieles in Entwicklungs- und Schwellenländern noch effizienter Emissionen ohne CCS eingespart werden könnten.

Für die Dekarbonisierung der Gebäudeversorgung bestehen dabei größere Unsicherheiten, mit welchen Maßnahmen und zu welchen technologischen Anteilen diese Ziele erreicht werden können. Zum einen stellt sich die Frage, welche Rolle Wärmenetze vs. einer dezentralen Wärmeversorgung einnehmen können und wie Wärmenetze dabei auch mit EE-Wärme versorgt werden. Welche Rückwirkungen ergeben sich bei einer höheren Gebäudesanierung und damit, welche Effizienz gegenüber einem langfristigen noch relativ hohen Wärmebedarf? Was bedeutet es, wenn das begrenzt vorhandene Biomassepotenzial weiterhin in dezentralen Heizungen eingesetzt wird gegenüber einem langfristigen Ausstieg aus der dezentralen Biomassenutzung? Und 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 langfristig die Nachfrage in diesen Netzen aufgrund der Gebäudesanierung wieder zurückgeht? Oder wie kann die Transformation einzelner Bestandsgebäude bei einer Versorgung mit Wärmepumpen gelingen, wenn diese in den ersten Jahren noch unsaniert sind? In einem immer komplexer werdenden Energiesystem sind die Fragen des Gebäudewärmebereichs dabei aber nicht isoliert, sondern immer in Rückkopplung mit der Energieversorgung zu bewerten. Diese Rückkopplung liegt insbesondere in der Stromversorgung unter einer zunehmenden Durchdringung wetterabhängiger Wind- und PV-Stromerzeugung einerseits und PtX-Importoptionen aus globalen EE-Vorzugsregionen andererseits.

3 Ziel und Methodik

3.1 Ziel

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

- Erfassung der Potenziale/Restriktionen und technisch-ökonomischen Parameter für eine dezentrale Versorgung durch Wärmepumpen in den verschiedenen Gebäudetypen
- Erfassung der Potenziale/Restriktionen für den Ausbau von Wärmenetzen und der Versorgung dieser Netze durch EE-Wärme
- Ermittlung der optimalen Versorgungsstruktur eines vollständig dekarbonisierten Energiesystems in 2050 zu kostenminimalen Systemkosten unter Berücksichtigung der ermittelten Potenziale/Restriktionen im Gebäudebereich. Analyse der Rolle von Wärmenetzen und dezentraler Wärmeversorgung in Rückkopplung mit dem Gesamtsystem generell und unter Einfluss der Gebäudesanierung und Verfügbarkeit von Holzheizungen
- Ermittlung der kostenminimalen Erreichung des nationalen Sektorziels im Gebäudebereich für 2030 unter Berücksichtigung des europäischen Ziels für den ETS-Bereich. Dabei sollen die Randbedingungen die sich aus dem Zielsystem 2050 für den Transformationspfad ergeben (Markthochläufe, Ausbau Wärmenetze, Biomasseverfügbarkeit u. a.), weitestgehend berücksichtigt werden.
- Dabei ist die Option, statt fossilen Erdgas und Heizöl zukünftig Power-to-Gas (PtG) oder Power-to-Liquid (PtL) einzusetzen, ein weiterer Freiheitsgrad der in den Untersuchungen berücksichtigt werden soll. Dabei kann dieser synthetische erneuerbare Brennstoff entweder aus globalen EE-Vorzugsregionen importiert werden oder in Deutschland in den Stunden und Regionen, in denen keine effizientere andere Stromnutzung möglich ist, erzeugt werden.

Das, **was diese Untersuchung nicht leisten kann, ist** komplette Transformationspfade modellendogen zu optimieren. Jedoch kann die Betrachtung einzelner Stützjahre bereits hohen Aufschluss über die komplexen Rückwirkungen im Energiesystem und der Gebäudeversorgung liefern. Darauf aufbauend wird bei Projektabschluss in einem weiteren Teilbericht des Projektes „TRANSFORMATIONSPFADE IM WÄRMESEKTOR“ eine Pfadoptimierung über den Zeitraum von 2020 bis 2050 geschlossen und in 5-Jahresschritten eingesetzt um die Restriktionen und Rückwirkungen im Pfad weitergehend zu analysieren. Grundsätzlich wird die Gebäudewärme und insbesondere die Versorgung durch Wärmenetze durch die individuelle Situation vor Ort bestimmt (Gebäudestruktur, bestehende Infrastruktur und Kraftwerke, EE-Wärmepotenziale). Eine deutschlandweite Betrachtung kann hierbei nur eine Vereinfachung und Näherung darstellen. Auch hierbei wird auf den letzten Abschlussbericht des Projektes verwiesen, in welchem dann konkrete Beispielnetze als Transformationspfade unter betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen optimiert werden. Ein weiterer Punkt, der in dieser Studie nicht berücksichtigt wird, ist der Einfluss demografischer und sozioökonomischer Effekte. Dieser kann sich je nach Entwicklung der unterschiedlichen Regionen in Deutschland restriktiv, insbesondere auf die Gebäudesanierung, aber auch auf die EE-Wärmeversorgung, auswirken. Hierzu wird auf das Projekt „DEGEB: DEKARBONISIERUNG DER GEBÄUDEWÄRME“ von Agora Energiewende, der Universität Kassel und des Fraunhofer IEE verwiesen.

3.2 Methodik und Modelle

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 unterschieden in den Teil des übergreifenden Emissionshandels (ETS) und in die jeweiligen nationalen Restemissionen (Effort Sharing Regulation (ESR, bis 2020 Effort Sharing Decision (ESD))). **Für Europa wird dabei eine Verschärfung des Gesamtziels von -40 % auf -45 % (bezogen auf 1990) 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) unterschieden.
- In **2030** wird im Klimaschutzplan das **Sektorziel dezentrale Gebäudewärme** mit 70–72 Mio.t CO₂ definiert. → Es werden **modellendogen 72 Mio.t** abgebildet (inkl. GHD-Prozesswärme, Kraftstoffverbrauch Militär, ohne Strom, **ohne große Fernwärme (Erzeugungsanlagen > 20 MW_{th} sind Teil des ETS)**, ohne Industriegebäude).
- In **2030** wird im Klimaschutzplan das **Sektorziel Verkehr** (national) von 95-98 Mio.t CO₂ definiert → Es werden **modellendogen 98 Mio.t** abgebildet (ohne Strom, ohne Verkehr für Militär, Bau-, Forst- und Landwirtschaft, ohne internationalen Flug- und Schiffsverkehr).
- Der Einsatz von Biomasse (und ggf. auch PtX) in den Sektoren erlaubt 2030 eine gewisse Verschiebung zwischen den Emissions-Ambitionsniveaus der einzelnen Sektoren. Hierbei wird grundsätzlich ein **restriktives nationales Biomassepotenzial** gemäß des BMU-Klimaschutzszenario 95 (Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2015) unterstellt. Im **Gebäudebereich** werden **zwei Varianten der dezentralen Biomassenutzung** unterstellt (langfristiger Ausstieg und damit Verschiebung der Nutzung in die Industrie und Fernwärme vs. Beibehaltung). Da Biomasse und PtX in ihrer Emissionswirkung grundsätzlich substituierbar sind, wird im Sektorziel dezentrale Gebäudewärme in 2030 kein PtG als zusätzliche Option abgebildet, sondern nur im Gesamtsystem. Im Verkehrsbereich ist die Option PtL/LH₂ einzusetzen modellendogen abgebildet und Teil der Optimierung.
- **2050** wird ein -95 % THG-Ziel interpretiert als eine **EE-Vollversorgung des Energiesystems**. CCS spielt, wenn überhaupt, dann nur eine untergeordnete Rolle im Bereich Industrie-Prozessemissionen und wird nicht weiter konkretisiert. Da jeder Energiesektor Null Emissionen erreichen muss, ist eine Unterteilung in Sektorziele zusätzlich zum Gesamtemissionsziel dann nicht mehr notwendig. 2050 wird auch eine vollständige Dekarbonisierung des internationalen Verkehrs auf Basis von PtL unterstellt.
- Grundsätzlich werden für modellexogene Emissionsbereiche (z. B. Emissionen aus Müll, Gichtgas, flüchtige Emissionen u. a. 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 die oben genannten Forschungsfragen adressieren zu können, wird im ersten Schritt ein Zielszenario für 2050 bestimmt². Danach werden in einem zweiten Schritt

² Zielszenario als „Greenfield-Ansatz“ wobei als Bestandskraftwerke nur in 2050 noch bestehende Kernkraftwerke und heutige Wasserkraft (Betrieb und im Bau) berücksichtigt werden sowie die Netzausbauplanungen der ENTSO-E bis 2040 (abgebildet über NTC-Werte (Net Transfer Capacities) für die Kuppelleitungen zwischen den Ländern).

Bandbreiten (Ober- und Untergrenzen) für einen konsistenten Markthochlauf bestimmter Technologien (für Wind, PV für jedes Land Europas und in Deutschland für Wärmenetze, Wärmepumpen, Elektromobilität) für das Stützjahr 2030 abgeleitet und auch das Zielszenario 2030 unter diesen Randbedingungen und noch vorhandenen Bestandskraftwerken bestimmt. Dazu wird mittels der **sektorübergreifenden Ausbau- und Einsatzoptimierung SCOPE** (Fraunhofer IWES 2016) ein kostenminimales Gesamtenergieversorgungssystem bestimmt, welches das Klimaziel einhält und die Versorgungssicherheit bzw. permanente Deckung der Nachfrage in allen Anwendungen und Sektoren gewährleistet (siehe auch Abbildung 2-1). Hierbei handelt es sich um ein lineares, deterministisches und kontinuierliches Modell, welches im Rahmen des vorliegenden Projektes um die modellendogene Abbildung des Emissionsbudgets des Gebäudesektorziels erweitert und in den Wärmeversorgungsoptionen weiter differenziert wurde. Die volkswirtschaftliche Optimierung kann damit den grenzkostenbasierten Kraftwerkseinsatz und rationale Investitionsentscheidungen auf Basis perfekter Voraussicht nachbilden. Dabei wird vom regulatorischen Rahmen abstrahiert. Der geografische Betrachtungsraum des Strommarktes und des Energiesystems bildet die **EU28 zzgl. Norwegen und Schweiz und abzgl. Malta und Zypern** ab. Um den Einfluss der Parameter Biomasse und Sanierungsrate (unterstellte Änderungen nur in Deutschland) auswerten zu können, werden diese **Sensitivitätsrechnungen nachgelagert und in Simulationen nur für Deutschland durchgeführt**, auf Basis der in den vorgelagerten europäischen Rechnungen ermittelten Import-Exportzeitreihen und ETS-Emissionsbudgets. Grundsätzliche Annahmen zu Eingangsdaten und eine Modellbeschreibung finden sich in (Fraunhofer IWES 2017a) sowie in verschiedenen Arbeiten, auf welchen das Modell beruht (Härtel und Korpås 2017, Fraunhofer IWES/IBP 2015, Fraunhofer IWES et al. 2014 Jentsch 2014, Oehsen 2012).

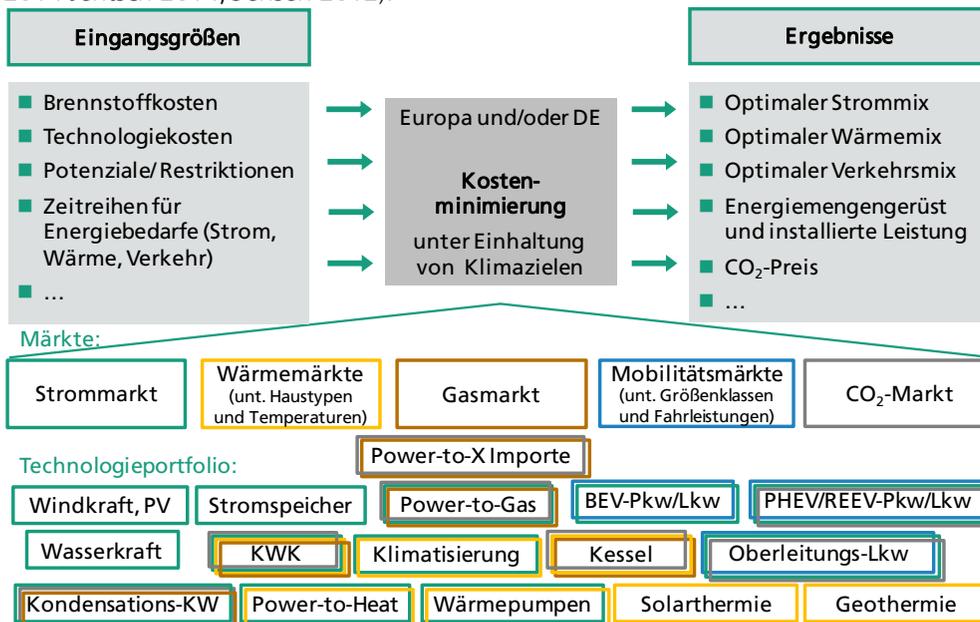


Abbildung 3-1: Schematische Darstellung der sektorübergreifenden Ausbauplanung SCOPE

Quelle: eigene Darstellung

Ziel ist es die Rückkopplungen von Sensitivitäten im Bereich der Gebäudewärme mit dem Energiesystem modellendogen als kostenminimales System auf Basis volkswirtschaftlicher Kosten unter den Randbedingungen CO₂-Ziel und Deckung der Endenergienachfrage zu bewerten. **Der Wärmemarkt wird dabei aus Gründen einer besseren ökonomischen Differenzierbarkeit in Haustypen und im Industriebereich nach Temperaturniveaus aufgeteilt.** Dies bedeutet, dass in jedem Haustyp jede dezentrale Wärmeversorgung in Konkurrenz zu jeder möglichen Wärmenetzlösung bewertet wird. Im Modell bedeutet dieser methodische Ansatz die Annahme homogener Gebäudequartiere, die von einem separaten Wärmenetz versorgt werden, oder dass einzelne Gebäude, in denen eine dezentrale Versorgung günstiger als die Vollkosten

der Wärmenetzversorgung ist, auch nicht angeschlossen werden. In Hinblick auf die Vorteile höherer Wärmedichten für die Finanzierung der Netzinfrastruktur stellt dies eine für Wärmenetze konservative Annahme dar.

- Optimierung Investitionsentscheidung und Anlageneinsatzplanung auf Basis annuitätischer Kosten (IEE-Energiesystemmodell SCOPE)
 - in Deutschland und in Europa zur Deckung der
 - Stromnachfrage
 - herkömmlicher Verbrauch
 - neuer Sektorkopplungsverbrauch,
 - Industrierwärmenachfrage
 - Industriegebäude (Raumwärme und Trinkwarmwasser) sowie Prozesswärme <100 °C (Warmwasser)
 - Prozesswärme 100-500 °C (Dampf und Thermoöl)
 - Industrielle Verfahren >500 °C,
 - in Europa vereinfacht zur Deckung
 - der Gebäudewärme für Haushalte und Gewerbe/Handel/Dienstleistung (GHD) (nur ein aggregiertes Gebäude je Land – Investition und Einsatz)
 - des Straßenverkehrs (festes E-Mobilitätsszenario – nur Einsatz)
 - in Deutschland detailliert zur Deckung
 - der Gebäudewärme für Haushalte und GHD in 12 Klassen
 - 8 Wohngebäudetypen (Neubau, vollsaniert, teilsaniert, unsaniert – Einfamilienhäuser (EFH), Mehrfamilienhäuser (MFH))
 - 4 Nichtwohngebäudetypen (Neubau, Bestandsgebäude – büroähnlich mit wenig TWW, sonstige mit mehr TWW und GHD-Prozesswärme)
 - des Straßenverkehrs in 15 Klassen
 - Pkw-Klein, Pkw-Mittel, Pkw-Groß, leichte Nutzfahrzeuge (LNF) à 3 Klassen (von Jahresfahrleistungen <7.000 km/a, 7.000-14.000 km/a, >14.000 km/a)
 - Schwere Nutzfahrzeuge (SNF): Lkw 3,5-12 t (N2), Lkw 12-28 t (N3 I), Last- und Sattelzüge (N3s)
- Inputdaten Gebäude:
 - Fortschreibung des deutschen Gebäudebestands unter Variation der Sanierungsrate und -tiefe,
 - technische Ober- und Untergrenzen für den Markthochlauf von Heizungstechnologien (bestehende und neue Gaskessel, dezentrale Wärmepumpen) auf Basis eines Kohortenmodell des Fraunhofer IEE (ehemals Abteilung des Fraunhofer IBP)
 - Heizlastprofile auf Basis Gasbilanzkreissystem und Heizgrenztemperatur des Gebäudetyps – bevölkerungsgewichteter Mittelwert für Deutschland
- Inputdaten Straßenverkehr:
 - techno-ökonomische Ober- und Untergrenzen des Markthochlaufs von Pkw/LNF mittels des IEE-Fahrzeugbestandsmodell (Stock-Flow-Modell unter Variation der Entwicklung regulatorischer Rahmenbedingungen)
 - Literaturrecherche zu Rahmendaten und Markthochlauf von SNF
 - Fahrprofile Pkw/LNF und SNF auf Basis MiD/KiD
- Simulation eines mittleren historischen Wetterjahres (2012) in stündlicher Auflösung (Temperatur, Windgeschwindigkeiten, Solarstrahlung, hydrologisches Jahr)

- Modellendogene Entscheidung synthetische erneuerbare Kraftstoffe (LH₂, PtL, PtG) von außerhalb Europas zu importieren oder national zu erzeugen
- Europäisches Übertragungsnetz (NTC), keine innerdeutschen Restriktionen des Übertragungs- oder Verteilnetzes

Auf Basis dieser Methodik werden in 2 Schritten die folgenden Szenarien und Sensitivitäten berechnet.

1. Klimaziele 2050 (SCOPE)

- Vorgelagertes europäisches Basisszenario (hohe Sanierung, Ausstieg aus dezentraler Biomassenutzung)
- 4 nachgelagerte nationale Rechnungen
 - 1. Hohe Sanierung und geringeres Wärmenetzpotenzial
→ 362 TWh Endenergie bzw. -56% gegenüber 2008
 - A) Ausstieg dezentrale Biomassenutzung
 - B) Beibehaltung dezentrale Biomassenutzung
 - 2. Moderate Sanierung und höheres Wärmenetzpotenzial
→ 525 TWh Endenergie bzw. -36% gegenüber 2008
 - A) Ausstieg dezentrale Biomassenutzung
 - B) Beibehaltung dezentrale Biomassenutzung

→ siehe Ergebnisse Abschnitt 7.1

Wie die Potenzialanalyse in Abschnitt 5.2 zeigt, ist die Höhe des Wärmenetzpotenzials zum einen von den Wärmedichten und damit von der Sanierungsrate abhängig, und zum anderen davon frühzeitig den relativen Anteil am Wärmemarkt zu steigern. Die untersuchten Sensitivitäten und das methodische Vorgehen sind in folgenden Abbildungen dargestellt.

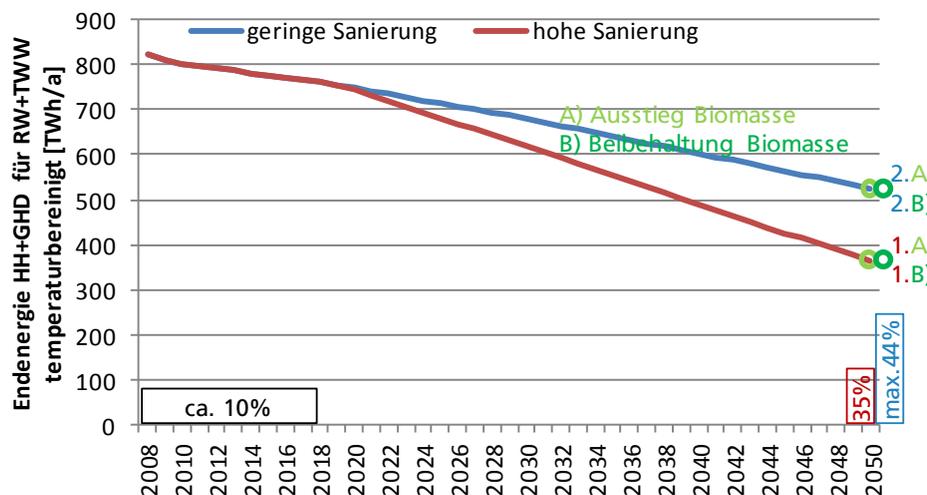


Abbildung 3-2: Endenergie Gebäudewärme und Potenzial für Wärmenetze in 2050

Quelle: eigene Darstellung

2. Klimaziele 2030 (SCOPE)

- Vorgelagertes europäisches ETS-Szenario (Ausstieg aus dezentraler Biomassenutzung)
- 2 nachgelagerte nationale Rechnungen
 - Mittelwert Sanierung (Mittelwert Szenario 1. und 2.)
→ 650 TWh Endenergie bzw. -21% gegenüber 2008
 - A) Ausstieg dezentrale Biomassenutzung Bandbreite Wärmenetze in 2030 => Von Min: Ergebnis 1.A) bis Max: Ergebnis 2.A)
 - B) Beibehaltung dezentrale Biomassenutzung Bandbreite Wärmenetze in 2030 => Von Min: Ergebnis 1.B) bis Max: Ergebnis 2.B)

→ siehe Ergebnisse Abschnitt 7.2

Um im **Wärmebereich konsistente Transformationspfade** abzubilden werden folgende Punkte berücksichtigt:

- Nutzungspfad Entwicklung dezentrale Biomasse
- Bandbreiten notwendiger Markthochlauf Wärmenetzausbau
- Bandbreiten notwendiger Markthochlauf dezentrale Wärmepumpen (für 2030 auf Basis ermittelten Zielsystem 2050)
- Anpassung der Leistungsauslegung EE-Wärme (z. B. Großwärmepumpen, Geothermie) in den Wärmenetzen (siehe Abbildung 5-9 und Abbildung 5-10 in Abschnitt 5.4)

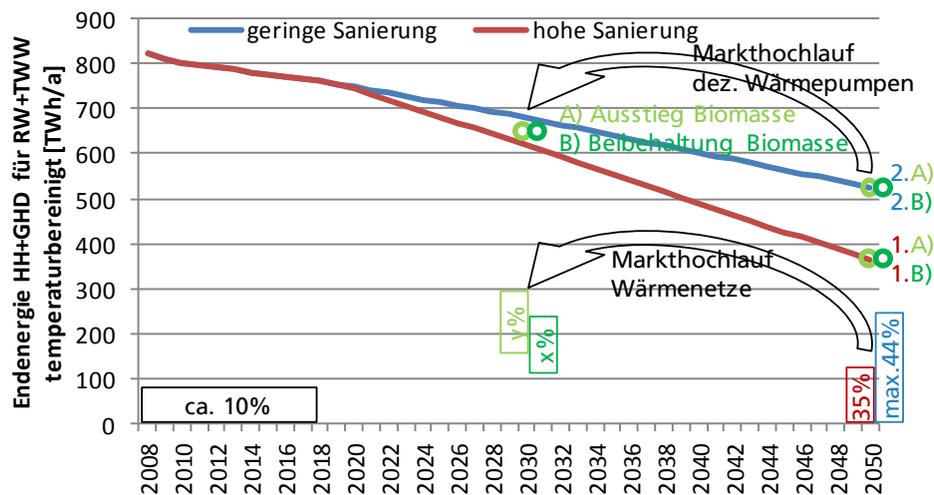


Abbildung 3-3: Endenergie Gebäudewärme und Potenzial für Wärmenetze; betrachtete Stützjahre und Sensitivitäten

Quelle: eigene Darstellung

Für die **Auswertung der ermittelten kostenminimalen Energiesysteme** unter den Randbedingungen der einzelnen Sensitivitätsrechnungen **stehen nicht die absoluten Kosten im Vordergrund.**

Insbesondere für die **Kosten und den Nutzen der Gebäudesanierung** wurde dies in anderen Projekten wie „Der Wert der Energieeffizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorkopplung“ (ifeu et al. 2018) ausführlich untersucht. Dabei wurde ermittelt, dass die energetischen Sanierungskosten durch Einsparungen im Gesamtsystem kompensiert werden und dass sowohl die Szenarien mit moderater Effizienz und vielen Wärmepumpen als auch die Szenarien mit sehr hoher Effizienz die geringsten Systemkosten aufweisen. Grundsätzlich können Kosten auch nicht ohne die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende bewertet werden. Entscheidend sind die Nettoeffekte auf der Makroebene die vielfältige ökonomische Rückkopplungen enthalten und in allen relevanten Studien positiv ausfallen (GWS et al. 2018) und (Öko-Institut e. V. et al. 2018). „Die zentralen Konflikte und Schwierigkeiten bei der Umsetzung der Energiewende treten auf der Mikroebene in Form von Verteilungskonflikten auf. Wegen der positiven gesamtwirtschaftlichen Wirkung der Energiewende stehen die Mittel zur Verfügung, durch die Energiewende schlechter gestellte Gruppen oder Regionen zu entschädigen.“ (GWS et al. 2018).

Das Energiesystem wird deshalb anhand folgender Daten verglichen und Schlussfolgerungen aus den Sensitivitäten gezogen:

- Marktanteile der verschiedenen Technologien im Gebäudewärmebereich
 - Marktanteile je Gebäudetyp und in Summe
 - Abschätzungen zum km Ausbaubedarf Wärmenetze und Absatzmarkt Wärmepumpen
- Jahresenergiebilanz Stromsystem
 - Erzeugung (differenziert nach Technologien)
 - Verbrauch (unter Differenzierung neuer Stromverbraucher)
- Leistungsbilanzen (installierte Leistungen)
 - von EE-Anlagen (insbesondere PV und Onshore)
 - Gas-Kondensationskraftwerke und Gas-KWK-Kraftwerke
 - Batteriespeicher, PtG-Anlagen
- PtX-Importe

4 Restriktionen für Wärmepumpen in Bestandsgebäuden – Einsatzmöglichkeiten von Hybrid-Wärmepumpen

Restriktionen für Wärmepumpen in Bestandsgebäuden – Einsatzmöglichkeiten von Hybrid-Wärmepumpen

4.1 Einführung

In Deutschland konzentriert sich der Wärmepumpenabsatzmarkt mit ca. 60-55 % stark auf den kleinen Bereich des Neubaus. Um die Klimaziele im Gebäudebereich zu erreichen, ist der frühzeitige Markthochlauf von Wärmepumpen auch im Bestandsgebäudebereich notwendig. Dabei sind ca. 70-75 % der verkauften Wärmepumpen Luft-Wärmepumpen.

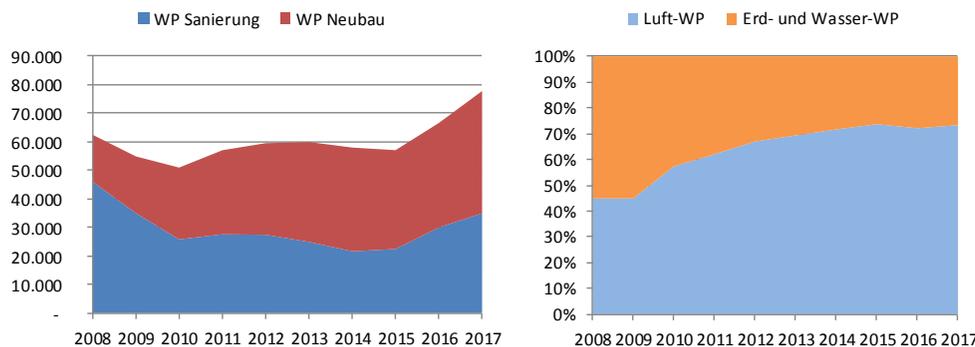


Abbildung 4-1: Entwicklung Absatzmarkt Wärmepumpen

Quelle: BWP

Bei einer niedrigen Sanierungsrate für das Dämmen von Bestandsgebäuden und unter Berücksichtigung der Kesselaustauschraten bedeutet das aber auch, dass Wärmepumpen nicht nur in effiziente Bestandsgebäude eingebaut werden müssen (also Gebäude die mindestens nach 1977 nach der 1. Wärmeschutzverordnung oder besser noch ab 1995 nach der 3. Wärmeschutzverordnung gebaut wurden). Denn auch wenn die energetische Sanierungsrate für Wohngebäude von derzeit ca. 1 % im langjährigen Mittel auf über 2 % gesteigert werden sollte, bedeutet dies, dass der Gebäudebestand im Mittel erst statt innerhalb von 100 dann innerhalb von weniger als 50 Jahren vollständig saniert wird. Um eine vollständige Dekarbonisierung bis zum Jahre 2050 zu erreichen, müssten aber innerhalb von 30 Jahren alle Gebäude mit EE-Wärme versorgt werden. **Der Wärmepumpenabsatzmarkt muss also tendenziell schneller als der Gebäudesanierungsmarkt wachsen.** Es wird teilweise auch notwendig, Wärmepumpen in unsanierten Bestandsgebäuden, die vor 1978 gebaut wurden, zu installieren und bei der Anlagenauslegung den weiteren **Transformationspfad des Gebäudes hinsichtlich der sich anschließenden Sanierung zu berücksichtigen.** In vielen Studien wird dabei mit Verweis auf die notwendigen Vorlauftemperaturen und auf die Wirtschaftlichkeit ein solcher Markthochlauf nicht berücksichtigt.

So wurde von ifeu und Beuth Hochschule für Technik (2017) zusammenfassend festgehalten, „dass Wärmepumpen bei einem Heizwärmebedarf von 120 kWh/m²a gerade noch wirtschaftlich betrieben werden können. Diese Grenze gilt unter idealen Bedingungen in den Heizkreisen. Wenn die vorhandenen Heizkörper nicht alle auf dieselbe spezifische Heizlast ausgelegt sind, nicht abgeglichen sind oder, wenn einzelne Räume durch eine exponierte Lage oder höhere Soll-Temperaturen eine höhere Vorlauftemperatur benötigen, sinkt die Grenze für den Wärmepumpeneinsatz ab. Aus dieser Untersuchung der Wärmekosten sowie aus der oben durchgeführten Analyse der mindestens zu erreichenden Arbeitszahl folgt, dass Wärmepumpen in der Praxis kaum in Gebäuden installiert werden können, deren Heizwärmebedarf über 90 kWh/m²a liegt.“ Diese Analyse gilt aber unter der Betrachtung heutiger Endverbraucherpreise und ohne den Einsatz von Hybridwärmepumpen bei geringerer

und damit wirtschaftlicherer Leistungsauslegung. Im Folgenden sollen primär technische Möglichkeiten dafür dargestellt werden. Aber in Hinblick auf zukünftig steigende fossile Brennstoffpreise und tendenziell sinkenden Strompreise (siehe Abbildung 4-17) muss auch die Wirtschaftlichkeit von weniger effizienten Wärmepumpen anders als heute bewertet werden.

Trotz dieser technischen und wirtschaftlichen Lösungsmöglichkeiten bestehen auch absolute Restriktionen z. B. hinsichtlich Luftwärmepumpen in vielen bestehenden Mehrfamilienhäusern aufgrund des Platzbedarfs, welche weiter unten diskutiert werden. Die Akzeptanzfragen hinsichtlich des Schalls werden dagegen nicht weiter betrachtet. Hierbei wird auf ifeu und Beuth Hochschule für Technik (2017) verwiesen: „Die Hersteller von Luft/Wasser-Wärmepumpen sind bestrebt, die Schallemissionen der Geräte weiter zu senken. Dazu setzen sie zum Beispiel größere Wärmetauscher mit geringeren Strömungsgeschwindigkeiten oder speziell geformte Ventilatoren ein. Auch durch Bauformen, die die Luft nach oben abblasen oder Split-Geräte, bei denen die Verdichter im Gebäude liegen, werden die Schallemissionen vermindert. Ferner konnten in den letzten Jahren weitere Schallemissionen durch veränderte Formen der Ventilatorflügel erreicht werden. In dieser Studie werden keine harten Potenzialgrenzen aus den Lärmemissionen der Wärmepumpen abgeleitet, da angenommen wird, dass es bei künftigen Gerätegenerationen technische Lösungen dafür geben wird.“

4.2 Korrelation von Solarstrahlung und kalten Außentemperaturen

Für eine hohe Marktdurchdringung von Wärmepumpen wird die **Auswirkung einer hohen gleichzeitig auftretenden Stromnachfrage im Winter auf die Versorgungssicherheit im Strommarkt und die Stromverteilnetze** immer kritisch hinterfragt. Grundsätzlich bieten Hybrid-Wärmepumpen gegenüber bivalenten monoenergetischen Wärmepumpen den Vorteil, dass sie in Engpasssituationen im Strommarkt oder Netzbetrieb ausgeschaltet werden können und stattdessen auf einen Brennstoff wechseln können. Dennoch müssen auch für bivalente Wärmepumpen die möglichen Rückwirkungen differenziert betrachtet werden.

In den Arbeiten von Consentec im Projekt der Agora Energiewende „Der Wert der Energieeffizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorkopplung“ (ifeu et al. 2018) wurde auf Basis von Szenarien, die alle eine hohe und gleich angesetzte Durchdringung von Elektromobilität aufwiesen, **der Einfluss von Wärmepumpen auf die Verteilnetze** mit einer deutschlandweiten Simulation von Referenznetzen untersucht. „Hier liegen die Netzausbaukosten für die in dem Vergleichsszenario zusätzlich benötigten Wärmepumpen bei circa 150 bis 200 Euro pro Jahr und Wärmepumpe. Dieser Wert gilt allerdings nur bei den hier angesetzten Rahmenbedingungen. Es ist jedoch insgesamt zu beachten, dass Wärmepumpen szenarienabhängig einen Anteil zwischen 10 und 25 Prozent an der gesamten Netzkostenzunahme aufweisen, sodass der überwiegende Teil der Netzkostenzunahme durch den Zubau an EE-Anlagen und sonstigem Lastzuwachs verursacht wird und damit **Wärmepumpen nicht als Haupttreiber des Netzausbaus angesehen werden können**.

Im Strommarkt wird die Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Fall der „**kalte Dunkelflaute**“ als zentrale Herausforderung gesehen. Dabei ist Versorgungssicherheit nur im europäischen Strommarkt zu bewerten und entsprechend sind auch die Ausgleichseffekte in Europa zu berücksichtigen, welche auch im Energiesystemmodell SCOPE für das ausgewählte Wetterjahr 2012 abgebildet werden. Diese sind:

- Ausgleich von Wind (Hoch- und Tiefdruckgebiete die über Europa verteilt sind)
- Thermische Kraftwerke im Ausland

- Flexible Wasserkrafterzeugung (insbesondere Speicherwasser in Skandinavien und den Alpen)
- Rückgang/Ausstieg aus der Stromdirektheizungen (insbesondere Frankreich)
- PV-Erzeugung im Winter
- Sommerhöchstlast in Südeuropa im Gegensatz zur Winterhöchstlast in Mittel- und Nordeuropa

Restriktionen für Wärmepumpen in Bestandsgebäuden – Einsatzmöglichkeiten von Hybrid-Wärmepumpen

Dabei soll insbesondere die Korrelation von Wärmebedarf und PV-Einspeisung auf Basis einer Auswertung von 7 Wetterjahren (2006-2012) für Deutschland verdeutlicht werden. Hierfür wird auf die Zeitreihen, welche im Rahmen des Projektes „Analyse eines europäischen -95 %-Klimazielszenarios über mehrere Wetterjahre“ (Fraunhofer IWES) 2017b) erarbeitet wurden, zurückgegriffen. Für den Wärmebedarf ist dabei die bevölkerungsgewichtete Außentemperatur repräsentativ, welche bezogen auf die Umweltwärme für Wärmepumpen als stündliche Zeitreihe und bezogen auf den Wärmebedarf als 3-Tages-Mittel dargestellt ist. Die PV-Erzeugung repräsentiert eine breite Verteilung von Dach- und Freiflächenanlagen über ganz Deutschland.

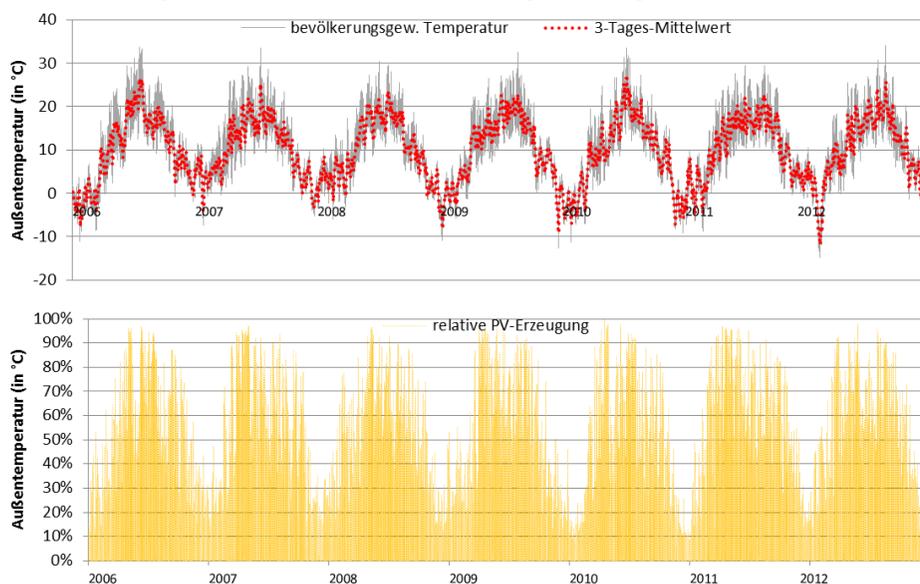


Abbildung 4-2: mittlere Temperatur und PV-Erzeugung für 7 Wetterjahre in Deutschland

Quelle: eigene Darstellung

Eine Typische Januarwoche stellt sich dabei wie folgt dar:

- Außentemperatur 0 °C bis 1 °C
- Windkraft 54 % der maximal deutschlandweit gleichzeitigen Leistung über 7 Jahre
- PV-Energieertrag 5 % bei 20-24 % der maximal deutschlandweit gleichzeitigen Leistung im Juni

Restriktionen für Wärmepumpen in Bestandsgebäuden – Einsatzmöglichkeiten von Hybrid-Wärmepumpen

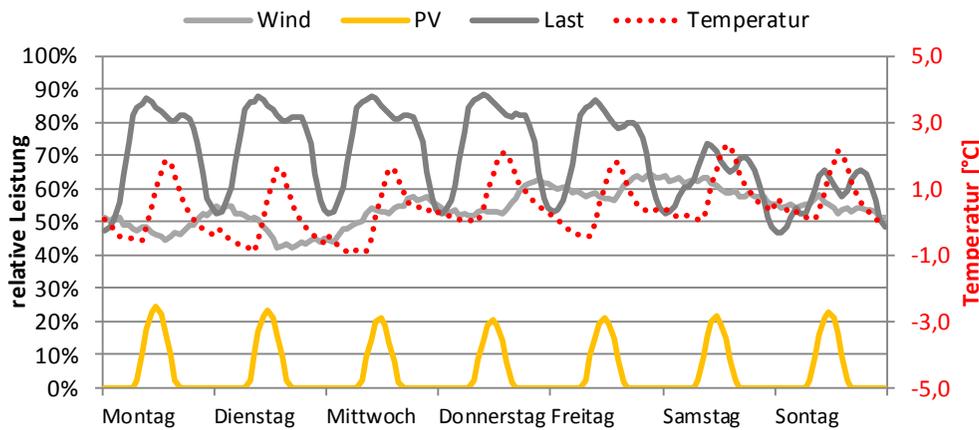


Abbildung 4-3: mittlere Januarwoche in Deutschland

Quelle: eigene Darstellung

Aus der Auswertung über die 7 Jahre wird dabei eine Korrelation deutlich. **Wenn es im Mittel über längere Zeit sehr kalt ist (3-Tagesmittelwert unter $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$,) dann ist die PV-Erzeugung deutlich höher** (von 5 % Energieertrag bezogen auf maximalen Energieertrag im Juni \rightarrow Steigerung auf 11 %). In der Flaute ist der Effekt noch verstärkt mit einer Steigerung auf 13 %.

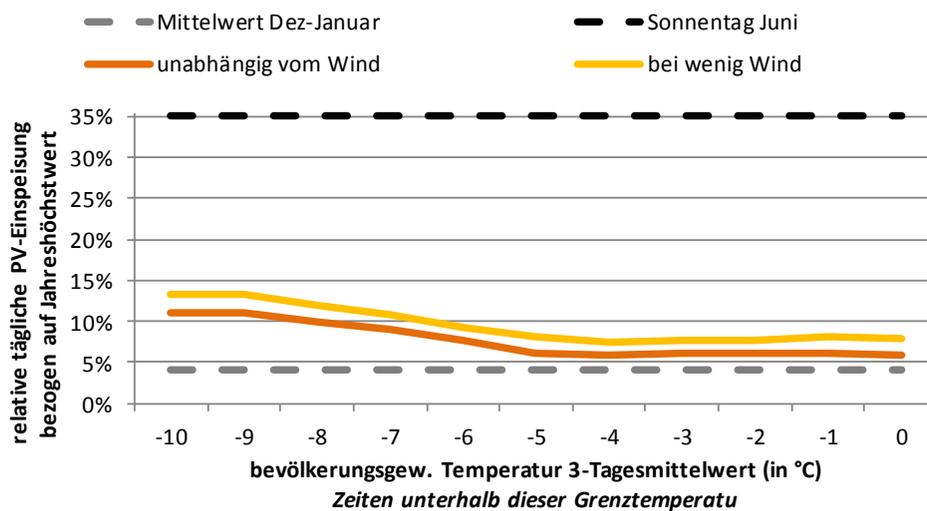
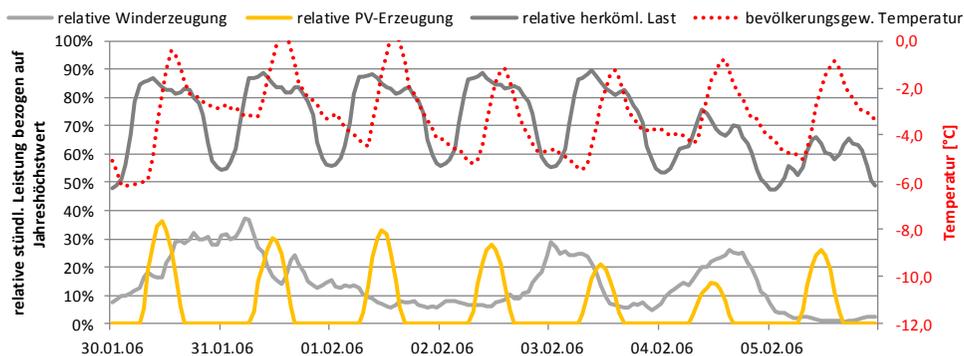


Abbildung 4-4: Korrelation von Solarstrahlung und langen Kältephasen in Deutschland

Quelle: eigene Darstellung

Dieser Mittelwert zeigt dabei keine Ausreißer auf, welche sich z. B. im Winter bei Hochnebel regional ergeben können. Je weiter die Betrachtungsregion aber über die Stromnetze gewählt wird (innerhalb Deutschlands \rightarrow Europa), umso geringer werden diese Effekte. Die Zusammenhänge werden im Folgenden am Beispiel einer 1-wöchigen historischen „kalten Dunkelflaute“, welche vom 30.1. bis 5.2.2016 ging, dargestellt. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass Versorgungssicherheit ein relativer Wert ist, welche sich in Abhängigkeit der noch tolerierten Ausfallwahrscheinlichkeit ergibt, und dass eine Analyse der Versorgungssicherheit eine Betrachtung über weitere Wetterjahre und ganz Europa bedarf als diese begrenzte Auswertung. Dennoch wird deutlich, dass je stärker in Deutschland und Europa die PV-Leistungen zugebaut werden, es umso stärkere Synergien hinsichtlich der Energieversorgung in Zeiten der „kalten Dunkelflaute“ gibt.



Restriktionen für Wärmepumpen in Bestandsgebäuden – Einsatzmöglichkeiten von Hybrid-Wärmepumpen

Abbildung 4-5: Beispiel „kalte Dunkelflaute“ vom 30.1.-5.2.2016

Quelle: eigene Darstellung

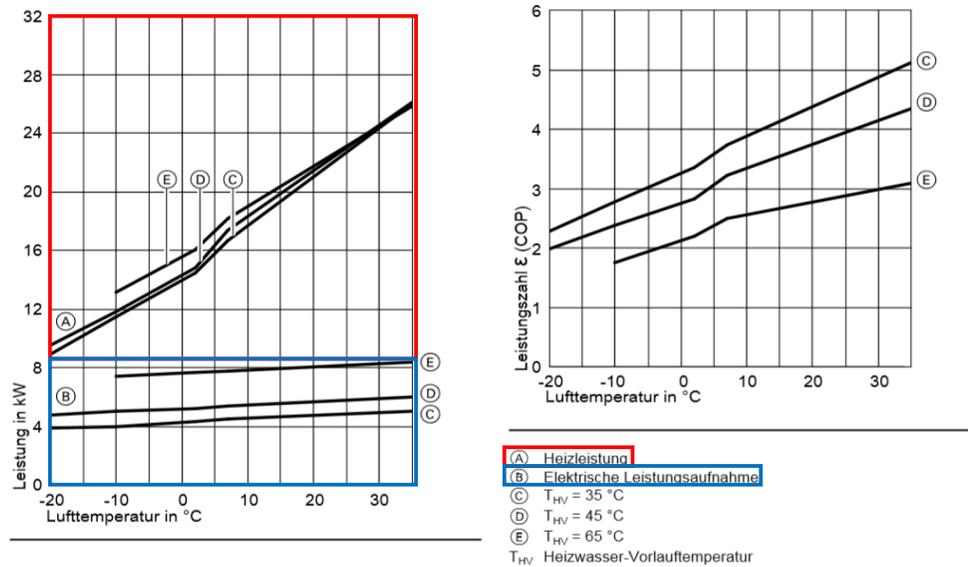
Im Vergleich zu einer typischen Januarwoche sind bei Temperaturen im Mittel deutlich unter 0 °C und bei einer sehr geringen deutschlandweiten Winterzeugung von teilweise nur 10 % bis 0 % der maximal möglichen gleichzeitigen Erzeugung überdurchschnittliche PV-Leistungen zu verzeichnen. **Tagsüber bei hoher PV-Erzeugung erreicht aber die Außentemperatur teilweise 0 °C wodurch sich z. B. bei Luft-WP eine Verbesserung des COP von 2,1 (-10 °C) auf 2,8 (0 °C) ergeben kann, und eine Leistungssteigerung der thermischen Leistung der Wärmepumpen um 30 % gegenüber dem Auslegungsfall.** Dadurch kann effizienter mehr Wärme erzeugt und ein thermischer Speicher beladen werden um nachts bei sehr niedrigen Außentemperaturen die Leistung der Wärmepumpe reduzieren zu können. Vergleichbare Effekte zeigen sich auch in der Übergangszeit, dass Luft-WP tagsüber mit höherer Effizienz und aufgrund der höheren thermischen Leistung mit höherer Flexibilität das Stromangebot nutzen können.

4.3 Technische Restriktionen und Lösungsoptionen für den Einsatz von Luft-WP

4.3.1 Technische Restriktionen für Luft-WP

Anders als Hochtemperaturwärmepumpen (siehe Abbildung 5-11) sind dezentrale Wärmepumpen technisch nicht in der Lage sehr hohe Temperaturen bereitzustellen. Bei Luft-WP sind dabei aufgrund der geringen Wärmedichte von Luft und dem Wärmeübergang die Restriktionen etwas stärker als bei Sonden-WP ausgeprägt. Systeme auf Basis von Sonden-WP erreichen nie negative Temperaturen auf der kalten Seite der Wärmepumpe, sodass sie immer Vorlauftemperaturen von 65 Grad Celsius mit besserer COP erzeugen können als Maschinen, die Wärme mit Luft austauschen. Wie wir in der folgenden Grafik sehen können, die einer derzeit verkauften Luft-Wasser-Wärmepumpe entspricht, liegt die **maximale Temperatur bei 65 °C bei einer Außentemperatur von -10 °C**. Aufgrund des geringen COP von 1,7 in diesem Punkt, ist die effektive thermische Leistung geringer, weshalb eine hohe und teurere WP-Leistungsauslegung notwendig wäre.

Leistungsdiagramme

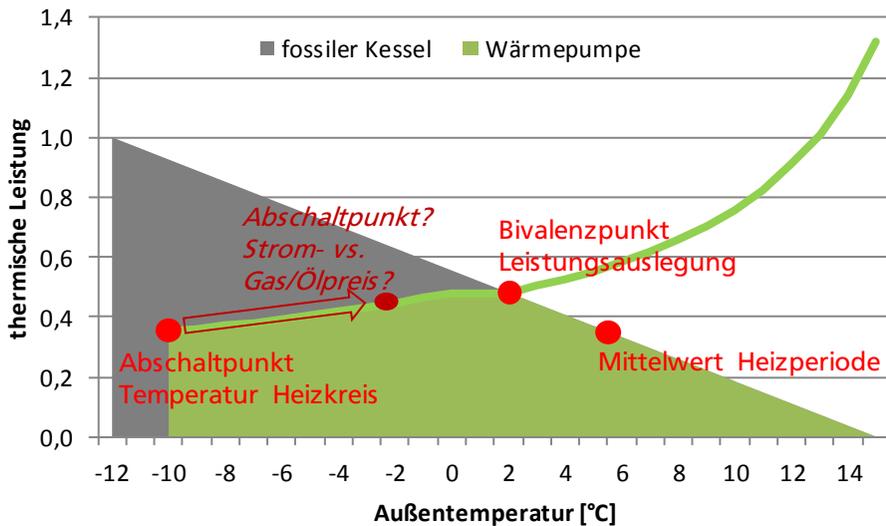


Restriktionen für Wärmepumpen in Bestandsgebäuden – Einsatzmöglichkeiten von Hybrid-Wärmepumpen

Abbildung 4-6: Thermische, elektrische Leistung und COP in Abhängigkeit von Vorlauf- und Außentemperatur für eine Beispiel-Luft-WP

Quelle: Viessmann für die Wärmepumpe Vitocal 400 A, 400 V

Um die Leistungsauslegung zu begrenzen, müssen Luft-Wärmepumpen in Bestandsgebäuden mit Radiatorheizung aus **wirtschaftlichen Gründen als bivalent ausgelegt** werden. Im folgenden Beispiel ist dies für die Außentemperatur von $+2\text{ °C}$ dargestellt, wodurch die Leistungsauslegung nur ca. 46 % der Höchstlast betragen muss. Bei geringen Leistungsauslegungen in ineffizienteren Gebäuden ist dabei die **Kombination mit einem Öl- oder Gaskessel wirtschaftlich sinnvoll** (im Folgenden **Hybrid-Wärmepumpe**), während bei effizienteren Gebäuden und deutlich kälteren Bivalentpunkten die zusätzliche Heizung durch einen Heizstab erfolgt (im Folgenden bivalente Wärmepumpe). Die Anlagen werden **bivalent-teilparallel** betrieben, wobei **für die Effizienz der Wärmepumpe nicht die Vorlauftemperatur entscheidend ist, sondern die Temperatur des Rücklaufs**, der durch die Wärmepumpe nur anteilig angehoben werden muss und vom Kessel dann auf das geforderte Temperaturniveau gebracht wird. Selbst in vielen unsanierten Gebäuden könnten Hybrid-Wärmepumpen derart bis zum **Abschaltunkt von -10 °C Außentemperatur theoretisch/technisch** betrieben werden. Bei den gegenwärtigen **Verhältnissen von hohen Strompreisen für Wärmepumpen gegenüber niedrigen Gas- und Ölpreisen** müssten Wärmepumpen aber einen COP von über 3 (siehe Abbildung 4-18) erreichen, um nach wirtschaftlichen Kriterien überhaupt eingesetzt zu werden. Für unsanierte Gebäude wäre dies in den Wintermonaten (Mittelwert der Heizperiode ca. $+5,5\text{ °C}$) ohne einen Heizkörperaustausch nicht mehr möglich. Es ist aber auch ein Betrieb der Anlagen nach ökologischen Kriterien bis zum technischen Abschaltunkt einstellbar.



Restriktionen für Wärmepumpen in Bestandsgebäuden – Einsatzmöglichkeiten von Hybrid-Wärmepumpen

Abbildung 4-7: bivalent-teilparallele Hybrid-Wärmepumpen in unsanierte Bestandsgebäuden (75/60/20)

Quelle: eigene Darstellung

Eine weitere **Restriktion stellt die Kombination von Hybrid-Wärmepumpen mit bestehenden Niedertemperatur-Öl-Kesseln** dar. Der Taupunkt liegt bei Heizöl bei ca. 47 °C (und bei Erdgas bei ca. 57 °C). Der Rücklauf muss bei Heizöl Temperaturen von ca. 60 °C gewährleisten, um keine **schwefelige Säure und Schwefelsäure** entstehen zu lassen. In unsanierten Bestandsgebäuden reicht dann ein Heizkörperaustausch in den meisten Fällen nicht aus, sondern man braucht ein neues Öl-Brennwertgerät. Für die Kombination mit einem Erdgas-Niedertemperaturkessel ist ein Betrieb unterhalb des Taupunktes unproblematisch.

Luft-WP sind oftmals in Bestands-MFH nicht oder nur schwer einsetzbar. Gründe dafür sind:

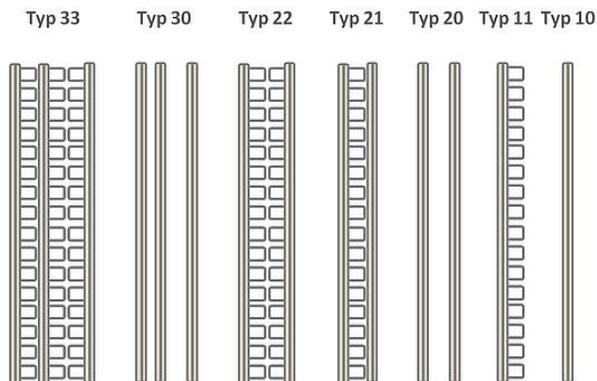
- Etagenheizungen, uneinheitliche Heizkreise der einzelnen Wohnungen, ...
- Platzbedarf für die Luftzufuhr der Wärmepumpe, wobei die Luftzufuhr auf den Wärmeübergang im minimalen Betriebspunkt (z. B. -10 °C) ausgelegt ist
 - Ist nur im Bestandgebäude relevant. Im Keller ist Abluft/Zuluft je nach Bedingungen vor Ort möglich. Damit verbunden sind auch Geräuschbelastungen. Im Neubau kann in der Planung die Luftzufuhr u. a. berücksichtigt werden.
 - Möglichkeiten im Bestandgebäude sind Dachgeschoss/Aufdach oder außenstehendes Gerät.
- Für kleine MFH (vergleichbare Größe wie großen EFH) sind leichter Lösungen umsetzbar als bei großen MFH.
- Bei großem TWW-Bedarf in größeren MFH kann dieses nicht mehr über die wärmere Kellerluft bereitgestellt werden. Die Energiemenge macht eine Außenluftversorgung zwingend erforderlich.

Der Einsatz von Hybrid-WP kann das Problem zwar etwas entlasten, da sie wirtschaftlich auf einen geringeren Bivalenzpunkt ausgelegt werden kann und deswegen alles etwas kleiner wird und da sich aufgrund des legionellbedingten höheren Temperaturniveaus von 60 °C für TWW (der durch Nachheizen erreicht wird) und dem höheren TWW-Bedarf weitere Synergien ergeben. Dennoch ist auch hier von Einschränkungen der Nutzbarkeit auszugehen.

4.3.2 Leistungsfähigkeit von Heizkörpern

Um auch in Bestandsgebäuden niedrigere Vorlauftemperaturen zu erreichen, müssen die bestehenden Gliederradiatoren (Guss, Stahl oder Stahlrohr) durch Flächenheizungen (Fußboden, Wandheizung, Randleistenheizung) oder

Niedertemperaturheizkörper ersetzt werden, wobei letztere im Fokus der Untersuchung stehen. Grundlage sind **Platten- oder Flächenheizkörper**, die in der Ausführung vertikal oder glattwandig profiliert verfügbar sind.



Restriktionen für Wärmepumpen in Bestandsgebäuden – Einsatzmöglichkeiten von Hybrid-Wärmepumpen

Abbildung 4-8: Typen von Platten- oder Flächenheizkörpern

Quelle: (energie-experten.org 2018)

Hierbei bestehen 3 Optionen:

1. Nutzung von **großen Oberflächen von flachen Heizkörpern** und dadurch eines hohen Strahlungswärme-Anteils, welche zwar einen hohen Komfort aber auch einen höheren Platzbedarf bedeutet (Typ 11).
2. Nutzung eines **tieferen Konvektorheizkörpers mit natürlichem Auftrieb** mit zusätzlicher Leistungsabgabe über Konvektionswärme, welcher nicht mehr Fläche aber weniger Komfort bedeutet (Typ 22 und 33).
3. Nutzung eines **tieferen Konvektorheizkörpers mit elektrisch angetriebenem Ventilator** – entweder als neuer Heizkörper oder Nachrüstung zu bestehenden z. B. Typ 22. → Weitere Steigerung der Konvektionswärme (Verschlechterung des Komforts) bei gleicher Strahlungswärme und zusätzlich auch der Kühlfunktion.

Den Komfort-Unterschied zwischen 2 Extremen – Heizlüfter (90 % Konvektion/10 % Strahlung) und Wandheizung (10 % Konvektion/90 % Strahlung) – ist im Folgenden verdeutlicht. Eine Konvektionsheizung erzeugt eine Luftwalze im Raum, wodurch sich im Raum unterschiedliche Temperaturschichten ergeben. Im Gegensatz dazu erwärmt eine Heizung mit höherem Strahlungsanteil den Raum gleichmäßiger. Auf einen Körper auftreffende Strahlung wird zudem als angenehm empfunden, wenn die Temperatur der Wärmequelle im Vergleich zum Rest des Raumes nicht zu hoch ist (Energieinstitut Vorarlberg 2018). Entsprechend wäre für den Einsatz von Wärmepumpen die Installation von Wandheizungen oder Fußbodenheizungen angenehmer als von Niedertemperaturheizkörper.

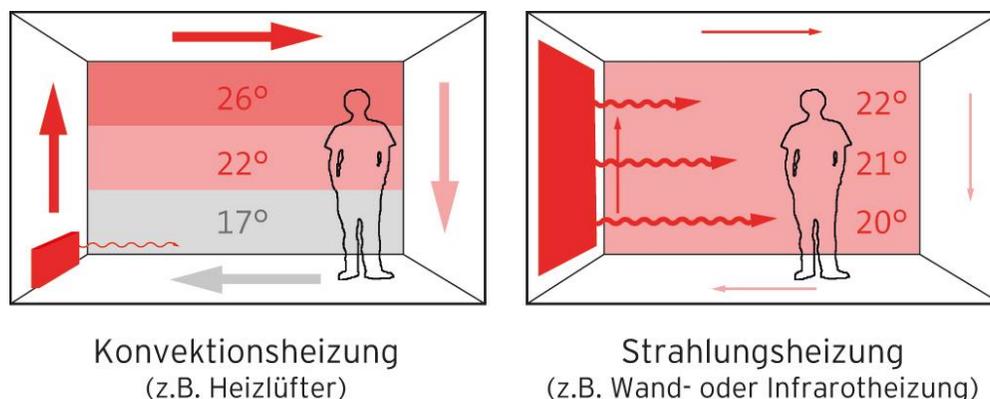


Abbildung 4-9: Komfort-Unterschied zwischen 3 Extremen – Konvektor und Strahlungsheizung

Quelle: (Energieinstitut Vorarlberg 2018)

Restriktionen für Wärmepumpen in Bestandsgebäuden – Einsatzmöglichkeiten von Hybrid-Wärmepumpen

Neben der höheren Heizleistung weisen Niedertemperaturradiatoren den Vorteil gegenüber Gliederradiatoren auf, dass sie weniger Wasser beinhalten und deswegen schneller auskühlen können, was die Rücklauftemperatur stärker absenken lässt, aber die Leistung der Heizkörper reduzieren würde. **Entsprechend ergeben sich für Wärmepumpen und für Fernwärme vergleichbare Anforderungen und auch entsprechende Verbesserungen beim Heizkörpertausch.** Der Zusammenhang einer reduzierten Heizleistung bei Reduktion von Vor- und Rücklauf ist im Folgenden dargestellt. Im Fall von **schmalen Gussradiatoren** ist die Heizleistung vergleichbar zu Heizkörpern vom Typ 11, weshalb bei einem Heizungstausch auch in diesem Fall der Temperaturabsenkung die **Heizkörperfläche vergrößert** werden muss (Option 1), oder falls möglich ein tieferer Heizkörper installiert werden kann.

Rücklauf (in °C)	Vorlauf (in °C)										
	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90
30	0,16	0,19	0,22	0,25	0,28	0,307	0,341	0,368	0,399	0,435	0,464
35	0,2	0,23	0,27	0,3	0,33	0,36	0,39	0,42	0,45	0,48	0,51
40		0,28	0,31	0,35	0,39	0,42	0,46	0,49	0,52	0,56	0,59
45			0,36	0,4	0,44	0,48	0,52	0,55	0,59	0,63	0,66
50				0,45	0,49	0,53	0,57	0,61	0,65	0,69	0,73
55					0,54	0,59	0,63	0,67	0,72	0,76	0,8
60						0,64	0,68	0,73	0,78	0,82	0,86
65							0,74	0,79	0,83	0,88	0,93
70								0,84	0,89	0,94	0,99
75									0,95	1	1,05
80										1,05	1,11

Tabelle 4-1: Relative Heizkörperleistung in Abhängigkeit von Vor- und Rücklauf

Quelle: eigene Berechnungen

Im Folgenden ist dieser Zusammenhang auf zwei konkrete Beispiele – den Ersatz eines schmalen und eines etwas tieferen Heizkörpers – dargestellt. Für ein unsaniertes Gebäude wird dabei eine Ausgangstemperatur von 75/60/20 und für teilsanierte Gebäude von 65/50/20 unterstellt. Dabei wird deutlich, dass bei **tieferen verbauten Gussradiatoren bei gleicher Größe neue Flachheizkörper** (Typ 22) durch den höheren Konvektionsanteil eine **bis zu 50 % höhere Leistung** aufweisen. Dadurch kann die Vor- und Rücklauftemperatur in Bestandsgebäuden um ca. 15 °C reduziert werden (Option 2) und in teilsanierten Gebäuden eine Zieltemperatur von 55/45/20 erreicht werden. Wenn kein Platzmangel besteht, kann dagegen auch eine Vorlauftemperatur von 55 °C in unsanierten Bestandsgebäuden erreicht werden, wenn auf Konvektorheizkörper mit elektrisch angetriebenem Ventilator (Option 3) oder noch tiefere Konvektorheizkörper mit natürlichem Auftrieb (Option 2) zurückgegriffen wird.

	schmaler Heizkörper				tieferer Heizkörper			
	gleiche Größe		Platzbedarf		gleiche Größe		Platzbedarf	
	Gussradiator	glattwandig profilierte Flachheizkörper	Gussradiator	glattwandig profilierte Flachheizkörper	Gussradiator	glattwandig profilierte Flachheizkörper	Gussradiator	glattwandig profilierte Flachheizkörper
Typ	10-Glieder	11	11	11	10-Glieder	22	22+Lüfter	33
Höhe [mm]	580	600	600	600	580	600	600	600
Tiefe [mm]	70	66	66	66	110	104	104	160
Breite [mm]	600	600	800	1100	600	600	600	600
rel. Leistung	100%	103%		-	100%	148%	bis zu 300%	202%
Temperaturabsenkung 55/45/20	260	268	357	491	350	518	1050	706
IST-Zustand								
65/50/20 Leistung [W]	350				470			
75/60/20 Leistung [W]	470				640			
Anteil Konvektion	60%		65%		65%	75%	90%	80%
Anteil Strahlung	40%		35%		35%	25%	10%	20%

Tabelle 4-2: Heizleistung bei Ersatz von alten Gussradiatoren gegenüber Flachradiatoren in Abhängigkeit von Temperaturabsenkung und Heizkörperbauart und -größe → Beispiel für ein unsaniertes und teilsaniertes Gebäude

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis BWP (2018)

4.3.3 Optimierung von Heizungsvor- und Rücklauftemperaturen

In Bestandsgebäuden werden oft höhere Temperaturen genutzt als für die Beheizung notwendig wäre. Ist der Heizkreis hydraulisch nicht abgeglichen, kommt es zu Kurzschlussströmungen und in der Folge zu einer Anhebung der Rücklauftemperatur. Zur Vermeidung von ungleichmäßiger Wärmeverteilung bei **fehlendem hydraulischen Abgleich** wurde die Heizungswasser-Umwälzpumpen größer dimensioniert und/oder die Vorlauftemperatur höher eingestellt, als eigentlich nötig. Darüber hinaus ist oftmals die Heizkurve so eingestellt, dass auch in der Übergangszeit noch ausreichend Heizleistung zur Verfügung steht (z. B. für das Aufheizen des Gebäudes nach einer **Nachtabenkung**). Dabei wurde die Rücklauftemperatur oftmals nicht auf die Auslegungstemperatur bezogen, sondern erhöht um eine höhere Leistung zu erreichen. Zudem liegen gegenüber dem Auslegungsfall des Gebäudes **in der Regel bereits Verbesserung der Bausubstanz vor** (z. B. zweifach statt einfach verglaste Fenster), was zu überdimensionierten Heizflächen führt (IWU 2002). Des Weiteren wird wegen der Vermeidung des Taupunktes von Öl-Niedertemperaturkessel eine höhere Temperatur angestrebt.

Der Einfluss des verbleibenden Heizwärmebedarfs durch Sanierungsmaßnahmen auf die minimal benötigte Vorlauftemperatur, um ein Gebäude mit den vorhandenen Heizkörpern weiterhin beheizen zu können, wurde aus ifeu und Beuth Hochschule für Technik (2017) übernommen und wird im Folgenden dargestellt. Gezeigt werden die zwei angenommenen Fälle der Urplanung:

- 90/70/20 bei 100 W/m² und einem Wärmebedarf von 240 kWh/m²a
- sowie 70/55/20 bei 80 W/m² und einem Wärmebedarf von 175 kWh/m²a

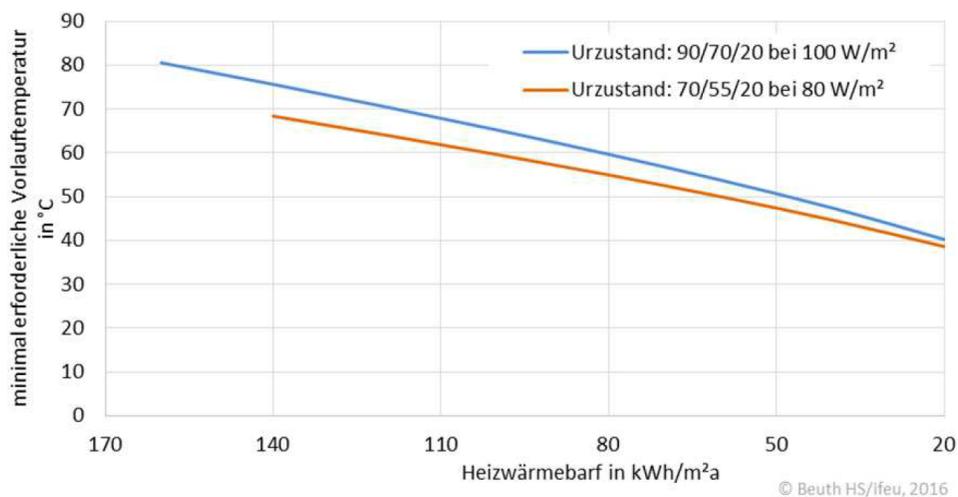


Abbildung 4-10: minimale Vorlauftemperatur bei Weiternutzung bestehender Heizkörper

Quelle: ifeu und Beuth Hochschule für Technik (2017)

In den folgenden Beispielen wird von einer Auslegungstemperatur der Heizlast auf eine Außentemperatur von -12 °C und Wetterdaten des Standortes Kassel ausgegangen. Dies liegt im mittleren Feld der Gebäude in Deutschland welche von -10 °C bis -16 °C variieren.

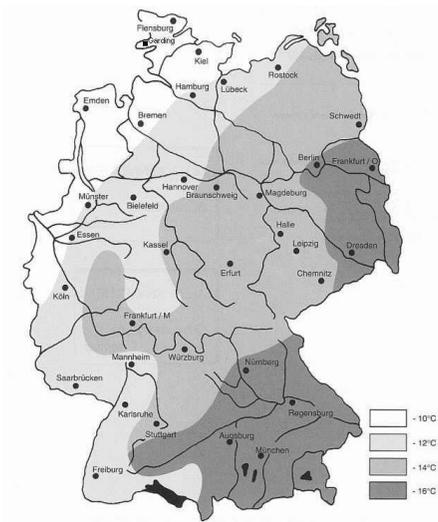
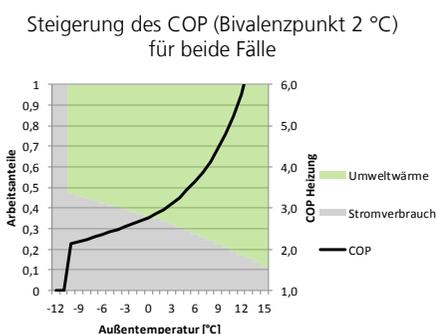
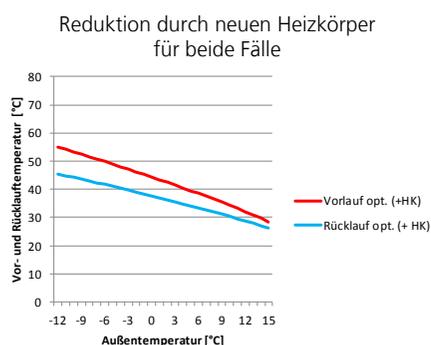
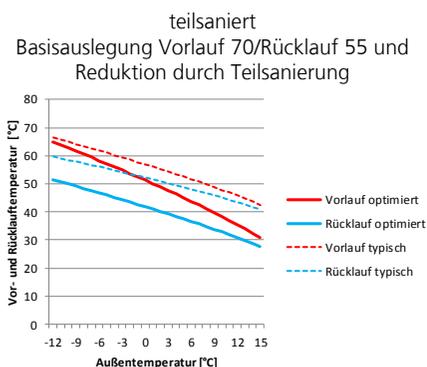
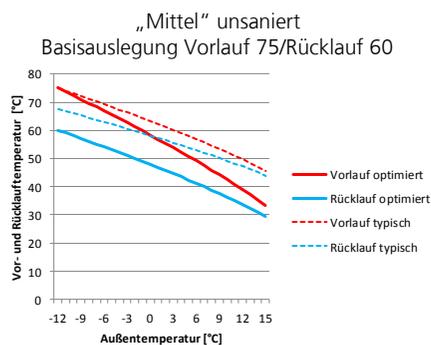


Abbildung 4-11:
Klimazonenkarte nach
Auslegungstemperatur

Quelle: DIN 4710)

Um die Zusammenhänge zu verdeutlichen, ist im Folgenden für ein unsaniertes Gebäude mit einem Heizwärmebedarf von ca. 200-185 kWh/m² und für ein teilsaniertes Gebäude mit ca. 150-110 kWh/m² die Steuerung des Vor- und Rücklaufs in Abhängigkeit der Außentemperatur dargestellt. Dabei beträgt im Mittel über alle unsanierten Gebäude (200-185 kWh/m²) die Heizkreisauslegung 75/60 und bei besseren Gebäuden die Ursprungsauslegung vor der Teilsanierung 70/55 (beides dargestellt als *Vorlauf typisch/Rücklauf typisch* in Abbildung 4-12). Durch Maßnahmen wie **Einstellen der Heizkurve an Verbesserung der Bausubstanz und hydraulischen Abgleich, Reduktion Nachabsenken** kann die Vorlauf-Rücklauftemperatur bereits angepasst werden (*Vorlauf optimiert/Rücklauf optimiert*). Der **Einsatz von neuen Heizkörpern ermöglicht eine Absenkung der Temperaturen auf 55 °C im Vorlauf** (*Vorlauf opt. +HK/Rücklauf opt. +HK*). Bei einer Auslegung auf den Bivalenzpunkt von +2 °C ergibt sich im energiegewichteten Mittel der Heizperiode technisch eine JAZ von 3,4 für die Wärmepumpe, unter der Maßgabe, dass der Abschaltzeitpunkt sich nicht von -10 °C auf niedrigere Temperaturen aufgrund des Verhältnisses zwischen Stromkosten und fossilen Brennstoffkosten im wirtschaftlichen Anlageneinsatz verlagert (siehe Abbildung 4-7). **Da man bei Hybrid-Wärmepumpen auch einen ökologischen Anlageneinsatz in der Steuerung auswählen kann, und da aufgrund der Heizkörperanpassung die Effizienz generell höher ist, wird damit impliziert unterstellt, dass die wirtschaftlichen Unterschiede zwischen einer COP-Optimierung und einem ökologischen Betrieb bis -10 °C vertretbar gering sind.**



Restriktionen für Wärmepumpen in Bestandsgebäuden – Einsatzmöglichkeiten von Hybrid-Wärmepumpen

Abbildung 4-12: Vor- und Rücklauftemperatur unsaniertes und teilsaniertes Gebäude

Quelle: eigene Annahmen

Als Kosten für neue Heizkörper inkl. Einbau und hydraulischen Abgleich werden vereinfacht und pauschal 200 €/kWth angenommen.

4.3.4 Einsatzmöglichkeiten für Hybrid-Wärmepumpen in Wohngebäuden – Ableitung von Transformationspfaden

Fokus der folgenden Analysen ist der Wechsel des Energieerzeugers, ohne zunächst die Möglichkeit einer Minimierung des Energiebedarfs durch Sanierung geprüft zu haben. Wenn es möglich ist, wäre es oft wirtschaftlicher die Sanierung des Gebäudes und den Kesselwechsel zeitgleich durchzuführen um die Leistung der Wärmepumpe zu reduzieren und die Betriebskosten zu senken. **Aufgrund der Unterschiede zwischen notwendiger Kesselaustauschrate (und Einsatz von EE-Wärme) und möglicher Sanierungsrate wird aber im Folgenden geprüft inwiefern Hybrid-Wärmepumpen**

- bei sanierungsfähigen EFH eine Brückentechnologie im Pfad,
- bei denkmalgeschützten und/oder Fachwerkhäusern eine dauerhafte Lösung,
- und bei sanierungsfähigen MFH aufgrund des hohen TWW-Anteils und der Temperaturanforderung an TWW eine dauerhafte Lösung darstellen können.

Im Folgenden wird dabei auf die Bautypologie zurückgegriffen und Gebäude eines neueren Datums dabei als repräsentativ für eine Teilsanierung (z. B. Fenster, Kellerdecke, oberste Geschossdecke) oder für eine Vollsanierung (zzgl. Fassade und z. B. Dach) interpretiert. Dabei sind auch unterschiedliche Sanierungstiefen (also die Qualität der Wärmeschutz- und technischen Effizienzmaßnahmen) zu berücksichtigen, die darüber entscheiden, inwiefern ein vollsaniertes Gebäude sich dann noch energetisch von einem Neubau unterscheidet.

Restriktionen für Wärmepumpen in Bestandsgebäuden – Einsatzmöglichkeiten von Hybrid-Wärmepumpen

Gruppe	Vergleichbares Baujahr	Heizbedarf kWh/m ²	Leistung _{RH+TWW} kW	Bedarf _{RH+TWW} MWh	Heizkreis _{VL/RL} °C
unsaniert	Bis 1977	295	27,8	60,1	75/60
teilsaniert	1978 bis 1994	164	18,2	33,7	65/50
vollsaniiert	1995 bis 2009	119	15,7	24,7	55/45
bei geringerer Qualität Neubau oder vollsaniiert bei hoher Qualität	Ab 2010	103	14,1	21,6	38/30

Tabelle 4-3: Definition EFH mit 200 m² Nutzfläche und 4 Personen

Quelle: eigene Annahmen auf Basis IWU-Gebäudetypologie

Da für MFH nicht konkrete verfügbare Leistungsklassen im Markt berücksichtigt werden sondern iterativ mögliche Leistungen, ist die genaue Definition der Gebäudegröße weniger relevant als bei EFH. Ein typisches Gebäude wird wie folgt definiert:

Gruppe	Vergleichbares Baujahr	Heizbedarf kWh/m ²	Leistung _{RH+TWW} kW	Bedarf _{RH+TWW} MWh	Heizkreis _{VL/RL} °C
unsaniert	Bis 1977	185	56,4	139,2	75/60
teilsaniert	1978 bis 1994	110	51,9	81,5	65/50
vollsaniiert	1995 bis 2009	68	45,2	49,7	55/45
bei geringerer Qualität Neubau oder vollsaniiert bei hoher Qualität	Ab 2010	43	43,1	30,3	38/30

Tabelle 4-4: Definition eines typischen MFH

Quelle: eigene Annahmen auf Basis IWU-Gebäudetypologie

Detailanalysen für Einfamilienhäuser nur für Raumwärme

Auf Basis einer thermodynamischen Simulation wurde für Wetterdaten des Standortes Kassel eine Detailanalyse durchgeführt. Diese beinhaltet auch Effekte wie die Speicherfähigkeit der Gebäudemasse oder solare Gewinne. Die sich daraus ergebende Korrelation zwischen Außentemperatur und Heizlast ist im Folgenden für EFH nur für den Raumwärmebedarf dargestellt. Dabei wird deutlich, dass die Auslegungsleistung bei einem Bivalenzpunkt-Außentemperatur sich auf den Höchstwert bezieht, während die notwendige einzusetzende Leistung je nach Wetter deutlich niedriger sein kann.

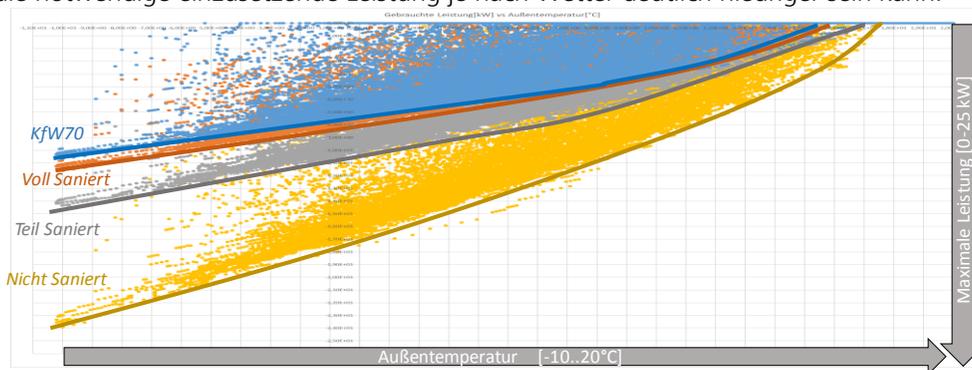
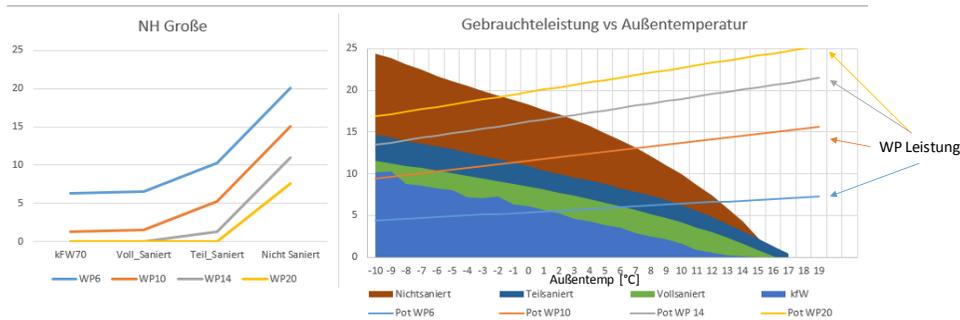


Abbildung 4-13: Heizlast (nur RW) in Abhängigkeit der Außentemperatur auf Basis der thermodynamischen Simulation für EFH

Quelle: eigene Berechnungen

Für gängige am Markt verfügbare Leistungsgrößen von Luft-Wärmepumpen (6 kW, 10 kW, 14 kW und 20 kW thermischer Leistung) wurde geprüft, welche Deckungsanteile sich bei allen möglichen Kombinationen und daraus sich ergebenden Bivalenzpunkten ergeben. Im Folgenden sind hierbei nur die Leistungsmaximalwerte (Auslegung) dargestellt und nicht die tatsächlich abgerufene Leistung (Einsatz) die wie oben dargestellt meist deutlich niedriger ausfallen.



Restriktionen für Wärmepumpen in Bestandsgebäuden – Einsatzmöglichkeiten von Hybrid-Wärmepumpen

Abbildung 4-14: Mögliche Kombinationen von Luft-WP und EFH (nur RW) (rechts) und sich ergebende Spitzenlast bis -12 °C (links)

Quelle: eigene Berechnungen

Für diese Bivalenzpunkte (Auslegung) wurden die Auslastung (Einsatz bezogen auf Anzahl der Stunden) der Wärmepumpe und des Spitzlastkessels bestimmt.

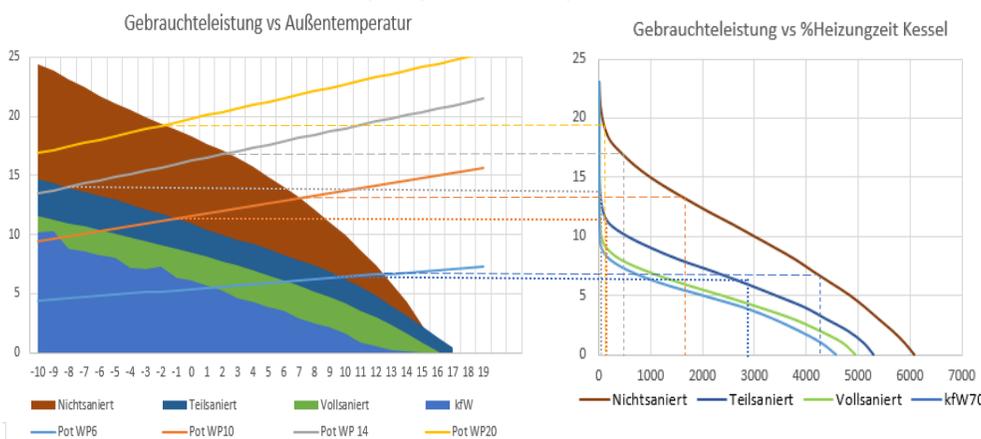
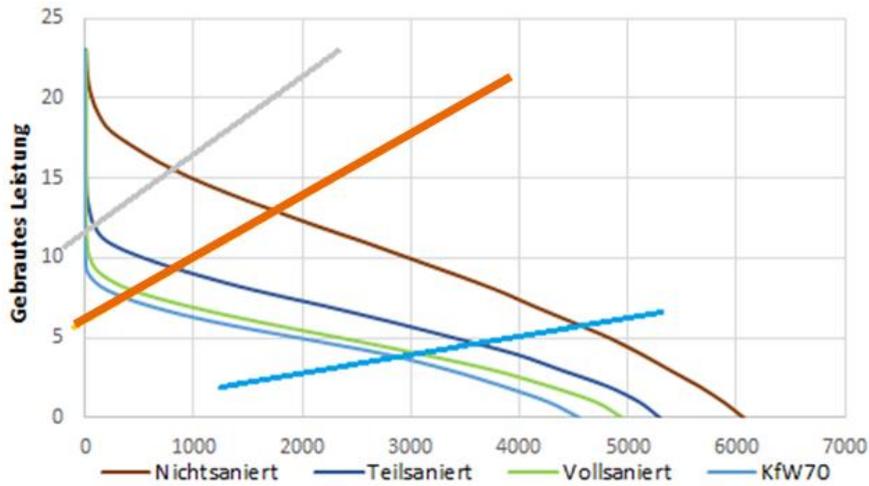


Abbildung 4-15: Anzahl der benötigten Stunden, die ein Nachheizer/Zusatzheizung benötigt wird

Quelle: eigene Berechnungen

Ein nicht renoviertes Gebäude hat die Möglichkeit, mit einer großen Wärmepumpe (14 kW – grau) beheizt zu werden, aber sobald dieses Gebäude minimal renoviert ist, wird die Wärmepumpe für jede Renovierungsstufe zu groß sein. Wenn das Gebäude aber nicht renovierbar ist (z. B. denkmalgeschützt, Fachwerk) kann diese Auslegung sinnvoll sein. Ebenfalls nicht sinnvoll erscheint die kleine Wärmepumpe (6 kW – blau), die für alle weiteren Renovierungsstufen viel zu viele Stunden sekundäre Unterstützung benötigt. Sinnvoll für ein Gebäude das saniert werden kann, ist dagegen die mittlere Wärmepumpe 10 kW – orange).

Für die 3 Wärmepumpengrößen werden dann die Arbeitsanteile zwischen Gaskessel und Wärmepumpe in Abhängigkeit der Bivalenz-Leistungsauslegung (Anzahl Heizstunden pro Jahr) berechnet. Hier ist auf der rechten Achse der Anteil des Gaskessels an der Endenergie mit der gestrichelten Linie dargestellt. Dabei wird unterstellt, dass die Wärmepumpe immer läuft wenn es technisch möglich ist (und nicht in Abhängigkeit des Verhältnisses von Strom- zu Gaspreisen). Wenn es um den Vergleich der eingesetzten Primärenergie (Strom und Gas ohne Umweltwärme) geht, wird zusätzlich auf der linken Achse der Anteil des Gaskessel bei einem vereinfachten COP von 3 (2/3 Umweltwärme + 1/3 Strom) mit der durchgezogenen Linie dargestellt.



Restriktionen für Wärmepumpen
in Bestandsgebäuden –
Einsatzmöglichkeiten von Hybrid-
Wärmepumpen

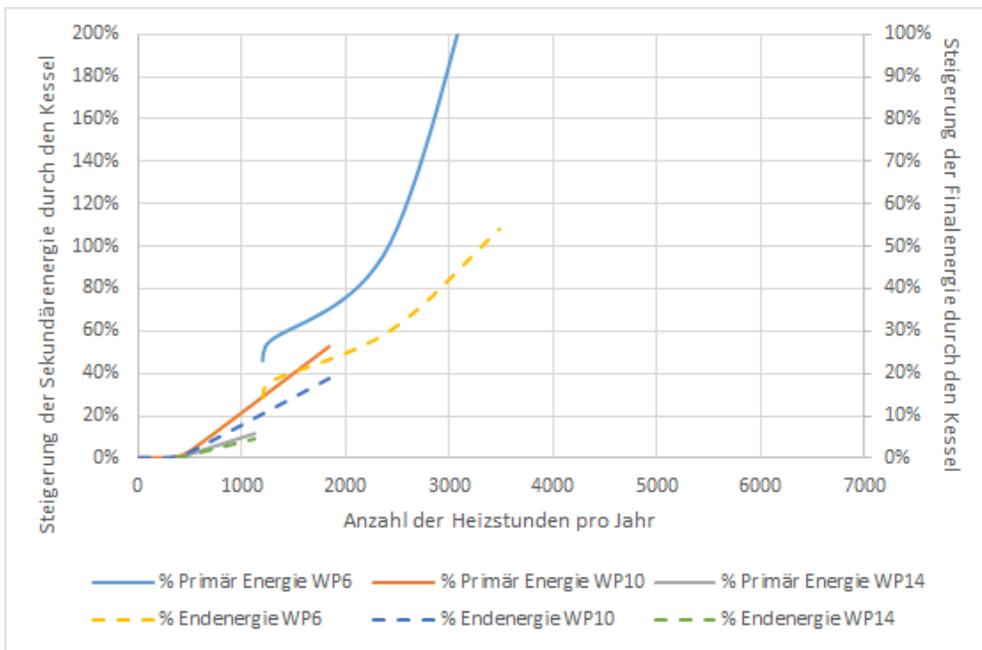
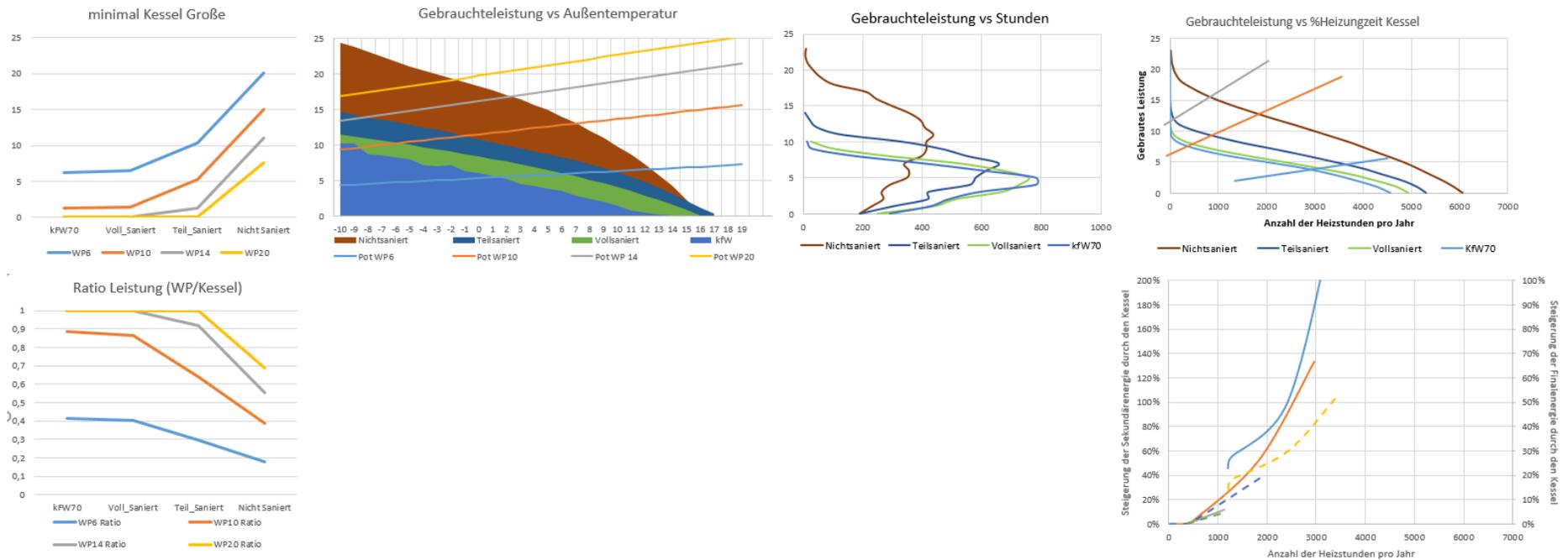


Abbildung 4-16:
Leistungsauslegung und
Arbeitsanteil
Gaskessel/Wärmepumpe

Quelle: eigene Berechnungen

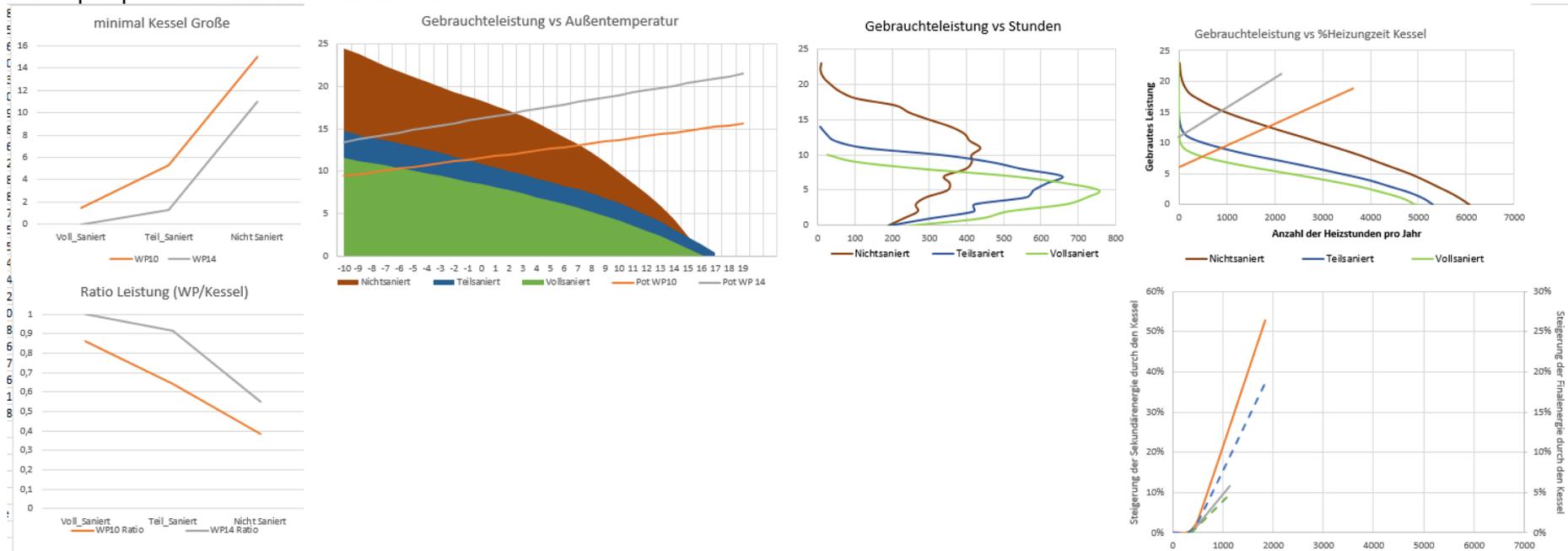
Die Vereinigung aller vorherigen Diagramme führt dazu, dass wir in der Lage sind, auf einfache Weise die Art der zu installierenden Wärmepumpe, die Mindestdimensionierungsparameter zur Wahl des Verhältnisses zwischen der Größe der Wärmepumpe und dem Gaskessel, die Anzahl der Stunden, in denen das Sekundärsystem von vornherein funktioniert, und die Erhöhung der End- und Sekundärenergien, die auftreten, wenn der Gaskessel als Backup des Wärmepumpensystems arbeitet, zu identifizieren.

Im Folgenden ist der Zusammenhang für das EFH ohne TWW für alle Wärmepumpentypen und alle Gebäude dargestellt.



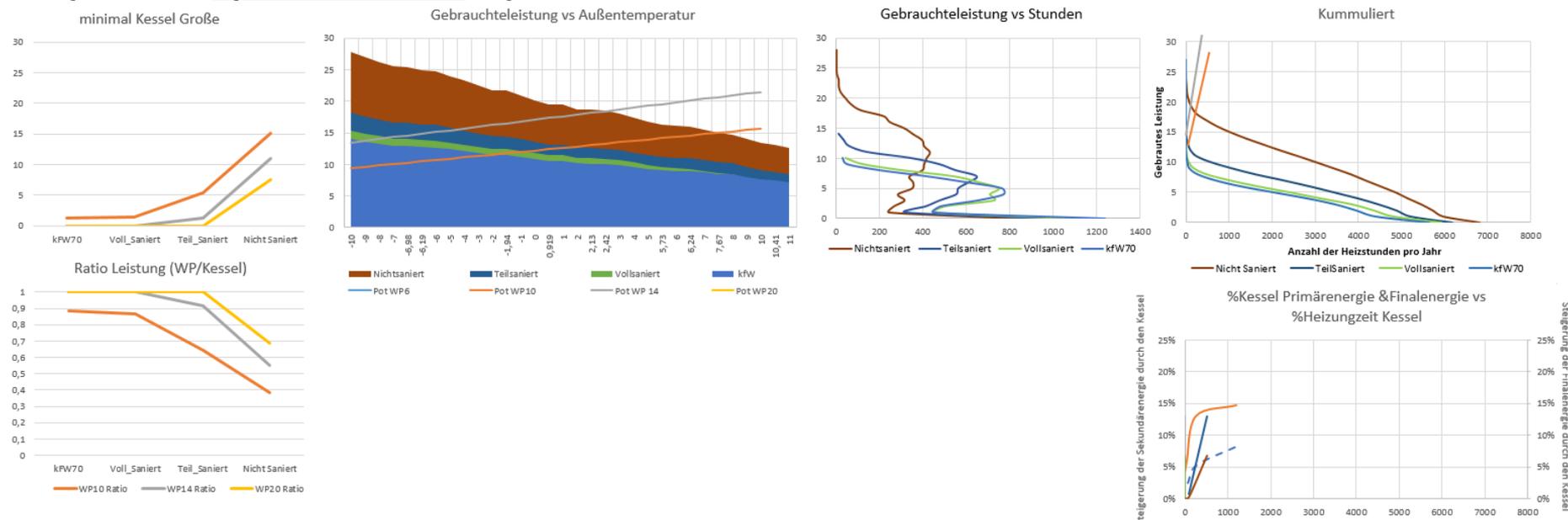
Aus dem Beispiel des vorherigen Falles, der alle möglichen Kombinationen von Erhaltungszustand des Gebäudes und Leistung der Wärmepumpe betrachtet, ist es in einer zweiten Iteration möglich, diejenigen Systeme zu eliminieren, die entweder, weil sie zu groß oder zu klein sind, keinen Sinn machen, ihre Leistung zu untersuchen. Aus dem vorherigen Beispiel hat die Wärmepumpe mit 6 kW und die mit 20 kW keinen Sinn sie zu untersuchen, da man bei der Sanierung der Gebäude immer Hilfsleistungen benötigt. Die 20 kW -Wärmepumpe wäre für die meisten der in diesem Beispiel zu untersuchenden Gebäude überdimensioniert.

Deswegen werden die Wärmepumpen mit 10 kW und mit 14 kW gewählt. Die WP 14 kW wird für ein Gebäude vor 1978 empfohlen, in dem der Eigentümer aus irgendeinem Grund nicht viel in die thermische Sanierung seines Gehäuses investieren will oder kann (denkmalgeschützt und/oder Fachwerk) und kann eine Kompaktanlagen mit integrieren neuem fossilem Kessel darstellen. Die WP 10 kW ist diejenige, die für den Sanierungsfall und den Einsatz im unsanierten und teilsanierten Gebäude mit einem bestehenden fossilen Kessel gedacht ist. In Hinblick auf den Endzustand „vollsaniert“(ebenso wie im Neubau) ist die Wärmepumpe als Hybridsystem aber nicht mehr sinnvoll, da hohe Kosten für Gasnetzentgelte und Wartung anfallen. Hier wird die Wärmepumpe in eine bivalente Wärmepumpe mit Heizstab statt Gaskessel überführt.



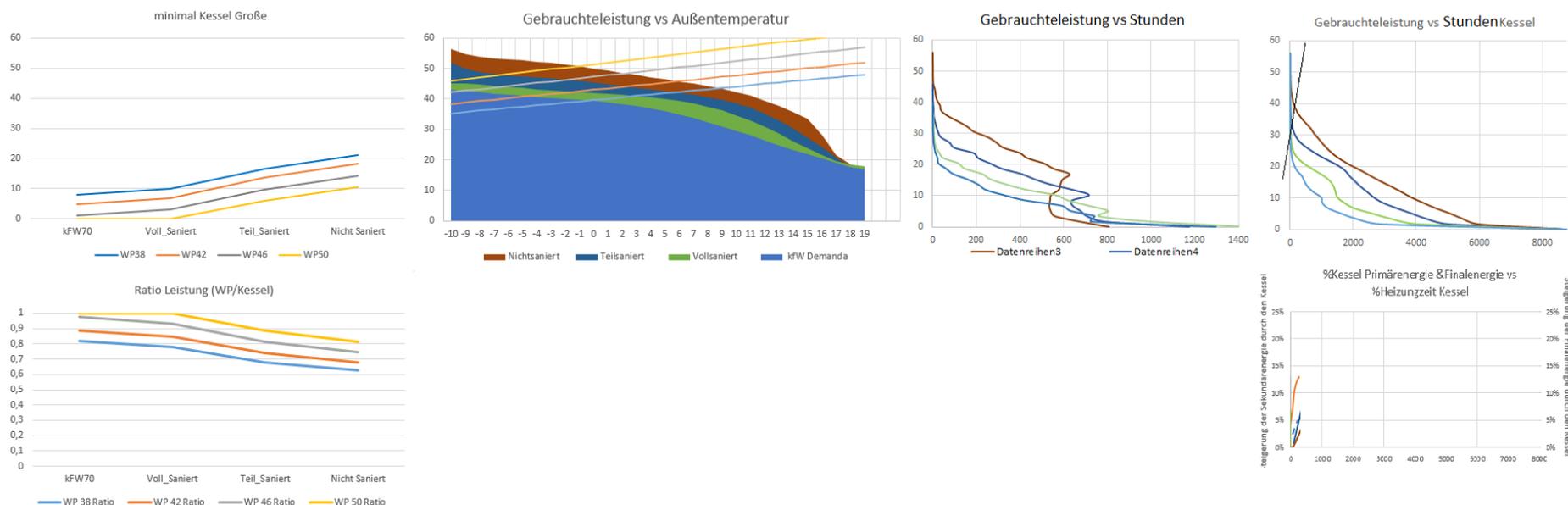
Ergebnisse für Ein- und Mehrfamilienhäuser für Raumwärme + Trinkwarmwasser

Im Folgenden ist das Ergebnis für EFH mit TWW dargestellt.



Im Einzelfall der EFH müssen die technischen Daten der Anlage mit den Kosten der Energiesysteme und den Kosten für die Sanierung des Gebäudes abgeglichen werden. Auf diese Weise kann vorhergesehen werden, wann die Maschine gewechselt werden muss und ab welchem Gebäudesanierungsgrad sich die Maschine monovalent oder bivalent mit thermischer oder elektrischer Unterstützung verhält. Für eine Anlage, die nicht nur einmal, sondern im Laufe der Zeit erneuert wird, können verschiedene Kombinationen von Gebäudesanierung und Wärmepumpengröße erzielt werden.

Im Folgenden ist das Ergebnis für MFH mit TWW für größere WP-Leistungen dargestellt.



Im Falle der MFH ist die Situation aufgrund des hohen Anteils von TWW grundsätzlich anders. So sind die Wärmepumpen die installiert werden müssen um den Leistungsbedarf für RW+TWW zu decken so groß, dass sie auch bei niedrigen Temperaturen so viel Leistung abgeben, dass der benötigte Gaskessel in jedem der vorgeschlagenen Fälle viel kleiner ist als die entsprechende Wärmepumpe. Dadurch bleiben die Arbeitsanteile des Gaskessels im Vergleich zur Wärmepumpe viel geringer als im EFH. **Aufgrund der hohen Temperaturen (Legionellen) und des hohen Anteils von TWW und in Hinblick auf die Restriktionen für Luft-WP in MFH kann die Hybrid-WP eine Lösung für alle Fälle „unsaniert“, „teilsaniert“ und „vollsaniert“ sein.** Im Bereich des Neubaus von MFH sind jedoch technische Lösungen für bivalente Luft-WP mit Heizstab in der Planung zu berücksichtigen, sodass die Kosten für Gasanschluss, Schornstein, Gasnetzentgelte und Wartung diese Lösung nicht sinnvoll machen.

4.4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für Beispielwohngebäude

Auf Basis der dargestellten technischen Analysen wurde eine Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt. Grundlage dafür sind **Annahmen zur Entwicklung der Endverbraucherpreise unter der Voraussetzung eines geänderten regulatorischen Rahmens, der es ermöglicht Klimaziele einzuhalten**. Dazu wurde ein mögliches erstes Szenario für diese Studie entwickelt, welches in der späteren Projektarbeit noch weiterentwickelt wird. Folgende grobe Annahmen liegen zugrunde:

- Langfristig ergibt sich ein CO₂-Preis von 311 €/t als Grenzkosten gegenüber PtL-Importkosten (Heizöl/Diesel) von 118 €/t als rein marktbasierter Preis.¹
- Ab 2020 wird ein CO₂-Preis für dezentrale Verbraucher eingeführt, der kontinuierlich auf den langfristigen Zielwert steigt.
- Erdgas weist steigende Netzentgelte aufgrund des stark rückläufigen Verbrauchsrückgangs auf. Der langfristige PtG-Importpreis liegt auf dem gleichen Niveau wie für PtL.
- Die Vollkosten für die Stromerzeugung nähern sich langfristig an die Wind- und PV-Stromgestehungskosten zzgl. eines begrenzten Aufschlags für den Fluktuationsausgleich an.
- Die Kostenvorteile für unterbrechbare Verbraucher, wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge, bleiben grundsätzlich bestehen, aber aufgrund der hohen Bedeutung der neuen Verbraucher am Stromverbrauch in absolut reduzierter Höhe.
- Für die Investitionen in dezentrale Heizungstechnologien wird eine perfekte Voraussicht der Preisentwicklung unterstellt.

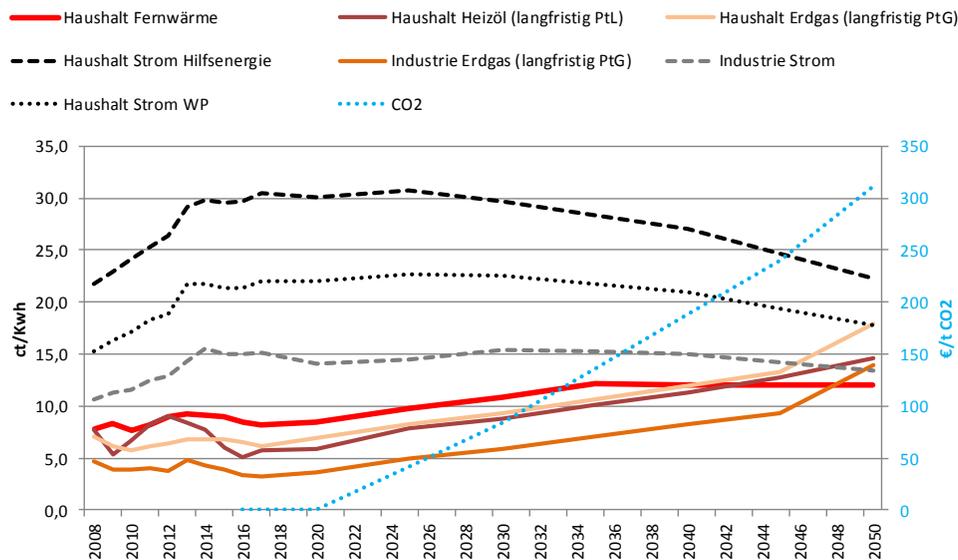


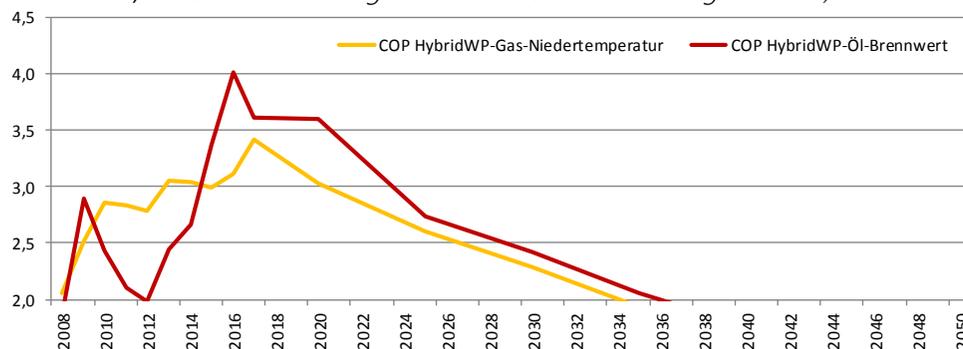
Abbildung 4-17: Unterstellte Entwicklung der Endverbraucherpreise

Quelle: eigene Annahmen

Aus dem Preisverhältnis zwischen Wärmepumpenstrom, Gas (Weiternutzung alter Kessel) und Öl (Neuer Kessel) bestimmt sich unter Berücksichtigung der Kesselwirkungsgrade die Einsatzentscheidung für Hybridwärmepumpen. Dabei ist auch die **Außentemperatur des wirtschaftlichen Abschaltpunktes** (siehe Abbildung 4-7)

¹ Dieser sehr hohe CO₂-Preis kann durch zusätzliche Maßnahmen wie Förderung oder Ordnungsrecht reduziert werden. Grundsätzlich sind es aber 2050 nur geringe energetische Mengen die im Wärme- und Strombereich diese hohen Kosten tragen müssten. Entsprechend wirkt sich dieser hohe Preis nur sehr gering auf die Kostensituation der Wärme- und Stromversorgung aus.

grundsätzlich stark Annahmen bedingt. Auf Basis des gewählten Szenarios ergibt sich folgender Mindest-COP je Brennstoff, der von der Wärmepumpe im Anlageneinsatz erreicht werden muss. (Für Groß-Wärmepumpen stellt sich eine vergleichbare Problematik, welche in Abbildung 5-13 im Abschnitt 5.4.3 dargestellt ist.)



Restriktionen für Wärmepumpen in Bestandsgebäuden – Einsatzmöglichkeiten von Hybrid-Wärmepumpen

Abbildung 4-18: Notwendiger COP für den Abschaltpunkt von dezentralen Hybrid-Wärmepumpen

Quelle: eigene Annahmen

Im Folgenden ist für die notwendigen Heizkreistemperaturen der Systeme für einen Bivalenzpunkt von 2 °C die Abhängigkeit des Abschaltpunktes von der Außentemperatur dargestellt. Dabei wird deutlich, dass bei einer heutigen Inbetriebnahme der Wärmepumpe, diese noch frühzeitig abgeschaltet werden würde. Bei Inbetriebnahmen im Bereich des Jahres 2030 ist dagegen im Zuge der nächsten Jahre, ein Zusammenfallen des technischen mit dem wirtschaftlichen Abschaltpunkt bei -10 °C zu erwarten.

COP	Ab diesem Szenariojahr möglich	Außentemperatur		
		wirtschaftlicher Abschaltpunkt bivalent-teilparallel		
		Unsaniiert + Heizkörperaustausch	Teilsaniiert + Heizkörperaustausch	Vollsaniiert
3	2020 bei Gas/2022 bei Öl		2 °C	
2,5	2026 bei Gas/2028 bei Öl		-4 °C	
2,1	2033 bei Gas/2035 bei Öl		-10 °C	

Tabelle 4-5: Außentemperatur der wirtschaftlichen Abschaltpunkte beim COP für Hybrid-WP

Quelle: eigene Berechnungen

Der energetische Deckungsanteil ist stark davon abhängig welche Betriebsweise gewählt wird. Bei einer Auslegung auf den Bivalenzpunkt +2 °C (MFH, unsanierte EFH) würde sich bei einer Leistungsauslegung von 46 % der Höchstlast bei einem wirtschaftlichen Abschaltpunkt von ebenfalls 2 °C nur ein energetischer Deckungsanteil von 46 % ergeben. **Wenn stattdessen der ökologische Betrieb an der Anlage eingestellt wird, dann würde sich der Deckungsanteil bereits heute auf 83 % erhöhen.** Dabei wird unterstellt, dass die Betriebskosten aufgrund der relativ hohen Effizienz der Wärmepumpen und der stetig steigenden Brennstoffpreise sich nicht stark unterscheiden. **Ggf. sind weitere Maßnahmen möglich, wie eine Anlagenförderung an den erreichten Deckungsanteil zu knüpfen oder eine Arbeitspreisbezogene Förderung einzuführen.** Für die weiteren Analysen werden ökologische Betriebsmodi unterstellt.

Bivalenzpunkt (Abschaltpunkt)	-10	-9	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	0	1	2
Leistungsanteil Wärmepumpe	0,92	0,89	0,85	0,81	0,77	0,73	0,69	0,66	0,62	0,58	0,54	0,50	0,46
Deckungsanteil paralleler Betrieb	1	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,97	0,96	0,95	0,93	0,9	0,87	0,83
Deckungsanteil alternativer teilparalleler Betrieb	0,96	0,96	0,95	0,94	0,93	0,91	0,87	0,83	0,78	0,71	0,64	0,55	0,46

Tabelle 4-6: Leistungsauslegung und Deckungsanteile RW+TWW für Hybrid-WP

Quelle: eigene Annahmen

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung werden folgende Prämissen gesetzt:

- Inbetriebnahme 2020 inkl. aktueller Förderung/Inbetriebnahme 2030 keine weitere Förderung
- Neue Wärmepumpen werden einerseits gegenüber Ersatzinvestition Gas- und Ölbrennwertkessel (**Sanierungsfall Kessel**) verglichen. Dabei wird die

Brennstoff- und Strompreisentwicklung über die gesamte Abschreibungsdauer berücksichtigt.

- Andererseits werden die Kosten für den **Weiterbetrieb** des alten funktionsfähigen Niedertemperaturkessels gegenüber gestellt zu den Brennstoffkosten im Stützjahr ohne Preissteigerungen (verzögerte Investition).
- **Hybrid-WP** können bei **Nutzung des alten Kessels** günstiger sein (insbesondere bei Weiterbetrieb **Gas**) während es bei Öl grundsätzlich eines Neukaufs des Öl-Brennwertkessels bedarf (Schwefel).
- Für neue Brennwertkessel (Sanierungsfall) ist die Nutzung von **solarer TWW-Erwärmung** in allen Fällen wirtschaftlich.

Die Kombination von Solarthermie und Wärmepumpen kann eine Lösung im Neubaubereich bei hohen Anteilen von TWW darstellen. Dieser mögliche Anwendungsfall wurde ebenso wenig berücksichtigt wie die Nutzung von Warmwasserwärmepumpen für die Erwärmung von TWW in Kombination mit PV-Eigenstrom in Bestandsgebäuden.

Dabei wird deutlich, dass der **anlassbezogene Kessel-Sanierungsfall bereits heute den Einsatz von Wärmepumpen wirtschaftlich unter Förderung** darstellen lässt, wenn die Verbraucher eine perfekte Voraussicht hinsichtlich der zukünftigen Preisentwicklung hätten bzw. **wenn ein politischer Rahmen grundsätzliche Mindestpreisentwicklungen für z. B. CO₂ für Investoren absichern würde**. Der Anwendungsfall Weiterbetrieb von bestehenden funktionsfähigen Kesseln ist aber immer günstiger. **Hybrid-WP auf Gasbasis welche den bestehenden Kessel weiter nutzen können weisen in unsanierten EFH und MFH und im vollsanierten MFH die geringsten Kosten aller Wärmepumpentechnologien auf**. Öl-Hybrid-WP sind aufgrund des zusätzlichen Brennwertkessels generelle und Hybrid-WP aufgrund der Heizkörperaustauschkosten in teilsanierten Gebäuden weniger attraktiv.

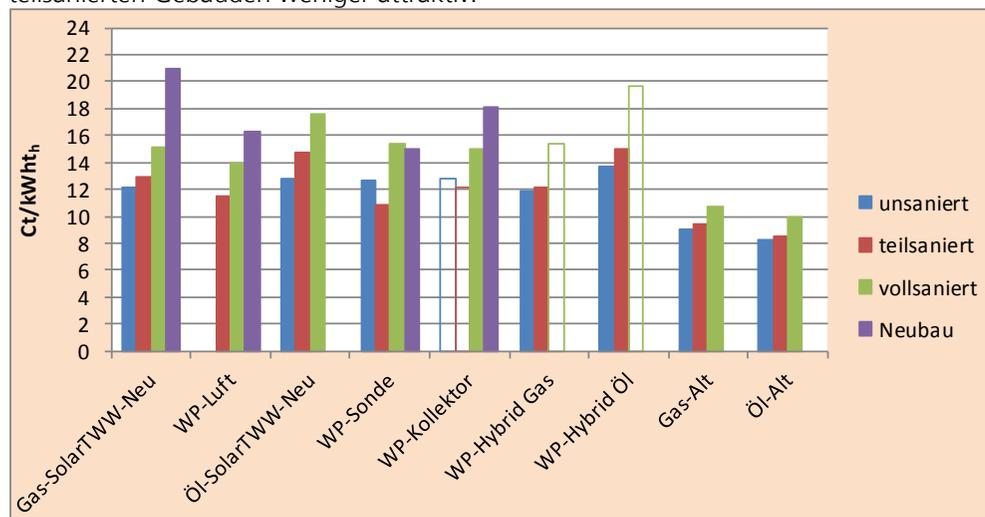
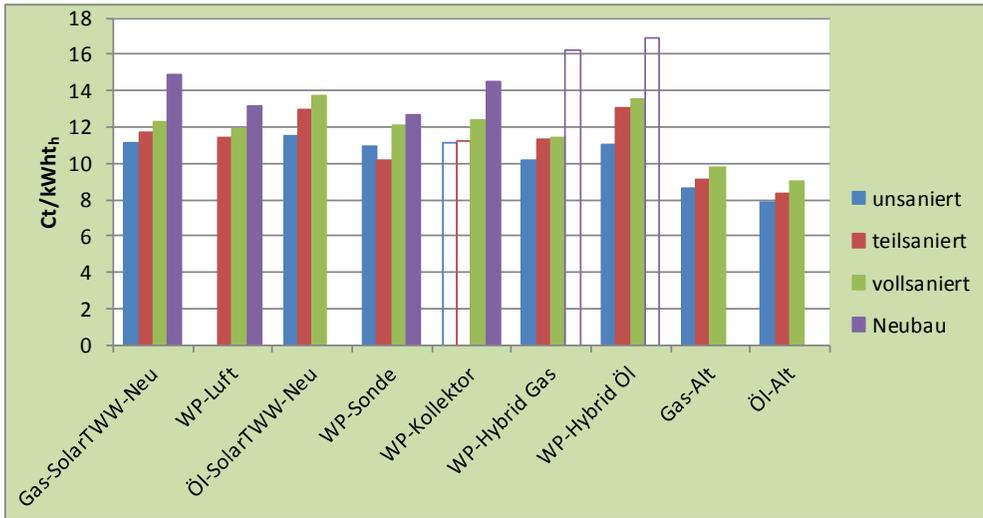


Abbildung 4-19:
Wärmegestehungskosten
einer dezentralen
Gebäudeversorgung bei
Inbetriebnahme im Jahr 2020
– für EFH mit Förderung

Quelle: eigene Berechnungen



Restriktionen für Wärmepumpen in Bestandsgebäuden – Einsatzmöglichkeiten von Hybrid-Wärmepumpen

Abbildung 4-20: Wärmegestehungskosten einer dezentralen Gebäudeversorgung bei Inbetriebnahme im Jahr 2020 – für MFH mit Förderung

Quelle: eigene Berechnungen

Für eine Inbetriebnahme im Jahre 2030 ist dagegen der Einsatz von Wärmepumpen auch ohne Förderung immer günstiger als Ersatzinvestitionen in neue Kessel. Der Weiterbetrieb von noch funktionsfähigen Kesseln ist dagegen auf einem gleichen Niveau wie Wärmepumpen. Hybrid-WP weisen im unsanierten Bestand gleiche Kosten wie Erdsonden auf und im vollsanierten MFH gleiche Kosten wie Luft-WP.

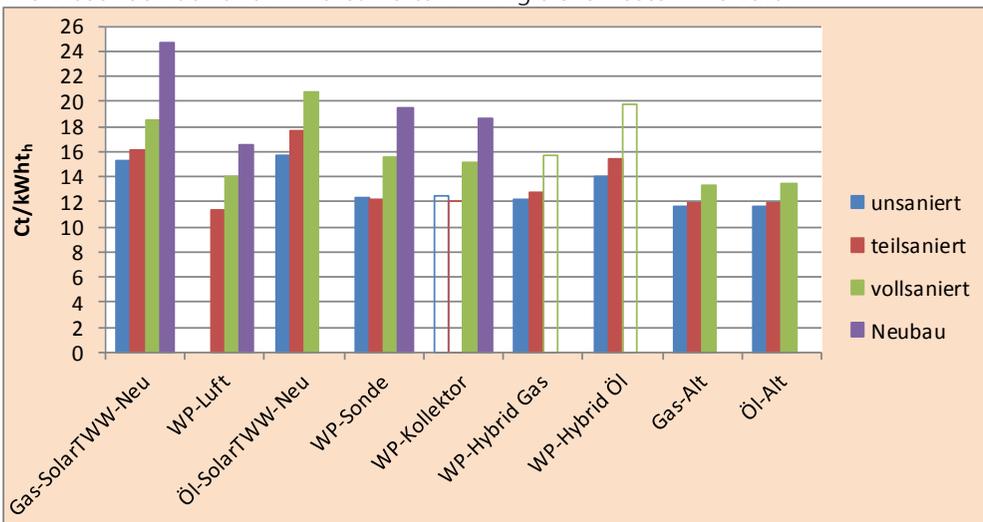


Abbildung 4-21: Wärmegestehungskosten einer dezentralen Gebäudeversorgung bei Inbetriebnahme im Jahr 2030 – für EFH ohne Förderung

Quelle: eigene Berechnungen

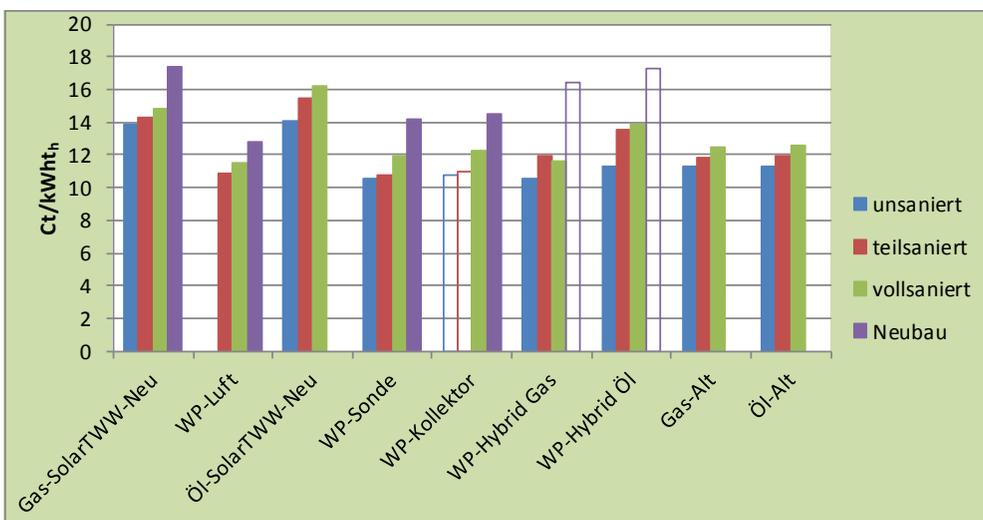


Abbildung 4-22: Wärmegestehungskosten einer dezentralen Gebäudeversorgung bei Inbetriebnahme im Jahr 2030 – für MFH ohne Förderung

Quelle: eigene Berechnungen

Hinsichtlich des Anreizes **Fernwärme auszubauen, ergibt sich ein Kostenbenchmark im relevanten Marktsegment des MFH-Bestandes** von 11 bis 13 ct/kWh. So dass für die weiteren Potenzialberechnungen für Fernwärme mit einem Preis **von 12 ct/kWh** gerechnet wird.²

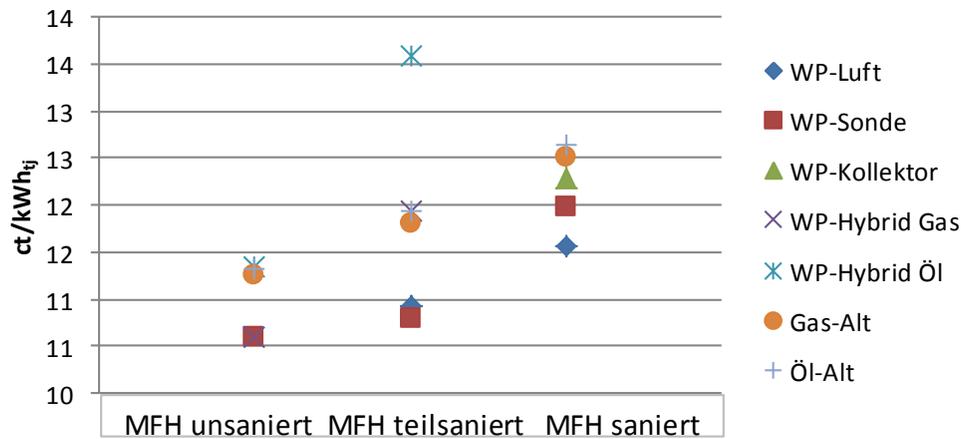


Abbildung 4-23:
Referenzpreis für
Fernwärmeanschluss –
Inbetriebnahme im Jahr 2030
für Bestands-MFH ohne
Förderung

Quelle: eigene Berechnungen

² Dies stellt die Obergrenze für eine dekarbonisierte Fernwärme dar. Je nach Verfügbarkeit kostengünstigen EE-Potenzialen vor Ort oder höheren Wärmedichten, könnten aber auch langfristig geringere Endkundenpreise für Fernwärme realisiert werden. Für fossil befeuerte Fernwärme in 2030 stellt sich der Kostenvergleich sowohl hinsichtlich dem dezentralen fossilen Kessel als Benchmark sowie auch hinsichtlich der CO₂-Kostenbelastung großer Netze im ETS oder kleiner Netze im Nicht-ETS-Bereich differenzierter dar.

5 EE-Wärme- und Wärmenetzpotenziale

In diesem Kapitel erfolgt eine allgemeine Potenzialabschätzung, meist auf Basis der Literatur und Detailergebnisdaten bestehender Studien, aber bis auf den Fall von Flusswärme keine eigene GIS-basierte detaillierte Erhebung.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass sich **die in dieser Studie aufgeführten Potenziale auf Endenergie beziehen**³ und nicht wie zum Beispiel bei ifeu und Beuth Hochschule für Technik (2017) auf Nutzenergie. Die Abgrenzung wird bei Betrachtung in Abbildung 5-1 links deutlich. Die zitierten Studien beziehen sich auf unterschiedliche Wertschöpfungsstufen für Wärme. Um Vergleichbarkeit herzustellen, wurden alle Werte in Endenergie umgerechnet. Die Umrechnung von Nutzenergie auf Endenergie wurde vereinfacht direkt proportional durchgeführt, sodass zitierte relative Werte in der Regel gleichbleiben.

Ein weiterer Punkt ist die Definition des Bilanzraumes des Gebäudewärmemarktes. In vielen Studien wird dieser zwischen Wohn- und Nichtwohngebäuden ohne Prozesswärme getrennt. Zudem ist es bei historischen Daten schwer im Bereich der öffentlichen Industrie(gebäude)wärmeversorgung zwischen Anbindung an städtische Fernwärmenetze und direkter Industriewärmebelieferung zu unterscheiden. Aufgrund der Fragestellung **dieser Studie zum Sektorziel Gebäude werden dagegen vereinfacht Industriegebäude pauschal nicht als Option für eine Versorgung mit Wärmenetzen gezählt und im Ausgleich GHD-Prozesswärme unter 100 °C als Option und Bestandteil der GHD-Nichtwohngebäude**. Diese Ungenauigkeit im Szenarienvergleich ist dadurch gering. Sämtliche Wärmebereitstellung für Industrie-Gebäude wird in dieser Studie separat betrachtet, da sie nicht Bestandteil des Gebäude-Sektorziels ist.

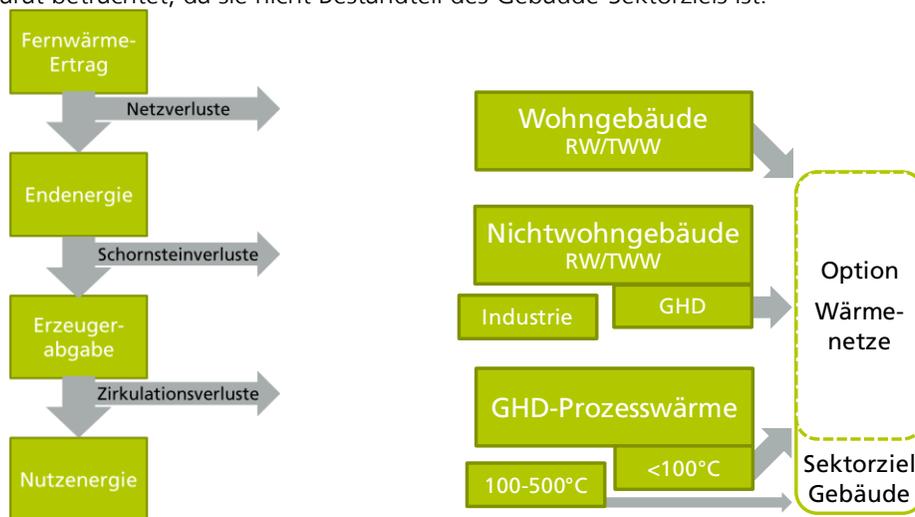


Abbildung 5-1: Abgrenzung Fernwärmeertrag, Endenergie, Erzeugerabgabe, Nutzenergie (links); Sektorenabgrenzung im Wärmemarkt (rechts)

Quelle: eigene Darstellung

5.1 Szenarien Wärmeverbrauchsentwicklung

Das Potenzial für Wärmenetze und die speisenden EE-Wärmequellen ist maßgeblich abhängig von der Entwicklung des Gebäudewärmebedarfs. Denn durch einen höheren Dämmstandard wird insgesamt eine niedrigere Wärmemenge benötigt und die mögliche Auslastung einer leistungsbezogenen EE-Wärmequelle reduziert sich.

³ wobei langfristig sich die deutsche Bilanz für Endenergie und Erzeugerabgabe bei einer Dominanz von Wärmepumpen und Fernwärmeübergabestationen am Wärmemarkt angleicht

Gleichzeitig verändert sich die Wettbewerbsfähigkeit der einzelnen Technologien, da gerade Niedertemperaturanwendungen bei einem höheren Gebäudestandard und damit verbundene Wärmenetztemperaturen vermehrt realisiert werden. Im Gegensatz dazu kann sich die resultierende geringere Wärmedichte jedoch negativ auf die Wirtschaftlichkeit einiger Technologien auswirken, deren Mindestabnahmemengen dadurch seltener erreicht werden. Die Sanierungsrate und -tiefe ist daher ausschlaggebend für die resultierenden Potenziale.

Einen wichtigen Beitrag leistet hierzu die Studie **Anlagenpotenzial (ifeu und Beuth Hochschule für Technik 2017)**, da diese GIS-basiert auf Grundlage der Verbrauchsentwicklung korrelierende EE-Wärme- und Wärmenetzpotenziale ermittelt hat. Die Entwicklung des Verbrauchs basierte dabei auf der Vorgängerstudie „Dämmbarkeit des deutschen Gebäudebestands“ (Beuth Hochschule für Technik Berlin und ifeu 2015). Hier wird zum einen ein Szenario gerechnet, dessen zukünftige Entwicklung dem aktuellen Trend folgt. Dieser führt zu einer Reduktion der Erzeugerabgabe des Jahres 2011 um 14 % bis 2030 bzw. um 41 % bis 2050. Dagegen wird im Szenario mit ambitionierter Sanierung, von einer stärkeren Reduktion des Endenergieverbrauchs ausgegangen, von 32 % bis 2030 und 66 % bis 2050. Eine ähnliche aber etwas geringere Unterscheidung trifft die FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2017), welche in ihrem BAU-Szenario mit einer Reduktion um 21 % bis 2030 bzw. um 43 % bis 2050 rechnen, doch im Szenario maximaler Klimaschutzanstrengung eine Reduktion um 28 % bis 2030 und 51 % bis 2050 festsetzen. Die von ifeu und Beuth Hochschule für Technik (2017) ermittelten Wärmeverbräuche stellen teilweise niedrigere Werte gegenüber den unterstellten eigenen Szenarien in dieser Studie dar (*siehe Abbildung 3-3 mit für 525 TWh Endenergie bzw. -36% ggü. 2008 bis 362 TWh Endenergie bzw. -56% und für 2030 mit 650 TWh Endenergie bzw. -21%*). Dennoch können diese Verbrauchsentwicklungen auf einzelne Quartiere zutreffen und damit das Wärmenetzausbaupotenzial und das lokale EE-Wärmepotenzial beeinflussen. Auch wenn der Wärmebedarf in Deutschland in Summe geringer ist, stellt sich die Frage wie gut sanierungsfähig die konkreten Quartiere im Teilbereich der 35-44 % der Endenergie abzüglich 17 % bestehende Wärmenetze und deren Verdichtung (= 18 %-27 %) sind (siehe Tabelle 5-2) und sich damit auch auf das absolute Potenzial auswirkt. Aber in Hinblick auf die Wärmedichten stellt der Ansatz für 18-27 % des Marktes eine konservative Betrachtung des Wärmenetzpotenzials dar. **Um die GIS-basierten Detailuntersuchungen nutzen zu können, werden im Folgenden vereinfacht, auf Basis dieser ifeu-Szenarien, allgemeine relative Parameter für die Potenziale abgeleitet und auf neue eigene Szenarien bezogen.**

Die Nähe zwischen Energieangebot und -bedarf ist im Wärmesektor zentral. Den Flaschenhals für eine Dekarbonisierung der Gebäudewärme stellt deshalb der städtische Bereich dar. Dort sind EE-Wärmepotenziale insbesondere wegen fehlender Flächen und Zugänglichkeit beschränkt und es bestehen mögliche Platzrestriktionen für Luft-Wärmepumpen in Mehrfamilienhäusern (siehe Abschnitt 4.3). Um dem Rechnung zu tragen, werden Potenziale wo möglich getrennt nach den BBSR-Gemeindekategorien dargestellt, wobei für die Trennung zwischen Wohn- und Nichtwohngebäude GIS-Daten aus Nordrheinwestfalen zu Grunde gelegt (unveröffentlichte Aktualisierung des Wärmekatasters des LANUV) und auf Deutschland übertragen wurden (LANUV 2018a; AG Energiebilanzen e. V. 2012).

5.2 Wärmenetzpotenziale

5.2.1 Literaturvergleich

Grundsätzlich vergrößern Wärmenetze die Potenziale im Vergleich zu einer rein dezentralen Nutzung, da sie, ähnlich wie das Stromnetz, einen Ausgleich von lokalen Energieüberschüssen und -bedarfen sowie Möglichkeiten zur Speicherung schaffen. Außerdem können Mindestabnahmemengen z. B. für Tiefen-Geothermie und Skaleneffekte, wie durch den Einsatz von Großwärmepumpen, erreicht werden. Zugleich sind sie nur dann sinnvoll, wenn der Netzausbau bzw. dessen Kosten verhältnismäßig zur transportierten Wärmemenge (Wärmedichten) ist. Es stellt sich daher die Frage der Potenzialgrenze für den Ausbau von Wärmenetzen. Das ifeu (2017) sieht ein ausreichendes Potenzial für einen sinnvollen Ausbau von Wärmenetzen durch mehrere Studien bestätigt. „Als Orientierungsgröße kann Dänemark dienen, wo bereits heute über 60 % der Wohnungen an Wärmenetze angeschlossen sind, die zu knapp 60 % aus erneuerbaren Energien, Abwärme und Müllverbrennung gespeist werden (Danish Energy Agency 2016). Aus struktureller Sicht kann wegen der in Dänemark geringen Bevölkerungs- und Siedlungsdichte in Deutschland sogar von einem größeren Potenzial für Wärmenetze ausgegangen werden. Dies wird durch Potenzialuntersuchungen auf der Basis von Satellitendaten bestätigt (Gils 2015).“ (ifeu 2017) Laut BDEW (2017) sind in Deutschland bisher jedoch nur 13,8 % der Wohnungen an die Fernwärme angeschlossen was ca. 11 % des Endenergiebedarfs entspricht. Weiterhin wird Wärmenetzen in den verschiedenen Studien sehr unterschiedliche Bedeutung zugetragen. Die 40/40-Strategie des AGFW stellt hierzu fest, dass sich die Energieziele bis 2050 mit dem Ausbau der Fernwärme in 40 % der deutschen Kommunen auf durchschnittliche 40 % der Wärmebereitstellung Deutschlands erreichen ließe. Es wird jedoch auch hervorgehoben, dass dies unter heutigen Bedingungen nicht wirtschaftlich ist, sondern nur durch Investitionsbeihilfen geschehen kann. Des Weiteren sollten die Investitionen vornehmlich vor 2030 stattfinden (AGFW et al. 2018). Dagegen werden in den Szenarien zur Energieeffizienzstrategie Gebäude wesentlich geringere Anteile angenommen (Prognos et al. 2015). Hier geht der Fernwärmeverbrauch in absoluten Zahlen sogar zurück, wobei sich der Anteil am Endenergieverbrauch dennoch von 9 % im Jahr 2008 auf 10 - 12 % im Jahr 2050 erhöht. „Untersuchungen zum Potenzial der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland gehen von einem langfristigen Potenzial für Fernwärme von 249 TWh/a (IFAM 2014) aus, was nur etwa einer Verdopplung der heutigen Fernwärmeversorgung von 121 TWh (BMW 2015b) entspricht. Bei dieser Potenzialuntersuchung werden allerdings kleinere Gemeinden mit unter 20.000 Einwohnern überhaupt nicht berücksichtigt. In Dänemark sind dagegen Wärmenetze auch in kleinen ländlichen Gemeinden weit verbreitet.“ (ifeu 2017).

Detaillierter erfolgte die Potenzialermittlung in einer Studie von ifeu und Beuth Hochschule für Technik (2017). Hier wurde ein hochauflösendes GIS-Modell zur langfristigen Wärmebedarfsentwicklung, aber nur für den Wohngebäudebestand, entwickelt. Darauf aufbauend erfolgt mittels eines 1000 m bzw. 500 m Rasters eine räumliche Analyse bestehender Quartiere mit Wärmenetzen und potentiell neuer Wärmenetze sowie des zugehörigen Potenzials Erneuerbarer Wärme. Dabei wurde für den Neubau von Wärmenetzen in Quartieren ohne Bestandsfernwärme deutlich, wie wichtig ein frühzeitiger Ausbau der Wärmenetze in den Jahren ist, in denen die Wärmedichten noch hoch sind, um auch Wärmenetzpotenziale in weniger dicht bebauten Quartieren erschließen zu können. Für **Bestandsnetze** wird von einer Kompensation des sanierungsbedingten Wärmeverbrauchsrückgangs durch Nachverdichtung (Anschlussgrad in der Straße oder neue Straßen im gleichen Quartier) ausgegangen, sodass Anschlussgrad und Endenergieabsatz dadurch festgelegt werden. „Allein durch den Effekt der Verbrauchsreduktion und der Nachverdichtung steigt die **mittlere Anschlussrate in den Versorgungsgebieten** im Trendszenario von **aktuell rund**

31 % [Bezug gesamtes Quartier] auf 36 % im Jahr 2030 und auf knapp 50 % im Jahr 2050 [...]. Diese Werte repräsentieren einen realistischen Entwicklungspfad konsistenter Nachverdichtung und sind als untere Grenze zukünftiger Fernwärmedeckungsgrade anzusehen [...]. Im ambitionierten Dämmszenario wurde eine rasche und tiefe energetische Sanierung angenommen, durch die sich der Wärmebedarf in den Versorgungsgebieten bis 2030 um knapp 30 % und bis 2050 um gut 60 % reduziert. Die Kompensation dieses Wärmerückgangs erfordert eine umfassende Nachverdichtung der Netze mit mittleren Anschlussgraden von 44 % im Jahr 2030 und 80 % im Jahr 2050. [...] In Anbetracht des hohen Kompensationsaufwandes durch Nachverdichtung ist der Modellentwicklungspfad bis auf knapp 80 % Anschlussgrad speziell im Zeitraum 2030 bis 2050 nicht als realistisch anzusehen. Er markiert die definitive obere Grenze zukünftiger Anschlussgrade und Fernwärmeanteile im Potenzialmodell.“ (ifeu und Beuth Hochschule für Technik 2017). Die 40/40-Strategie des AGFW sieht dagegen in Städten mit bestehenden Netzen einen zukünftigen Anschlussgrad von 70 % (AGFW et al. 2018).

Das **Potenzial neuer Wärmenetze** hängt maßgeblich von deren Kostenstruktur ab. Insbesondere zwischen ländlichen und städtischen Netzen finden sich dabei erhebliche Unterschiede, wie Abbildung 5-2 zu entnehmen ist. Trotz eines hohen Nachfragepotenzials ist vor allem der Netzausbau im städtischen Wohngebäudebestand erschwert durch aufwändige Trassenverlegung. Hier werden **Anschlussgrade von 50 % unterstellt**. Alle Quartiere die zum Zeitpunkt 2030 eine Wärmedichte bzw. Mindestabsatzquote von 0,64 MWh/m (siehe Berechnung in Abbildung 5-2) erreichen (bedeutet eine Inbetriebnahme des Wärmenetzes schon zum Zeitpunkt 2020), werden im Raster von 500*500 m zum Potenzial gezählt. Im ländlichen Bereich werden Kostenvorteile durch EEG-subsidierte biogene KWK-Anlagen und höhere Anschlussgrade unterstellt. Im Bereich neuer urbaner Wärmenetze wird als **konkurrierender Grenzpreis einer dezentralen EE-Wärmezeugung 120 €/MWh** unterstellt, was sich sehr gut mit den eigenen Analysen in Kapitel 4 deckt für Wärmepumpen in un- und teilsanierten EFH (Abbildung 4-21) und in allen Bereichen der MFH (Abbildung 4-22) mit 11 bis 13 ct/kWh bei Inbetriebnahme im Jahr 2030 (siehe Abbildung 4-23). Dabei dürfen **im urbanen Bereich die EE-Erzeugerkosten für die Wärmenetze maximal 45 €/MWh⁴** betragen um Grenzquartiere mit einer Mindestabsatzwärmedichte von 0,64 MWh/m zu erschließen.

Insgesamt ergibt sich somit für 2030 ein Nahwärmepotenzial von 29 % bei moderater Sanierung und 24 % bei ambitionierter Sanierung.

Die Annahmen sind in folgender Abbildung dokumentiert. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Anschlussgrade nur für Quartiere gelten, die auch aufgrund ausreichend großer Wärmedichten tatsächlich mit Wärmenetzen versorgt werden. Im Mittel über alle Quartiere des ländlichen oder städtischen Raumes in Deutschland sind die Anschlussgrade geringer, insbesondere in ländlichen Raum (siehe Abbildung 5-5 und Abbildung 5-6).

⁴ Bruttowärmegestehungskosten – Hierbei sind die Netzverluste um 120 €/MWh bezogen auf die Erzeugerübergabe zu realisieren schon berücksichtigt.

Modellparameter	Einheit	Gemeindestrukturtyp	
		1) Ländlich	2) Urban
Anschlussgrad	%	70,0%	50,0%
Trassenkosten	€/m	250	400
Zinssatz	%	4,5%	4,5%
Amortisationszeit	a	20	20
reale Trassenkosten	€/m*a	19,2	30,8
Wärmepreis	€/MWh	100	120
Marge	€/MWh	5	10
Overhead	€/MWh	5	10
Erzeugerkosten	€/MWh	35	45
Netzverluste*	%	15,0%	15,0%
finanzierbare Trassenkosten	€/MWh	49,75	48,25
Mindestabsatzdichte	MWh/m	0,39	0,64

* gerechnet als zusätzliche Erzeugerkosten

© Beuth HS/ifeu, 2016

Abbildung 5-2: Parameter des Basis-Szenarios Nahwärmepotenzialgebiete (Quartiere ohne bestehende Fernwärme) differenziert nach Gemeindestrukturtypen

Quelle: ifeu und Beuth Hochschule für Technik (2017)

Allerdings nehmen die zugrundgelegten Kosten im Modell (Abbildung 5-2) starken Einfluss auf die resultierenden Potenziale für neue Wärmenetze in Quartieren ohne bestehende Fernwärme. So wurden für die städtischen Wärmepreise zwar 12 ct/kWh angesetzt, für den ländlichen Bereich jedoch relativ geringe von 10 ct/kWh (jedoch bei geringeren unterstellten Erzeugerkosten). Des Weiteren führt die Annahme höherer Anschlussgrade ebenfalls zu einem deutlich höheren Potenzial. Der Einfluss einzelner Modellparameter auf das Potenzial wird in Abbildung 5-3 deutlich. (ifeu und Beuth Hochschule für Technik 2017). Im Folgenden Abschnitt wird dabei der Parameter des Anschlussgrades verwendet (+10 %).

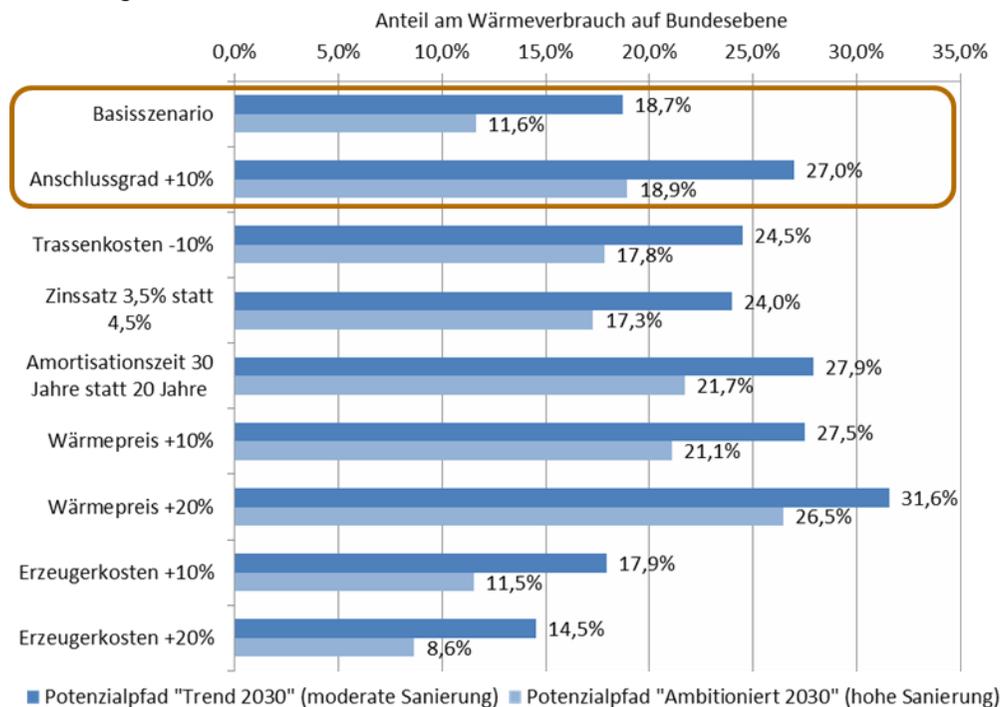


Abbildung 5-3: Schematische Sensitivitätsanalyse der Netzparameter im Nahwärmepotenzialmodell (Quartiere ohne bestehende Fernwärme)

Quelle: ifeu und Beuth Hochschule für Technik (2017)

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass sich die Analyse auf Wärmenetze im herkömmlichen Sinn beschränkt, „die als alleinige Wärmeversorgung in den abgeschlossenen Gebäuden fungieren. Die Potenziale sogenannter kalter Nahwärmenetze, bei denen ein zusätzlicher Temperaturhub mit dezentralen Wärmepumpen erfolgen muss, werden hier nicht betrachtet. Damit ist aber keine Aussage verbunden, dass diese Technologien nicht zukünftig doch eine große Rolle spielen könnte. Es werden jedoch keine grundlegend anderen Potenzialdimensionen

erwartet, da die Verlegekosten kalter Nahwärme ähnlich hoch sind wie bei warmen Netzen.“ (ifeu und Beuth Hochschule für Technik 2017). Anzumerken sei jedoch, dass diese weitgehend unabhängig von der Siedlungsstruktur sind. Von Bedeutung ist vielmehr, dass eine zentrale kostengünstige Quelle für Umweltwärme zur Verfügung steht. Des Weiteren ist ein hoher Dämmstandard von noch stärkerer Bedeutung um einen effizienten Betrieb zu gewährleisten (ifeu 2017).

5.2.2 Festlegung für Modellierung

Die Datengrundlage bildet das vom ifeu für das Jahr 2030 ermittelte GIS-basierte relative Potenzial für das Trendszenario und das ambitionierte Szenario für Wohngebäude. Mit dem Anschluss von Nichtwohngebäuden sind tendenziell höhere relative Wärmenetzpotenziale verbunden. Da eine Inbetriebnahme aller Wärmenetze bis zum Jahr 2020 (wie bei ifeu) nicht realistisch ist, wurde eine Inbetriebnahme im Zeitraum 2020 bis 2030 unterstellt. Da diese beiden Faktoren sich ausgleichen und mangels alternativer Datengrundlage, **wurden die relativen Wärmenetzpotenziale für Wohngebäude auch auf den GHD-Bereich bezogen, aber ein längerer Zeitraum bis 2030 für die Erschließung dieser Potenziale zugelassen.** Die Anteile der Nichtwohngebäude an den BBSR-Gemeindekategorien wurden auf Basis des NRW-Wärmekatasters vorgenommen. **Zusätzlich wurde in urbanen Quartieren ohne bestehende Wärmenetze ein höherer Anschlussgrad von 60 % unterstellt** (siehe Abbildung 5-3) **und Quartiere mit bestehenden Wärmenetzen gleich behandelt. Für rurale Quartiere wurden 70 % Anschlussgrad belassen.** Der Ausgangszustand 2011 und das maximale Potenzial, getrennt je Gemeindegröße und aufgeteilt in Bestandsnetze, Nachverdichtung von Quartieren mit Bestandsnetzen und neue Netze in Quartieren ohne Bestandsnetze, ist im Folgendem dargestellt. Die Bestandsfernwärme konzentriert sich dabei auf Großstädte.

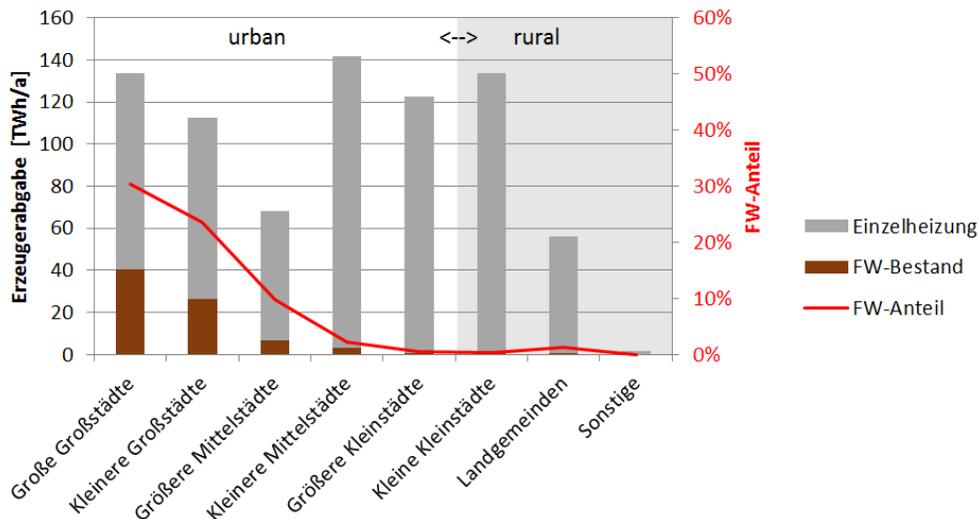


Abbildung 5-4:
Einzelheizungs- und
Fernwärmebestand getrennt
nach Siedlungstypen 2011

Quelle: Eigene Anpassung auf Basis ifeu und Beuth Hochschule für Technik (2017) und Wärmekataster NRW

Bei moderater Gebäudesanierung lassen sich sehr hohe Wärmenetzpotenziale von in Summe 44 % bis 2030 realisieren, auch mit hohen Anteilen in Kleinstädten.

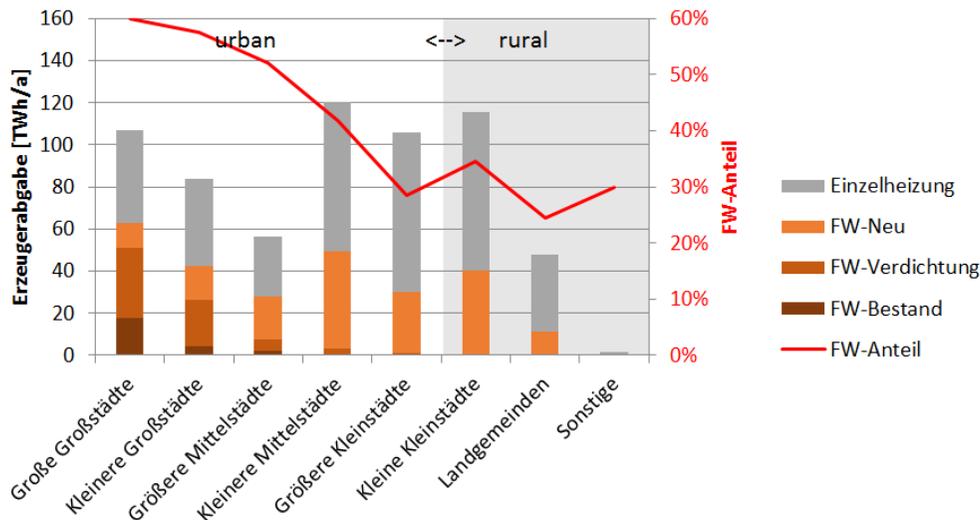


Abbildung 5-5:
Schematisches
Ausbaupotenzial
Wärmenetze getrennt nach
Siedlungstypen bei
Inbetriebnahme bis 2030 im
Szenario Trend

Quelle: Eigene Anpassung auf
Basis ifeu und Beuth Hochschule
für Technik (2017) und
Wärmekataster NRW

Bei ambitionierter Gebäudesanierung ergibt sich ein Wärmenetzpotenzial von in Summe 35 % bei einer Realisierung bis 2030, aber bei einer Fokussierung auf größere Städte.

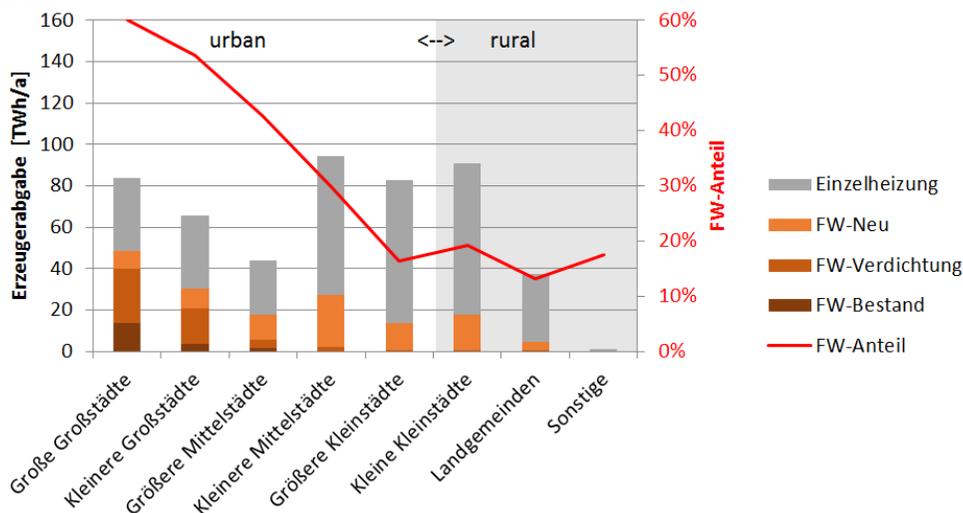


Abbildung 5-6:
Schematisches
Ausbaupotenzial
Wärmenetze getrennt nach
Siedlungstypen bei
Inbetriebnahme bis 2030 im
Szenario Ambitioniert

Quelle: Eigene Anpassung auf
Basis ifeu und Beuth Hochschule
für Technik (2017) und
Wärmekataster NRW

Die Infrastrukturkosten für den Bau und Erhalt der Netze sind lokal höchst unterschiedlich. In der Simulationsrechnung werden dabei für alle Technologien nur volkswirtschaftliche Kosten (CAPEX + OPEX) ohne Marge und Overhead berücksichtigt. In Abbildung 5-2 werden als Grenzwert für das letzte Quartier, dass mit Wärmenetzen versorgt werden kann 48–50 €/MWh unterstellt. Für die Simulation werden vereinfacht für Trassenkosten im Fall bestehender „Fernwärme“ und deren Verdichtung (urban) 35,0 €/MWh und im Fall neuer „Nahwärme“ (urban+rural) 45,0 €/MWh unterstellt. Für 2050 bedeutet dies, in Hinblick auf dann deutlich niedrigere Wärmedichten als im Jahr 2030, eine Kostendegression oder geringere Kosten für den Erhalt bereits abgeschriebener Netzinvestitionen.

Die notwendige zukünftige Vorlauftemperatur der Netze (heute ca. 120 °C im Winter) hängt grundsätzlich vom Sanierungszustand der Quartiere ab und kann mit vorschreitender Entwicklung weiter abgesenkt werden. Einzelne Kunden die ein höheres Temperaturniveau bedingen, können durch individuelle Anpassungen (dezentrale Nachheizung, Heizkörperaustausch) dennoch versorgt werden. Durch den hydraulischen Abgleich können die notwendigen Temperaturen für die Versorgung von Einzelgebäuden reduziert werden. Gerade der Bau neuer Netze bietet die Möglichkeit frühzeitiger die Temperaturen zu reduzieren. Im Bereich der Bestandsnetze (und damit

auch bei deren Verdichtung) bestehen jedoch durch die bereits verbauten einzelnen Wärmetauscher der Fernwärmeübergabestationen und der Übertragungsleistungen des Wärmenetzes generell gerade mittelfristig noch geringere Freiheitsgrade. Dezentrale EE-Wärmequellen wie Abwasserkanäle, Seen oder Erdsondenfelder werden Sekundärnetzen in Bestandsnetzen oder neuen Nahwärmenetzen zugeordnet, während zentrale EE-Wärmequellen wie Abwärme aus Flüssen, Klärwerken, Solarthermie oder Geothermie Primärnetzen zugeordnet werden.

In Abhängigkeit der Netzgröße ist auch die Anlagengröße der installierten KWK-Anlagen und Heizwerke in den Hybridsystemen zu sehen, und damit die Frage ob die Wärmenetze dem Emissionshandel (ETS) oder dem Gebäude-Sektorziel (bzw. europäisch der Effort Sharing Regulation (ESR)) zugeordnet werden. Die bestehende Grenze von 20 MW Feuerungsleistung wird dabei vereinfacht pauschal auf alle Quartiere mit bestehender Fernwärme und Nachverdichtung bezogen.

Für die Simulation als Potenzialgrenzen im Modell und für die Zuordnung der EE-Wärmepotenziale (siehe 5.4) wird das **Fernwärmepotenzial klassifiziert**. Dabei stellt die Nutzung von KWK aufgrund der vergleichbaren Kosten und Wirkungsgrade zwischen z. B. einem BHKW von 10 MW_{el} und einem GuD mit 100 MW_{el} (BMW_i 2018) einen unbegrenzten Freiheitsgrad für die Anwendungen in allen Netzen dar. Entweder kann die KWK mit den begrenzten EE-Wärmepotenzialen kombiniert werden oder unbegrenzt mit Power-to-Heat (PtH) in Form von Elektrodenkesseln. Entscheidend ist hierfür die Rückkopplung mit dem Stromsystem.

- **Bestehende „Fernwärme“ und Verdichtung (urban)**
 - Geringere Wärmenetzkosten
 - Anlagen in bestehenden großen Primärnetzen (ETS)
 - Müll-HKW, bestehenden KWK (2030), bestehende Holz-HKW (2030)
 - Industrielle Abwärme
 - KWK + Großwärmepumpen (Fluss, Klärwerk, Kohlegruben)
 - Geothermie + Heizwerk
 - KWK + Solarthermie mit Tagesspeicher
 - KWK + PtH
- **„Neue Nah- und Fernwärme“ (urban)**
 - Höhere Wärmenetzkosten
 - Anlagen in kleineren Primärnetzen (Nicht-ETS = ESR)
 - Industrielle Abwärme
 - KWK + Großwärmepumpen (Abwasserkanäle, Seen)
 - Geothermie + Heizwerk
 - KWK + Solarthermie mit Tagesspeicher
 - KWK + PtH
 - Sonderfall Großwärmepumpe und Heizkessel ohne KWK
 - Anlagen in Sekundärnetzen (Nicht-ETS = ESR)
 - Heizwerk + Großwärmepumpen (Erdsondenfelder)
- **Neue „Nahwärme“ (rural)**
 - Höhere Wärmenetzkosten
 - Anlagen in kleineren Primärnetzen (Nicht-ETS = ESR)
 - Bestehende Biogasanlagen (2030)
 - Heizwerk + Solarthermie mit Saisonspeicher
 - KWK + PtH

In folgenden Tabellen werden die Festlegungen für die Modellierung zusammengefasst. Tabelle 5-1 zeigt das relative Potenziale bezogen auf die Gemeindekategorien und zusätzlich getrennt in Quartiere mit bestehenden Wärmenetzen, welche durch Verdichtung günstiger ausgebaut werden können

(vereinfacht als „Fernwärme bezeichnet), und neue Wärmenetze in Quartieren, wo derzeit keine Netze bestehen („vereinfacht als „neue Nah- und Fernwärme“ und „Nahwärme“ bezeichnet).

Gemeindekategorie	Einw. von	bis	2011	Trend			Ambitioniert		
				Sum.	Best./Verd.	Neu	Sum.	Best./Verd.	Neu
Große Großstädte	500.000		30 %	60 %	52 %	9 %	60 %	52 %	9 %
Kleinere Großstädte	100.000	500.000	24 %	57 %	41 %	17 %	54 %	41 %	13 %
städtisch Größere Mittelstädte	50.000	100.000	10 %	52 %	17 %	35 %	43 %	17 %	26 %
Kleinere Mittelstädte	20.000	50.000	2 %	42 %	4 %	38 %	30 %	4 %	26 %
Größere Kleinstädte	10.000	20.000	1 %	28 %	1 %	28 %	16 %	1 %	16 %
ländlich Kleine Kleinstädte	5.000	10.000	0 %	35 %	0 %	34 %	19 %	0 %	19 %
Landgemeinden		5.000	1 %	25 %	2 %	23 %	13 %	2 %	11 %
Sonstige			0 %	30 %	0 %	30 %	18 %	0 %	18 %
SUMME			10 %	44 %	18 %	26 %	35 %	18 %	17 %

Tabelle 5-1: relatives Wärmenetzzpotenzial 2030/2050 je Gemeindekategorie

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von ifeu und Beuth Hochschule für Technik (2017) und LANUV (2015)

Tabelle 5-2 stellt die Aggregation des Wärmenetzzpotenzials für die Modellierung dar.

Wärmenetztyp	Potenzial		Trassenkosten	Netztyp	Vorlauftemp. Winter		
	Trend	Amb.			2030	2050 Trend	2050 Ambiti.
Besteh. „Fernwärme“ urban und Verdichtung ETS	17 %	17 %	35 €/MWh	Primär.	110 °C	73 °C	65 °C
„neue Nah- und Fernwärme“ urban ESR	19 %	13 %	45 €/MWh	Primär.	90 °C	73 °C	65 °C
				Sekundär.	65 °C	60 °C	60 °C
Neue „Nahwärme“ rural ERS	8 %	4 %	45 €/MWh	Primär.	90 °C	73 °C	65 °C
SUMME	44%	35%					

Tabelle 5-2: Klassifizierung des Wärmenetzzpotenzials für die Modellierung

Quelle: Ergebnisse und Annahmen auf Basis der genannten Methodik und Annahmen

5.3 Dezentrale EE-Wärme (oberflächennahe Geothermie, Luftwärmepumpen)

Im Bereich der dezentralen EE-Wärme bestehen die Optionen Dachflächen-Solarthermie, Biomassekessel oder Wärmepumpen. Biomasse ist Bestandteil der Sensitivitäten und wird an dieser Stelle nicht weiter ausgeführt. **Solarthermie erreicht technisch/wirtschaftlich zu geringe Wärmedeckungsanteile für eine vollständige Dekarbonisierung des Gebäudewärmebereichs und die Kombinationen von Wärmepumpen und Solarthermie erscheinen nur im Neubaubereich mit hohen Trinkwarmwasseranteilen wirtschaftlich. Aufgrund der Fokussierung auf Bestandsgebäude werden die Technologien in dieser Studie vernachlässigt.** Im Bereich der Trinkwarmwasserbereitung bestehen Sonderlösungen wie Warmwasserwärmepumpen in Kombination mit PV-Eigenstromerzeugung (welche jedoch ebenfalls aufgrund der zu geringen Wärmedeckungsanteile vernachlässigt werden) oder in Gebäuden mit geringem Trinkwarmwasserbedarf Durchlauferhitzer sowie Passivhäuser mit unflexibler Luft-Luft-WP welche eine exogene Annahme im Modell darstellen.

Im Bereich der Wärmepumpen bestehen Sole/Wasser-Wärmepumpen (wobei hier Erdsonden in Bestandsgebäuden und Erdkollektoren in Neubauten dominant sind), Wasser/Wasser-Wärmepumpen (welche bezogen auf den gesamten Endenergiebedarf nur ein geringes Potenzial stellen und vernachlässigt werden) und Luft/Wasser- und Luft/Luft-Wärmepumpen. Hierbei sind Luft/Luft-Wärmepumpen ein Sonderfall im

Bereich Neubauten und werden im Sinne des Fokus auf Bestandsgebäude ebenfalls vernachlässigt.

Dabei existieren nur für Erdsonden detaillierte Potenzialstudien, die im Folgenden im Fokus stehen. Für Luft/Wasser-Wärmepumpen werden zusätzlich die Modellannahmen dargestellt.

5.3.1 Literaturvergleich – dezentrale Sole/Wasser-Wärmepumpen

In der Studie Anlagenpotenzial (ifeu und Beuth Hochschule für Technik 2017) wurde für die Nutzung von Erdsonden in Wohngebäuden ein langfristiges Angebotspotenzial von 60 % des deutschen Verbrauchs für Wärme 2050 im Trend-Szenario ermittelt bzw. 66 % bei ambitioniertem Klimaschutz. Hierfür wurde zunächst das Gebäudeenergiemodell zu Grunde gelegt und stufenweise verschiedene Restriktionen in das Potenzialmodell integriert. Dabei wurden Stichproben von Baublöcken aus je 7 Dichteklassen aus allen Bundesländern untersucht. Aufbauend darauf wurde ein numerischer Zusammenhang zwischen der maximal möglichen Zahl an Sondenbohrungen und weiteren Eigenschaften der untersuchten Baublöcke hergestellt. Durch Übertragung dieser numerischen Zusammenhänge auf alle Baublöcke in Deutschland, wurde schließlich die maximale Anzahl der möglichen Sondenbohrungen in Deutschland näherungsweise ermittelt. Diese reduziert sich durch Abzug definierter Anteile von Wasserschutzgebieten und einen Abschlagsfaktor aufgrund der räumlichen Verteilung der Bohrungen innerhalb der Baublöcke und der daraus resultierenden Unterversorgung einzelner Gebäude. In den Bundesländern werden unterschiedliche **Wasserschutzkategorien** unterschiedlich restriktiv gehandhabt. In Wasserschutzkategorie 1 und 2 sind keine Sondenbohrungen zugelassen. In Wasserschutzkategorie 3 wurden in der Studie 50 % der Sondenbohrungen als zulassungsfähig angerechnet. Von den Bohrunternehmen wird in der Regel die maximal außerhalb des Bergbaurechts mögliche **Bohrtiefe** von 100 m angestrebt. Die legal maximal mögliche Bohrtiefe wurde anhand der wasserrechtlichen Vorgaben einbezogen. Speziell in Bayern können in einigen Regionen nur Bohrtiefen von 30 m erreicht werden. In Abhängigkeit der Jahresarbeitszahl ergibt sich die mögliche Erzeugernutzwärmeabgabe, welche der GIS-Analyse zu der langfristigen Wärmebedarfsdichte gegenübergestellt wird. Hinzu kommt das Potenzial durch Erdwärmekollektoren im Neubau, welches aufgrund der geringen Bedeutung des Neubaus (insbesondere bei Endenergieverbrauch aber auch bei Gebäudeanzahl) gering ist.

Im Unterschied dazu wird das Potenzial der oberflächennahen Geothermie durch das LANUV (2015) (inkl. nichtveröffentlichter Aktualisierung des Wärmekatasters) mittels einer gebäudescharfen Bottom-up-Analyse sowohl für Wohn- als auch für Nichtwohngebäude für den heutigen Gebäudebestand untersucht. Das Szenario A) beinhaltet dabei bei einer konservativen Bohrtiefe von 100 m außerhalb von Wasserschutzgebieten keinen Ausschluss der Wasserschutzkategorie (hier Bohrtiefe nur 40 m). Für den zusätzlichen Ausschluss der Wasserschutzzone III, IIIa, IIIb, IIIc für die geothermische Nutzung wurde das Szenario B) berechnet. Obgleich die Studie nur für Nordrhein-Westfalen durchgeführt wurde, lässt sich die Herangehensweise sowie grundlegende Parameter zum Teil auf deutschlandweite Potenzialabschätzungen übertragen. In der Studie werden zunächst alle bebauten Grundstücke ermittelt und deren unbebaute Flächenteile erfasst. Damit bleiben, wie auch bei ifeu und Beuth Hochschule für Technik (2017), **Verkehrsflächen wie Parkplätze und Bahngelände aber auch öffentliche Grünflächen wie Parks unberücksichtigt**. Nachfolgend werden die Flächen nach Zugehörigkeit zu Wohn- und Nicht-Wohngebäuden sortiert und Gebäude aussortiert, für die keine (geothermische) Beheizung relevant ist, wie z. B. Garagen. Gleichermaßen werden Gebäude mit außergewöhnlichem Wärmebedarf identifiziert und gesondert betrachtet. Für die Berücksichtigung von Neubaugebieten wird eine statistikbasierte Neubauquote von ca. einem Prozent herangezogen. Wegen des

geringen Wärmebedarfs von Neubauten wird von einer vollständig möglichen Deckung durch Geothermie auf den umliegenden Flächen bzw. der Fläche unter dem Gebäude ausgegangen. Die ermittelten Flächen werden schließlich in einem GIS verschnitten, das Restriktionsflächen enthält, welche geothermische Nutzung ausschließen oder begrenzen. Auch hier wird das resultierende Potenzial durch Gegenüberstellung mit dem Lastgang des Wärmeentzugs ermittelt.

In beiden Studien ist zudem der Urban-Heat-Island-Effekt unberücksichtigt. Dieser beschreibt eine lokale Erwärmung in Folge von Urbanisierung, sowohl an der Oberfläche als auch im Erdreich. Die treibenden Ursachen, Transportmechanismen und das schließlich resultierende Potenzial sind bisher nur in geringem Ausmaß untersucht. Dennoch wurde der Effekt bereits in mehreren Städten nachgewiesen, wobei von einer **Erhöhung der Untergrundtemperatur um 2–5 °C gesprochen wird.** Im untersuchten Beispiel Stadt Köln, beträgt die natürliche jährliche Wärmebereitstellung nur etwa 3 % des zusätzlichen Wärmeinhalts durch Urbanisierung. Die kontinuierliche Erwärmung des Untergrunds wirkt zudem regenerierend bei geothermischer Nutzung (Zhu et al. 2010). **Aufgrund der schlechten Datengrundlage wird der Effekt auch in dieser Studie vernachlässigt. Des Weiteren unberücksichtigt blieben Flächen, die keinem Gebäude zugeordnet werden, aber dennoch in unmittelbarer Nähe zu Verbrauchern liegen, wie Stadtparks oder Parkplätze.**

5.3.2 Festlegung für Modellierung

Sole/Wasser-Wärmepumpen

Als Basis wird die methodisch detaillierte Berechnung für NRW (erlaubt Zuordnung der Potenziale auf Gemeindekategorien und Nichtwohngebäude für heute), mittels der Ergebnisse von ifeu und Beuth Hochschule für Technik (2017) (zukünftige Entwicklung für Deutschland und die einzelnen Bundesländer) das Erdsondenpotenzial von NRW (LANUV (2015) inkl. nichtveröffentlichter Aktualisierung des Wärmekatasters) auf Deutschland hochgerechnet. Im direkten Vergleich der beiden Studien wird für den heutigen Wohngebäudebestand in NRW von LANUV ein Potenzial von 65 % ermittelt, während das ifeu für NRW ein Potenzial von 60 % ausweist. Für die Modellrechnungen wird das Szenario A gewählt, das hier Wasserschutzgebiete III vollständig genutzt werden (progressiv) aber ausgleichend keine Bohrtiefen größer 100 m zugelassen wurden (konservativ) und mit dem ifeu-Szenario „Verbleibendes Potenzial nach Restriktionen aufgrund Sondendichte“ kombiniert. Aus der Hochrechnung ergibt sich **in Summe über Wohn- und Nichtwohngebäude ein Potenzial für 66 % für das Trendszenario und 71 % für das ambitionierte Szenario. Der Einfluss Gebäudesanierung auf die dezentrale Nutzung der Umgebungswärme vor Ort ist also relativ gering.** Trotz des hohen Potenzials ist es aber entscheidend, welche Restriktionen sich in dicht besiedelten Städten und bei Nichtwohngebäuden ergeben. Wie in Tabelle 5-3 deutlich wird, ist dabei das Erdsondenpotenzial in Großstädten generell restriktiver und insbesondere auch für Nichtwohngebäude, während für Wohngebäude in Kleinstädten fast keine Restriktionen bestehen. **Da jedoch ein Wärmenetzpotenzial von ca. 60 % in Großstädten ermittelt wurde, könnten die Potenziale von dezentralen Erdsonden diese vereinfacht ergänzen, sodass auch in Großstädten eine 100 %ige Versorgung auf Basis von Erdsonden und Wärmenetze möglich erscheint.**

Gemeindekategorie	Einw. Von	bis	Trend			Ambitioniert			
			WG	NWG	Summe TWh/a	WG	NWG	Summe TWh/a	
Große Großstädte	500.000		47 %	28 %	33,2	49 %	29 %	20,4	
Kleinere Großstädte	100.000	500.000	63 %	38 %	36,9	66 %	39 %	22,5	
städtisch	Größere Mittelstädte	50.000	100.000	71 %	40 %	24,7	74 %	41 %	15,1
	Kleinere Mittelstädte	20.000	50.000	79 %	50 %	59,3	83 %	52 %	36,5
ländlich	Größere Kleinstädte	10.000	20.000	83 %	57 %	54,9	87 %	59 %	33,8
	Kleine Kleinstädte	5.000	10.000	87 %	63 %	64,5	91 %	66 %	40,0
	Landgemeinden		5.000	87 %	63 %	26,6	90 %	66 %	16,6
	Sonstige			100 %	100 %	0,9	100 %	100 %	0,6
SUMME			74 %	46 %	301,9	77 %	48 %	186,4	

Tabelle 5-3: dezentrales Erdsondenpotenzial an der Endenergie des deutschen Gebäudebestandes in 2050 für 2 Dämmszenarien

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von ifeu und Beuth Hochschule für Technik (2017) und LANUV (2015)

Luft/Wasser-Wärmepumpen

Für Luft-Wärmepumpen bestehen, wie in Kapitel 4 dargestellt, technische Möglichkeiten diese auch in unsanierte Bestandsgebäude zu integrieren. Restriktionen bestehen insbesondere bei Akzeptanzfragen (Lärm) und im Fall von Mehrfamilien-Bestandsgebäuden oft technisch im Platzbedarf für die Luftzufuhr. Hybrid-Wärmepumpen können zu einem gewissen Grade aufgrund der geringeren wirtschaftlichen Leistungsauslegung gegenüber bivalenten Wärmepumpen diesen Platzbedarf reduzieren. Dennoch bestehen hier weiterhin Restriktionen zu denen gegenwärtig keine Potenzialanalysen bekannt sind. Auf Basis des IEE-Gebäudebilanzmodells werden eigene Annahmen getroffen, wie hoch der Anteil der Gebäude im MFH- und GHD-Bereich ist, die nicht mit Luft-WP oder Hybrid-WP versorgt werden können. Die Anteile variieren nur gering zwischen den Szenarioläufen zur Gebäudesanierung und sind im Folgenden als Mittelwert dargestellt. Für die anderen Gebäude wurden pauschale Annahmen (möglich = 100 % und nicht möglich = 0 %) in Hinblick auf die Analysen in Kapitel 4 getroffen.

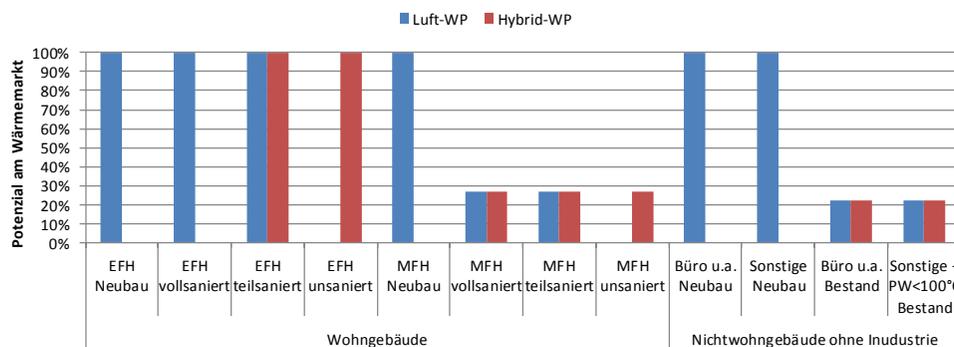


Abbildung 5-7: relatives Luft-WP Potenzial in den einzelnen Gebäudetypen

Quelle: Eigene Annahmen

5.4 EE-Wärmepotenzial für Netze (zentrale Erdwärmesonden, Tiefengeothermie, Großwärmepumpen (Abwasser, Fluss, Seen, Kohlegruben), Industrie-Abwärme, Müll, Freiflächensolar

Im Folgenden sind die Potenziale für die wesentlichen EE-Wärmequellen für Deutschland recherchiert und für die Modellrechnungen angepasst. Weitere Sonderfälle die teilweise auch innerstädtisch möglich sind, wie die Nutzung in **U-Bahn-Schächten**⁵, die Nutzung von saisonalen **Aquifer-Wärmespeichern**⁶ oder die **Regenerierung des Erdreichs über Solarabsorber** wurden hierbei **vernachlässigt**. Des Weiteren stellt gerade in Städten das Thema Kühlung ein wichtiges Feld dar. Kühlung als Nachfrage wird im Modell über den Zuwachs von Klimatisierungsanlagen im Nichtwohnbereich mittels elektrisch betriebener Kompressionskältemaschinen abgebildet bzw. können diese auch reversible Wärmepumpen darstellen, wenn das Gebäude auch mit Wärmepumpen beheizt wird. Die **Nutzung der Abwärme aus Kühlung** z. B. von Server-Wärme wird dabei aber im Modell **vernachlässigt**.

Grundsätzlich stellt das EE-Wärmepotenzial immer eine thermische Leistung dar, welche in Hinblick auf die sich reduzierenden Wärmenachfrage im Szenario immer weniger absolute Energieeinspeisung in die Wärmenetze ermöglicht. Entsprechend werden energiebezogene Werte aus der Literatur immer in Leistung umgerechnet und konsistent in den Szenarien fortgeschrieben.

5.4.1 Zentrale Erdwärmesonden

Das Potenzial von Erdwärmesonden lässt sich nicht nur dezentral, sondern auch durch Einspeisung in ein Wärmenetz nutzen. Aufgrund der Leistungsklassen, Kosten und breiten Verfügbarkeit dieser Wärmequelle ist hier aber die Nutzung in kleinen Wärmenetzstrukturen zu erwarten. Dabei besteht sowohl die Option über kalte Nahwärme oder Low-Ex-Netze diese Quelle zu erschließen und Gebäude damit zu versorgen. Das Prinzip der kalten Nahwärme beinhaltet dabei meistens, dass einerseits auch dezentrale Erzeuger (z. B. dezentrale Erdsonden-Wärmepumpen oder BHKW) die einzelne Häuser versorgen und überschüssige Wärme einspeisen und andererseits an jeder Hausübergabestation eine zusätzliche Wärmepumpe für den Temperaturhub verbaut ist. Dabei ermöglichen die dezentralen zusätzlichen Wärmepumpen aber auch die Kühlung der Gebäude und damit mehr Komfort. Bei einem Low-Ex-Netz würde dieses dagegen durch ein zentrales Erdsondenfeld und eine zentrale Großwärmepumpe auf einem ausreichend hohen Temperaturniveau für die Gebäudeversorgung gespeist werden. Für beide Netztypen bestehen als Erdwärmequelle in einer dicht bebauten Stadt zwar immer noch Verkehrsflächen wie Parkplätze und Bahngelände aber auch öffentliche Grünflächen wie Parks die technisch für Sondenbohrung theoretisch nutzbar wären. Jedoch bestehen dazu keine Potenzialstudien.

Festlegung für Modellierung

Für das Modell wird vereinfacht **nicht differenziert, ob es sich um kalte Nahwärme oder Low-Ex-Netze handelt.** Die bestehende **Potenzialerhebung für Sondenbohrungen auf**

⁵ U-Bahn-Tunnel eignen sich besonders gut für Geothermie, da sie große, erdberührende Flächen besitzen.

⁶ Aquifer-Wärmespeicher nutzen natürlich vorkommende, in sich abgeschlossene Grundwasserreservoirs zur Wärmespeicherung. Die wasserführende Schicht wird durch mindestens zwei Brunnenbohrungen erschlossen.

direkt gebäudebezogenen meist privaten Grundstücken (Abschnitt 5.3) kann aber einen Anhaltspunkt für die Grundstückverfügbarkeit in Städten geben. Dabei wird unterstellt, dass das für den heutigen Wohnbestand ermittelte dezentrale absolute Erdsondenpotenzial zwar schon die Restriktionen der maximalen Sondendichte berücksichtigt, aber aufgrund der heutigen hohen Wärmenachfrage der Gebäude wenige Restriktionen in Hinblick auf die mögliche Wärmeübergabe innerhalb des gleichen Grundstücks aufweist. Entsprechend wird konservativ unterstellt, dass der Ausgangswert von heute das zukünftige Potenzial für Wärmenetze zur Nutzung über Grundstücksgrenzen hinweg darstellt. Da das Potenzial über eine Wärmeentzugsleistung definiert wird, reduziert es sich durch den unterstellten Rückgang der Auslastung der Wärmenachfrage von 2100 h/a heute auf 1727 h/a im Trend-Szenario und 1500 h/a im Ambitioniert-Szenario. Von diesem Potenzial wird das dezentrale Erdsondenpotenzial abgezogen (Annahme, dass nur überschüssige Wärme ins Netz eingespeist wird und das gesamte zentrale Erdsondenpotenzial zusätzlich zum dezentralen Potenzial ist) und geprüft, ob das Wärmenetzpotenzial in der Gemeindekategorie ausreichend groß ist um die Wärme zu nutzen. Es wird unterstellt, dass diese relativ teure Technologie nur im städtischen Bereich genutzt wird, da im ländlichen Bereich weniger Restriktionen für die Nutzung von EE-Wärme bestehen.

Gemeindekategorie	Einw. von	bis	Trend		Ambitioniert	
			TWh/a	Anteil an Endenergie	TWh/a	Anteil an Endenergie
Große Großstädte	500.000		10,4	13 %	18,3	40 %
Kleinere Großstädte	100.000	500.000	19,0	29 %	20,1	54 %
städtisch Größere Mittelstädte	50.000	100.000	12,2	30 %	9,7	43 %
Kleinere Mittelstädte	20.000	50.000	27,4	33 %	14,3	30 %
Größere Kleinstädte	10.000	20.000	18,6	26 %	6,9	16 %
Kleine Kleinstädte	5.000	10.000				
ländlich Landgemeinden		5.000				
Sonstige						
SUMME			87,6	19 %	69,4	26 %

Tabelle 5-4: zentrales Erdsondenpotenzial (Umweltwärme + Stromanteil) an der Endenergie des deutschen Gebäudebestandes in 2050 für 2 Dämmszenarien

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von ifeu und Beuth Hochschule für Technik (2017) und LANUV (2015)

Das Potenzial im Szenario „Trend“ bedeutet für 2050 eine Heizleistung (Endenergie zzgl. Erzeugung der Wärmenetzverluste und Stromeinsatz der Wärmepumpen) von **14,8 GW** und im Szenario „Ambitioniert“ von **11,7 GW**. 2030 ist die Leistung aufgrund des geringeren COP etwas höher.

Die Anlagen werden im Modell wie Erdsonden-Wärmepumpen mit Gaskesselspitzenlastkessel und einem Bivalenzpunkt bei 2 °C abgebildet. Es wird unterstellt, dass die Systeme langfristig nachhaltig nutzbar sind ohne den Untergrund auszukühlen (bzw. ist ggf. die Nutzung von kostengünstigen Solarabsorbern zur Erdreichregeneration und Reduktion der Netzverluste möglich). Hinsichtlich der Effizienz wird unterstellt, dass sich das **Wärmenetzpotenzial im Jahre 2030 nur auf Quartiere bezieht die mindestens teilsaniert sind und im Jahre 2050 nur auf Quartiere die mindestens vollsaniert sind**. Um dieser Einschränkung Rechnung zu tragen wird das Potenzial nur als zu 50 % erschließbar unterstellt. Entsprechend können die in Tabelle 5-5 dargestellten **geringen Netztemperaturen** erreicht werden. Als Kosten für die Erdsondenbohrung werden 40 €/m bei einer Entzugsleistung des Untergrundes von 50 W/m unterstellt. Als Kosten für die Wärmepumpe werden vergleichbar zu Abwasserwärmepumpe kleinere Leistungsklassen mit 2.251 €/kW_{el} und einem COP im Bivalenzpunkt von 3,55 in 2050 und 2.697 €/kW_{el} und einem COP im Bivalenzpunkt von 3,24 in 2030.

5.4.2 Tiefengeothermie

Literaturvergleich

Für Tiefengeothermie gilt: „Aufgrund der hohen Bohrkosten bzw. aufgrund der zum Teil daraus resultierenden hohen Gesamtinvestitionen für die Erstellung hydrothormaler Nutzungsanlagen ist der Verkauf großer Wärmemengen [aus einer Bohrung] zwingend erforderlich. Außer durch die **Versorgung eines industriellen Abnehmers** mit hoher Wärmenachfrage ist dies nur durch eine **Anbindung an Fernwärmenetze** zu realisieren.“ (Kayser und Kaltschmitt 1998) Der Ausbau dieser Technologie ist damit wirtschaftlich sehr stark vom Ausbau großer Wärmenetze abhängig, die möglichst viele Quartiere verbinden und von einer zentralen Punktquelle versorgt werden. Vergleichbare Anforderungen stellen sich auch bei der Nutzung von Solarthermie am Rand von Großstädten, welche über Anbindeleitungen in die Innenstadt transportiert wird oder bei der Nutzung der Abwärme von Klärwerken, welche sich ebenfalls am Stadtrand befinden.

Die Potenziale für die hydrothermale Nutzung erstrecken sich über **drei Gebiete in Deutschland: dem Norddeutschen Becken, Oberrheingraben und dem süddeutschen Molassebecken**. Ihr technisches Potenzial beträgt insgesamt 5.555 TWh bzw. bei einer 100-jährigen Nutzung 555 TWh/a (Kayser und Kaltschmitt 1998). Diesem technischen Potenzial stehen jedoch sehr hohe Kosten, insbesondere durch die anfängliche Investition, sowie Restriktionen hinsichtlich der notwendigen Nähe zum Verbrauch entgegen.

In Abbildung 5-8 ist das Potenzial für bekannte, vermutete und untersuchungswürdige Ressourcen differenziert nach 3 Temperaturniveaus (an 40 °C, ab 60 °C und ab 100 °C) dargestellt. Ab 20 °C ist Tiefengeothermie für die Nutzung in Thermalbädern fast in ganz Deutschland möglich und über 120 °C ist in wenigen Gebieten eine Stromnutzung möglich. „Daneben gibt es verbreitet Regionen potentieller hydrothormaler Reservoirgesteine, die bisher noch nicht systematisch untersucht und erfasst wurden. Dazu zählen die in der Rhein-Ruhr Region (RRR) verbreitet auftretenden Karbonate des Devon (Massenkalke) und Unterkarbon (z. B. Kohlenkalke).“ ifeu und Beuth Hochschule für Technik (2017). Jedoch sind mit dieser Förderung oft auch höhere Kosten verbunden.

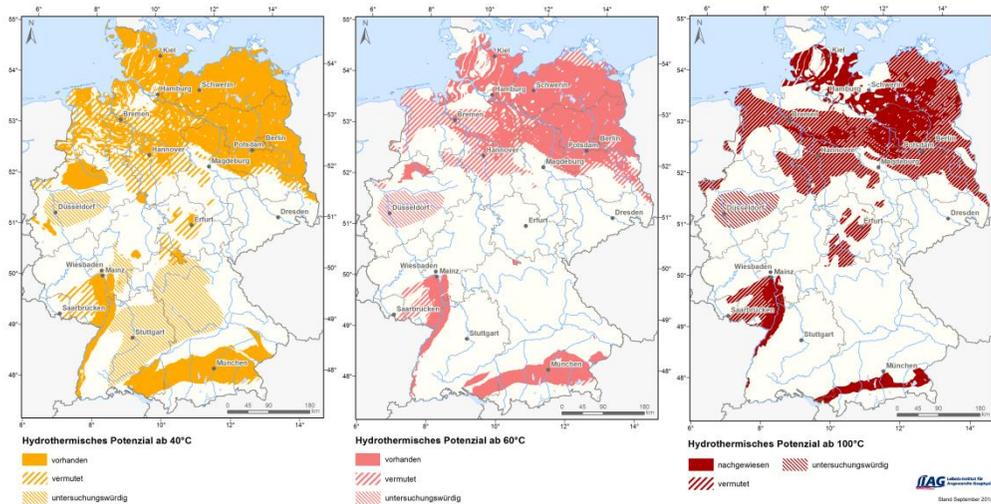


Abbildung 5-8: Gebiete mit möglichen hydrothermalen Energievorräten in Deutschland – differenziert nach Temperaturniveau

Quelle: (Agemar et al. 2018).

In einer Studie des UBA wurde das hydrothermale Potenzial (inkl. vermuteter Ressourcen und über alle Temperaturniveaus) durch Abgleich der geothermischen Ressourcen mit Karten von Siedlungsflächen und Ausgrenzung von Natur- und Wasserschutzgebiet sowie Nationalparks für eine dezentrale und zentrale (Wärmenetze) Nutzung ermittelt. Demnach beträgt das technische Potenzial etwa 279

TWh (UBA 2018). Darauf aufbauend stellen Agemar et al. (2018) heraus, dass 2050 17 % des deutschen Wärmeverbrauchs durch Tiefengeothermie gedeckt werden könnte. Hervorzuheben sei, dass das thermische Potenzial der Tiefengeothermie zum Teil auf einem höheren Temperaturniveau als das der übrigen diskutierten EE-Quellen liegt, wenngleich sich das nutzbare Potenzial bei Steigerung des Temperaturniveaus reduziert (Agemar et al. 2018). Tiefengeothermie eignet sich dadurch vergleichsweise gut für die industrielle Versorgung mit erneuerbarer Wärme.

ifeu und Beuth Hochschule für Technik (2017) ziehen in ihrer **GIS-basierten Potenzialberechnung für wärmenetzversorgte Wohngebäude** nur bekannte Reservoirs mit einer Temperatur von mindestens 60 °C heran. Dabei wird unterstellt, dass von einer Bohrung aus Quartiere mit Wärmenetzen von maximal 1 km-Länge versorgt werden können. Dieses geothermische Angebot verschneiden sie mit ihrem Modell zur Wärmeverbrauchsentwicklung im Raster von 1000*1000 m bei Bestandsnetzen (1 Bohrung kann bis zu 4 Quartiere versorgen) und 500*500 m bei neuen Wärmenetzen (1 Bohrung kann bis zu 16 Quartiere versorgen). Im Ergebnis wird eine sehr schwache Korrelation zwischen Entzugspotenzial und Wärmenachfrage deutlich, wonach mancherorten ein sehr hohes Entzugspotenzial relativ niedrigen Wärmenachfragen entgegensteht. Bezogen auf eine hohe Leistungsauslegung des Geothermieheizwerkes auf die Wärmehöchstlast mit einer Auslastung von 3000 h/a VLS ergeben sich neben der Quartiersgröße je Bohrung weitere Einschränkungen der Wirtschaftlichkeit. Dadurch ergibt sich ein Potenzial von nur 6-7 % des Wohngebäudebestands. Bundesweit ist dieses jedoch sehr ungleich verteilt, sodass sich im Oberrheingraben und um München wesentlich höhere Potenziale einstellen (ifeu und Beuth Hochschule für Technik 2017). Für neue urbane Wärmenetze werden in Abbildung 5-3 als Grenzpreis für Quartiere mit geringeren Wärmedichten maximale Wärmegestehungskosten von 45 €/MWh unterstellt. Für eine Erschließung der Potenziale beim Wärmenetzausbau und Geothermieförderung bis 2030 wird dafür von ifeu ein Grenzpotenzial von maximal 4 TWh (Nutzenergie) nur für Wohngebäude ermittelt. Für Quartiere mit bestehenden Wärmenetzen sind auch höhere Wärmegestehungskosten aufgrund der kostengünstig erschließbaren Wärmenetze möglich. Bei z. B. 75 €/MWh bestehen hier maximal 4,3 TWh (Nutzenergie). Dieses Potenzial muss auf Nichtwohngebäude und Erzeugerabgabe bzw. Endenergie umgerechnet werden und erhöht sich zusätzlich durch Quartiere mit höheren Wärmedichten die Wärmegestehungskosten zulassen.

Ergänzend sei auf das petrothermale Potenzial hingewiesen, das von den meisten Studien wie auch von der vorliegenden nicht näher diskutiert wird, jedoch theoretisch besteht. Hierunter werden Wärmemengen verstanden die nicht hydrothermal gefördert werden können, sondern in heißem Gestein gespeichert sind und erst durch das Pumpen eines Förderfluids ins Gestein nutzbar gemacht werden. Dieser Prozess ähnelt dem aus der Gasindustrie bekanntem Fracking und ist für Deutschland bisher nur wenig untersucht.

Festlegung für Modellierung

Im Fall der tiefen Geothermie wirkt sich eine Erhöhung der zulässigen Wärmekosten besonders stark auf das realisierbare Potenzial aus. Dafür sind **3 Einflussgrößen** entscheidend. Zum ersten wie groß ist das Quartier, das von einer Bohrung aus versorgt werden kann. Dabei wird in dieser Studie grundsätzlich von einer **Stärkung der zentralen quartiersübergreifenden Fernwärmestruktur in Städten** ausgegangen (im Fall von Geothermie, Solarthermie mit Anbindeleitungen, Klärwerke). Zum zweiten inwiefern **über den bekannten hydrothermischen Potenzialen hinaus auch vermutete Potenziale über 60 °C (siehe Abbildung 5-8) berücksichtigt** werden. Und zum dritten welche Auslegung die Geothermie an der Höchstlast ausmacht. Während für eine nachhaltige Nutzung der Erdwärme eine Auslastung von nur 3000 h/a unterstellt wurde um eine Auskühlung der Bohrung zu vermeiden, stellt sich die **Frage inwiefern eine anfängliche höhere Auslastung der Bohrung vertretbar ist, wenn sich durch die**

Gebäudesanierung diese im Zeitverlauf von selbst reduziert. Insbesondere in Gebieten mit hohem thermischem Gradienten wie München, Karlsruhe und Mannheim ist eine noch viel stärkere Auslegung auf eine Grundlast als hier angenommen nachhaltig möglich. Auf Basis des Nachfrageszenarios in dieser Studie (siehe Abbildung 3-3) wurde dabei unterstellt, dass die Auslastung im Jahre 2030 bei Inbetriebnahme 4342 h/a mit 44 % der Höchstlast beträgt. Da sich diese Auslastung auf 3036 h/a bei 78 % der Höchstlast in 2050 „Ambitioniert 2050“ bzw. 3882 h/a bei 53 % der Höchstlast in „Trend 2050“ reduziert und sich in den Jahren nach 2050 weiter reduzieren würde, wird vereinfacht von einer nachhaltigen Nutzung ausgegangen, die aber im **Abschreibungszeitraum günstigere Wärmegestehungskosten** ermöglicht.

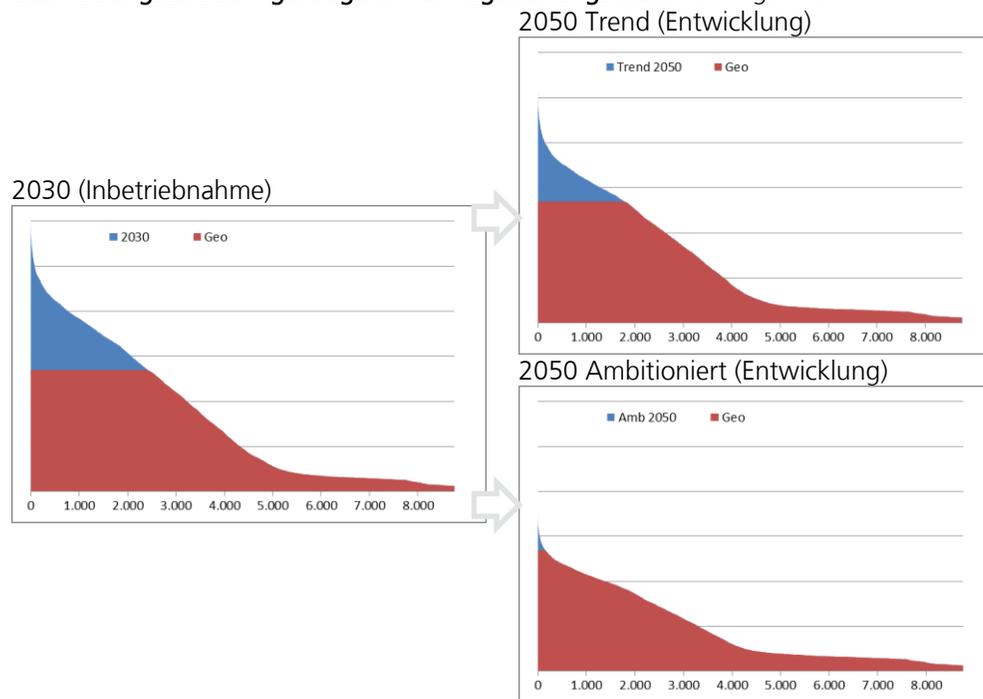


Abbildung 5-9:
Transformationspfad
Auslegung Tiefengeothermie

Quelle: Eigene Annahmen

Des Weiteren bestehen auf Basis der Literatur (die sich auf Grenzwärme­kosten und Grenzwärmedichten für das letzte erschließbare Quartier bezieht) Unsicherheiten, was ein repräsentativer Mittelwert der möglichen Wärmegestehungskosten ist um das Potenzial ableiten zu können. Aufgrund der 3 progressiveren Annahmen gegenüber ifeu und Beuth Hochschule für Technik (2017) (größere Wärmenetze, Berücksichtigung vermuteter Ressourcen, höhere Auslastung) werden vereinfacht die Potenziale, die zu höheren Kosten verfügbar werden, berücksichtigt. Hierbei wird von ifeu und Beuth Hochschule für Technik (2017) das Potenzial für neue Netze bis 95 €/MWh und für bestehende Netze bis 115 €/MWh verwendet und auf Fernwärmeerträge (zzgl. Erzeugung der Netzverluste) und Nichtwohngebäude hochgerechnet und auf die Heizleistung umgerechnet. Unter dieser Annahme lässt sich eine **Heizleistung von 1,8 GW für bestehende und 2,9 GW für neue Netze** erschließen. Um den kostengünstigen Potenzialen in den Ballungsräumen mit besonders hohen Temperaturen (z. B. München, Karlsruhe, Mannheim) Rechnung zu tragen, wird als **Mindestleistung** für die Leistung der bestehenden Anlagen zzgl. der Anzahl der Anlagen in Planung in Summe **0,6 GW** abgeschätzt. Das bedeutet auch, dass **bestehenden Anlagen zur Stromerzeugung nach Ablauf der EEG-Förderung nur noch als Heizwerke weiter betrieben** werden.

Für das Geothermische Heizwerk werden Investitionskosten von 1900 €/kW für die Nutzung in der Fernwärme unterstellt. Die zusätzlichen Kosten für den Gas-Spitzenlastkessel sind dagegen sowohl bezogen auf die Leistung als auch in Hinblick auf den geringen Anteil an der Wärmeerzeugung gering. **Die Nutzung von**

Tiefengeothermie für die Bereitstellung von Industrie-Prozesswärme wird aufgrund mangelnder Potenzialstudien vernachlässigt.

5.4.3 Generelle Annahmen für Großwärmepumpen

In Tabelle 5-2 ist die starke unterstellte generelle Reduktion der Vorlauftemperaturen der Wärmenetze dargestellt. Im Falle von Wärmepumpen erfolgt zusätzlich die Auslegung auf die Mittellast (siehe Abbildung 5-10) und ermöglicht **im Winter eine effiziente Anhebung des Rücklaufs durch die Wärmepumpe auf ein geringeres Temperaturniveau und anschließend den Einsatz des Spitzenlastkessels zur Erreichung der Vorlauftemperaturen. In der Übergangszeit kann die Wärmepumpe stattdessen die Vorlauftemperatur alleine erreichen.** Dadurch können auch Primärnetze mittel- und insbesondere langfristig sehr effizient durch Großwärmepumpen versorgt werden.

		heute	2030		2050	
			Bestand	Neu	Trend	Ambitioniert
Primärnetz → Fluss, Klärwerk, Kohlegruben (Bestand 2030); → Abwasser, See (Neu 2030)	Vorlauf Winter	120 °C	110 °C	90 °C	73 °C	65 °C
	WP Rücklauf Winter		83 °C	68 °C	55 °C	50 °C
	WP Vorlauf Übergang	90 °C	96 °C	79 °C	65 °C	60 °C
	Rücklauf Übergang		75 °C	61 °C	50 °C	45 °C
Sekundärnetz/ Nahwärme → Erdsonden	Vorlauf Winter		65 °C		60 °C	
	WP Rücklauf Winter		50 °C		45 °C	
	WP Vorlauf Übergang		60 °C		50 °C	
	Rücklauf Übergang		45 °C		35 °C	

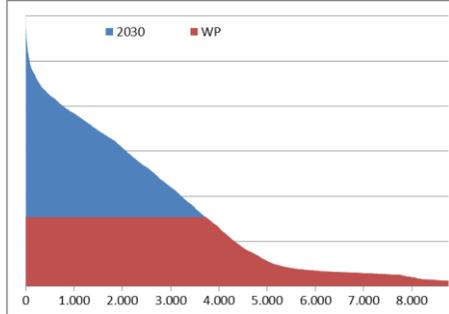
Tabelle 5-5: Temperaturniveau des Wärmenetzpotenzials und effiziente Einbindung von Großwärmepumpen

Quelle: eigene Annahmen

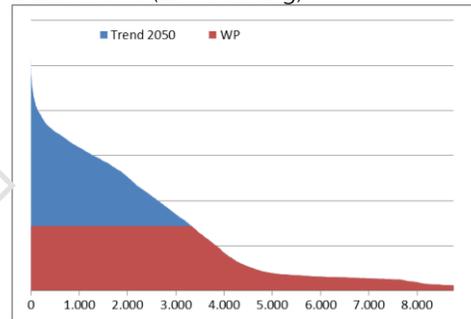
Anders als im Fall der langlebigen Tiefengeothermie oder dem Ausbau der Wärmenetze ist es für Großwärmepumpen nicht zwangsläufig notwendig die Anlagen bereits im Jahr 2030 bei noch hohen Wärmedichten zu installieren. In der Anfangszeit können die Wärmenetze auch noch zu größeren Anteilen mit z. B. KWK versorgt werden und durch modulare Bauweise kann die Leistung der Wärmepumpen im Pfad noch erhöht oder wieder vermindert werden. Die folgende Entwicklung unterstellt dabei als Orientierung eine Anlagenauslegung über 20 Jahre Lebensdauer einer einzelnen Wärmepumpe, wie sie auch im Modell über relative Mindestleistungen bezogen auf die Höchstlast abgebildet wird. Für die Potenzialerfassung wird jedoch anders als bei der Tiefengeothermie das Potenzial nicht zuerst für 2030, sondern für das ambitionierte Szenario 2050 und für das Trendszenario 2050 bestimmt und aus dem auf die Leistungen bezogen Potenzial von Trend 2050 dieses auch auf das Potenzial für 2030 bezogen.

Auf Basis des Nachfrageszenarios in dieser Studie (siehe Abbildung 3-3) wurde dabei unterstellt, dass die Auslastung im Jahre 2030 bei Inbetriebnahme 5290 h/a mit 25 % der Höchstlast beträgt. Durch die Fortschreitende Sanierung nach 2030 reduziert sich diese Auslastung auf 4690 h/a bei 40 % der Höchstlast in „Ambitioniert 2050“ bzw. 4949 h/a bei 28 % der Höchstlast in „Trend 2050“.

2030 (Inbetriebnahme)



2050 Trend (Entwicklung)



2050 Ambitioniert (Entwicklung)

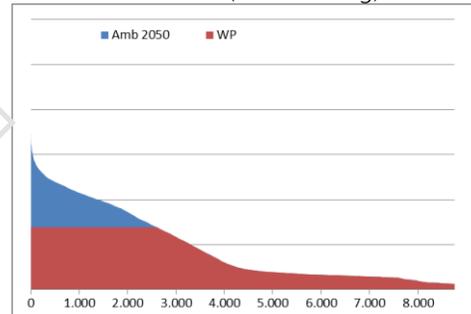


Abbildung 5-10:
Transformationspfad
Auslegung
Großwärmepumpen

Quelle: Eigene Annahmen

Bezogen auf den maximalen COP, welcher durch den Carnot-Wirkungsgrad definiert wird, **erreichen Großwärmepumpen derzeit einen Gütegrad von ca. 60 %, aufgrund der Bauweise von Hochtemperaturwärmepumpen**, welche insbesondere mit sehr hohen Drücken arbeiten können. Kleine Wärmepumpen für dezentrale Anwendungen erreichen dagegen nur einen Gütegrad von ca. 40 % und sind nicht für sehr große Temperaturhübe einsetzbar. Mittelfristig (bis 2030) wird eine weitere Steigerung des Gütegrades um 5 % auf 65 % für Großwärmepumpen und 45 % für dezentrale Wärmepumpen unterstellt. In Abbildung 5-11 ist dieser Zusammenhang für den Carnot-Wirkungsgrad bei der unteren Temperatur von 0 °C („COP_max 0 °C“) dargestellt.

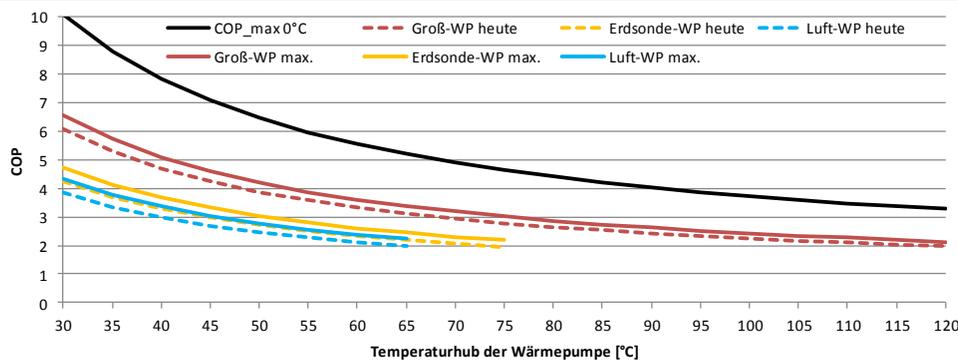


Abbildung 5-11: COP in
Abhängigkeit des
Temperaturhubes bei T_{min}
= 0 °C

Quelle: Eigene Annahmen auf
Basis von unveröffentlichter
Quelle: (SIEMENS 2018)

Aufgrund der höheren Leistungsklasse von Großwärmepumpen, können niedrigere spezifische Kosten erreicht werden. Grundsätzlich wird im Modell immer bezogen auf die elektrische Verdichterleistung von Kosten in €/kW_{el} (unter Berücksichtigung des COP im Auslegungspunkt) ausgegangen, obwohl ein Teil der Kosten, wie z. B. Wärmetauscher, auf die thermische Leistung bezogen sind. Der unterstellte Zusammenhang ist für die heutigen Kosten in folgender Abbildung dargestellt. Für 2050 wird dabei eine Kostenreduktion um 30 % und für 2030 um 15 % unterstellt. Nicht dargestellt sind dabei die Kosten für die Peripherien (Rohre, Gebäude und Einbindung in das Wärmesystem). Für bestehende Infrastrukturen ist die Einbindung verhältnismäßig aufwendig während für Anwendungen „auf der grünen Wiese“ diese

Zusatzkosten relativ gering sind. Für große Leistungsklassen (Flüsse, Seen, Klärwerke) werden hier thermische Leistungen von 15 MW_{th} und (bei Annahme von Primärnetzen) ein Kostenfaktor für die Peripherie von 1,8 unterstellt. Für kleine Leistungsklassen (Abwasserkanal, Erdsonden) werden dagegen 0,5 MW_{th} und (bei Annahme von Sekundärnetzen oder Nahwärme) ein Kostenfaktor für die Peripherie von 1,4 unterstellt. Absolut sind die relativen Kosten für die Peripherie pro Anlage dabei aber fast gleich hoch.

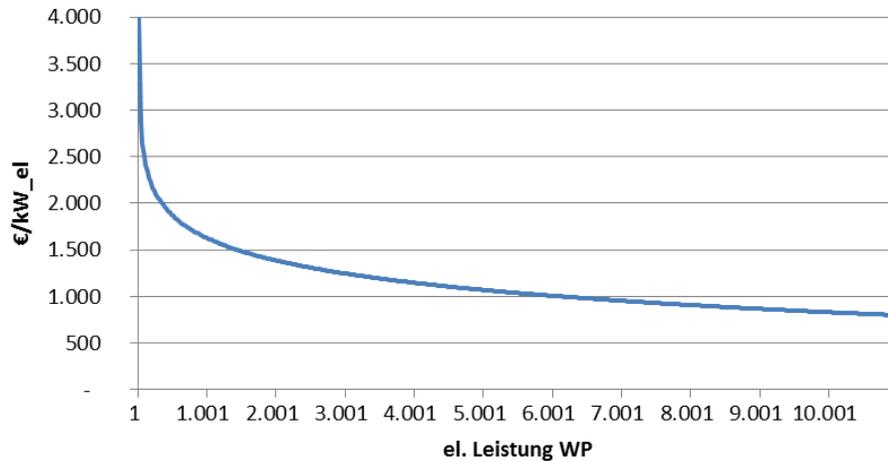


Abbildung 5-12: derzeitige spezifische Kosten von Großwärmepumpen

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von unveröffentlichte Quelle: (SIEMENS 2018)

Aus den 3 Faktoren (Effizienz durch Auslegung auf die Mittellast, höherer Gütegrad von Hochtemperaturwärmepumpen und geringe spezifische Kosten) können sich für Großwärmepumpen in geeigneten Quartieren Kostenvorteile gegenüber dezentralen Wärmepumpen ergeben, welche die höheren Kosten für den Bau und Erhalt der Wärmenetze kompensieren.

Vergleichbar zu der Problematik bei dezentralen Hybrid-WP stellt sich auch bei Großwärmepumpe die Frage nach dem möglichen Anlageneinsatz in Abhängigkeit der Endverbraucherpreise. Auf Basis der Industriepreise für Gas- und Strom (siehe Abbildung 4-17) in Abschnitt 4.4 ergibt sich dabei folgender COP im Zeitverlauf, welche mindestens notwendig für einen wirtschaftlichen Betrieb ist.

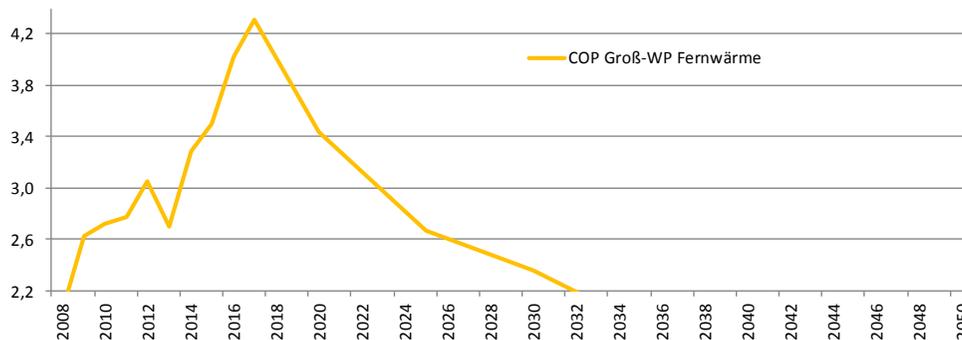


Abbildung 5-13: Notwendiger COP für den Abschaltpunkt von Groß-WP

Quelle: eigene Annahmen

Aufgrund von Strompreisschwankungen der Börse oder hinsichtlich der konkreten Netzentgeltabgabenstruktur kann sich dieser Einsatzpunkt verschieben. **Bezogen auf den niedrigsten COP** im Rahmen der folgenden Potenzialanalyse im Fall von **Fluss-Wärmepumpen (COP 2,2) und Klärwerken (COP 2,3)** im Jahr 2030 wäre somit ein **Anlageneinsatz im Winter immer noch nicht möglich, bzw. im Markthochlauf bis 2030 stark eingeschränkt und im Winter nur in Kombination mit KWK-Eigenstromerzeugung möglich.** Im Sommer und der Übergangsperiode ist aufgrund von höheren Temperaturen der Umweltwärmequelle und geringeren Netztemperaturen mit ansteigendem COP von geringeren Einschränkungen auszugehen. **Im Fall von anderen**

Anwendungen wie Seen (COP 2,6), Abwasserkanäle (COP 2,9), Kohlegruben oder Erdsonden (COP 3,2) ist dagegen aufgrund des ansteigenden CO₂-Preises auch schon früher ein Anlageneinsatz möglich. Aufgrund der Ausnahmen für die energieintensive Industrie und höheren Endverbraucherpreisen für die restlichen Verbraucher kommt es daher zu einer Verzerrung des Preissignals für hybride Wärmeerzeuger die einen ökologisch effizienten Anlageneinsatz unterbinden kann und nicht ohne weiteres durch ansteigende CO₂-Preise kompensiert wird. Für die weiteren Untersuchungen wird deshalb unterstellt, dass im Rahmen der Anlagenförderung im Markthochlauf arbeitspreisbezogene Förderungen oder Ausnahmen der Netzentgeltstruktur für unterbrechbare/atypische Stromverbraucher den grenzkostenbasierten Anlageneinsatz so verbessern können, dass für Großwärmepumpen ein Fremdstrombezug immer wirtschaftlich möglich ist.

5.4.4 Abwasserwärmepumpe

Abwasser im Kanal

Das ifeu (2018b) stellt in seiner Kurzstudie zum Potenzial kommunaler Abwasser fest, dass die Bandbreite der Potenzialabschätzungen in Deutschland von 5 TWh bis zu über 104 TWh reicht. Derart hohe Potenzialabschätzungen werden damit kommentiert, dass wohl ein sehr hoher Wärmeentzug angenommen wird, der jedoch nicht als verallgemeinerbar erscheint, ohne die Funktionsfähigkeit von Kläranlagen zu beeinträchtigen. Dem geringen Potenzial von 5 TWh ist jedoch eine konservative Einschätzung von 0,5 K Temperaturentzug zu Grunde gelegt, wobei aktuelle Projekte bereits höhere Absenkungen realisiert hätten. In ihrer eigenen Potenzialabschätzung, werden maximal 30 TWh Nutzenergie ermittelt, was einem techno-ökonomischen Potenzial von ca. 3–5 % des deutschen Energieverbrauchs entspricht.

Wenngleich die Potenzialabschätzung in der vorliegenden Studie an ifeu (2018b) angelehnt ist, führen weitere Annahmen wiederum zu einem reduzierten Wert. In Deutschland beträgt die Gesamtabwassermenge jährlich etwa 10 Mrd. m³ (Hamann 2015). Der Wärmeentzug ist bis zu einer Temperaturänderung von 3-4 K technisch sinnvoll. Da die Abwassertemperatur im Kanal auch im Winter in der Regel 10 °C nicht unterschreitet, ist diese Temperaturänderung ganzjährig möglich. Neben der Nutzung im Kanal ist auch eine Nutzung in der Kläranlage oder im gereinigten Wasser nach der Kläranlage möglich. (ifeu 2018b). In der weiteren Analyse wird angenommen, dass **das Abwasser zunächst im Kanal genutzt wird, da die Nähe zum Verbrauchsort eher gegeben ist. Verbleibendes thermisches Potenzial wird der Nutzung hinter der Kläranlage zugeschrieben.** Da ein Großteil der Abwassermenge aus periodisch auftretendem Niederschlag stammt, reduziert sich die verlässlich nutzbare Abwassermenge um 26 %. Außerdem können nur Kanäle sinnvoll genutzt werden in denen ein Volumen von mindestens 15 l/s fließt, was zu einem weiteren Abschlag um 6 % führt. Es wird angenommen, dass die Wärme nur durch Gebäude innerhalb einer Distanz von 1 km zum Kanal genutzt werden kann, was zu einer weiteren Reduktion um 21 % führt (ifeu 2018b). Während ifeu (2018b) eine hohe Auslastung der Wärmepumpe von 82–96 % unterstellen (Grundlastauslegung bei Schwankung der Wärmegrundlast im Jahresverlauf), wird in dieser Studie eine höhere Leistung der Wärmepumpe, bezogen auf die Höchstlast, und damit eine geringe Auslastung unterstellt. Durch die höhere genutzte Leistung je Gebäude ist davon auszugehen, dass das Nachfragepotenzial in 1 km nicht mehr restriktiv ist, und das Angebotspotenzial nicht weiter verkleinert wird. Schließlich wird ein weiterer Abschlagsfaktor angewendet, da nur Gebiete mit Wärmenetzpotenzial in direkter Anbindung und konservativ lediglich urbane Gebiete (Städten größer 10.000 Einwohner) berücksichtigt werden sollen. Wenn man konservativ keine Häufung von Quartieren mit ausreichenden Wärmedichten für Wärmenetze in 1 km Abstand zu Abwasserkanälen unterstellt, beutet das für 2030 und 2050 das maximal 36 % (Trendszenario) dieses bereits reduzierten Potenzials durch Wärmenetze erschlossen werden kann.

Da Abwasserkanäle mit einer Temperatur von ca. 13 °C im Winter eine dezentrale Wärmequelle mit relativ hohem Temperaturniveau darstellen, lässt sie sich auch besser in bestehende Wärmenetzstrukturen und in quartiersübergreifende Primärnetze integrieren. Für den COP wird im Jahr 2030 ein Wert von 2,9 angenommen und bis 2050 eine Verbesserung auf 3,4 im Trendszenario bzw. 3,6 im ambitionierten Szenario. Schließlich ergibt sich auf diesem Weg ein Potenzial von etwa 10,5 TWh also ca. 2 % im Jahr 2050. Für „Ambitioniert 2050“ beträgt das Potenzial 8,1 TWh aufgrund des geringeren Netzausbaupotenzials und 12,1 TWh für 2030.

Kläranlagen

Darauf aufbauend wird das zusätzliche Potenzial aus Kläranlagen ermittelt. Zwar wäre der Wärmeentzug aus der Kläranlage technisch einfacher zu realisieren, jedoch befinden sich diese oft außer Orts oder am Stadtrand bzw. in dünner besiedelten Gebieten, weshalb das Potenzial hier nachrangig behandelt wird. Da beim Austritt aus der Kläranlage die biologischen Prozesse eine untergeordnete Rolle spielen wird eine minimale Austrittstemperatur von 3 °C festgesetzt, sodass eine Temperaturspreizung um 6 K durch die Wärmepumpe als realistisch erscheint. Des Weiteren werden nur Städte mit über 20.000 Einwohnern berücksichtigt, aufgrund des geringen Wärmebedarfs kleinerer Siedlungen, die den **Bau längerer Anbindeleitungen** nicht wirtschaftlich erscheinen lassen. Für die Auslastung der Wärmepumpe wurde die gleiche Vollaststundenzahl wie für Abwasser angenommen, jedoch ein abweichender COP von 2,25 im Jahr 2030 und 3,2 (bzw. 3,4) im Jahr 2050. Hierdurch ergibt sich ein zusätzliches Potenzial (nach Abzug der Potenzialentnahme aus Abwasserkanälen) aus Kläranlagen von 12,1 TWh bzw. 2,5 % des Endenergieverbrauchs (bzw. 11,1 TWh im ambitioniert 2050) und 16 TWh in 2030. Bei Kläranlagen ist jedoch zu beachten, dass sich dieses Potenzial von Nachfrageseite stark mit dem von Flusswärmepumpen überschneidet.

5.4.5 Flusswärmepumpen

Auch Wärmepumpen in Gewässern finden in Deutschland bisher nur wenig Anwendung und werden selbst in der Literatur selten betrachtet. Einen Überblick über technische und rechtliche Rahmenbedingungen bietet Schwinghammer (2012). **Eine deutschlandweite Potenzialeinschätzung für die Nutzung von Umweltwärme aus Flüssen** wurde, soweit bekannt, aber bisher nicht angestellt. Daher wurden für diese Arbeit **eigene Berechnungen durchgeführt**. Hierfür wurden nur die **vier größten deutschen Flüsse Rhein, Weser, Elbe, Donau und deren Zuflüsse betrachtet**. Die potentielle Erzeugungsleistung der Flüsse wird aus der Wärmekapazität des Wassers, Abflussmenge an der Flussmündung und Temperaturdifferenz an der Wärmepumpe bestimmt (Bayerisches Landesamt für Umwelt 2018; Bundesanstalt für Gewässerkunde 2018; Flussgebietsgemeinschaft Elbe; Flussgebietsgemeinschaft Weser 2018). Durch die verteilte Bevölkerung entlang der Zuflüsse der 4 Flüsse könnte dieses Potenzial der Flussmündung theoretisch genutzt werden. Da **Abflussmengen und Temperaturen** über die Jahre schwanken wurden je auf Basis **langjähriger Zeitreihen** Durchschnittswerte über 4 bis 14 Jahre gebildet. Überdies wurde ein Mittelwert der Entzugsleistung über die Monate Dezember bis März gebildet, da diese gleichzeitig einen hohen Heizwärmebedarf, aber auch Restriktionen hinsichtlich der Minimaltemperatur aufweisen. Hierbei ist zu beachten, dass die Gewässertemperatur 1 °C nicht unterschreiten darf, damit das Gewässer nicht gefriert. Unter Betrachtung der Monatsmitteltemperaturen stellt dies jedoch nur eine Restriktion für Elbe und Weser in den Monaten Januar und Februar dar. In den übrigen Gewässern führt eine maximale Temperaturreduktion um 3 K im Monatsmittel nicht zu einer Unterschreitung der Minimaltemperatur. Zu beachten sei jedoch, dass es bisher keine einheitliche Regelung hinsichtlich Minimaltemperatur und möglicher Temperaturspreizungen existiert. Dies sind daher lediglich Annahmen auf Grundlage Schwinghammer (2012). Bei einer

Vollaststundenzahl von 4949 h im Jahr 2050 (Trend) ergibt sich daraus ein technisches Entzugspotenzial von etwa 100 GW. **Das Angebotspotenzial übersteigt deswegen das Nachfragepotenzial bei weitem.**

Im Zweiten Schritt wird für alle Flüsse die Sensitivität der Nachfrage im Abstand 1, 2 und 3 km zu den Flüssen und Zuflüssen ermittelt, welche einen Mindestabfluss von über 40 m³/s aufweisen zzgl. der Spree mit in Summe 33 Flüssen. Hierfür wurde mittels GIS die Zahl der Einwohner in Städten größer 10.000 Einwohner und im entsprechenden Abstand zum Fluss festgestellt (Abbildung 5-14) und die Vereinfachung getroffen, dass der Anteil der Einwohner am Fluss gegenüber der Gesamtbevölkerung dem Anteil des Energieverbrauchs entspricht. Dabei ergibt sich, **dass 13,6 % der Bevölkerung in enger Nähe (2 km Abstand zur Flussmitte) zu den wichtigsten Flüssen Deutschlands in Städten leben, und dass das Potenzial sehr sensitiv in Hinblick auf längere Wärmenetz-Anbindeleitungen ist.** Dabei ist der Anteil der Großstädte sogar noch etwas größer als der von Kleinstädten. Um das Nachfragepotenzial festzulegen, wurde in Hinblick auf die niedrigeren Temperaturen und redundante Potenzialüberschneidung mit Klärwerken das Potenzial für 2 km Abstand bestimmt und auch hier eine Vollaststundenzahl von 4949 h (Trend) zu Grunde gelegt. Schließlich ergibt sich bei einem COP von 3,1 ein Potenzial von 37,5 TWh (Trend 2050) von 7 % am Endenergieverbrauch (bzw. 27,6 TWh ambitioniert 2050 – COP 3,3) und für 2030 ein Potenzial von 50 TWh bei einem COP von 2,2 (Erzeugungspotenzial unter Berücksichtigung von Netzverlusten und zusätzlichen Stromertrag).

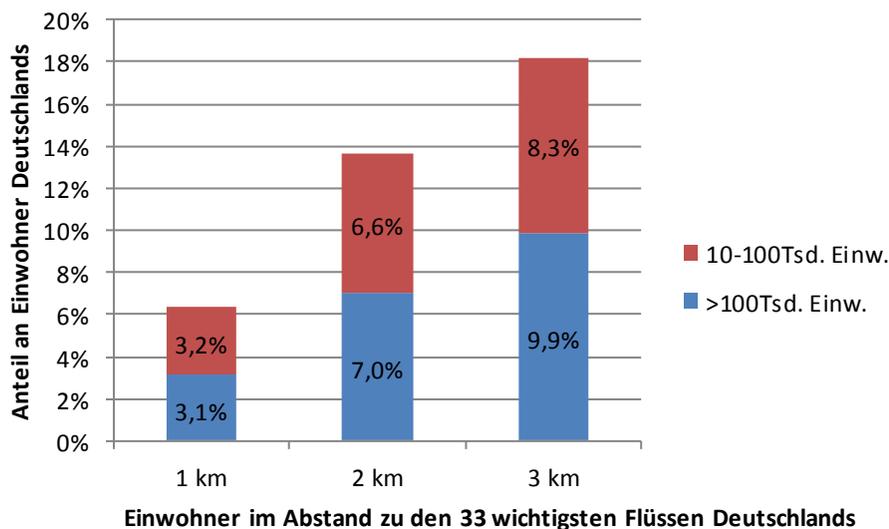


Abbildung 5-14: Anteil der Einwohner Deutschlands in Flussnähe

Quelle: Eigene Berechnungen

5.4.6 Wärmepumpen in Seen

Auch für die Nutzung von Umweltwärme aus Seen gibt es bisher nur wenig Anwendungsbeispiele und kaum Hintergrundliteratur. Neben der Erläuterung zu den Grundlagen der thermischen Nutzung von Oberflächengewässern in Schwinghammer (2012), beschäftigt sich Kammer (2017) mit der thermischen Seewassernutzung, greift hierbei jedoch weniger auf quantitative Daten als auf Expertenbefragungen zurück. Hinsichtlich der Potenzialbetrachtung werden **alle deutschen Seen größer 50 ha** betrachtet und der **Wärmebedarf der Einwohner im Abstand 1 km zum See** ermittelt. Ergebnis ist ein absolutes Potenzial von 54 TWh Endenergieverbrauch für Wärme bezogen auf das Jahr 2011. Darauf baut auch die Potenzialabschätzung der vorliegenden Studie auf. Im Unterschied zu Kammer (2017) wird jedoch nicht von einer 100 %-igen Versorgung der angeschlossenen Wärmeverbraucher ausgegangen, sondern im Trend-Szenario 2050 ein Deckungsanteil von 62 % angenommen. Außerdem wird ein Abschlag für Siedlungen kleiner 10.000 Einwohner getroffen und

ein COP von 3,1 zu Grund gelegt. Auf diesem Weg wird für 2050 ein Potenzial von 24,5 TWh bzw. 3 % am Endenergieverbrauch für Wärme ermittelt (bzw. 17,5 TWh ambitioniert, COP 3,3) und für 2030 von 28,5 TWh (COP 2,65) (Erzeugungspotenzial unter Berücksichtigung von Netzverlusten und zusätzlichen Stromeintrag). Bei Berücksichtigung kleinerer Seen könnte dieses Potenzial erheblich gesteigert werden. Andererseits ist die Ökonomie in dieser Potenzialabschätzung weitgehend unbeachtet, wobei Experten die hohen Technologiekosten als eine der größten Hürden ansehen. Insbesondere lange Seekabel, zur Vermeidung von Vereisung, führen zu hohen Investitionskosten (Kammer 2017).

5.4.7 Kohlegrubenwasser

Eine nun erstmals durch das LANUV (2018b) näher betrachtete Energiequelle für Nordrhein-Westfalen stellt sogenanntes **warmes Grubenwasser aus stillgelegtem Steinkohlenbergbau**, Braunkohletagebau (genauer Sumpfungswasser) und **stillgelegtem Erz- und Schieferbergbau** dar. „Das Grubenwasser stammt hierbei aus Wasserhaltungen des Tiefenbergbaus oder Sumpfungmaßnahmen des Tagebaus, wobei das Grubenwasser aktiv über Pumpsysteme gefördert und anschließend in den meisten Fällen in einen oberirdischen Vorfluter geleitet wird. Dies erfolgt in der Regel nur während des Abbaubetriebs. Teilweise kann es jedoch erforderlich sein, auch nach Stilllegung die Wasserhaltungsmaßnahmen, z. B. zum Schutz von Grundwasser und oberirdischen Gebäuden, als sog. **Ewigkeitslasten** (wie z. B. im **Ruhrgebiet**) weiter fortzuführen.“ (LANUV 2018b). In der Potenzialstudie wurde ein technisches Potenzial der Wasserhaltungsstandorte von 2.745 GWh/a ermittelt. Dabei entfällt etwas mehr als die Hälfte der Potenziale auf die Sumpfungswässer des Braunkohletagebaus und fast der gesamte Rest auf den stillgelegten Steinkohlebergbau. Der stillgelegte Erz- und Schieferbergbau macht bei den Potenzialen nur einen minimalen Anteil aus. Wasserhaltung von Braunkohle stellt dabei keine Ewigkeitslast dar, sondern könnte nur zum Abschluss des langjährigen Auffüllens mit Wasser nach Stilllegung genutzt werden, wobei diese Nutzung zusätzlich weiter entfernt von Siedlungen ist. **Das warme Grubenwasser von Steinkohle-, Erz- und Schieferbergbau mit 1,4 TWh Umgebungswärme hat mit 35 °C ein attraktives Temperaturniveau in Nähe zu Fernwärmestrukturen.** Für alle Wasserhaltungsstandorte wurde dabei ein einheitliches Heizlastszenario zugrunde gelegt, wobei der Grundlastanteil (Gruben- bzw. Sumpfungswasserenergie inkl. Wärmepumpe) 90 % und der Spitzenlastanteil (zusätzlicher Wärmeerzeuger) 10 % der Gesamtwärmemenge darstellt. Durch den hier in der Studie unterstellten COP von 4,5 bis 4,8 beträgt das Potenzial damit 1,8 bis 1,7 TWh Endenergie. In anderen Bundesländern kommen diese Ewigkeitslasten nicht vor.

Eine weitere Quelle des Grubenwassers sind natürliche Ausläufe oder Erbstollen. Für diese Schachtstandorte wurde ein relativ geringes Potenzial von 82,5 GWh/a (für das GIS-basierte Nachfragepotenzial im nahen Umkreis im Jahre 2035 errechnet. Bei diesen Schächten treten nur etwas höhere Temperaturen wie bei Erdsonden auf, jedoch entfallen die teuren Bohrkosten. Dieses Potenzial wurde in den weiteren Betrachtungen vernachlässigt.

5.4.8 Industrielle Abwärme

Im Projekt NENIA (ifeu 2018a) wird vom ifeu-Institut erstmals ein deutschlandweites Abwärmekataster aller Industriestandorte erstellt und mit einem Wärmeatlas des energetisch typisierten Wohn- und Nichtwohngebäudebestands abgeglichen. Im Rahmen des Projekts wurde eine umfassende Geodatenbank von über 4.700 Industriestandorten mit spezifischen Angaben zu Energieeinsätzen und resultierenden theoretisch nutzbaren Abwärmemengen erstellt – differenziert nach Temperatur, Feuchte, Schadstoffbelastung und zeitlicher Verfügbarkeit. Dabei besteht ein theoretisches jährliches Potenzial von 52 TWhth im Nieder- und

Mitteltemperaturbereich (bis 300 °C) und zusätzlich 11 TWhth im Hochtemperaturbereich (über 300 °C). Im Basisszenario (ausschließliche Berücksichtigung des Wärmenetzbestands, durchschnittliche **Netzbetriebstemperaturen** im Status quo) können bundesweit etwa **10 TWh**, d. h. etwa ein Fünftel des theoretisch verfügbaren Potenzials, technisch genutzt und wirtschaftlich zur externen, leitungsgebundenen Nutzung **im Fernwärmebestand** erschlossen werden. **Im Bereich neuer Netze kommen noch einmal 10 TWh hinzu, die direkt ohne Temperaturhub durch Wärmepumpen genutzt werden können.** Grundsätzlich ist das zukünftige Potenzial davon abhängig welche Auswirkungen die Anforderung einer dekarbonisierten Industrieproduktion auf die dort eingesetzten Verfahren hat. Grundsätzlich führt die Transformation der Industrie zu einem geringeren absoluten technischen Potenzial. Auf der anderen Seite wird durch höhere CO₂-Vermeidungskosten oder geringere Netztemperaturen das wirtschaftlich erschließbare relative Potenzial zukünftig höher. **Vereinfacht wird deswegen von einem im Szenario konstanten Potenzial bei einer Nutzung in der Grundlast der Netze ausgegangen.**

5.4.9 Müllheizkraftwerke

Müllheizkraftwerke sind bereits **heute** wichtiger Bestandteil der Fernwärmeversorgung mit einer Wärmeerzeugung von **ca. 15 TWh** (Tabelle zur KWK 066/067 von destatis) und werden diese Rolle grundsätzlich behalten, insbesondere in Hinblick auf Siedlungsabfälle und der Transportwürdigkeit niederkalorischer Abfälle. Im Bereich der Ersatzbrennstoffe stellen sich aber Fragen der Fokussierung des Einsatzfalls. In den BMU-Klimaschutzszenarien (Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2015) „für das KS 80 und das KS 95 wird unterstellt, dass die Müllmenge insgesamt langfristig stark abnimmt. Im KS 80 sinkt sie im Jahr 2050 auf 56 % und im KS 95 auf 52 % der Müllmenge im Jahr 2012. Grundlage für den Rückgang der Müllmenge in der Stromerzeugung ist eine bessere Getrennterfassung. Dies ermöglicht mehr Kunststoffrecycling, außerdem können aufbereitete Abfälle zunehmend in anderen Sektoren genutzt werden (z. B. in Prozessfeuerungen in der Industrie). Dies ist insbesondere deshalb sinnvoll, weil die Durchdringung der Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien wie Wind und Solar bereits sehr hoch ist. In den Prozessfeuerungen können noch fossile Brennstoffe ersetzt werden“. In Summe weist der Müll derzeit einen fossilen Kohlenstoffanteil von 64 % auf. In Hinblick auf den zukünftigen Einsatz von Biomasse und erneuerbaren synthetischen Brennstoffen (Power-to-Chemicals) in der stofflichen Nutzung kann sich dies weiter bessern. Grundsätzlich wird Müll wie industrielle Abwärme als vergleichbar mit EE-Wärme in dieser Studie angesehen, da die Wärmenutzung nicht die CO₂-Emissionen verursacht. Auf Basis der BMU-Klimaschutzszenarien wird eine **Fernwärmeerzeugung von 17,6 TWh in 2030 und 13,7 TWh in 2050 bei einer Nutzung in der Grundlast der Netze** abgeleitet. **Wärmepumpen zur Rauchgaskondensation können 2030 in bestehenden Netzen mit Vorlauftemperaturen von 110 °C im Winter noch möglich sein,** wird aber vernachlässigt. In neuen Netzen 2030 und 2050 ist dies aufgrund der geringen Netztemperaturen aber nicht mehr notwendig.

5.4.10 Freiflächensolarthermie

Für das Potenzial von Freiflächensolarthermie liegt derzeit **keine detaillierte GIS-Basierte Flächenpotenzialstudie** vor. Je dichter besiedelter ein Raum ist, umso begrenzter sind die möglichen Freiflächen. Dieses begrenzte technische Potenzial wird wirtschaftlich durch steigende Pachtpreise mit zunehmender Siedlungsdichte weiter verringert. Deswegen ist grundsätzlich bei der Solarthermie von einem entgegengesetzten räumlich gelagerten Potenzial gegenüber dem Potenzial von Wärmenetzen auszugehen. In Wärmenetze welche über ein Müllheizkraftwerk oder Industrieprozesswärme in der Grundlast verfügen, steht die saisonale Verfügbarkeit der Solarthermie in Konkurrenz aufgrund der niedrigen Wärmelast im Sommer.

Wenn innerstädtisch dennoch kleinere Flächen verfügbar sind oder im Fall von sehr großen Flachdächern, kann ein solarer Deckungsanteil von ca. **5 % ohne Wärmespeicher durch die direkte Einspeisung** in das Wärmenetz erreicht werden und dabei wirtschaftliche Vorteile hinsichtlich der Wärmenetzverluste aufweisen. Auch wenn diese Anwendung sinnvoll erscheint, wird sie mangels Potenzialstudie und energetischer Relevanz in der Studie **nicht weiter berücksichtigt**. Ein **Solaranteil von 10 bis 20 %** ist in Klein- und Mittelstädten vielerorts machbar und mittels eines **Tageswärmespeichers** erreichbar. Für eine solare Fernwärme in Großstädten sind Flächen für Anlagen mit relevanter Größe nur am Stadtrand verfügbar. Entsprechend sind lange Distanzen zu möglichen Einspeisepunkten von 5-10 km Entfernung mit sehr groß dimensionierten **langen Anbindeleitungen** möglich. Im ländlichen Raum ist die Flächenfindung meist unproblematisch und es sind bereits heute Solaranteile von 15-25 % möglich. (Ritter XL Solar 2018) In Dänemark sind bereits heute Solaranlagen mit **saisonalen Erdbeckenspeichern** installierte, welche einen **Solaranteil von 40 %-45 %** erreichen.

Aufgrund der technischen Möglichkeit auch Großstädte mit sehr langen Anbindeleitungen versorgen zu können, wird grundsätzlich keine Restriktion für Solarthermieanlagen mit Tagesspeicher für urbane Netze unterstellt. Hier wird von einem **solaren Deckungsgrad von 15 % in 2030 und 20 % in 2050** ausgegangen. Für saisonale Speicher und extrem große Solaranlagen stellen sich stärkere Anforderungen hinsichtlich Platzbedarf und Akzeptanz oder Rückwirkungen der Netztemperaturen auf die Effizienz und Wirtschaftlichkeit der Anlagen. **Aus diesem Grunde werden Anlagen mit saisonalen Speichern nur im ländlichen Wärmenetzen im Modell abgebildet, mit einem solaren Deckungsgrad von 40 % in 2030 und 45 % in 2050.**

Grundsätzlich bietet Solarthermie zwar den Vorteil auch Netze mit höheren Netztemperaturen versorgen zu können, insbesondere bei Vakuumröhren-Kollektoren. Aufgrund der in den Szenarien unterstellten niedrigeren Netztemperaturen (siehe Tabelle 5-2) ist aber insbesondere bei Flachkollektoren von einem höheren spezifischen Ertrag der Kollektoren und damit einer Kosteneffizienz auszugehen. Weitere Kostenvorteile können sich durch Einsatz von Wärmepumpen zur Rücklaufabsenkung oder zum Auskühlen der saisonalen Wärmespeicher ergeben. Die spezifischen Kosten der Solarthermieanlagen sind sehr von der Projektgröße abhängig (Skaleneffekte). Heute sind in Deutschland Erzeugungskosten (ohne Förderung und ohne Pacht) für 10-20 % Solarthermie in Mittelstädten oder 15 % bis 25 % im ländlichen Raum möglich in einer Bandbreite von:

- 55 €/MWh – kleine Anlage (1.000 m²) mit ungünstigen Randbedingungen (z. B. höhere Temperatur des Netzes)
- 35 €/MWh – richtig große Anlagen (50.000 m²) mit günstigen Randbedingungen (z. B. niedrigere Temperatur des Netzes)

[Quelle: (Ritter XL Solar 2018) unveröffentlicht]

Es wird unterstellt, dass die Kosten für die Anbindeleitung für Großstädte mit den Kostenvorteilen der Skaleneffekte gegenüber Mittelstädten kompensiert werden. Für die zukünftige Entwicklung werden in 2050 **Kosten für Deckungsgrade von 20 % mit 35 €/MWh** abgeschätzt und für 15 % in 2030 28 €/MWh. Im ländlichen Raum wird dagegen in 2050 von **Kosten von 66 €/MWh für Anlagen mit 45 % solarem Deckungsgrad** und in 2030 von Kosten von 62 €/MWh für Anlagen mit 40 % solarem Deckungsgrad ausgegangen. (alles Vollkosten inkl. Speicher und Netzanbindung und Pacht)

5.4.11 Zusammenfassung der Annahmen zu EE-Wärmepotenzialen

Die erläuterte Potenzialberechnung ist im Folgenden für die einzelnen Wärmequellen separat dargestellt. Dabei können jedoch die Potenziale teilweise die gleichen Quartiere versorgen und sich überschneiden.

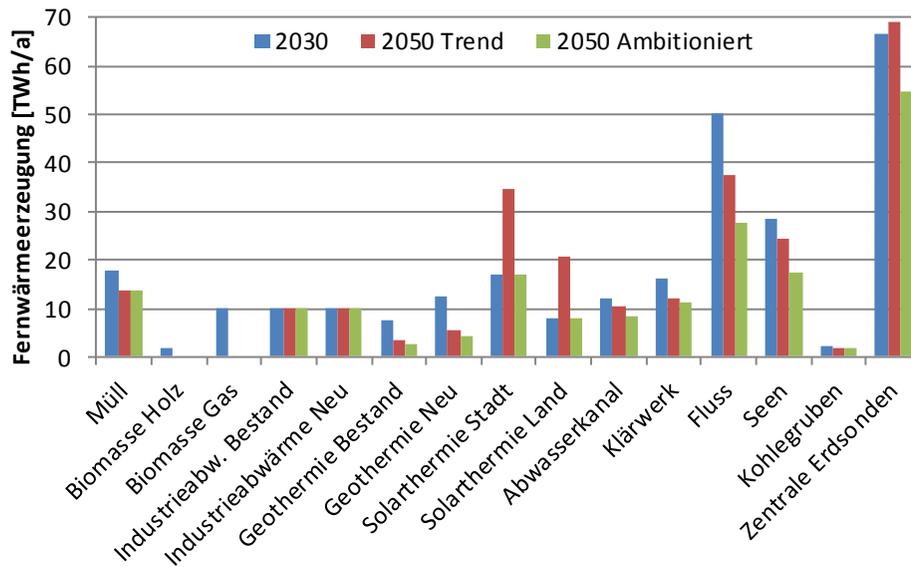


Abbildung 5-15: Separates EE-Wärmepotenzial für Fernwärme – Wärmenetzeinspeisung (Endenergie inkl. Netzverluste) ohne Energieanteil Spitzenlastkessel aber im Fall von Großwärmepumpen inkl. Stromanteil

Quelle: Eigene Berechnungen

Die Potenzialberechnung geht davon aus, dass das Potenzial im Normalfall leistungsbezogen ist und dass die mögliche Energienutzung von der Auslegung der Wärmequelle in Bezug auf die Höchstlast im Wärmenetz abhängig ist. Deswegen werden im Folgenden zusätzlich die dem Potenzial zugrunde gelegten Leistungen dargestellt.

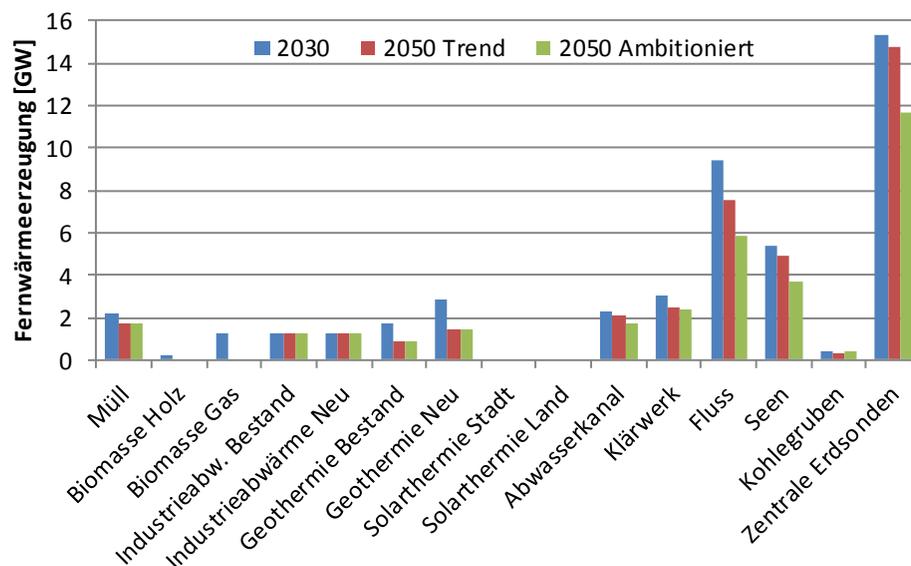


Abbildung 5-16: Separates EE-Wärmepotenzial für Fernwärme – Erzeugungsleistung inkl. Stromanteil bei Großwärmepumpen

Quelle: Eigene Berechnungen

Ein grundsätzliches Problem des methodischen Ansatzes ist, dass die Potenziale teilweise die gleichen Quartiere in der näheren Umgebung versorgen, und es keine geschlossene Potenzialanalyse gibt die in sich konsistent alle EE-Potenziale individuell für jedes Quartier und damit auch die möglichen Überschneidungen der Potenziale ermittelt. **Entscheidend ist dabei inwiefern auch der Ausgleich über größere Strecken durch größere neue Wärmenetze erfolgt, oder inwiefern neue Wärmenetze sich auf lokale Nahwärme begrenzen.** Um der Potenzialüberschneidung Rechnung zu tragen wurde ein vereinfachter Ansatz gewählt, indem nach einem ersten Modelllauf eine grobe Reihenfolge der Wirtschaftlichkeit einzelner Wärmenetztypen festgelegt wurde. Von teureren Potenzialen wie Geothermie und kleineren Großwärmepumpen für Abwasser, Seen und Erdsonden wurden pauschal nur 50 % angenommen unter der Annahme, dass diese Quartiere durch günstigere EE-Quellen versorgt würden. Das Potenzial von Klärwerken wurde aufgrund der Überschneidung mit den

Flusswärmepumpen zumindest im Bereich der Städte an den großen Flüssen Deutschlands nur anteilig zu 75 % berücksichtigt. Das Potenzial der großen Großwärmepumpen wurde um 50 % des Anteils der vorrangigen Müll- und Industriewärme reduziert. Im Folgenden ist das so reduzierte Potenzial einmal nur für die EE-Wärme (im Vergleich zum vollständigen Potenzial in Abbildung 5-15) und dann für das gesamte jeweilige Hybridsystem inkl. Spitzenlastzeuger (Gasheizwerke, KWK oder Biomasseheizwerk) dargestellt (2030 nur Trend). Das Erzeugungspotenzial ist dem und dem maximalen Wärmenetzzpotenzial des eigenen Szenarios dieser Studie (siehe auch Abbildung 3-3) gegenüber gestellt.

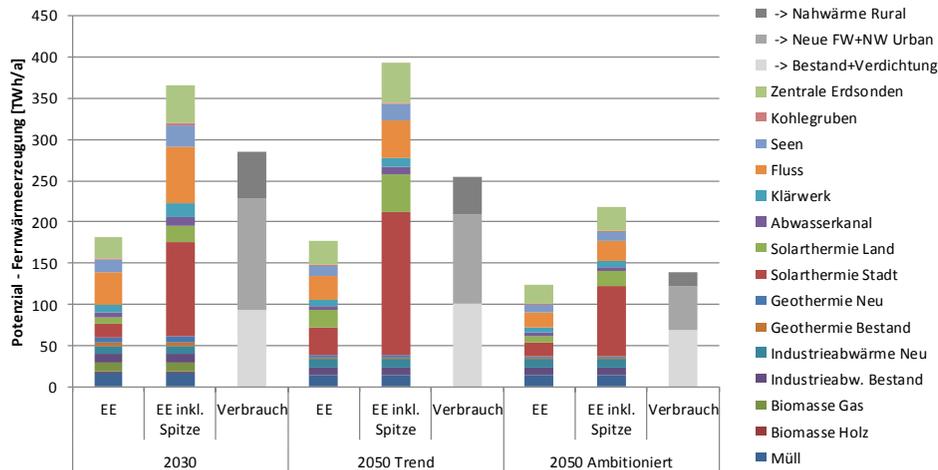


Abbildung 5-17: Unterstellte Kombination der einzelnen Fernwärmepotenziale bezogen auf das Wärmenetznachfragepotenzial für die Modellrechnung mit und ohne Spitzenlastkessel

Quelle: Eigene Berechnungen

Das Potenzial inkl. Spitzenlastkessel würde in Summe ausreichen um die Wärmenetze zu 154-156 % in 2050 zu versorgen. Ohne die städtische Solarthermie mit 20 % solarem Deckungsanteil, welche mit KWK kombiniert werden kann und ohne Restriktionen im Modell abgebildet ist, würden die EE-Wärmepotenziale ausreichen um 86 % des Wärmenetzzpotenzials für 2050 Trend und 95 % des Wärmenetzzpotenzials für 2050 ambitioniert zu versorgen.

Es gibt 2 grundsätzliche zentrale Voraussetzungen um diese Potenziale auch zu heben – die Reduktion der Netztemperaturen und der Bau von langen Anbindeleitungen. Die Vorlauftemperatur wird nach den Temperaturanforderungen der Kunden und der Übertragungs-Netzkapazität gewählt. Die Rücklauftemperatur wird nicht vom Netzbetreiber, sondern durch den Betrieb der Wärmeverteilsysteme inklusive Übergangsstation auf Kundenseite bestimmt. Wie in Kapitel 4 für dezentrale Anlagen dargestellt, bestehen Möglichkeiten die Temperatur auch in unsanierten Bestandsgebäuden sowohl hinsichtlich Vorlauftemperaturabsenkung aber auch Temperaturspreizungserhöhung mittelfristig anzupassen (hydraulischer Abgleich, Anpassung Heizkurve). Neue Netze können gezielt in teil- oder vollsanierten Quartieren errichtet werden. Durch die Sanierung der Gebäude ist langfristig generell ein Betrieb mit geringen Temperaturen möglich. Einzelne Kunden die nicht anpassbar sind, müssen entweder dezentral versorgt, oder über zusätzliche Nachheizter (Heizstäbe, Wärmepumpen) oder Heizkörperaustausch erweitert werden. In bestehenden Netzen führt die Temperaturabsenkung zu Engpässen bei der Verteilung einer zentralen großen Erzeugungleistung, jedoch können verteilt einspeisende EE-Wärmeerzeuger diesem Problem entgegenwirken. Einzelne Quartiere in Bestandnetzen können über Wärmetauscher in Sekundärnetzen bei niederen Temperaturen versorgt werden. Für die Einbindung von bestimmten Wärmequellen in die Städte, insbesondere bei Solarthermie und Klärwasser aber auch bei Geothermie, Flüssen und Industrieprozesswärme, ist oft der Bau längerer großer Anbindeleitungen wichtig. Beim Transport noch im ländlichen Bereich können dabei große Freileitungen eine günstige Möglichkeit darstellen. Innerstädtisch ist aus Akzeptanzgründen jedoch eine Erdverlegung notwendig.

6 Weiterer Szenariorahmen und Eingangsdaten

6.1 Grundsätzlicher Rahmen eines Zielszenarios 2030 und 2050

6.1.1 Klimaziel

Es wird das europäische Ziel einer **Reduktion der THG-Emission bis 2050 um 95 % CO₂-Äqu.** in Bezug auf 1990 betrachtet. Hierbei wird unterstellt, dass noch 5 % Emissionen im Bereich der Landwirtschaft und Nicht-CO₂-Emissionen aus Industrieprozessen im nichtenergetischen Bereich verbleiben (siehe grauer Balken in Abbildung 6-1) und dass dies **für den Energiebereich eine Klimaneutralität und erneuerbare Vollversorgung bedingt.**

Für das **Szenariojahr 2030** bestehen **Inkonsistenzen der politischen Ziele.** Auf der einen Seite gibt es von europäischer Seite Vorgaben, die Emissionen bis 2030 in Summe nur um -40 % bezogen auf 1990 zu reduzieren⁷. Dennoch wird aktuell von einer **Erhöhung des Ambitionsniveaus für Europa auf -45 %** ausgegangen⁸. Vereinfacht wird diese Verschärfung nur auf den ETS-Markt bezogen (bei ursprünglichem ESR-Ziel), was einer **Reduktion im europäischen ETS-Ziel von -56 % ggü. 2005 entspricht.** Das deutsche Gesamtziel mit -55 % ist einerseits immer von der Stromhandelsbilanz abhängig und andererseits noch auf das alte EU-Ziel bezogen. Durch die Simulation des europäischen ETS-Marktes ergibt sich als kostenminimales Modellergebnis für Deutschland die noch zulässigen Gesamtemissionen bei einem hohen Anteil von Stromimporten entsprechend der europäischen Annahmen (z. B. Kernkraft in Frankreich und EE-Ausbau in allen Ländern Europas um das europäische Klimaziel zu erreichen). Für Deutschland wird das nationale Klimaziel im Rahmen des Klimaschutzplanes auf feste Emissionsbudgets für die einzelnen Energiesektoren aufgeteilt (BMUB 2016). Die Definition für die Sektorenziele ist insbesondere bei der Industrie-Energieversorgung (vor allem KWK-Anlagen) als Teil des Sektorziels Industrie schwierig. Die statistische Erfassung der Emissionen (immer gemeinsam für Strom- und Wärmeerzeugung) hängt von der individuellen Meldung der Unternehmen von kompletten Kraftwerksblöcken in einer der beiden Kategorien Industrie oder öffentliche Versorgung ab. Hieraus entstehen teilweise Abweichungen zu den konkreten Deckungen der Endenergienachfragen. Aufgrund dieser Heterogenität zwischen Statistik und Modellierung werden in der Studie die modellendogenen Ergebnisse 2030 nicht auf die beiden Sektorziele Industrie und Energiewirtschaft aufgeteilt. Stattdessen werden die Emissionen der Strom- und Prozesswärmeerzeugung sowie für Fernwärme und Industriegebäude immer zusammen betrachtet. Entsprechend der Modellergebnisse in Kapitel 7.2 werden **die Emissionen in den Bereichen Energiewirtschaft und Industrie-**

⁷ Im Bereich des Emissionshandels (ETS) müssten die berücksichtigten Wirtschaftszweige ihre Emissionen bis 2030 um 43 % gegenüber dem Stand von 2005 senken. Es gibt hier kein nationales Ziel. Die nicht unter den Emissionshandel fallenden Wirtschaftszweige müssen ihre Emissionen um 30 % gegenüber dem Stand von 2005 senken. Für Deutschland bedeutet das national ein Ziel von -38 % im Lastenausgleich (ESR).

⁸ Aktuell beabsichtigt die EU-Kommission den CO₂-Reduktionsbeitrag der EU im Rahmen des Pariser Klimaabkommens zu erhöhen von -40 % auf -45 % bis 2030 gegenüber 1990. Das ist die Konsequenz aus der bereits beschlossenen Neufassung der Energieeffizienz-Richtlinie (legt ein Energie-Einsparziel von mindestens 32,5 % gegenüber dem Trend fest, vorher war es 27 %) und der Neufassung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (das Ziel für den Ausbau der Erneuerbaren am Gesamtenergieverbrauch für 2030 wird auf 32 % angehoben, vorher war es 27 %). Entsprechend ist auch eine Neufassung des europäischen Klimaziels notwendig um konsistent zu den Teilzielen zu sein.

Energie gegenüber dem Klimaschutzplan übertraffen. Der andere Teil des Sektorziels Industrie (Emissionen aus Industrie-Prozessen) wird auf Basis der Klimaschutzszenarien KS 80 für 2030 (und KS 95 für 2050) abgebildet (Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2015). Das **Sektorziel für dezentrale Gebäudewärme mit 72 Mio. t CO₂** (ohne Strom, ohne große Fernwärme, ohne Industriegebäude, inkl. GHD-Prozesswärme und Kraftstoffverbrauch Militär) und für den nationalen Verkehr mit **98 Mio.t** (ohne Strom, ohne GHD-Kraftstoffbedarf, ohne internationalen Verkehr) wird **modellendogen abgebildet**.

Im Koalitionsvertrag 2018 der Bundesregierung (CDU et al. 2018) wird ein EE-Ausbauziel von 65 % am Bruttostromverbrauch in 2030 definiert. Da jedoch der notwendige EE-Ausbau in Verbindung mit der Einhaltung der Sektorziele außerhalb des Stromsektors ein Modellergebnis ist, wird dieses Ziel nicht zusätzlich als Randbedingung berücksichtigt. In den Simulationsrechnungen **steht die Erreichbarkeit des Sektorziels Gebäudewärme im Vordergrund der Analysen in Rückkopplung mit dem Gesamtsystem**, aber weniger die installierten absoluten Leistungen für Windkraft und Photovoltaik in 2030.

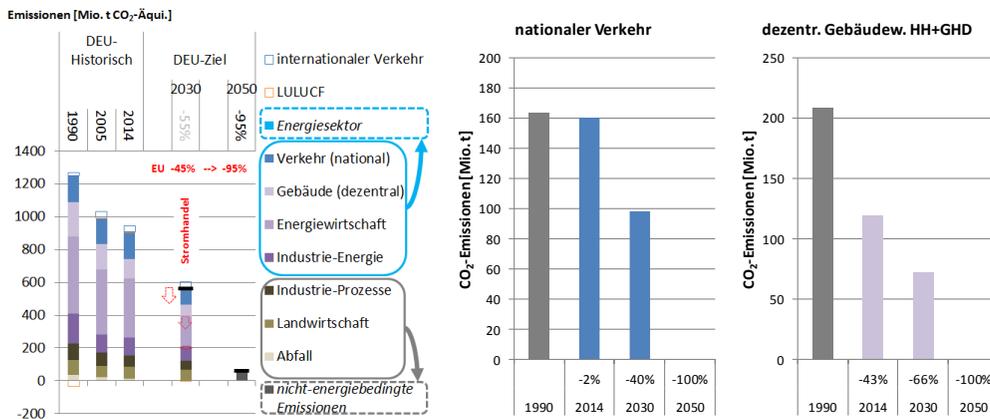


Abbildung 6-1: Modellannahmen Klimaziele 2050 und 2030

Die Emissionen im Bereich **internationaler Verkehr** (Flug- und Seeverkehr) sind gemäß dem Kyoto-Protokoll nicht national anzurechnen, bedingen jedoch Kompensationsmaßnahmen durch Effizienz und den Einsatz von erneuerbaren Brennstoffen (PtL). Des Weiteren verursacht der **nichtenergetische Verbrauch** (insbesondere Mineralöl für die chemische Industrie) indirekte Emissionen, welche zeitversetzt vor allem im Rahmen der Müllverbrennung wieder frei werden. Auch hier wird langfristig der **Einsatz von erneuerbaren Brennstoffen** notwendig.

6.1.2 Brennstoffkosten

Die **Kosten für fossile Energieträger** basieren auf dem World Energy Outlook 2017 (IEA 2017). 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.

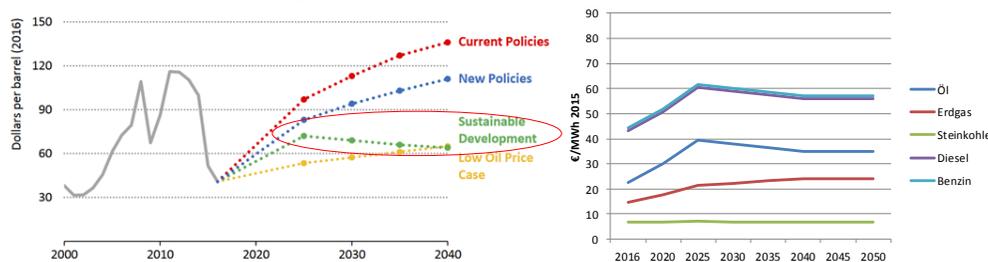


Abbildung 6-2: Entwicklung der Brennstoffkosten (ohne CO₂-Preis) – Preisfad „Sustainable Development“

Quelle: eigene Annahmen nach IEA (2017)

Auf Basis dieser Primärenergieträgerpreise und eigenen Annahmen wurden Endverbraucherpreise für die Wirtschaftlichkeitsanalysen in Abschnitt 4.4 abgeleitet und in Abbildung 4-17 dargestellt. Die CO₂-Vermeidungskosten werden durch das Energiesystemmodell SCOPE endogen bestimmt bzw. berücksichtigt. Sie sind also bewusst keine exogene Szenarioannahme, sondern ergeben sich aus den Grenzkosten, um die letzten notwendigen Emissionen für das Klimaziel 2030 in den Teilmärkten ETS, Gebäudewärme und Verkehr und 2050 im Gesamtsystem zu vermeiden. **In Rückkopplung mit langfristig niedrigen Brennstoffpreisen ergeben sich im Modell höhere CO₂-Preise als in anderen Klimaschutzszenarien** (z. B. in Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2015). Langfristig ergibt sich ein CO₂-Preis von 311 €/t als Grenzkosten im Betrieb gegenüber PtL-Importkosten (Heizöl/Diesel) von 118 €/t, welcher jedoch durch die Kapitalkosten zur Vermeidung der letzten Emissionen weiter erhöht wird.

6.1.3 Biomasseszenario

Der Einsatz von Biomasse in den Sektoren erlaubt 2030 eine gewisse Verschiebung zwischen den Ambitionsniveaus zur Erreichung der jeweiligen Sektorziele. Hierbei wird ein restriktives nationales Biomassepotenzial gemäß des BMU-Klimaschutzszenario 95 (Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2015) unterstellt. Holz wird teilweise auch in **Holzheizungen** abgebildet. Im Bereich Haushalte und Gewerbe wird dies von derzeit (2017) 74 TWh im Szenario A) Ausstieg dezentrale Biomassenutzung auf 25 TWh in 2030 und 0 TWh in 2050 reduziert. Im Szenario B) Beibehaltung dezentrale Biomassenutzung liegt der Wert 2030 bei 91 TWh (Steigerung der Kesselanzahl) und 2050 bei 72 TWh bei hoher Sanierung (1.) bzw. 79 TWh bei moderater Sanierung (2.). Derzeit (2017) beträgt der Einsatz von **Biokraftstoffen** 30 TWh. Für das Sektorziel 2030 werden Biokraftstoffe mit 25 TWh eingesetzt. In 2050 machen Biokraftstoffe im nationalen Verkehr 30 TWh und im internationalen Verkehr 16 TWh aus.

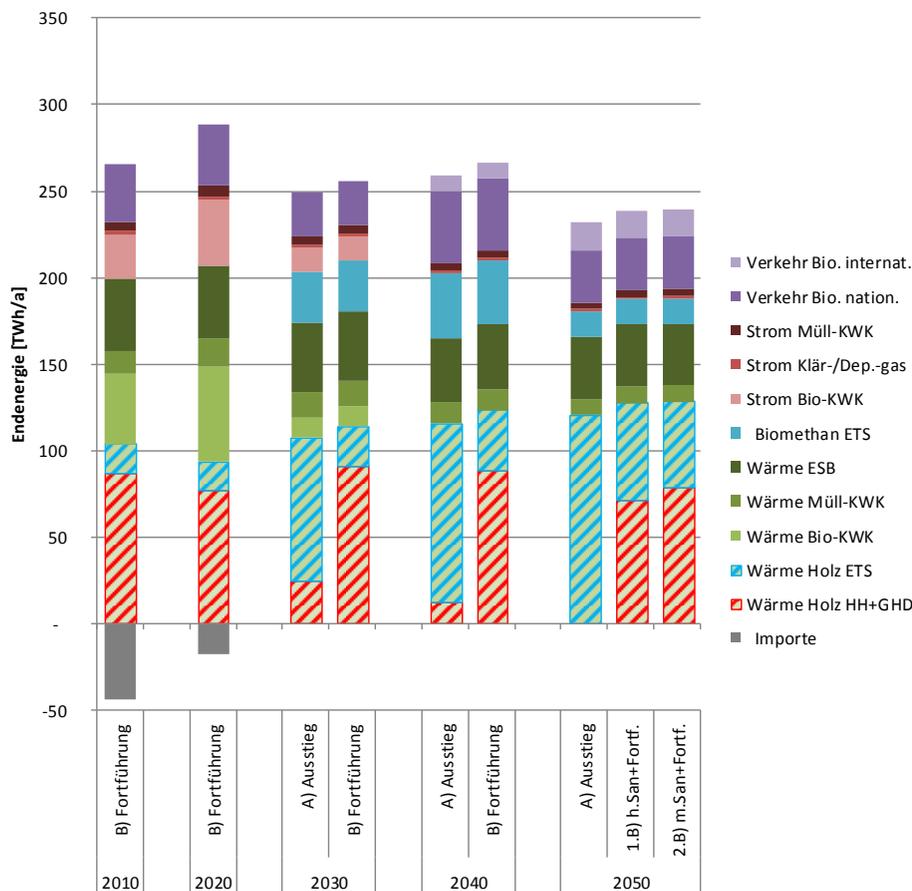


Abbildung 6-3: Endenergie Biomasse und Reststoffe in Anlehnung an BMU KS 95

Quelle: eigene Annahmen nach BMU-Klimaschutzszenario 95 (Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2015)

Neben den Annahmen in den einzelnen Sektoren ist Biomasse ein übergreifender Energieträger, der für einzelne Anwendungen in unterschiedlichen Konversionspfaden flexibel eingesetzt werden kann. Hier wird der Einsatz von 2 Mio. ha (Status Quo) gemäß BMU-Klimaschutzszenario 95 auf 1,5 Mio. ha Anbaubiomasse bzw. nachwachsende Rohstoffe (NaWaRo) begrenzt und keine Biomasseimporte zugelassen.

Es wird eine Fokussierung auf eine kombinierte Nutzung von **Biokraftstoffen** und Vergärung von Koppelprodukten bei Einspeisung als **Biomethan** unterstellt, was eine flexible Verwertung aus dem Erdgasnetz ermöglicht. Für das nach dem Gebäudebedarf verbleibende Reststoffpotenzial wird eine **Fokussierung auf Hochtemperaturanwendungen in der Industrie und Heizwerken im Bereich der Fernwärme** sowie ggf. eine stoffliche Nutzung unterstellt („Wärme Holz ETS“). Für die europäischen Potenziale wird auf Potenzialstudien (Kaltschmitt et al. 2003)], Daten zu Abfallverbrennung und Klärgas (BMUB 2013) und eigenen Auswertungen zu Corine-Landnutzungsdaten (Umweltbundesamt GmbH 2017) zurückgegriffen und eine homogene Entwicklung in Europa angenommen.

Der Einsatz von Biomasse bestimmt die Erfüllbarkeit des Sektorziels Gebäude des Stützjahres 2030. Dabei ist grundsätzlich der **Einsatz von Biomasse in Hybridsystemen (Heizwerke in Kombination mit anderer EE-Wärme) effizienter an die Bedingungen eines von Wind- und PV dominierten Energiesystems angepasst**. Dagegen ermöglicht der **dezentrale Biomassekessel** zwar eine leichtere Erreichbarkeit des Sektorziels für Gebäude, er bedeutet aber **aufgrund des monovalenten Einsatzes des begrenzten Brennstoffes langfristig eine geringere Systemeffizienz**. Eine Alternative stellt die Nutzung von Holzheizwerken in „Nahwärmenetzen“ im Nicht-ETS-Bereich dar, was aber nur langfristig und nicht für die Erreichbarkeit des Sektorziels 2030 im Modell berücksichtigt wird.

Biomasseeinsatz		Brennstoffeinsatz	Konkurrenzsituation	Charakterisierung	Szenario
ETS	Industrie	Flexibles	Hochtemperatur	Hoch effizient	A)
	Fernwärme	Hybridsystem	Niedertemperatur	effizient	A)
	Stoffliche Nutzung			Langfristig notwendig	A)/B)
Sektorziel Gebäude	„Nahwärme“	Flex. Hybridsystem	Niedertemperatur	effizient	A) 2050
	Dezentral	monovalent		ineffizient	B)

Tabelle 6-1: Charakterisierung Biomasseeinsatz

In Deutschland wird ein **Ausstieg aus der Biomasseverstromung** gemäß des geltenden EEG unterstellt bei gleicher zeitiger 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

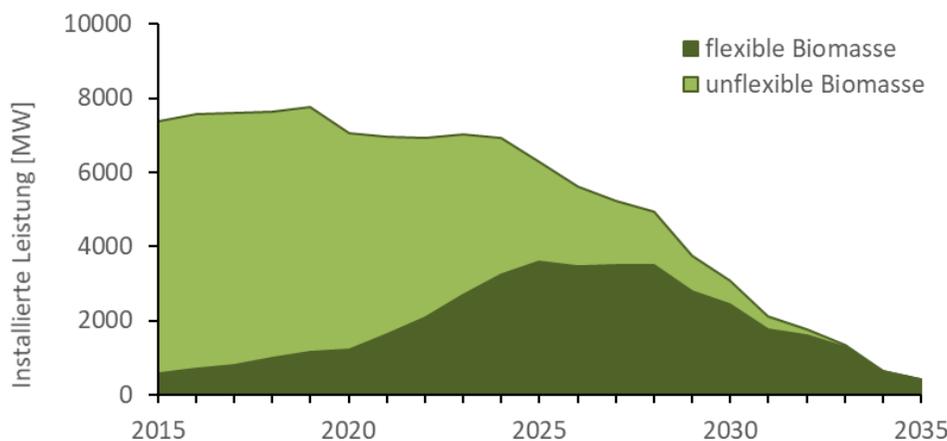


Abbildung 6-4: Entwicklung Biomasseverstromung

Quelle: eigene Annahmen

6.2 Sektorale Rahmenbedingungen außerhalb der Gebäudewärme

6.2.1 Rahmenbedingungen Strom und Europa

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 Nachtspeicherheizungen bereinigte) Stromverbrauchsprofil des Jahres 2012 verwendet⁹. Hierbei ist aber festzustellen, dass es in den Szenarien unterschiedliche Einschätzungen zur Entwicklung des Stromverbrauchs für Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung und der langfristigen Rolle der elektrischen Trinkwarmwasserbereitung (Durchlauferhitzer) oder Passiv-Häusern 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, Elektrokessel, Power-to-Gas) werden durch das Modell in Hinblick auf die Erreichbarkeit des Klimaziels generiert und mit ihrem individuellen Stromverbrauchsprofil und ihrer Flexibilität abgebildet.

Die **installierten EE-Leistungen** für das Szenariojahr 2050, welche notwendig sind um das Klimaziel zu erreichen, werden durch die Ausbau- und Einsatzplanung SCOPE für jedes europäische Land kostenminimal bestimmt. Für den Pfad werden dagegen für jedes Land die Szenarioannahmen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSOE-E (ENTSO-E 2018b) als ein mittlerer Mindestausbaupfad berücksichtigt. 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. Hier werden 50 Jahre Lebensdauer angenommen und damit die ab 2000 in Betrieb genommen Anlagen berücksichtigt (Frankreich, Finnland, Slowakei, Tschechien). Bei einer gesamten Kernkraftwerksleistung von 12,4 GW liegt das Erzeugungspotenzial bei 99,1 TWh¹⁰. In der Einsatzoptimierung wird dieses Potenzial aber teilweise durch kostengünstigere Erzeugung (Grenzkosten) von Wind- und Solaranlagen eingeschränkt. Komplexer ist die Frage nach der Reduktion der Kernenergie bis zum Szenariojahr 2030. Hierbei gibt insbesondere der Szenariorahmen der europäischen Netzbetreiber (ENTSO-E 2015) für Frankreich Bandbreiten von 38 GW in Szenarien mit progressiven EE-Ausbau bis 59 GW in Szenarien mit konservativen EE-Ausbau vor. Hier wird

⁹ Die veröffentlichten historischen Stromprofile der einzelnen Länder ENTSOE 2018a, 2018c, 2018d werden für 2050 um den Teil des historischen Stromverbrauchs von direkten Stromheizungen (Nachtspeicherheizungen u. a.) Enerdata 2016 auf Basis der Methodik in Universität Oldenburg et al. 2015 bereinigt, da langfristig davon auszugehen ist, dass diese ineffizienten Anwendungen durch effiziente Wärmepumpenwendungen oder Wärmenetze in ganz Europa ersetzt werden. Dies führt zu einer Reduktion der Spitzenlasten der einzelnen Länder in Europa.

¹⁰ Annahme – Verfügbarkeit von 91,2 % für Kernkraft

entsprechend des höheren EE-Ausbaus der minimale Wert von 38 GW übernommen. Im Rest von Europa wird analog zur EE-Leistung der Szenariorahmen der ENTSO-E auch für die installierte Kernkraftwerksleistung übernommen.

Für das Szenariojahr 2030 müssen Annahmen zur **Lebensdauer heute bestehender fossiler Kraftwerke** getroffen werden. Dabei werden pauschale Lebensdauern von 45 Jahren für Erdgas und 40 Jahren für Stein- und Braunkohle gemäß NEP Szenario C unterstellt. Für Deutschland wird zudem nach dem Agora-Kohlekonsenspfad ein Ausstieg aus der Steinkohleverstromung bis zum Jahr 2040 unterstellt mit entsprechend reduzierten Leistungen in 2030 (Agora Energiewende 2016). Da jedoch nach einem ersten Simulationslauf die geringen Einsatzdauern und möglichen Stromerlöse der Braunkohlekraftwerke zu niedrig waren um die laufenden Kosten für Tagebauinfrastruktur und Kraftwerksbetrieb zu tragen (17 bis 22 €/MWh_{el}) (Öko-Institut e.V. 2017), wird eine wirtschaftliche Stilllegung aller westeuropäischen Braunkohle-Kraftwerke bis 2030 unterstellt. (Diese Annahme weicht damit modellbedingt von den Empfehlungen der Kohlekommission ab. In anderen Szenarien, z.B. Bottom-Up-Szenarien mit einem geringeren EE-Ausbau in Europa und einem geringerem europäischen Klimazielen, kann sich dies jedoch auch anders darstellen.) In Osteuropa ist aufgrund der kostenlosen Zuteilung von ETS-Zertifikaten ein Betrieb trotz geringer Einsatzzeiten und Erlöse weiterhin möglich. Es wird eine vollständige Integration der Industrie-KWK in den Strommarkt bzw. der **Wegfall der Eigenstromerzeugung** in 2030 unterstellt. Öl-KWK-Kraftwerke sind mittelfristig bei den unterstellten Brennstoffpreisentwicklungen nicht mehr wirtschaftlich einsetzbar und werden als stillgelegt unterstellt.

Für den **europäischen Netzausbau** wurde für Deutschlands Grenzen das Szenario des Netzentwicklungsplanes NEP 2030 (2019) für 2030 und dann für 2050 das Szenario für 2035 übernommen (BNetzA 2018). Für den Rest Europas wurde auf den Szenariorahmen der ENTSO-E GCA 2040 auf 2050 bezogen und für 2030 auf das Szenario für 2027. In Abbildung 6-5 ist zur Visualisierung immer nur der Maximalwert beider möglichen Lastflussrichtungen für alle Kuppelstellen aufsummiert dargestellt. 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. Des Weiteren sind in folgender Abbildung die **berücksichtigten Länder** und die Abbildung der für die europäischen Ausgleichseffekte wichtigen **Wasserkraft im Modell** (Härtel und Korpås 2017) dargestellt.

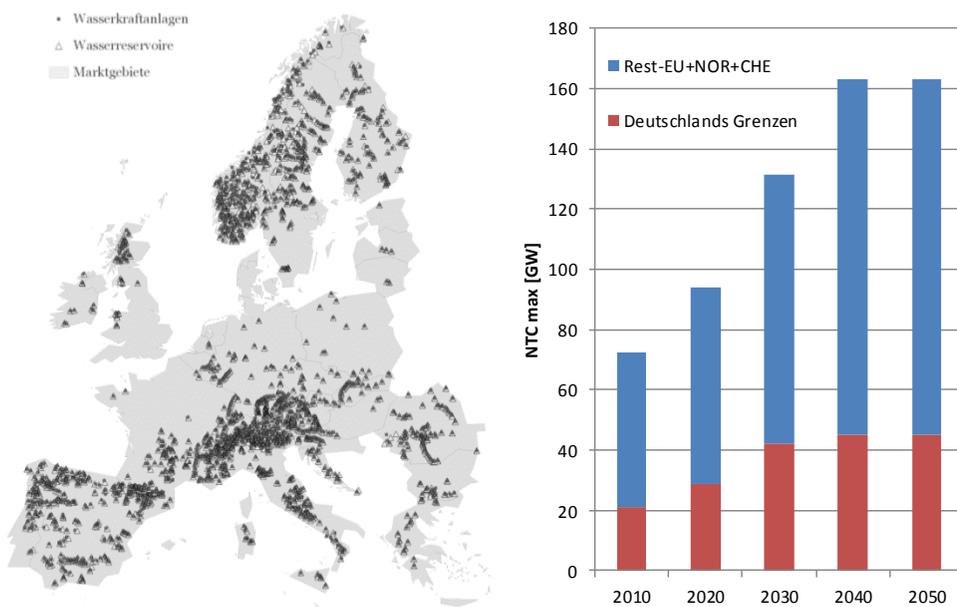


Abbildung 6-5: Betrachtete europäische Länder, Wasserkraft, Kuppelleistungskapazitäten NTC in Europa

Quelle: links –eigene Datenbasis, recht eigene Darstellung auf Basis (ENTSO-E 2018b) und (BNetzA 2018)

6.2.2 Dekarbonisierung der Industrie-Prozesswärme

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. 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 Groß-Wärmepumpen (unter Nutzung von Industrie-Abwärme) oder von Solarthermie.

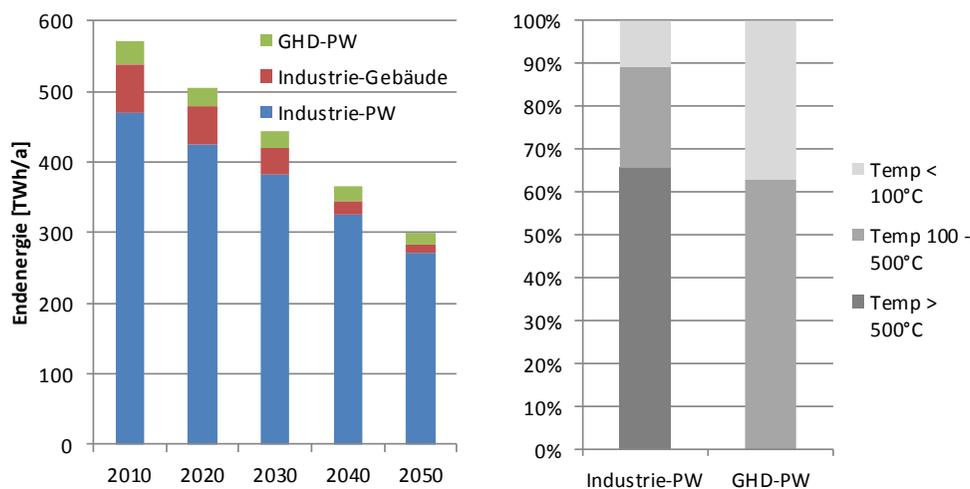


Abbildung 6-6:
Prozesswärme und
Industriegebäude

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

Analog zu den Annahmen in Deutschland wird unter Nutzung der europäischen statistischen Datenbasis zu den jeweiligen Industriebranchen auch die jeweilige Verteilung der Temperaturniveaus, Brennstoffeinsätze und Höhe des Industriewärmeverbrauchs in Europa eine vergleichbare Entwicklung unterstellt.

6.2.3 Rahmendaten Verkehrsaufkommen

Für die Entwicklung des Verkehrsaufkommens wurde abweichend von der **Verkehrsverflechtungsprognose 2030 des (BMVI 2014)** ein Szenario unterstellt, welches ein **hohes Maß an Verkehrsverlagerung** und **Verkehrsvermeidung** annimmt. Es wurde das Klimaschutzszenario der Studie „Klimaschutzbeitrag des Verkehr 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. Für die Szenarien sind die Entwicklungen der Verkehrsleistungen getrennt für Personen- und Güterverkehr (ohne Seeverkehr) im Folgenden dargestellt.

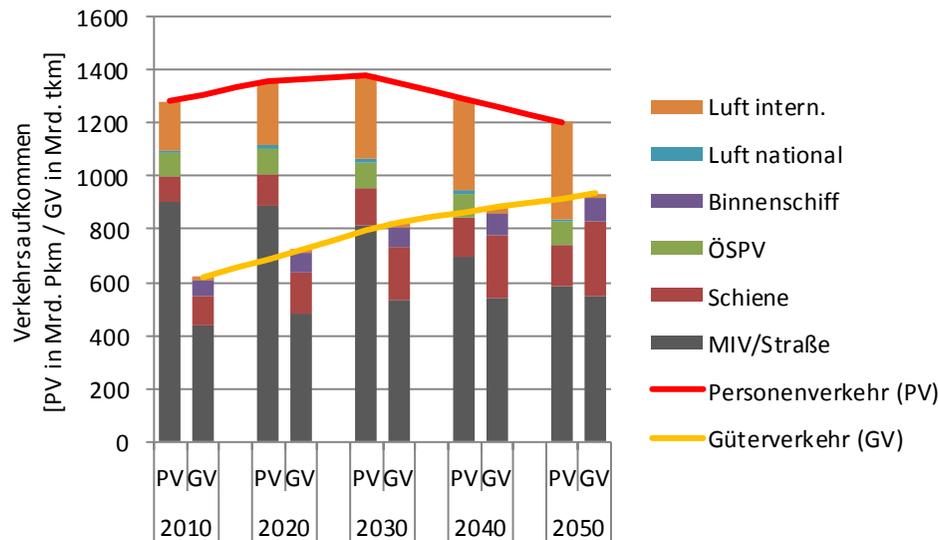


Abbildung 6-7: Entwicklung der Personen- und Güterverkehrsleistungen 2010-2050

Quelle: eigene Darstellung nach ifeu et al. 2016

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.

Straßenverkehr ohne Sonderverkehre		2010	2020	2030	2040	2050
Pkw/LNF	Mio. Fahrzeuge	43	44	43	39	35
	Mrd. Fzkm	633	628	579	504	432
SNF	Tsd. Fahrzeuge	855	874	874	873	875
	Mrd. Fzkm	55	57	59	57	54

Tabelle 6-2: Modellinput Straßenverkehr – Fahrleistungen 2010-2050

Quelle: eigene Annahmen auf Basis von BMVI 2014, ifeu et al. 2016 und Günther et al. 2017

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 den damit zusammenhängenden Emissionen fest vorgegeben. **Militär ist dabei dem Gebäudesektorziel, Bauwirtschaft der Industrie und Forst- und Landwirtschaft dem Sektorziel Landwirtschaft zuzurechnen.** Im Folgenden ist die Verbrauchsentwicklung getrennt nach Kraftstoff und Strom dargestellt.

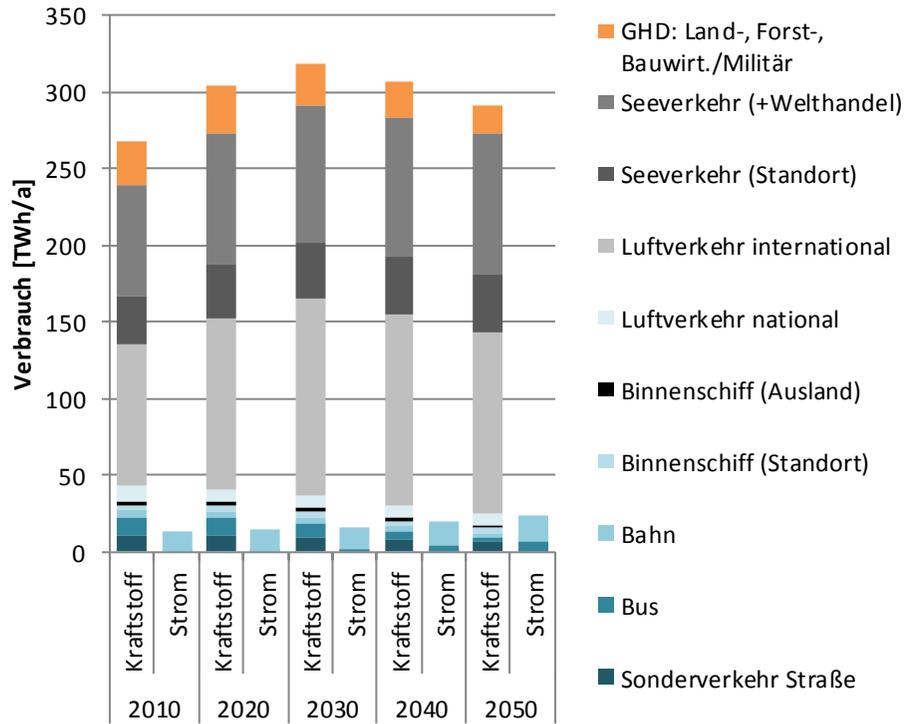


Abbildung 6-8:
Verbrauchsentwicklung des
exogen abgebildeten
Verkehrs 2010-2050

Quelle: eigene Annahmen auf
Basis von ifeu et al. (2016) und
Günther et al. (2017)

7 Ergebnisse

Im Folgenden werden erst die Ergebnisse für ein Szenario 2050 dargestellt und dann unter Randbedingungen die vom langfristigen Zustand abgeleitet werden die Ergebnisse für 2030.

7.1 Rückkopplung Gebäudewärme und Energiesystem – Szenario 2050

7.1.1 Europäisches Basisszenario (-95 % THG ggü. 1990)

Für die vorgelagerte Europasimulation in 2050; bei einem Klimaziel von -95 % THG (Basis 1990) und einer vollständigen Dekarbonisierung des Energiesystems; wurden die notwendigen installierten Leistungen im Stromsystem zur Deckung der Stromnachfrage inkl. europäischer Sektorkopplung und auf dieser Basis der Stromimport und -export ermittelt. Das Basisszenario basiert auf einem Ausstieg aus der Biomassenutzung bei hoher Gebäudedämmung 1.A) und dem historischen Wetterjahr 2012. Neben den Bestandsanlagen (Kernkraft, Müll- und Klärgas, Wasserkraft, Pumpspeicher) stellen Wind-Offshore-Anlagen aus ENTSO-E-Szenarien abgleitenden Mindestleistungen und Geothermie (nur in Italien und Ungarn) eine Setzung dar. Die Leistungen für Gaskraftwerke (Gasturbinen, GuD, KWK), Wind-Onshore, PV, Batteriespeicher sowie PtG-Anlagen und andere hier nicht dargestellte neue Stromverbraucher sind das Optimierungsergebnis.

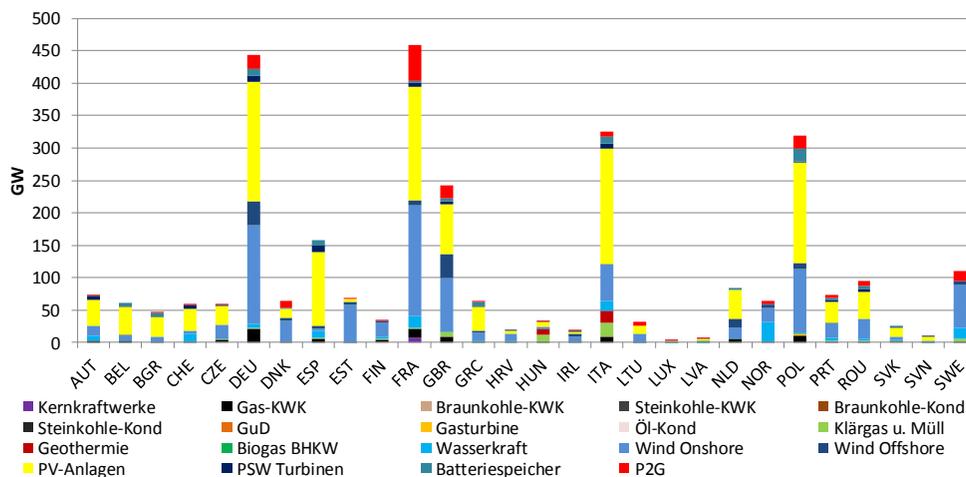


Abbildung 7-1: Installierte Leistungen in Europa – Stromerzeugung und Speicherung 2050

Für die PtG-/PtL-Erzeugung wird unterstellt, dass ausreichende CO₂-Quellen aus der Industrie, Biomethan-Anlagen, Klärgas u. a. verfügbar sind. Damit wird implizit auch unterstellt, dass negative Emissionen im Bereich LULCF eine Alternative zu CCS darstellen. Im Jahr 2050 wird damit noch von keinem (globalen Einsatz) von CCS ausgegangen um das industrielle CO₂ entsprechend nachhaltig nutzen zu können. Alternativ könnte in einzelnen Anwendungen Wasserstoff direkt eingesetzt werden (Stahlerzeugung, chemische Industrie), was jedoch nicht Bestandteil der Szenarioannahmen ist bzw. nicht weiter ausdifferenziert wurde. Neben der vorhandenen CO₂-Quellen bietet die Verwendung von Stromspitzen in Europa einen gewissen ökonomischen Vorteil gegenüber von PtX-Importen trotz der geringeren Auslastung der Anlagen. Dennoch ist der Anteil der europäischen PtX-Erzeugung gegenüber dem PtX-Importbedarf relativ gering (siehe Abbildung 7-12).

Die den installierten Leistungen entsprechende Stromerzeugung und der Stromverbrauch sind in folgender Abbildung dargestellt. Dabei ist in ganz Europa die

notwendige Stromerzeugung aus Gaskraftwerken gering. Je nach EE-Ressource der Länder variieren die Verhältnisse zwischen Wind und Photovoltaik. Windkraft ist in den meisten Ländern energiebezogen der wichtigste Energieträger.

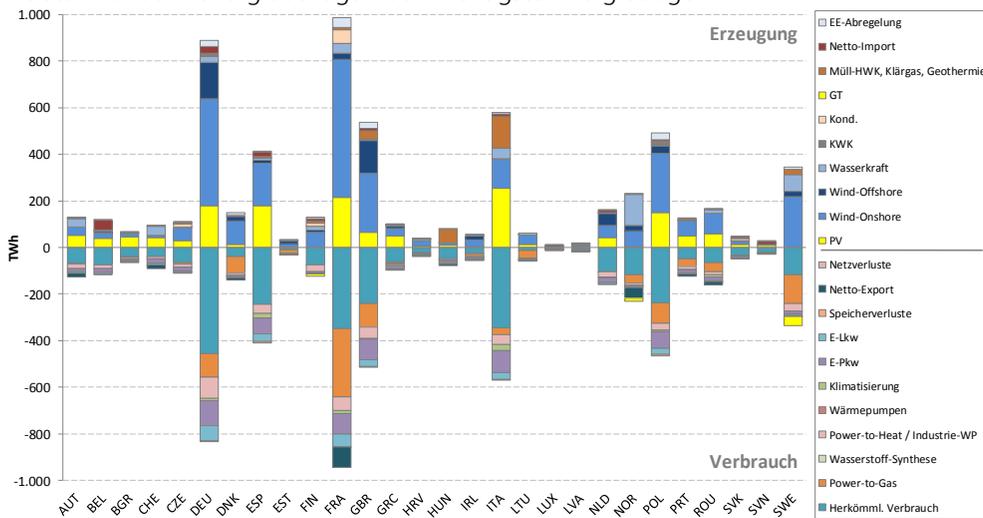


Abbildung 7-2:
Stromanzeugung und -
verbrauch in Europa 2050

Den Energiebilanzen liegen auch entsprechende Handelsbilanzen zwischen den Ländern als Modellergebnis zugrunde. Aus diesem europäischen Basisszenario (1.A) – hohe Dämmung, Ausstieg Holzheizungen) unter vereinfachter Abbildung von nur einem Gebäudetyp je Land, wird die stündlich aufgelöste Zeitreihe des Import/Export für Deutschland für die nachgelagerten Rechnungen übernommen. **Deutschland ist im Ergebnis Stromimporteur mit netto 30 TWh.** Frankreich ist durch die Kombination von Kernkraft mit Windkraft größter Stromexporteur. Da in ganz Europa die Energieversorgung vollständig dekarbonisiert, ergibt sich aus der Optimierungsrechnung auch kein anderes Emissionsbudget für die nachgelagerte deutsche Rechnung, sondern ggf. ein anderes Verhältnis von inhereuropäischen zu außereuropäischen PtL-/PtG-Importen.

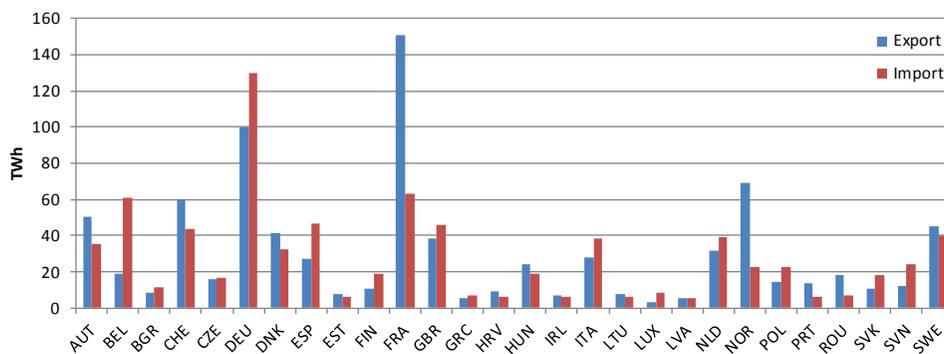


Abbildung 7-3: Stromimport-
und -export in Europa 2050

7.1.2 Nationales Basisszenario 1.A) hohe Sanierung + Biomasseausstieg

Für das Szenario mit hoher Sanierungsrate (Endenergieverbrauch von 361,5 TWh) und ohne dezentrale Biomassenutzung und deren Verlagerung in den ETS-Bereich ist im Folgenden das Ergebnis des **kostenminimalen Wärmemarktes in Rückkopplung mit dem Gesamtsystem** dargestellt. Dieser wird **fast ausschließlich durch Wärmepumpen und Wärmenetze gedeckt**. Im EFH dominieren Luft-WP, während in MFH und Nichtwohngebäuden Sonden-WP eine größere Rolle einnehmen. In unsanierten EFH kommen Hybrid-WP zum Tragen. Die Wärmenetze werden von KWK-Großwärmepumpen-Systemen und Quartierswärmepumpen bestimmt, aber auch KWK-Solarthermie-PtH-Systeme im urbanen Raum und saisonale Solarthermie+PtH im urbanen Raum haben einen wichtigen Anteil. Müll-HKW und industrielle Abwärme sind entsprechend der Szenariovorgaben berücksichtigt und Geothermie wird nur

entsprechend er Mindestleistung ausgebaut. **Power-to-Gas wird insbesondere in KWK und Heizwerken in Hybridanwendungen eingesetzt und spielt monovalent im Kessel nur in MFH eine geringe Rolle**, wo aufgrund der Optimierung innerhalb unterstellter Potenzialrestriktionen eine alternative Versorgung mit Luft-WP oder Wärmenetzen nicht möglich ist und Erdsonden teuer sind. Auch ohne dezentrale Biomasse ist eine Versorgung fast nur mit Wärmepumpen und Wärmenetzen möglich. Das Potenzial von **Wärmenetzen** wird mit **31 %** von 35 % nicht voll ausgeschöpft. **Wärmepumpen** machen **66 %** der Endenergie aus.

Im Industriebereich werden im Niedertemperaturbereich Großwärmepumpen und Solarthermie eingesetzt, während im Hochtemperaturbereich PtH mit und ohne KWK eine zentrale Technologie ist.

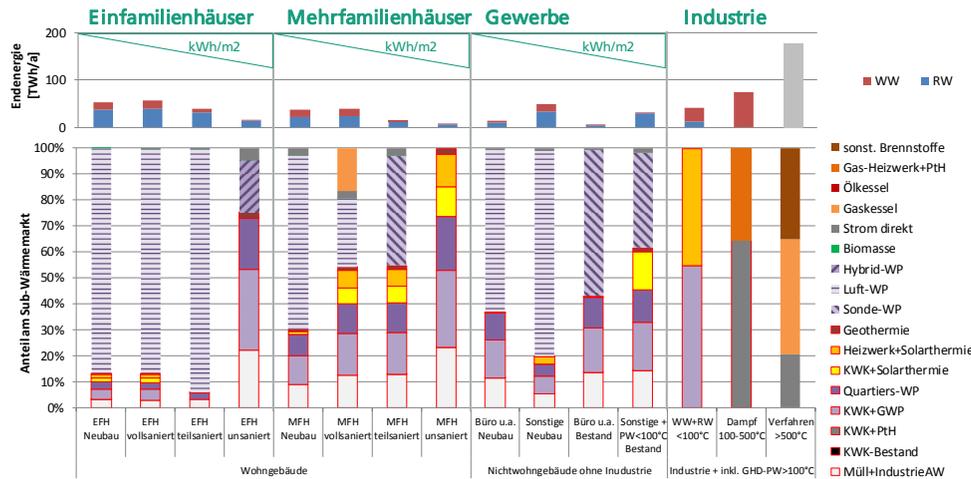


Abbildung 7-4:
Kostenminimaler
Wärmemarkt – Deutschland
2050 – hohe Sanierung,
keine Biomasse 1.A)

Der Nettostromverbrauch zzgl. Netz- und Speicherluste beträgt 833 TWh. Der Strommarkt wird zu 91 % von den fluktuierenden EE Windkraft und PV gedeckt. Aufgrund der Flexibilität der Nachfrage und des europäischen Ausgleichs beträgt die Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken nur 3 %. **Im Wärmebereich beträgt der Stromverbrauch 157 TWh.** Im Verkehrsbereich sind es 130 TWh.

Die nationale PtG/PtL-Erzeugung verbraucht 101 TWh. Wie für die europäischen Annahmen bereits erläutert, wird hierbei unterstellt, dass ausreichend nicht vermeidbares CO₂ für nationale PtG/PtL-Anlagen zur Verfügung steht, da die Option CCS in dem Szenario ausgeschlossen wurde und stattdessen negative Emissionen unterstellt werden. Eine CO₂-Abscheidung aus der Luft wird nur an internationalen Standorten aber nicht für Deutschland und Europa unterstellt. Alternativ könnte der Strom für nationale PtG/PtL-Anlagen auch anteilig nur von Elektrolyse-Anlagen ohne CO₂-Bedarf für eine mögliche industrielle Wasserstoffnachfrage (Strahlherstellung, chemische Industrie) verwendet werden. Weitere mögliche Sensitivitäten, die an dieser Stelle nicht berücksichtigt wurden, wäre ein Szenario mit geringerer Verkehrsverlagerung und -vermeidung, woraus eine höhere direkte und flexible Stromnutzung aus dem Bereich der Elektromobilität zu erwarten wäre. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass diese möglichen Ausprägungen für die nationale PtG/PtL-Erzeugung keinen relevanten Einfluss auf die Forschungsfrage der Interaktion zwischen Gebäudewärme und Stromsystem haben.

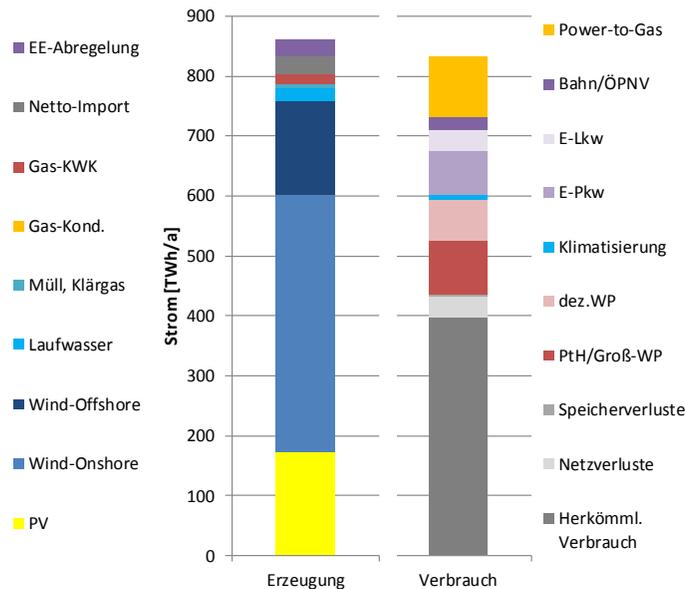


Abbildung 7-5:
Kostenminimaler Strommarkt
(Jahresenergiebilanz) –
Deutschland 2050 – hohe
Sanierung, keine Biomasse
1.A)

Es werden 178 GW PV und 182 GW Windkraft installiert. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit für das ausgewählte Wetterjahr 2012 bedarf es 24 GW KWK und 3 GW Gasturbinen-Spitzenlast. Weitere zusätzlich notwendige Reserveleistung, welche nicht in dem Wetterjahr eingesetzt wurde, wurde nicht quantifiziert. Es bedarf 24 GW PtG/PtL-Anlagen und 12 GW stationärer Batteriespeicher.

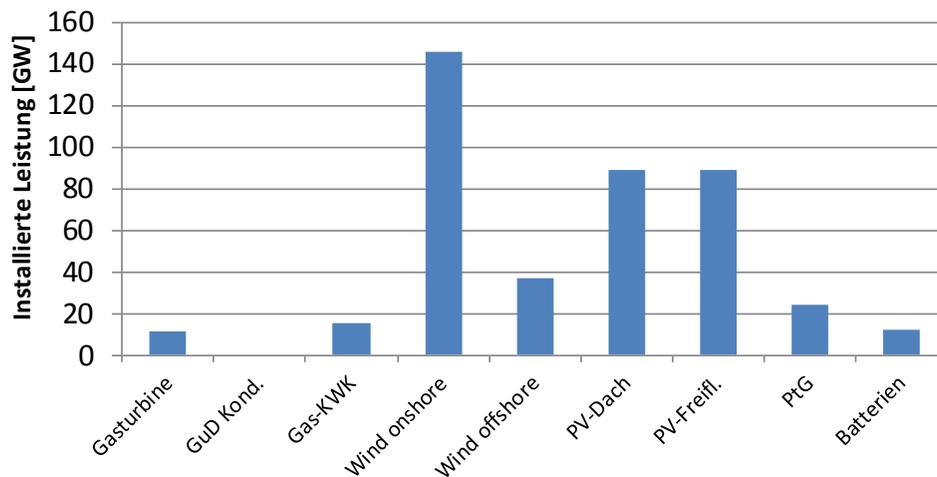


Abbildung 7-6:
Kostenminimaler Strommarkt
(Leistung) – Deutschland
2050 – hohe Sanierung,
keine Biomasse 1.A)

7.1.3 Nationale Sensitivitäten – Gebäudedämmung und dezentrale Biomasseverfügbarkeit

Um den Einfluss der Gebäudedämmung zu verdeutlichen ist im Folgenden der kostenminimale Wärmemarkt bei moderater Sanierungsrate (Endenergie 528,7 TWh) ebenfalls für den Ausstieg aus der dezentralen Biomassenutzung dargestellt (Mehrbedarf von 167 TWh und von mehr unsanierten Gebäudeanteilen). Hierbei wird das Potenzial von **Wärmenetzen mit 37 %** von 44 % ebenfalls nicht ganz ausgeschöpft, aber es ist höher als im Fall hoher Sanierung. **Wärmepumpen** machen dagegen mit **62 % der Endenergie** etwas weniger aus. **Aufgrund des höheren Wärmenetzausbaupotenzials spielen monovalente PtG-Kessel keine Rolle mehr.**

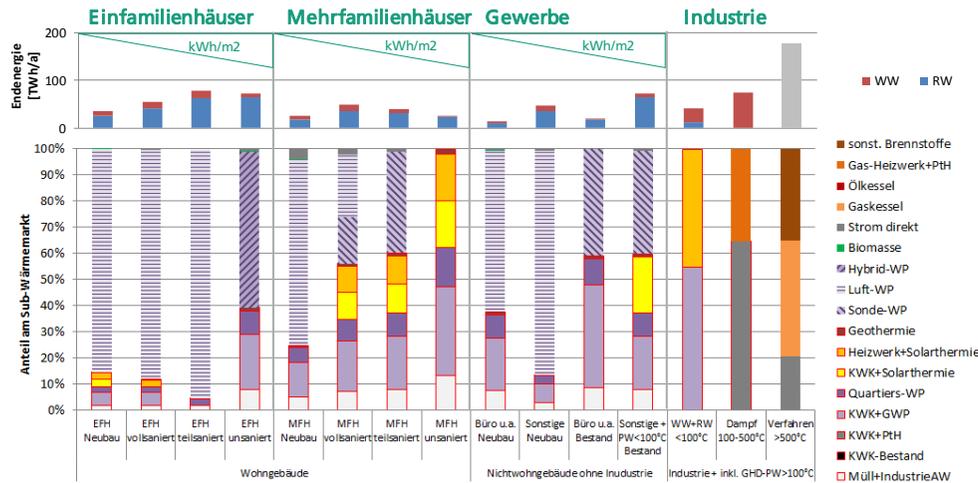


Abbildung 7-7:
Kostenminimaler
Wärmemarkt – Deutschland
2050 – moderate Sanierung,
keine Biomasse 2.A)

Die Anteile an der Endenergie für dieses Szenario sind in folgender Abbildung in Summe (links) und zusätzlich differenziert für den Bereich der Fernwärme (rechts) oben dargestellt. Im direkten Vergleich dazu sind die anderen Sensitivitäten darunter dargestellt.

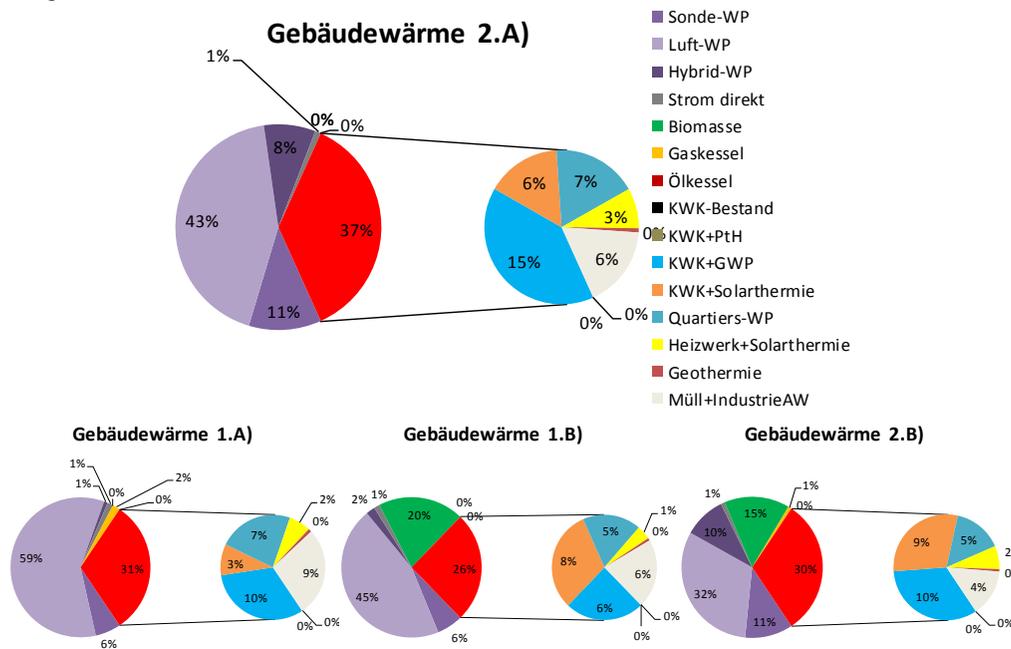


Abbildung 7-8:
Kostenminimaler
Wärmemarkt – Deutschland
2050 – moderate Sanierung,
keine Biomasse 2.A)

Die Kombination aller Effekte gegenüber dem Szenario mit hoher Sanierung ohne dez. Biomasse (1.A) ist im Folgenden dargestellt für:

- 1.B) für die gleiche hohe Sanierung (+/-0) aber mit Biomasse (+72 TWh)
- 2.A) für die moderate Sanierung (+167,2 TWh) bei gleicher Biomasse (=0)
- 2.B) für die moderate Sanierung (+167,2 TWh) und mit Biomasse (+79 TWh)

Dabei wird insbesondere die Verschiebung zwischen Wärmenetzen und Wärmepumpen deutlich. **Wenn Biomasse dezentral eingesetzt wird, reduziert sich der Einsatz sowohl von Wärmepumpen als auch von Wärmenetzen deutlich.** Bei einem Szenario mit deutschlandweit moderater Sanierung **kommen Hybrid-Wärmepumpen in den unsanierten Einfamilienhäusern in Verbindung mit einem Heizkörperaustausch zum tragen.**

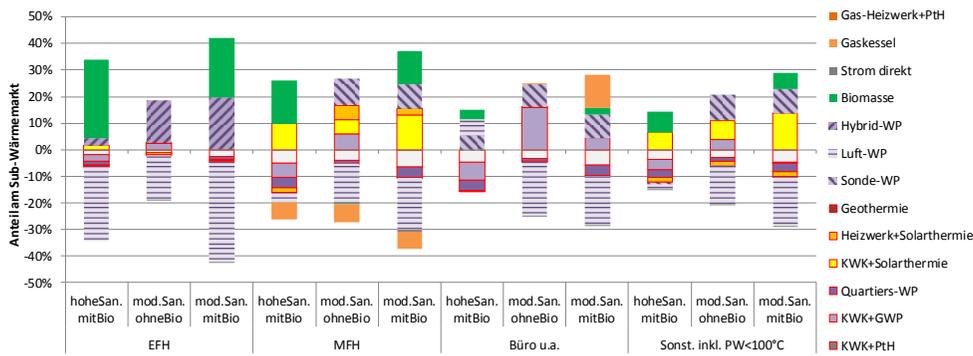


Abbildung 7-9: Differenzmarktanteile Wärmemarkt gegenüber dem Szenario hohe Sanierung, keine Biomasse

Bei der Strombilanz hat die Biomassenutzung nur geringe Auswirkungen. Der Stromverbrauch von Wärmepumpen verringert sich, wird aber durch ein mehr an PtH teilweise ausgeglichen. Der Unterschied zeigt sich insbesondere in der Brennstoffbilanz und den notwendigen PtX-Importen (siehe Abbildung 7-12). **Durch die moderate Sanierungsrate kommt es dagegen zu einer deutlichen Steigerung des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung um 52 bis 57 TWh/a.**

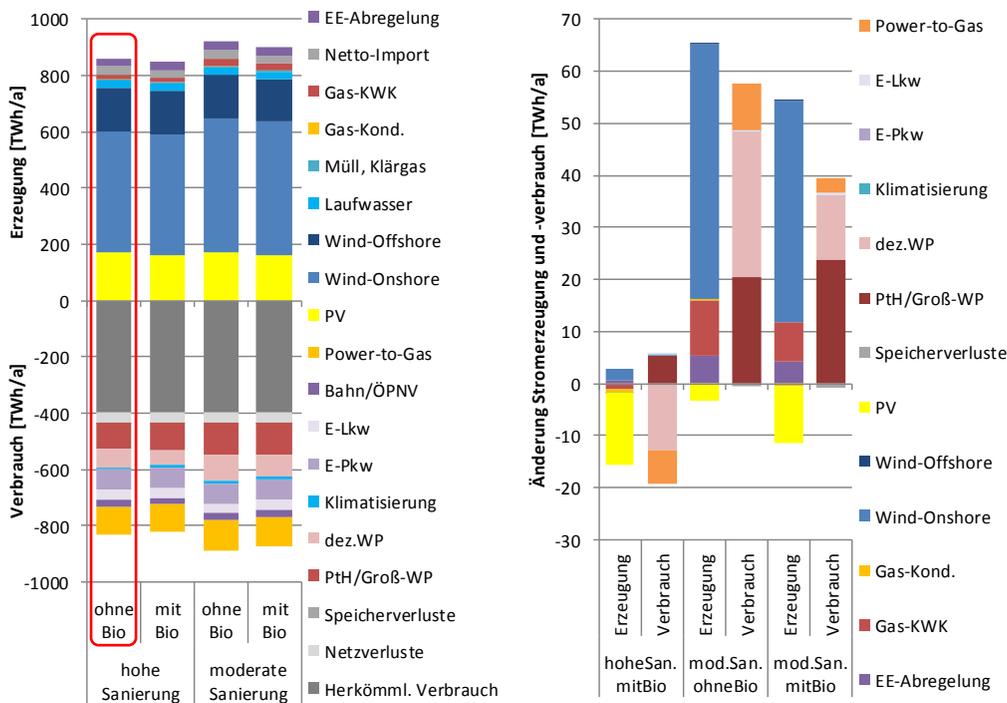


Abbildung 7-10: Strombilanzen im Vergleich

Die entsprechend notwendigen installierten Leistungen sind in der folgenden Abbildung dargestellt. Die geringere Sanierungsrate führt zu einem stärkeren Leistungsbedarf an thermischen Kraftwerken zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und einem stärkeren Windkraft-Ausbaubedarf.

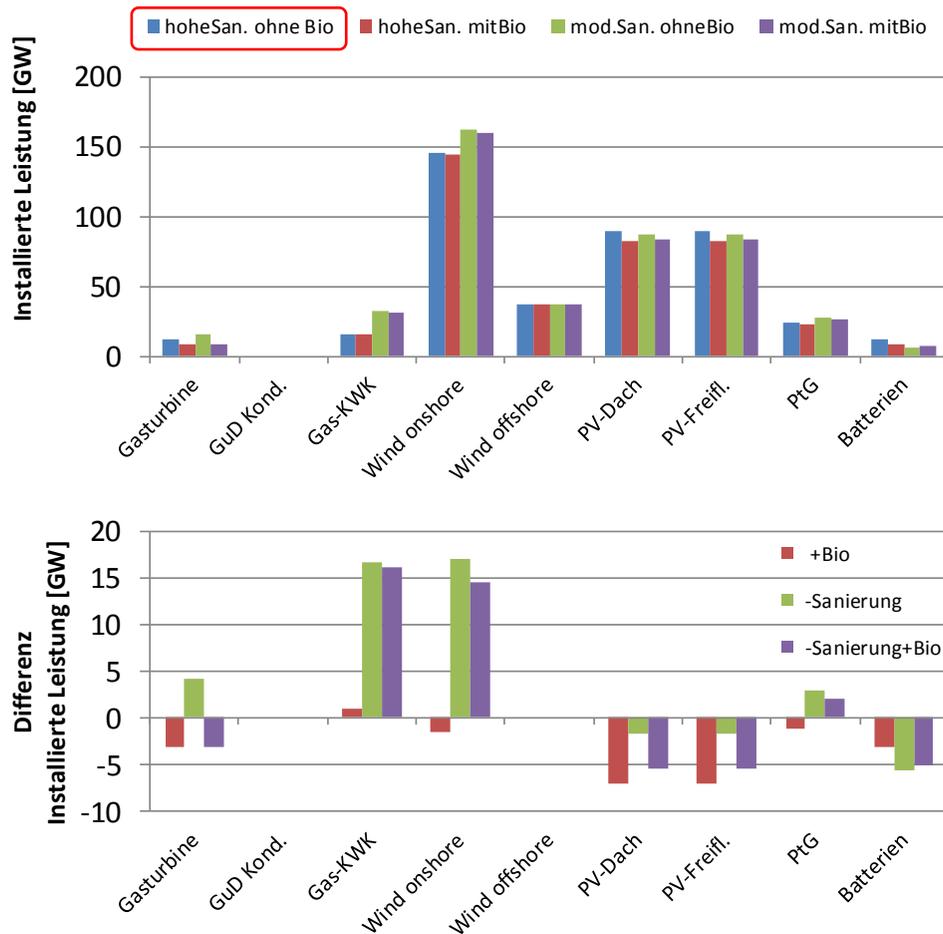


Abbildung 7-11:
Leistungsbilanzen im
Vergleich

Die Nutzung der Biomasse beeinflusst insbesondere die Brennstoffbilanz. Bei einer Beibehaltung der Biomassenutzung im dezentralen Gebäudebereich steht diese nicht in Hochtemperaturanwendungen (Industrie, Fernwärme) oder im Bereich der stofflichen Nutzung zur Verfügung. Diese fehlende Effizienz durch Verlagerung der Nutzung eines begrenzten gedeckelten Potenzials führt zu **höheren PtX-Importen von 60 bis 70 TWh/a**. Zusätzlich zur nationalen Bilanz fallen für Deutschland für den internationalen Verkehr in dem gewählten Szenario der Verkehrsvermeidung und -verlagerung, inkl. des Anteils Deutschlands am globalen Seehandel, zusätzlich ca. 192 TWh PtL an. Ein weiterer hier nicht dargestellter Teil stellt die stoffliche Nutzung von synthetischen Brennstoffen oder alternativ Biomasse in der chemischen Industrie dar, welche ebenfalls emissionsreduktionsrelevant ist (z. B. in Hinblick auf die Emissionen aus Müllverbrennung).

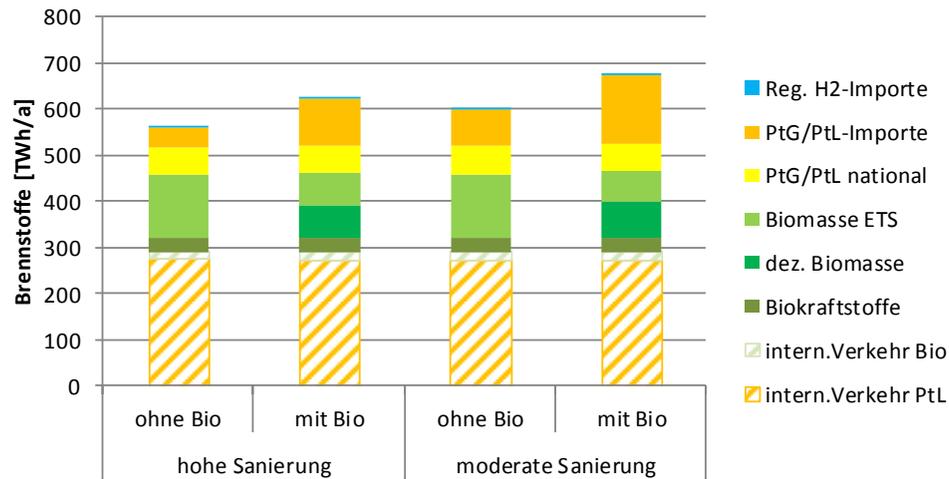


Abbildung 7-12:
Brennstoffbilanzen im
Vergleich bei gleichem
Biomassepotenzial in
unterschiedlichen
Nutzungspfaden

7.2 Rückkopplung Gebäudewärme und Energiesystem – Szenario 2030 – ETS/Sektorziele

7.2.1 Europäisches Basisszenario (-45 % THG ggü. 1990 – ETS-Handel –56 % THG ggü. 2005)

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. Das Basisszenario basiert auf einem Rückgang der Biomassenutzung A) und dem historischen Wetterjahr 2012.

Für das Szenariojahr 2030 besteht gegenwärtig das Ziel einer Reduktion von -40 % gegenüber 1990 für Europa und von -55 % für Deutschland. Eine unterstellte Ziellanpassung auf -45 % für Europa führt im Optimierungsmodell dazu, dass in ganz Europa mehr EE-Anlagen ausgebaut werden würden (Top Down) als es die gegenwärtigen länderspezifischen Szenarien der ENTSO-E annehmen (Bottom Up). Dabei ist unterstellt, dass die europäische Ziellanpassung sich nur auf den ETS-Bereich bezieht und für diesen Bereich die 2030-Ziele von -45 % gegenüber 2005 auf -56 % erhöhen. In Folge ergibt sich für Deutschland eine negative Handelsbilanz und eine stärkere Reduktion der Gesamtemissionen als die derzeitigen -55 %.

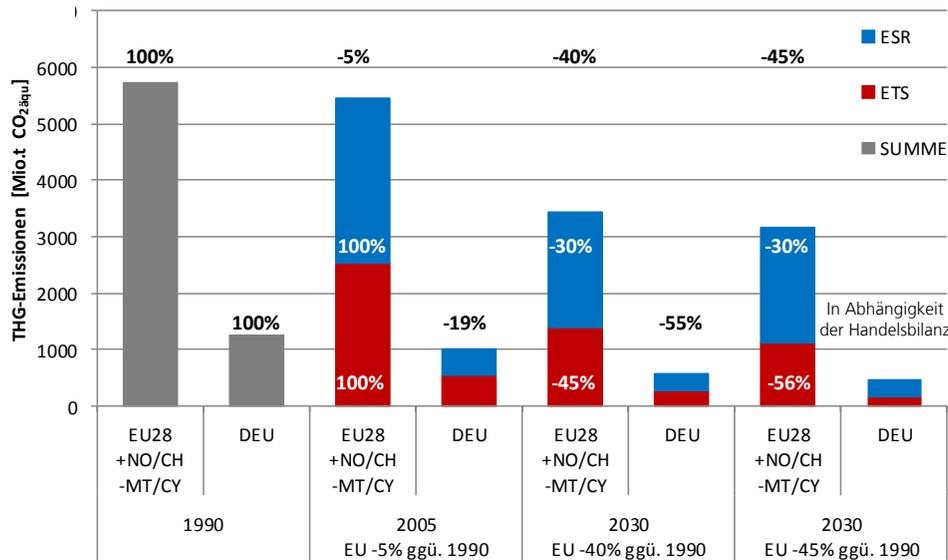


Abbildung 7-13: THG-Emissionen Europa/Deutschland – ETS/ESR – IST sowie Ziel und Ergebnis 2030

Bestandsanlagen sind neben Kernkraft, Müll- und Klärgas, Wasserkraft und Pumpspeicher auch noch die bestehenden Gas-, Öl- und Kohlekraftwerke sowie Biomasse-Kraftwerke. Für Wind-Offshore-Anlagen stellen aus ENTSO-E-Szenarien ableitende Mindestleistungen und Geothermie (nur in Italien und Ungarn) eine Setzung dar. Die Leistungen für neue Gaskraftwerke (Gasturbinen, GuD, KWK) Wind-Onshore und PV sind das Optimierungsergebnis. Dabei werden Batteriespeicher sowie PtG-Anlagen 2030 in keinem Land ausgebaut. **Dagegen werden insbesondere zusätzliche Wind-Onshore-Anlagen in vielen Ländern zugebaut um das verschärfte Emissionsziel Europas zu erreichen** (insb. in AUT, CZE, DEU, ESP, FIN, FRA, GRC, HRV, ITA). Da PV-Freiflächenanlagen zu gleichen Teilen mit PV-Dachflächenanlagen fest gekoppelt sind, sind diese Anlagen im Modell 2030 meist noch etwas teurer als Wind-Onshore und wurden entsprechend kaum zusätzlich zu den Mindestleistungen ausgebaut. KWK wurde in fast jedem Land ausgebaut und zusätzlich Gasturbinen-Kondensationskraftwerke in Polen. Es Grenzkostenpreis im Emissionshandel werden **im Modell 57 €/t CO₂ als ETS-Zertifikatpreis bestimmt.**

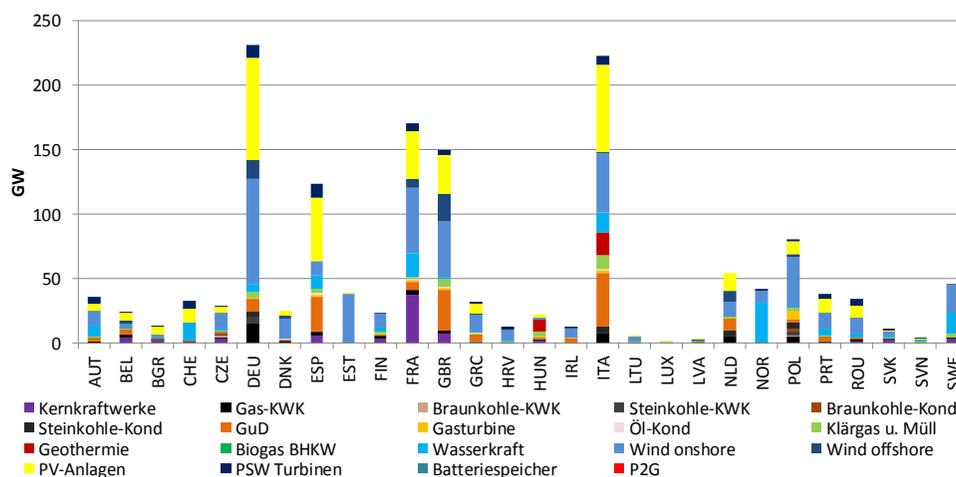


Abbildung 7-14: Installierte Leistungen in Europa – Stromerzeugung und Speicherung 2030

Die den installierten Leistungen entsprechende Stromerzeugung ist in folgender Abbildung dargestellt.

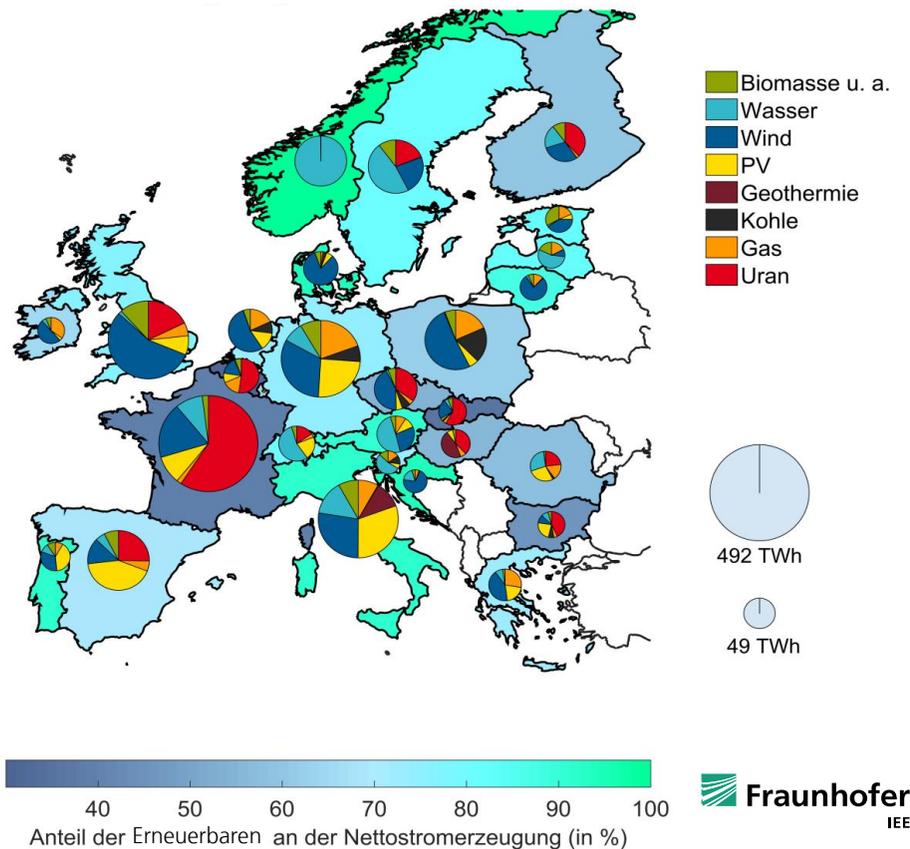


Abbildung 7-15:
Stromerzeugung in Europa
2030

Den Energiebilanzen liegen auch entsprechende Handelsbilanzen zwischen den Ländern als Modellergebnis zugrunde. Aus diesem europäischen Basisszenario (A) – Reduktion Holzheizungen) unter vereinfachter Abbildung von nur einem Gebäudetyp je Land, wird das zulässige nationale Emissionsbudget und die stündlich aufgelöste Zeitreihe des Import/Export für Deutschland für die nachgelagerten Rechnungen übernommen. **Deutschland ist im Ergebnis Stromimporteur mit netto 65 TWh.** Frankreich ist durch die Verbindung von noch viel Kernkraft mit Windkraftausbau mit großem Abstand größter Stromexporteur.

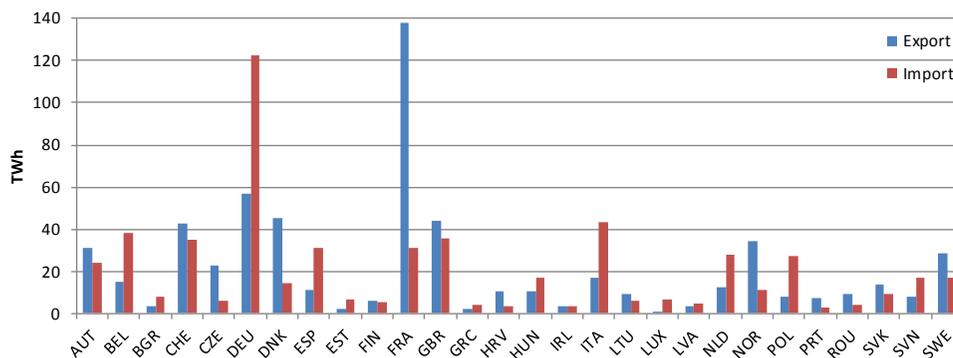


Abbildung 7-16:
Stromimport- und -export in
Europa 2030

Die Lage Deutschlands im europäischen Strommarkt bestimmt stark das Potenzial von KWK-Anlagen, welche durch die verbleibenden Stromlücken in Leistung und Auslastung begrenzt werden. Dieser Zusammenhang wird in der nachgelagerten nationalen Optimierungsrechnung im Modell erfasst und kann hinsichtlich der Fernwärme-KWK wie folgt charakterisiert werden:

- Pro: Wegfall Industrie-Eigenstromerzeugung
- Pro: Ausstieg Kohleverstromung

- Pro: Geringere Kernkraftwerksleistung und bestehende Direktstromheizungen insbesondere in Frankreich
- Kontra: Ausbau europäische Übertragungsnetze
- Pro: Zunahme Wärmepumpenstrom (dezentrale und Groß-WP) und E-Mobilität
- Kontra: Flexibilität neuer Stromverbraucher

7.2.2 Nationale Sensitivitäten- Klimazielerreichung in Abhängigkeit dezentraler Biomasse

2030 ist der Unterschied zwischen beiden Dämmszenarien noch nicht groß. 2050 sind sehr hohe Anteile Wärmenetze und dezentrale Wärmepumpen kostenoptimal. Um das Wärmenetzpotenzial zu heben, bedingt dies bereits einen möglichst weiten Netzausbau bis 2030 (wirtschaftlich notwendige hohe Wärmedichten). Um den Zielzustand für dezentrale Wärmepumpen zu erreichen, sind Mindestleistungen 2030 (Markthochlauf) notwendig. Relevant wird hierbei insbesondere die Konkurrenz zur Biomassenutzung in Hinblick auf die Erreichbarkeit des Sektorziels Gebäude.

Der Wärmemarkt 2030 stellt sich für die ermittelten Bandbreiten (zwischen hoher und moderater Sanierungsrate) zum Markthochlauf für Wärmepumpen und Wärmenetzen für das Basisszenario mit einem Ausstieg aus der dezentralen Biomassenutzung wie folgt dar:

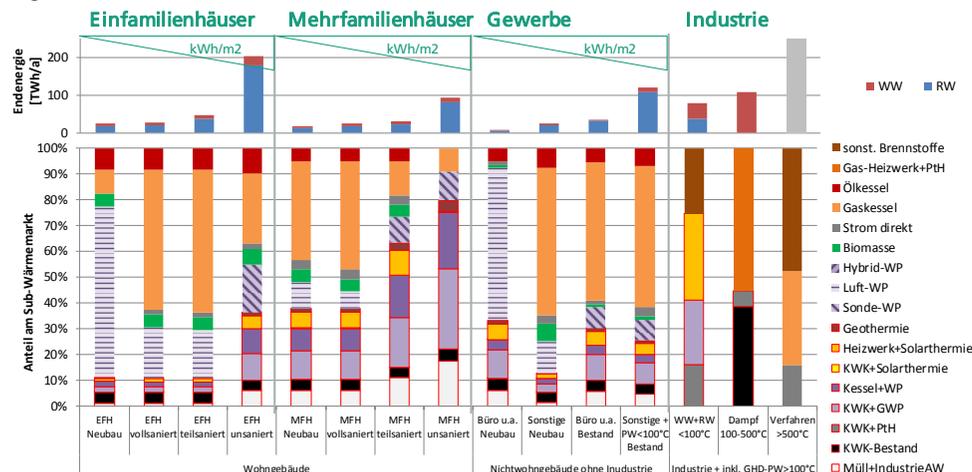


Abbildung 7-17:
Kostenminimaler
Wärmemarkt – Deutschland
2030 – wenig Biomasse A)

Der Anteil der Wärmepumpen liegt mit 16 % und der Anteil der Wärmenetze mit 37 % der Endenergie an der Grenze des maximal möglichen Markthochlaufs. **Das Sektorziel Gebäude ist also auch bei einer Minimierung der dezentralen Biomassenutzung erreichbar.** In den Wärmenetzen dominieren Großwärmepumpen. **Im Bereich kleinerer Wärmenetze (Nicht-ETS) werden Wärmepumpen mit Heizwerken kombiniert, da bei KWK-Nutzung höhere Emissionen im Sektorziel anfallen würden.** Dies würde jedoch die Eigenstromnutzung unterbinden, welche in Hinblick auf den COP und das Preisverhältnis zwischen Gas und Strom für einen effizienten Betrieb unter heutigen Rahmenbedingungen notwendig wäre. In ländlichen Netzen werden Solarthermieanlagen mit einem 40 %-igen Solaranteil und saisonalen Speicher gewählt. Des Weiteren sind bestehende ältere fossile und biogene KWK-Anlagen sowie Müll und Industrieabwärme berücksichtigt. Geothermie wird im Vergleich zu den Ergebnissen für 2050 aufgrund der geringeren Leistungsauslegung und damit höheren Auslastung sogar stärker ausgebaut, was wiederum weiterführende Fragen an den Transformationspfad offen lässt.

Im Vergleich dazu ist das Szenario bei einer energetischen Beibehaltung der dezentralen Biomassenutzung bzw. Ausweitung der Kesselanzahl dargestellt:

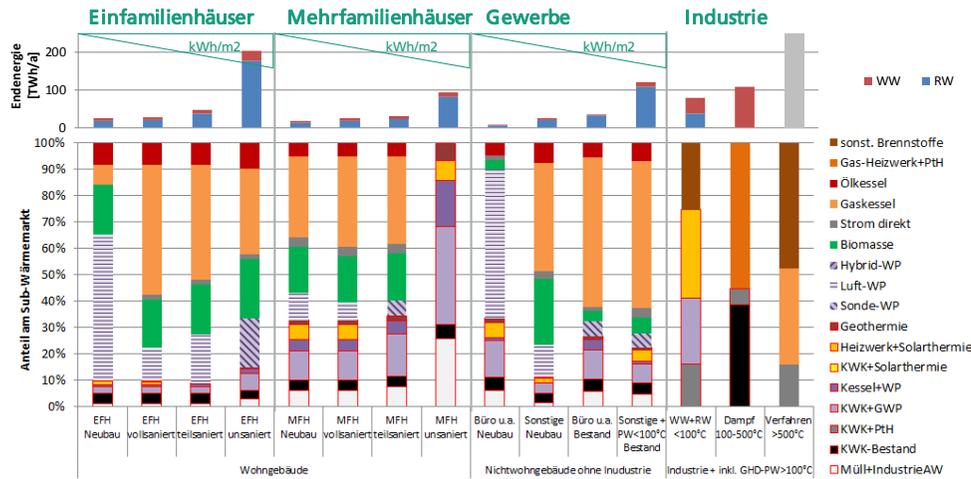


Abbildung 7-18: Kostenminimaler Wärmemarkt – Deutschland 2030 – viel Biomasse B)

Der Anteil der Wärmepumpen liegt hierbei nur noch bei 13 % im Mittelfeld und von Wärmenetzen mit 31 % an der Untergrenze der Randbedingungen der Optimierung. Damit würde **aufgrund der Biomassennutzung das Wärmenetzpotenzial nicht mehr ausreichen um im Fall eines Szenarios mit moderater Sanierung das notwendige Potenzial auch langfristig wirtschaftlich zu erschließen**. In diesem Szenario wird KWK auch im Nicht-ETS-Bereich in kleineren Wärmenetzen, trotz der damit zusammenhängenden höheren Emissionen im Sektorziel, eingesetzt. Aufgrund des geringeren Netzausbaus überträgt sich der Bedarf an thermischer Kraftwerksleistung für die Versorgungssicherheit im Strommarkt auf alle Netze, und aufgrund der Biomasseverfügbarkeit im Nicht-ETS gleichen sich die CO₂-Vermeidungskosten zwischen den Sektoren stärker an.

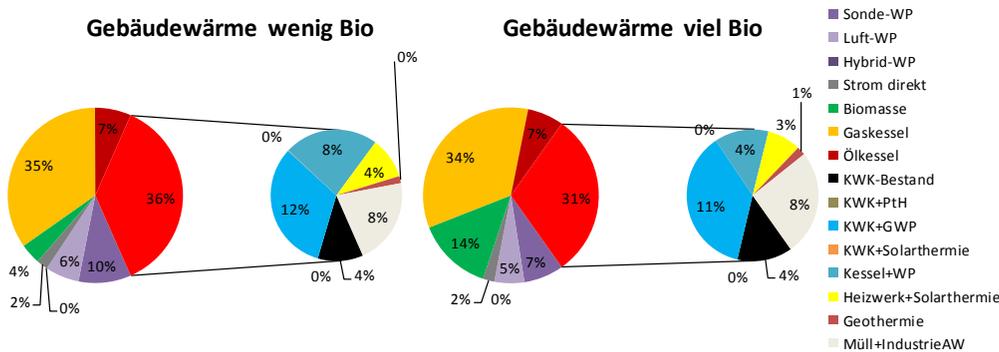


Abbildung 7-19: Vergleich kostenminimaler Wärmemarkt – Deutschland 2030 – Einfluss Biomasse

Die Strombilanz variiert dabei nur gering zwischen den Szenarien. Bei mehr dezentralen Biomasseeinsatz verringert sich die Stromerzeugung aus KWK und Steinkohle um 20 TWh. Dafür muss 5 TWh mehr Windstrom ausgebaut werden. Der Stromverbrauch von Wärmepumpen reduziert sich um 6 TWh und von Großwärmepumpen und Pth-Anlagen um 10 TWh. In Summe reduzieren sich der Stromverbrauch und die Stromerzeugung um 15 TWh.

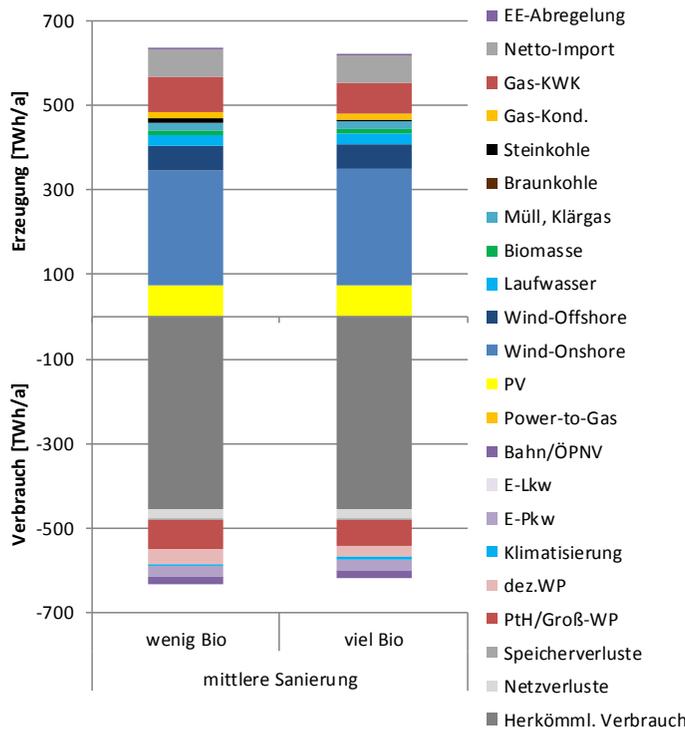


Abbildung 7-20: Kostenminimaler Strommarkt (Jahresenergiebilanz) – Deutschland 2030 – wenig A) und viel B) dezentrale Biomasse

Mit Blick auf die installierten Leistungen zeigt sich dies nur geringfügig bei einem etwas geringeren KWK-Bedarf (0,4 GW) und einem etwas höheren Wind-Onshore-Ausbau (1,6 GW). Entsprechend **besteht bei einer dezentralen Nutzung von Biomasse kein Vorteil um das Sektorziel 2030 zu erreichen**, sondern tendenziell ein Nachteil aufgrund des leicht höheren EE-Ausbaubedarfs.

Der hohe relative Wärmenetzausbau, bezogen auf einen im Jahre 2030 noch absolut hohen Wärmeverbrauch, führt zu einem **hohen wärmeseitigen Angebot für neue KWK-Anlagen**. Entscheidend ist hierbei aber der Bedarf an thermischer Kraftwerksleistung im Strommarkt um die verbleibenden Stromlücken effizient zu füllen. Hierbei werden Systeme mit großen flexiblen BHKW-Blöcken bei einer relativ geringen Leistungsauslegung auf die Wärmehöchstlast von ca. 20 % berücksichtigt. Teilweise werden aber von der Optimierung auch Kombinationen aus Heizwerken+EE-Wärme statt KWK+EE-Wärme gezogen. In Summe besteht unter den getroffenen Annahmen zum europäischen Rahmen und dem teilweisen Kohleausstieg in Deutschland ein Neubaubedarf von 14 GW.

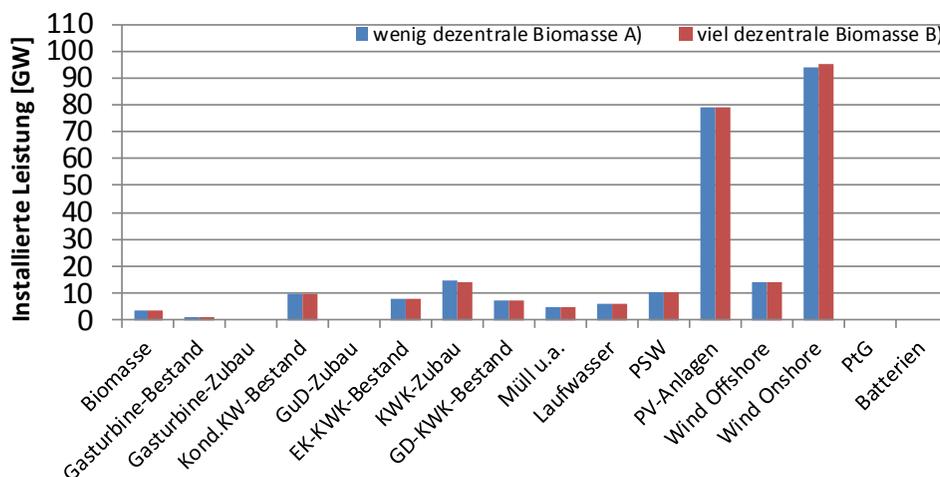


Abbildung 7-21: Kostenminimaler Strommarkt (Leistung) – Deutschland 2030 – wenig A) und viel B) dezentrale Biomasse

Power-to-Gas oder Batteriespeicher sind 2030 noch nicht notwendig, um die fluktuierenden EE in das Energiesystem zu integrieren. Für die Erreichung des Sektorziels Gebäude ist auch kein PtG-Import notwendig bzw. nicht kostenoptimal.

Ergebnisse

8 Schlussfolgerungen

Auf Basis der Ergebnisse können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

Auswirkungen der dezentralen Biomassenutzung und Gebäudesanierung

Das effizienteste System stellt langfristig ein System mit hoher Gebäudesanierung und einem langfristigen Ausstieg aus der dezentralen Biomassenutzung dar. Eine moderate Gebäudesanierung führt zu einem höheren Stromverbrauch (52-57 TWh/a) und EE-Ausbaubedarf sowohl im Strom- als auch im Wärmebereich. Die gesamtwirtschaftlichen Kostenunterschiede zwischen beiden Szenarien werden auf Basis der Arbeiten in (ifeu et al. 2018) als gering eingeschätzt, insbesondere da nur ein geringer zusätzlicher PtX-Importbedarf aus dem höheren Wärmebedarf resultiert und dieser durch EE-Wärme bereit gestellt werden kann. Dagegen führt bei einem begrenzten und gedeckelten Biomassepotenzial die fehlende Effizienz einer dezentralen monvalenten Nutzung zu höheren PtX-Importen von 60 bis 70 TWh – gegenüber einer Verlagerung in zentrale Heizwerke effizienter Hybridsysteme von Fernwärme und Industrie. Um das Sektorziel 2030 zu erreichen kann die Biomasse theoretisch fokussiert im Nicht-ETS-Bereich eingesetzt werden, entweder in dezentralen Kesseln oder flexibel in Heizwerken im „Nahwärmebereich“ in Verbindung mit anderen EE-Wärmeerzeugern. Dies würde aber die Anreize für den notwendigen Markthochlauf von Wärmenetzen und Wärmepumpen teilweise reduzieren.

Notwendiger Markthochlauf von Wärmepumpen und Wärmenetzen

Bei einer hohen Sanierungsrate und einem Ausstieg aus der dezentralen Biomassenutzung beträgt der Anteil der Wärmepumpen 66 % der Endenergie bei 73 % der Gebäude und Fernwärme und 31 % der Endenergie bei 24 % der Gebäude. Bei einer moderaten Sanierungsrate ohne Biomasse beträgt der Anteil der Wärmepumpen 63 % der Endenergie bei 70 % der Gebäude und der Anteil der Fernwärme 37 % der Endenergie bei 30 % der Gebäude. Der sich daraus ergebende Markthochlauf ist in folgender Grafik dargestellt. Um dabei das Wärmenetzpotenzial zu erschließen ist näherungsweise ein Ausbau bereits bis zum Jahre 2030 notwendig. Bei Wärmepumpen bestehen dagegen noch gewisse Freiheitsgrade je nach dem ob eine Wärmepumpe beim ersten oder zweiten Kesseltausch bis 2050 installiert wird.

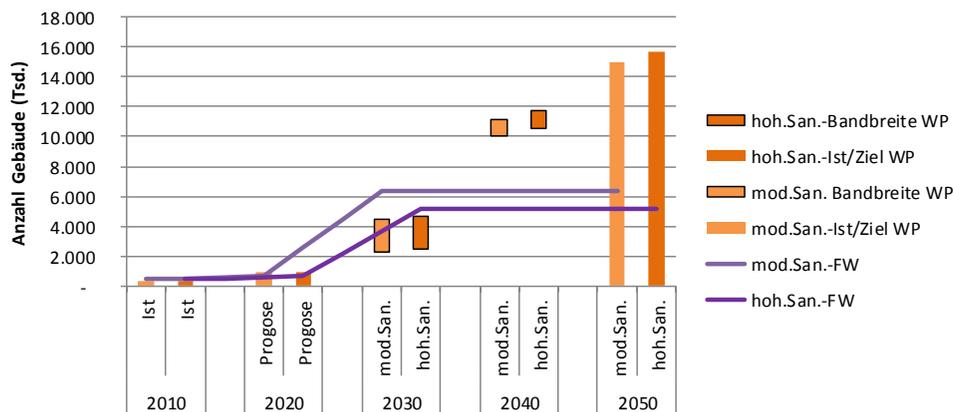


Abbildung 8-1:
Markthochlauf für
Wärmepumpen und
Wärmenetze bei einem
unterstellten Ausstieg einer
dezentralen
Biomassenutzung

Inbesondere für den Markthochlauf von Wärmenetzen soll diese Herausforderung am notwendigen Bau von km Fernwärmeleitungen für das Beispiel moderate Sanierung Ausstieg Biomasse 2.A) verdeutlicht werden. Mit 37 % der Endenergie (bei 30 % der Gebäude) ist dieses Ausbaupotenzial vergleichbar zu dem minimale theoretisches Wärmenetz ausbaupotenzial von mindestens 35 %. Dies bedeutet, dass selbst bei einem langfristig sehr ambitionierten Dämmszenario und damit sehr starken Rückgang des Raumwärmebedarfs sich eine frühzeitige Investition in Wärmenetze auf dieses

Niveau immer noch wirtschaftlich abschreiben lässt (unter der Annahme das nur die Quartiere mit den höchsten Wärmedichten durch Netze erschlossen werden).

Dabei ist sowohl der Anteil der Fernwärme an Wohn- und GHD-Nichtwohngebäuden als auch die derzeit verbauten km Fernwärme-Trassenlänge statistisch nicht genau erfasst und kann nur über die Erfassungen von AGFW, BDEW und BAFA abgeschätzt werden. Derzeit sind vor allem große Gebäude mit hohem durchschnittlichen Anschlusswert pro Hausstation von 132 kW angeschlossen, wodurch eine hohe durchschnittliche Trassenlänge pro Hausstation von 57 m/Station resultiert (Daten AGFW). Der Mittelwert über alle MFH und GHD-Nichtwohngebäude in Deutschland liegt aber bei ca. 1/3 des heutigen Anschlusswertes der Fernwärme. Wenn man vereinfacht die durchschnittliche Trassenlänge pro Hausanschluss um den Faktor 3 gegenüber heute auf 19 m/Gebäude reduziert, dann ergibt sich ein notwendiger zusätzlicher Netzausbau von 85.000 km und 5,7 Mio. zusätzliche Hausanschlüsse um in 12 Jahren von 11 % auf 37 % Endenergieanteil zu kommen. Dies stellt eine Steigerung um den Faktor 6 bis 7 gegenüber dem bestehenden Netzausbau dar. Diese Abschätzung ist in folgender Abbildung verdeutlicht und stellt in Anbetracht der Unsicherheiten zur Datenbasis und realen Quartieren eine erste Orientierung dar.

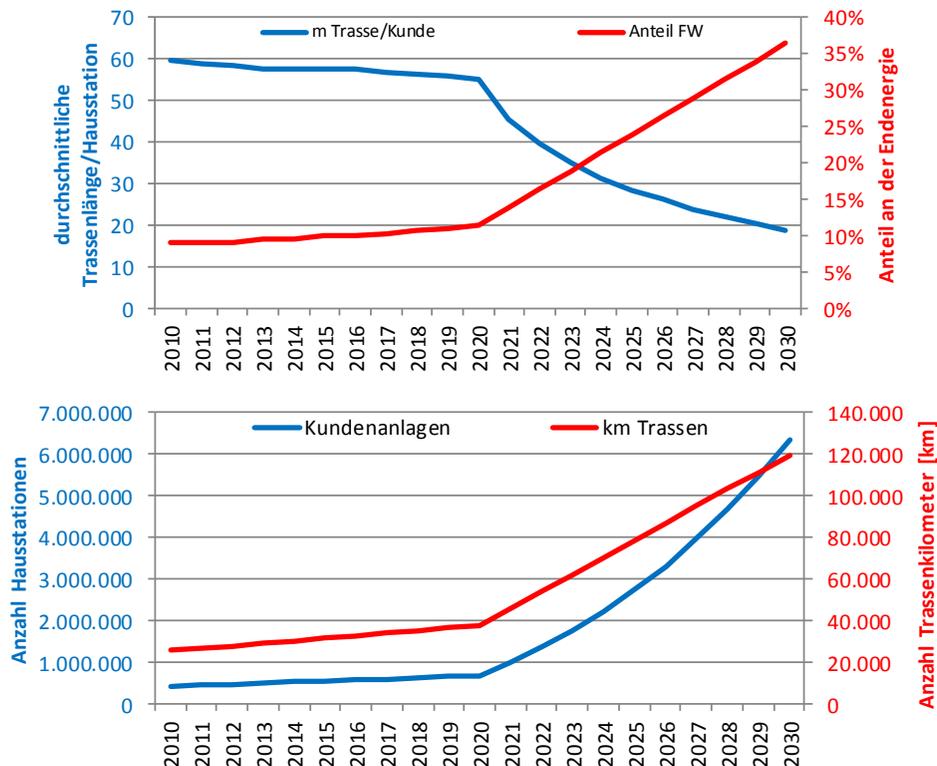


Abbildung 8-2: Abschätzung des Ausbaubedarfs für Wärmenetze (moderate Sanierung, Ausstieg dezentrale Biomassenutzung)

Voraussetzungen um die Potenziale von Wärmepumpen zu erschließen

Aufgrund von 3 Faktoren können sich für Großwärmepumpen in geeigneten Quartieren Kostenvorteile gegenüber dezentralen Wärmepumpen ergeben:

- Effizienz durch Auslegung auf die Mittellast und damit verbundener geringerer Temperaturhub (Rücklauftemperatur im Winter und Vorlauftemperatur im Übergang)
- höherer Gütegrad von Hochtemperaturwärmepumpen
- geringere spezifische Kosten

Dadurch können die höheren Kosten für den Bau und Erhalt der Wärmenetze kompensiert werden. Ein zentrales Hemmnis um dieses Potenzial zu nutzen ist auch noch mittelfristig bei steigenden CO₂-Preisen das Verhältnis zwischen Gas- und Strompreis, welches einen effizienten Anlageneinsatz unterbinden kann. Im Rahmen

der Anlagenförderung im Markthochlauf sind deswegen arbeitspreisbezogene Förderungen oder Ausnahmen der Netzentgeltstruktur für unterbrechbare/atypische Stromverbraucher zu diskutieren um den grenzkostenbasierten Anlageneinsatz zu verbessern, so dass für Großwärmepumpen ein Fremdstrombezug immer wirtschaftlich möglich wird. Ohne diese Anpassungen wäre nur ein zeitgleicher Betrieb mit KWK-Eigenstrom möglich.

Im Massenmarkt Einfamilienhaus ist die Luft-Wärmepumpe die zentrale Heizungstechnologie und kann technisch auch über Anpassung im Heizkreis (Einstellen der Heizkurve an Verbesserung der Bausubstanz und hydraulischen Abgleich, Vermeidung von Nachabsenken, Heizkörperaustausch auf Niedertemperaturradiatoren) in teil- und unsanierten Bestandsgebäuden integriert werden. Hybrid-WP auf Gasbasis, welche den bestehenden Kessel weiter nutzen können, weisen in unsanierten EFH und MFH die geringsten Kosten aller Wärmepumpentechnologien auf. Im EFH kann dabei eine geringe WP-Leistungsauslegung die wirtschaftliche Basis für einen Sanierungsfahrplan sein, bei welchem am Ende ein bivalentes monoenergetisches System ohne Kessel steht. Im MFH generell oder im nicht sanierbaren EFH (denkmalgeschützt, Fachwerk) kann eine Hybrid-WP auch eine dauerhafte Lösung darstellen. Bei dezentralen Wärmepumpen wäre der anlassbezogene Kessel-Sanierungsfall bereits heute den Einsatz von Wärmepumpen wirtschaftlich unter Förderung darstellen lassen, wenn die Verbraucher eine perfekte Voraussicht hinsichtlich der zukünftigen Preisentwicklung hätten bzw. wenn ein politischer Rahmen grundsätzliche Mindestpreisentwicklungen für z. B. CO₂ für Investoren absichern würde. Vergleichbar zu Großwärmepumpen stellt sich jedoch der grenzkostenbezogene Anlageneinsatz am Strommarkt für dezentrale Hybrid-WP in Abhängigkeit der arbeitspreisbezogenen Stromkostenbestandteile dar. Hier muss derzeit bewusst der ökologische Betrieb an der Anlage vom Nutzer gewählt werden, damit die Wärmepumpe bei bereits getätigter Investition auch grenzkostenbasiert an kalten Tagen eingesetzt würde. Hier wären ggf. weitere Maßnahmen möglich, wie eine Anlagenförderung an den erreichten Deckungsanteil zu knüpfen oder eine arbeitspreisbezogene Förderung einzuführen.

Voraussetzungen um die Potenziale von Wärmenetzen und deren Versorgung mit EE-Wärme heben zu können

Es besteht ein hohes theoretisches Wärmenetzausbaupotenzial von bis zu 35 bis 44 % wenn Wärmenetze bis 2030 sehr schnell ausgebaut würden. Und grundsätzlich bestehen technisch auch ausreichend EE-Wärmenetzpotenziale dieses hohe Potenzial an Wärmenetzen zu versorgen. Dabei gibt es zwei grundsätzliche zentrale Voraussetzungen um die EE-Wärmepotenziale für Netze zu heben – die Reduktion der Netztemperaturen und der Bau von langen Anbindeleitungen. Die Vorlauftemperatur kann mittelfristig im Bereich der bestehenden Netze und Netzverdichtung nicht stark reduziert werden. Aber der Bau neuer Netze gewinnt in den Szenarien stark an Bedeutung und dort können auch in der nächsten Dekade Bestandsgebäuden auf niedrigem Temperaturniveau versorgt werden (je nach Dämmniveau der Gebäude eines Quartiers und ggf. zusätzlichen Maßnahmen wie hydraulischen Abgleich u.a.). Langfristig ist mit zunehmender Sanierung der Gebäude auch von geringeren Restriktionen in bestehenden und verdichteten Netzen auszugehen. Für einzelne unsanierte Gebäude sind vergleichbare Anpassungen und Einstellungen des Heizkreises wie für dezentrale Wärmepumpen möglich. Große und lange Anbindeleitungen werden wichtig um zentrale und kostengünstige EE-Wärmequellen zu erschließen und die Wärme in Innenstädte zu transportieren.

Langfristige Zielerreichung einer vollständigen Dekarbonisierung der Gebäudewärme

PtG/PtL in monovalenten dezentralen Kessel ist auch bei niedrigen zukünftigen Importpreisen für die Gebäudeversorgung energetisch von geringer Bedeutung. Statt dessen wird Biomasse und ggf. PtG/PtL in der Spitzenlast und in Zeiten der

Dunkelflaute für die Fernwärmeversorgung eingesetzt und ggf. auch dezentral in Kombination mit Hybrid-WP. Zusätzlich dazu ist den Einsatz der begrenzt verfügbaren Biomasse in Hochtemperaturanwendungen in der Industrie und in der stofflichen Nutzung gegenüber Holzheizungen zu bevorzugen. Dezentrale Wärmepumpen bilden langfristig den größten Markt. Dabei ist die Wärmnetzinfrastruktur in Verbindung mit EE-Wärme bei ausreichenden Wärmedichten aber kostengünstiger als dezentrale Wärmeversorgung mit Wärmepumpen. Großwärmepumpen als zentrale Quelle oder dezentral in Nahwärmenetzen haben die höchste Wirtschaftlichkeit. Solarthermie ist insbesondere im ländlichen Raum bei Saisonspeicherung und hohen solaren Deckungsanteilen attraktiv, und kann teilweise ein zusätzliches Element in Städten auch bei geringeren solaren Deckungsanteilen sein. Geothermie muss kostenseitig zwischen kostengünstigen Potenzialen in den Ballungsräumen mit besonders hohen Temperaturen und anderen Standorten unterschieden werden. Für letzte bedarf es weitergehende Untersuchungen zur Nutzung der Anlage im Transformationspfad eines Netzes um das Potenzial besser bewerten zu können. Sehr hohe Anteile von Wärmenetzen sind möglich, wenn bis 2030 ein Großteil der Potenziale gehoben wird. Aus dem notwendigen Markthochlauf für Wärmenetze und dezentralen Wärmepumpen ergibt sich ein Ausstiegsfahrplan für dezentrale Biomasse.

Erreichbarkeit des Sektorziels Gebäudewärme 2030

Das Sektorziel für Gebäudewärme kann sowohl durch den starken Ausbau von großen Wärmenetzen (Verlagerung von Emissionen in den ETS-Bereich) als auch den Einsatz von dezentraler Biomasse (Allokation eines begrenzten Potenzials im Gebäudesektorbereich) in seinem Ambitionsniveau stark reduziert werden, ohne damit implizit den Ausbau von EE-Wärme zu berücksichtigen. Generell ist eine Beibehaltung der Biomassenutzung aber nicht notwendig um das Sektorziel zu erreichen, bzw. ist es in Hinblick auf die Anreize für einen schnellen Wärmenetzausbau ggf. sogar ein Hemmniss. Bei den EE-Wärmetechnologien kommt es auch zu Verlagerungen zwischen den Sektoren (KWK in kleinen Wärmenetzen führen zu Emissionen im Sektorziel einerseits, dagegen führt der Stromverbrauch aus Wärmepumpen zu einer Verlagerung in den ETS), die aber im Strombereich durch den EE-Ausbau oder Kohleausstieg leichter als im Wärmebereich kompensiert werden können. Die Rolle der KWK kann hierbei nicht abschließend bewertet werden, da methodische Anlagen der Simulation von Stützjahren keine geschlossene Optimierung des gesamten Transformationspfades ermöglicht. Grundsätzlich sind mit großen BHKW (z. B. 10 MW) vergleichbare Kosten wie bei großen GuD-Entnahmekondensationskraftwerken (z. B. 100 MW) bei geringeren Lebensdauern zu erwarten. Ein frühzeitiger starker Wärmenetzausbau (Hausanschlüsse) führt bei einem noch hohen Raumwärmbedarf (Sanierung) mittelfristig zu sehr hohen thermischen Nachfragen in den Netzen. Entscheidend ist deshalb für die KWK die Höhe und Dauer der Stromlücke die sich durch den EE-Ausbau, den europäischen Stromhandel oder den Kohleausstieg noch ergeben. Dabei kann die Kombination von Heizwerken (Gas oder feste Biomasse) mit anderer EE-Wärme (Großwärmepumpe, Solarthermie, Geothermie) eine alternative Brückentechnologie zur KWK darstellen. Grundsätzlich ist aber bei der KWK ein Paradigmenwechsel zu verzeichnen. Während in früheren Diskussionen die Flexibilisierung der KWK durch eine hohe Auslegung auf die Wärmehöchstlast im Vordergrund stand (um hohe KWK-Wärmedeckungsanteile zu erreichen), sollte im Zusammenhang mit einem starken und schnellen Netzausbau eine geringe Leistungsauslegung in Bezug zur Höchstlast angestrebt werden. Die Stromlücke und damit die Stromerzeugung stellt den größeren wirtschaftlichen Hebel für die Auslegung der KWK dar. Damit gehen geringere KWK-Wärmedeckungsanteile einher. Die Wärme muss in diesem Fall bereits frühzeitig auch durch EE-Wärme gedeckt werden.

Offene Fragen

Das, was diese Untersuchung nicht leisten kann, ist komplette Transformationspfade modellendogen zu optimieren. Darauf aufbauend wird bei Projektabschluss in einem weiteren Teilbericht des Projektes „TRANSFORMATIONSPFADE IM WÄRMESEKTOR“ eine Pfadoptimierung über den Zeitraum von 2020 bis 2050 geschlossen und in 5-Jahresschritten eingesetzt um die Restriktionen und Rückwirkungen im Pfad aus der Makro-Perspektive weitergehend zu analysieren. Zudem werden aus der Mikro-Perspektive in konkrete Beispielnetze Transformationspfade unter betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen optimiert. Ein weiterer Punkt, der in dieser Studie grundsätzlich nicht berücksichtigt werden kann, ist der Einfluss demografischer und sozioökonomischer Effekte bzw. Restriktionen, die sich durch eine alternde Bevölkerung im strukturschwachen Raum ergeben können. Des weiteren bestehen offene Punkte hinsichtlich der GIS-Datenverfügbarkeit, der möglichen Überlagerung von EE-Wärmepotenzialen und deren Verschneidung mit dem Wärmenetzausbaupotenzial, bezogen auf die realen Quartiere des gesamten deutschen Gebäudebestandes heute und im Transformationspfad.

9 Literaturverzeichnis

AG Energiebilanzen e. V. (Hg.) (2012): Energie in Zahlen. Arbeit und Leistungen der AG Energiebilanzen. Berlin, zuletzt geprüft am 09.10.2015.

Agemar, Thorsten; Suchi, Evelyn; Moeck, Inga (2018): Die Rolle der tiefen Geothermie bei der Wärmewende. Wie Deutschland 60 % erneuerbare Wärme bis 2050 schaffen könnte. Leibniz Institut für angewandte Forschung. Hannover, zuletzt geprüft am 26.11.2018.

AGFW; IER, Universität Stuttgart; Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg; Jung Stadtkonzepte (2018): 40/40 Strategie. Unser Konzept für die Wärmewende. Unter Mitarbeit von Markus Blesl, Matthias Koziol, Maria Christin Ludwig, Harald Rapp, Bernd Tenberg, Sarah Vautz und Stefan Wolf. Frankfurt am Main, zuletzt geprüft am 21.01.2019.

Agora Energiewende (2016): Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens. Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors (Kurzzusammenfassung). Berlin.

Agora Verkehrswende; Agora Energiewende; Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Hg. v. Agora Energiewende. Berlin.

Bayerisches Landesamt für Umwelt (2018): Datendownload Passau Ilzstadt/Donau. Tageswerte. Gewässerkundlicher Dienst Bayern. Online verfügbar unter <https://www.gkd.bayern.de/de/fluesse/abfluss/passau/passau-ilzstadt-10092000/download>, zuletzt aktualisiert am 05.09.2018.

BDEW (2017): Beheizungsstruktur des Wohnungsbaubestands in Deutschland 2017. Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V., zuletzt geprüft am 06.12.2018.

Beuth Hochschule für Technik Berlin; ifeu (2015): Dämmbarkeit des deutschen Gebäudebestands. Berlin, Heidelberg, zuletzt geprüft am 21.01.2019.

BMUB (2013): Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie für Deutschland gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Berlin.

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.

BMWi (2018): Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung. Analysen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Auftraggeber Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, zuletzt geprüft am 22.01.2019.

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.

Bundesanstalt für Gewässerkunde (2018): Download Modul: Seletion nach Messstellen, Kenngrößen, Jahren. Online verfügbar unter http://fgg-rhein.bafg.de/dkrr/dl_auswahl.asp?S=0&JA=2015.

BWP (2018): Heizkörperrechner zur überschlägigen Ermittlung von Heizkörperleistungen. Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.waermepumpe.de/heizkoerperrechner/>, zuletzt geprüft am 21.01.2019.

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

Enerdata (2016): Odyssee. Energieeffizienz & Energienachfrage. Online verfügbar unter <http://germany.enerdata.net/abonnement/energieeffizienz-datenbank.php>, zuletzt geprüft am 06.06.2018.

energie-experten.org (2018): Plattenheizkörper-Typen, Maße, Leistung und Preise im Überblick. Unter Mitarbeit von Sven Vörtmann – Internet und IT Service und TYPO3. Energie Experten. Hamburg. Online verfügbar unter <https://www.energie-experten.org/heizung/heizungstechnik/heizkoerper/plattenheizkoerper.html>, zuletzt geprüft am 21.01.2019.

Energieinstitut Vorarlberg (2018): Faktencheck: Vor- und Nachteile von Infrarotheizungen. Unter Mitarbeit von Schlader Wilhelm. Dornbirn. Online verfügbar unter <https://www.energieinstitut.at/buerger/haustechnik-energieversorgung/faktencheck-vor-und-nachteile-von-infrarotheizungen/>, zuletzt aktualisiert am 21.01.2019, zuletzt geprüft am 21.01.2019.

ENTSO-E (2015): 2015 – Scenario Outlook & Adequacy Forecast. Brüssel.

ENTSO-E (12.08.2015): Erzeugung monatlich all countries 2012.

ENTSO-E (2018a): Load and consumption data. Specificities of member countries. Brüssel. Online verfügbar unter https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/Load_and_Consumption_Data.pdf, zuletzt aktualisiert am 11.06.2018, zuletzt geprüft am 11.06.2018.

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

ENTSO-E (2018c): Monthly Hourly Load Values. Hg. v. ENTSO-E. Brüssel. Online verfügbar unter https://www.entsoe.eu/data/power-stats/hourly_load/, zuletzt aktualisiert am 11.06.2018, zuletzt geprüft am 11.06.2018.

ENTSO-E (2018d): Production, Consumption, Exchange Package. Brüssel. Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/db-query/country-packages/production-consumption-exchange-package>, zuletzt geprüft am 06.06.2018.

FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2017): Flexibilisierung der KWK. München, zuletzt geprüft am 13.06.2018.

Flussgebietsgemeinschaft Elbe: Datenportal der FGG Elbe. Magdeburg. Online verfügbar unter https://www.elbe-datenportal.de/FisFggElbe/content/auswertung/UntersuchungsbereichAuswahl_erstStart

Flussgebietsgemeinschaft Weser (2018): Weserdatenbank. Online verfügbar unter <https://www.fgg-weser.de/weserdatenbank>, zuletzt aktualisiert am 05.09.2018.

Fraunhofer IWES (2016): SCOPE. Sektorenübergreifende Einsatz- und Ausbauoptimierung für Analysen des zukünftigen Energieversorgungssystems. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Kassel.

Fraunhofer IWES (2017a): Analyse eines europäischen -95 % -Klimaszenarios über mehrere Wetterjahre. Teilbericht. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Kassel.

Fraunhofer IWES; BBH; IKEM (2011): Bahnstrom Regenerativ. Analyse und Konzepte zur Erhöhung des Anteils der Regenerativen Energie des Bahnstroms. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Becker-Bütter-Held (BBH); Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM). Kassel, Berlin.

Fraunhofer IWES; IAEW; Stiftung Umweltenergierecht (2014): Roadmap Speicher. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung. Endbericht. Unter Mitarbeit von Carsten Pape, Norman Gerhardt, Philipp Härtel, Angela Scholz, Rainer Schwinn, Tim Drees et al. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik; Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen; Stiftung Umweltenergierecht. Kassel, Aachen, Würzburg.

Fraunhofer IWES/IBP (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Ableitung von optimalen strukturellen Entwicklungspfaden für den Verkehrs- und Wärmesektor. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik und Institut für Bauphysik. Kassel.

Fraunhofer (IWES) (2017b): Analyse eines europäischen -95 %-Klimazielszenarios über mehrere Wetterjahre. Teilbericht im Rahmen des Projektes: KLIMAWIRKSAMKEIT ELEKTROMOBILITÄT – Entwicklungsoptionen des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel- und langfristige Klimaziele. Unter Mitarbeit von Norman Gerhardt, Diana Böttger, Tobias Trost, Angela Scholz, Carsten Pape, Ann-Katrin Gerlach et al. Kassel, zuletzt geprüft am 21.01.2019.

Günther; Lehmann; Lorenz; Purr (2017): Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten. Umweltbundesamt. Berlin.

GWS; Fraunhofer ISI; DIW; DLR; Prognos (2018): Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende. GWS Research Report 2018/04. Unter Mitarbeit von Christian Lutz, Markus Flaute, Ulrike Lehr, Andreas Kemmler, Almut Kirchner, Alex auf der Maur et al. Osnabrück, zuletzt geprüft am 21.01.2019.

Hamann, Achim (2015): Grundlagen der Abwasserwärmenutzung. Leitfaden für Architekten, Ingenieure und Stadtplaner. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.

Härtel, P.; Korpås, M. (2017): Aggregation Methods for Modelling Hydropower and Its Implications for a Highly Decarbonised Energy System in Europe. In: *Energies* 10 (11), S. 1841. DOI: 10.3390/en10111841.

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

ifeu (2017): Wärmenetzsysteme 4.0. Endbericht. Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme "Modellvorhaben erneuerbarer Energien in hocheffizienten Niedertemperaturnetzen". ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg. Heidelberg, Berlin, Düsseldorf, Köln, zuletzt geprüft am 28.08.2018.

ifeu (2018a): EnEff: Wärme – Netzgebundene Abwärmenutzung. Potenziale industrieller Abwärme in Wärmenetzen ermitteln. NENIA. Hg. v. FIZ Karlsruhe – Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH. Karlsruhe, Heidelberg. Online verfügbar unter <https://projektinfos.energiewendebauen.de/projekt/potenziale-industrieller-abwaerme-in-waermenetzen-ermitteln/>, zuletzt geprüft am 21.01.2019.

ifeu (2018b): Kommunale Abwässer als Potenzial für die Wärmewende. Kurzstudie im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Unter Mitarbeit von Sara Fritz und Martin Pehnt. Heidelberg, zuletzt geprüft am 21.01.2019.

- ifeu; Beuth Hochschule für Technik (2017): Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich. Anlagenpotential. ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; Beuth Hochschule für Technik Berlin. Heidelberg, Berlin, zuletzt geprüft am 07.08.2018.
- ifeu; Fraunhofer IWES; consentec (2018): Der Wert der Energieeffizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorkopplung. Hg. v. Berliner Energietage 2018. ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik. Berlin.
- ifeu; GEF; AGFW (Hg.) (2013): Transformationsstrategien Fernwärme. TRAFÖ. Unter Mitarbeit von Angelika Paar. ifeu – Institut für Wohnen und Umwelt; GEF Ingenieur AG; AGFW, Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK. Frankfurt am Main: AGFW-Projektges (Forschung und Entwicklung/AGFW, 24), zuletzt geprüft am 21.01.2019.
- 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.
- IWU (2002): Energetische Kenngrößen für Heizungsanlagen im Bestand. Unter Mitarbeit von Nikolaus Diefenbach, Tobias Loga, Rolf Born, Marc Großklos und Carsten Herbert. Darmstadt, zuletzt geprüft am 21.01.2019.
- Jentsch, M. (2014): Potenziale von Power-to-Gas Energiespeichern. Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen Einsatzes im zukünftigen Stromversorgungssystem. Dissertation. Universität Kassel. Online verfügbar unter <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-336756.html>.
- Kaltschmitt; Merten; Fröhlich; Nill (2003): Energiegewinnung aus Biomasse. Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 "Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit". Berlin, Heidelberg.
- Kammer, Henriette (2017): Thermische Seewassernutzung in Deutschland. Dissertation.
- Kayser, Martin; Kaltschmitt, Martin (1998): Potentiale hydrothormaler Erdwärme in Deutschland. Angebotspotential der Erdwärme sowie rechtliche und wirtschaftliche Aspekte der Nutzung hydrothormaler Ressourcen. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieandwendung, Universität Stuttgart. Stuttgart, zuletzt geprüft am 26.11.2018.
- LANUV (2015): Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW. LANUV-Fachbericht 40. Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen. Recklinghausen, zuletzt geprüft am 16.08.2018.
- LANUV (2018a): Anfrage zu Potentialstudie Geothermie, 2018. E-Mail an Norman Gerhardt.
- LANUV (2018b): Potenzialstudie Warmes Grubenwasser. LANUV-Fachbericht 90. Hg. v. Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen. Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen. Recklinghausen, zuletzt geprüft am 27.11.2018.
- Oehsen, A. v. (2012): Entwicklung und Anwendung einer Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung für die Untersuchung von Energieversorgungszenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland. Dissertation. Universität Kassel. Online verfügbar unter <https://kobra.bibliothek.uni-kassel.de/bitstream/urn:nbn:de:hebis:34-2013050742706/5/DissertationAmanyVonOehsen.pdf>.

- Öko-Institut e. V. (2017): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation. Unter Mitarbeit von Philipp Linz, Simon Wolf, Hauke Hermann, Benjamin Greiner, Felix Matthes und Vanessa Cook, zuletzt geprüft am 21.01.2019.
- 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.
- Öko-Institut e. V.; Fraunhofer ISI; Prognos; M-Five; IREES; FIBL (2018): Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung. Zusammenfassung. Freiburg, zuletzt geprüft am 21.01.2019.
- Prognos; Fraunhofer IFAM; IREES; BHKW-Consult (2014): Potenzial- und Kosten Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Berlin.
- Prognos; ifeu; IWU (2015): Hintergrundpapier zur Energieeffizienzstrategie Gebäude. Erstellt im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitforschung zur Erarbeitung einer Energieeffizienzstrategie Gebäude. Unter Mitarbeit von Nils Thamling, Martin Pehnt und Joachim Kirchner. Hg. v. Prognos. Berlin, Heidelberg, Darmstadt, zuletzt geprüft am 06.12.2018.
- Ritter XL Solar (2018): Potentiale der Großflächen-Solarthermie für urbane Wärmenetze. unveröffentlicht. Unter Mitarbeit von Martin Wilige. Berlin. In: *Workshop Transformation Fernwärme*, 14.09.2018, zuletzt geprüft am 22.01.2019.
- Schwinghammer, Florian (2012): Thermische Nutzung von Oberflächengewässern. Masterarbeit. Albert-Ludwigs-Universität, Freiburg i. Br. Institut für Hydologie, zuletzt geprüft am 26.11.2018.
- SIEMENS (2018): Wärmepumpen. neue Perspektiven für die Wärmeerzeugung. unveröffentlicht. Unter Mitarbeit von Norbert Wenn, Jochen Schäfer und Florian Reißner. Berlin. In: *Workshop Transformation Fernwärme*, 14.09.2018, zuletzt geprüft am 22.01.2019.
- UBA (2018): Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefergeothermischer Ressourcen. Umweltbundesamt. Berlin.
- Umweltbundesamt GmbH (2017): CORINE Land Cover. Wien.
- Universität Oldenburg; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie; NEXT ENERGY – EWE-Forschungszentrum für Energietechnologie e. V. (2015): RESTORE 2050. Regenerative Stromversorgung & Speicherbedarf in 2050. Oldenburg, Wuppertal.
- Zhu, Ke; Blum, Philipp; Ferguson, Grant; Balke, Klaus-Dieter; Bayer, Peter (2010): The geothermal potential of urban heat islands. In: *Environ. Res. Lett.* 5 (4), S. 44002. DOI: 10.1088/1748-9326/5/4/044002.